



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“Optimización del Sistema de Medición Ultrasónica a partir de la Estimación de la Incertidumbre”

TESIS QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JOFRE UGALDE HECTOR EDUARDO

DIRECTOR DE TESIS:

M.I Felipe de Jesús Lucero Aranda



México, Ciudad Universitaria, marzo 2016.

Agradecimientos:

A mis padres, por haberme brindado todo el cariño, apoyo, impulso y motivación para seguir adelante y concretar objetivos, metas y sueños. Por haberme inculcado grandes valores que hoy me hacen mejor persona y, por la valiosa educación que me proporcionaron, misma que me permitió llegar a ser profesionista. Por todas esas enseñanzas que día a día me dan, que no se limitan y que me han sido de gran utilidad.

A mi hermana, por haber sido apoyo incondicional ante cualquier situación y por los momentos que hemos vivido.

A mis amigos, colegas y hermanos que a lo largo de todo el trayecto en la Universidad me brindaron todo su apoyo, enseñanzas y consejos que hicieron de la Facultad, un segundo hogar. Por todas esas risas y momentos que compartimos, llegando a obtener grandes resultados.

A mis profesores. Al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, por haber sido uno de los mejores profesores que durante la carrera tuve el agrado de conocer, así mismo por haber sido el Director del trabajo de Tesis. Al M.I. Ulises Neri Flores, por haberme brindado la oportunidad de participar en proyectos a nivel profesional y extra-académicos, mismos que generaron un gran aprendizaje. Al Ing. Juan Ignacio Ramírez García, por todo el apoyo que me brindó en la realización del trabajo de Tesis. Además de a todos aquellos con quien tuve el agrado de cursar diversas asignaturas, que si bien no los menciono de manera particular, cada uno de Uds. Contribuyó en la formación profesional de un servidor.

A la Facultad de Ingeniería, porque dentro de sus instalaciones adquirí valiosos conocimientos y gran formación, así mismo, a sus catedráticos, pues sin ellos, este logro no sería posible.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme una generosa educación desde el nivel bachillerato, porque dentro de sus instalaciones encontré: cultura, arte, ciencia, amigos, experiencias y sobre todo un segundo hogar durante 8 felices años.

Contenido

Justificación.....	5
Resumen.....	6
Introducción.....	7
Capítulo 1. Conceptos Básicos y Antecedentes de la Metrología.....	8
1.1 Conceptos básicos de Metrología. ¹	8
1.2 Conceptos Básicos de Probabilidad y Estadística.....	14
1.3 ¿Por qué se requiere medir? Y ¿Para qué?.....	14
1.4 Evolución de la Metrología.....	16
1.5 Antecedentes de Medición.....	18
1.6 Unidades de Medición.....	27
1.7 Metrología Legal.....	31
1.7.1 Normatividad Nacional.....	36
Referencias Capítulo 1.....	38
Capítulo 2. Tecnologías de Medición.....	39
2.1 Tecnologías de medición.....	39
2.1.1 Medidores de flujo tipo, Presión Diferencial.....	39
2.1.1.3.2 Ventajas y Limitaciones de los medidores tipo Presión Diferencial:.....	46
2.2.2 Medidores de Desplazamiento Positivo.....	46
2.2.3 Medidores tipo Turbina.....	50
2.2.4 Medidores Magnéticos.....	51
2.2.5 Medidores máxicos tipo Coriolis.....	53
2.2.6 Medidores Ultrasónicos.....	55
Referencias Capítulo 2.....	55
Capítulo 3. Estado del arte del medidor Ultrasónico.....	56
3.1 Fenómenos físicos involucrados.....	57
3.2 Historia del desarrollo del ultrasonido.....	58
3.3 Principios Físico.....	58
3.3.1 Efecto Doppler.....	58
3.3.1.1 Principio de Operación:.....	59
3.3.1.2 Consideraciones del Ultrasónico tipo Doppler.....	60
3.3.1.3 Características del ultrasónico tipo Doppler.....	60

3.3.2 Tiempo de Tránsito.....	60
3.3.2.1 Principio de Operación.....	61
3.3.2.2 Miscelánea de ecuaciones.....	62
3.4 Construcción de medidor Ultrasónico.....	64
3.5 Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos.....	65
3.6 Instalación de un medidor ultrasónico.....	65
3.7 Rutina de cálculo de volumen neto estándar, a partir de la medición de flujo.....	66
3.7.1 Factores de Corrección.....	66
3.7.2 Metodología de cálculo.....	70
3.8 Mantenimiento de un medidor ultrasónico.....	71
Referencias capítulo 3.....	72
Capítulo 4. Análisis de la Incertidumbre.....	73
4.1 Estimación de la Incertidumbre.....	73
4.1.1 Conceptos que se asocian con la incertidumbre de medida.....	73
4.1.2 Formulas necesarias.....	74
4.1.2.1 Bases teóricas de modelos de incertidumbres.....	75
4.2 Fuentes que contribuyen en la incertidumbre.....	78
4.3 Paso a paso, partiendo de la selección de un medidor ultrasónico.....	81
4.3.1 Modelo ejemplificativo.....	82
Referencias Capítulo 4.....	87
Capítulo 5. Mejora de Procesos de Medición.....	88
5.1 Variables a mejorar.....	88
5.2 Fuente de la incertidumbre.....	89
5.3 Mejora al Sistema de Medición.....	89
Conclusiones y Recomendaciones.....	92
Índice de Figuras, tablas y ecuaciones.....	94
Índice de Figuras (Ilustraciones).....	94
Índice de Tablas.....	94
Índice de Ecuaciones.....	95

Propósito.

Desarrollar un trabajo que permita optimizar los Sistemas de Medición de flujo con tecnología ultrasónica mediante un análisis derivado de la Estimación de la Incertidumbre.

Justificación.

Hoy en día, la medición de Hidrocarburos, ya sean líquidos o gaseosos, requiere de técnicas más sofisticadas que permitan asegurar de manera precisa, la cantidad de hidrocarburo que se produce, envía a baterías de separación o bien, cambia de propietario a través de la denominada transferencia de custodia.

Los equipos de medición que se requieren para tales fines, requieren de un estudio muy cuidadoso, así como de un mantenimiento específico para cada equipo.

Un factor importante que no se ha tomado en cuenta es la posibilidad de emplear la Incertidumbre asociada al proceso de medición, como una herramienta para la mejora de la medición, en otras palabras, se ha dejado de lado el análisis de los equipos de medición y han sido reemplazados por equipos de diversa (s) tecnologías (s) que prometen ser mejores, pero que al encontrarse con los mismos obstáculos y/o condiciones de operación, arrojarán resultados similares o idénticos que la tecnología reemplazada, estas situaciones resultan además de ser un problema técnico, en la generación de costos que pudiesen ser innecesarios para las compañías.

Es por ello que un análisis de los factores que rodean a la medición de Hidrocarburos, permitirá determinar con exactitud si es la tecnología la que requiere ser cambiada, o bien, lo es algún otro factor o proceso el que afecta la medición y su confiabilidad; de esta manera se permite corregir el problema y obtener resultados óptimos.

Resumen.

El presente trabajo tiene como propósito de desarrollar un trabajo que permita optimizar los Sistemas de Medición de flujo con tecnología ultrasónica mediante un análisis derivado de la Estimación de la Incertidumbre. El presente trabajo, se enfocará en un solo equipo de medición, el Medidor Ultrasónico.

Esto se realizará mediante la siguiente estructura:

El trabajo comprende de 5 capítulos enfocados en proveer de las herramientas necesarias para comprender la importancia de la medición ultrasónica y su relevancia en la industria petrolera.

Se presenta una introducción a lo que es un Medidor Ultrasónico, el impacto y beneficios que tiene dentro del mercado de los hidrocarburos.

En el capítulo 1, se abordan los conceptos básicos que se emplean en el ámbito de la Medición de Hidrocarburos, permitiendo conocer de esta manera, la manera apropiada de dirigirse hacia elementos de los equipos de medición, como también hacia procesos que involucran la medición.

Se muestra de manera histórica la Medición, enfatizando la importancia de medir, su evolución a través de la historia, y la normatividad que la rige.

En el capítulo 2, se presentarán las diversas tecnologías que existen para la medición de Hidrocarburos, dentro de éste capítulo se describirá como se mide la materia (Sólidos, Líquidos y Gases), así mismo se describirán de manera breve cada una de las tecnologías existentes divididas en 3 grandes rubros: Medidores Másicos, Medidores Volumétricos y Medidores de Velocidad.

Posteriormente, en el capítulo 3, se describirá a detalle el Medidor Ultrasónico, como se mencionó anteriormente, en éste equipo se enfocará el análisis resultado del cálculo de incertidumbre, es decir, el procedimiento propuesto será aplicable a la mejora de procesos que tengan inmersos en ellos, medidores ultrasónicos.

Se presentan, principios físicos de operación, Elementos del equipo, y la integración de un sistema de medición del caudal.

En el capítulo 4, se presenta la Estimación de la Incertidumbre correspondiente a medidores Ultrasónicos, así como los factores que intervienen en ello (Factores Humanos, Matemáticos, Proceso, Tecnológicos, etc.).

Acto seguido, en el capítulo 5 se muestra el procedimiento para la mejora de procesos, en éste capítulo se describen, las variables a mejorar, la fuente que impacta mayoritariamente a la incertidumbre y la forma en que debe conjuntarse la información

para establecer la mejora al sistema de medición, resultado del análisis del capítulo anterior.

Por último, se presentan conclusiones y recomendaciones referentes al trabajo presentado, en donde se enfatizará la relevancia que aporta el trabajo, tanto como referencia y apoyo a los compañeros universitarios, como para el desarrollo profesional de la industria petrolera.

Introducción

La medición de hidrocarburos a lo largo de tiempo, se ha convertido en una tarea primordial para el correcto aseguramiento de la producción de hidrocarburos; hoy en día, y ante un mundo globalizado, transacciones de aceite y gas son de vital importancia para los países productores, es por ello que contar con una medición certera y precisa asegura que la cantidad que se está vendiendo o comprando es la correcta, así mismo el precio por dicha cantidad es el adecuado.

Para llevar a cabo estas transacciones y cuantificar la cantidad y calidad de la producción, un sistema de medición apropiado es la clave del éxito para estas transacciones, el sistema de medición está compuesto por varios factores, dentro de ellos, un elemento clave es el medidor de flujo. El presente trabajo se enfoca en un tipo muy particular, el medidor ultrasónico.

Para comprender mejor como es que funciona la medición de hidrocarburos, es necesario conocer la metrología y cómo impacta ésta a la Industria Petrolera.

Además, es fundamental conocer qué es un medidor de flujo y qué tipos existen, pues no todos los medidores son adecuados para las mismas tareas.

Al tratarse de transacciones que impactan a toda una Nación, es imperativo que ambas partes, comprador y vendedor, estén de acuerdo en la cantidad entregada o recibida de hidrocarburos por el precio que están pagando; para ello, la cuantificación de ese hidrocarburo debe ser con mínimos rangos de incertidumbre.

El presente trabajo se enfoca en un análisis de la incertidumbre, con el objeto de encontrar o detectar las fuentes que aportan mayoritariamente a la incertidumbre, para posteriormente proponer alternativas para mejorar u optimizar procesos que resulten en un impacto positivo para la reducción de la incertidumbre de medida, traduciendo esto, en mayor confiabilidad de los procesos involucrados en materia fiscal.

Capítulo 1. Conceptos Básicos y Antecedentes de la Metrología.

1.1 Conceptos básicos de Metrología.¹

Metrología. Ciencia de las mediciones y sus aplicaciones. Incluye todos los aspectos teóricos y prácticos de las mediciones, cualesquiera que sean su incertidumbre de medida y su campo de aplicación.

Medición. Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a un mesurando.

Mensurado. Magnitud que se desea medir.

Magnitud. Propiedad de un fenómeno, cuerpo o sustancia, que puede expresarse cuantitativamente mediante un número y una referencia.

Dimensión de una magnitud. Expresión de la dependencia de una magnitud en términos de las magnitudes de base, dentro de un sistema de magnitudes, como el producto de potencias de factores correspondientes a dichas magnitudes de base, omitiendo cualquier factor numérico.

En el Sistema Internacional de Magnitudes, los símbolos correspondientes a las dimensiones de las magnitudes básicas son:

Magnitud Básica.	Dimensión.
Longitud	L
Masa	M
Tiempo	T
Corriente Eléctrica	I
Temperatura Termodinámica	Θ
Cantidad de Sustancia	N
Intensidad Luminosa	J

Tabla 1.1 Sistema Internacional de Magnitudes. Sistema Internacional de Unidades 2006.

Unidad de Medida. Magnitud escalar real, definida y adoptada por convenio, con la que se puede comparar cualquier otra magnitud de la misma naturaleza para expresar la relación entre ambas mediante un número.

Sistema Internacional de Unidades. Sistema de unidades basado en el Sistema Internacional de Magnitudes, con nombres y símbolos de las unidades, y con una serie de prefijos con sus nombres y símbolos, así como reglas para su utilización. Los nombres y símbolos se presentan en la siguiente tabla:

Magnitud Básica		Unidad Básica
Nombre	Nombre	Símbolo
Longitud	Metro	m
Masa	Kilogramo	kg
Tiempo	Segundo	s
Corriente Eléctrica	Ampere	A
Temperatura Termodinámica	Kelvin	K
Cantidad de Sustancia	Mol	Mol
Intensidad Luminosa	candela	cd

Tabla 1.2 Sistema Internacional de Unidades. Sistema internacional de unidades 2006.

Valor de una magnitud. Conjunto formado por un número y una referencia, que constituye la expresión cuantitativa de una magnitud. Ej. Longitud de una varilla determinada: 5.34 m o 534 cm

Factor de conversión entre unidades. Relación entre dos unidades de medida correspondientes a magnitudes de la misma naturaleza.

Principio de medida. Fenómeno que sirve como base de una medición.

Procedimiento de medida. Descripción detallada de una medición conforme a uno o más principios de medida y a un método de medida dado, basado en un modelo de medida y que incluye los cálculos necesarios para obtener un resultado de medida.

Método de medida. Descripción genérica de la secuencia lógica de operaciones utilizadas en una medición.

Precisión de medida. Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones específicas.

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

Condición de repetibilidad de una medición. Condición de medición dentro de un conjunto de condiciones que incluye el mismo procedimiento de medida, los mismos operadores, el mismo sistema de medida, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo en un periodo corto de tiempo.

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

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

Jerarquía de calibración. Secuencia de calibraciones desde una referencia hasta el sistema de medida final, en la cual el resultado de cada calibración depende del resultado de la calibración precedente.

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

Verificación. Aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados.

Validación. Verificación de que los requisitos especificados son adecuados para un uso previsto.

Modelo de medición. Relación matemática entre todas las magnitudes conocidas que intervienen en una medición.

Magnitud de entrada en un modelo de medición. Magnitud que debe ser medida, o magnitud cuyo valor puede obtenerse de otra manera, para calcular un valor medido de un mensurando.

Magnitud de salida en un modelo de medición. Magnitud cuyo valor medido se calcula mediante los valores de las magnitudes de entrada en un modelo de medición.

Corrección. Compensación de un efecto sistemático.

Instrumento de medida. Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.

Sistema de medida. Conjunto de uno o varios instrumentos de medida y, frecuentemente, otros dispositivos, incluyendo reactivos e insumos varios, ensamblados y adaptados para proporcionar valores medidos dentro de intervalos especificados, para magnitudes de naturalezas dadas.

Instrumento de medida con dispositivo visualizador. Instrumento indicador en el que la señal de salida se presenta en forma visual.

Transductor de medida. Dispositivo utilizado en medición, que hace corresponder a una magnitud de entrada una magnitud de salida, según una relación determinada. Ej., Termopar, transformador de corriente, galga o banda extenso-métrica, electrodo para pH, etc.

Sensor. Elemento de un sistema de medida directamente afectado por la acción del fenómeno, cuerpo o sustancia portador de la magnitud a medir.

Detector. Dispositivo o sustancia que indica la presencia de un fenómeno, cuerpo o sustancia cuando se excede un valor umbral de una magnitud asociada.

Cadena de medida. Serie de elementos de un sistema de medida que constituye la trayectoria de la señal, desde el sensor hasta el elemento de salida.

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

Ajuste de cero de un sistema de medida. Ajuste de un sistema de medida para que éste proporcione una indicación nula cuando la magnitud a medir tenga valor cero.

Indicación. Valor proporcionado por un instrumento o sistema de medida.

Valor nominal. Valor redondeado o aproximado de una magnitud característica de un instrumento o sistema de medida, que sirve de guía para su utilización apropiada.

Condición de régimen estacionario. Condición de funcionamiento de un instrumento o sistema de medida en la que la relación establecida por calibración permanece válida para un mensurando aun cuando éste varíe en función del tiempo.

Condición nominal de funcionamiento. Condición de funcionamiento que debe satisfacerse durante una medición para que un instrumento o sistema de medida funcione conforme a su diseño.

Condición límite de funcionamiento. Condición extrema que un instrumento o sistema de medida debe poder soportar sin que se dañen o degraden sus características metrológicas especificadas, cuando posteriormente se utilice en sus condiciones nominales de funcionamiento.

Sensibilidad de un sistema de medida. Cociente entre la variación de una indicación de un sistema de medida y la variación correspondiente del valor de la magnitud medida.

Selectividad de un sistema de medida. Propiedad de un sistema de medida, empleando un procedimiento de medida especificado, por la que el sistema proporciona valores medidos para uno o varios mensurandos, que son independientes entre sí o de otras magnitudes existentes en el fenómeno, cuerpo o sustancia en estudio.

Resolución. Mínima variación de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente.

Umbral de discriminación. Máxima variación del valor de la magnitud medida que no causa variación detectable de la indicación correspondiente.

Zona muerta. Intervalo máximo dentro del cual se puede hacer variar en los dos sentidos el valor de la magnitud medida, sin causar una variación detectable de la indicación correspondiente.

Límite de detección. Valor medido, obtenido mediante un procedimiento de medida dado, con una probabilidad β de declarar erróneamente la ausencia de un constituyente en un material, dada una probabilidad α de declarar erróneamente su presencia.

Estabilidad de un instrumento de medida. Aptitud de un instrumento de medida para conservar constantes sus características metrológicas a lo largo del tiempo.

Sesgo instrumental. Diferencia entre la media de las indicaciones repetidas y un valor de referencia.

Tiempo de respuesta a un escalón. Intervalo de tiempo comprendido entre el instante en que un valor de magnitud de entrada de un instrumento o sistema de medida sufre un cambio brusco entre dos valores constantes especificados y el instante en que la indicación correspondiente se mantiene entre dos límites especificados, alrededor de su valor final en régimen estacionario.

Incertidumbre instrumental. Componente de la incertidumbre de medida que procede del instrumento o sistema de medida utilizado.

Clase de exactitud. Clase de instrumentos o sistemas de medida que satisfacen requisitos metrológicos determinados destinados a mantener los errores de medida o las incertidumbres instrumentales dentro de límites especificados, bajo condiciones de funcionamiento dadas.

Error máximo permitido. Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

Error en un punto de control. Error de medida de un instrumento o sistema de medida, para un valor medido especificado.

Error en cero. Error en un punto de control, cuando el valor medido especificado es igual a cero.

Incertidumbre medida en el cero. Incertidumbre de medida cuando el valor medido especificado es igual a cero.

Diagrama de Calibración. Expresión gráfica de la relación entre una indicación y el resultado de medida correspondiente.

Curva de Calibración. Expresión de la relación entre una indicación y el valor medido correspondiente.

Patrón de medida. Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia.

Patrón internacional de medida. Patrón de medida reconocido por los firmantes de un acuerdo internacional con la intención de ser utilizado mundialmente.

Patrón nacional de medida. Patrón reconocido por una autoridad nacional para servir, en un estado o economía, como base para la asignación de valores a otros patrones de magnitudes de la misma naturaleza.

Patrón de medida de referencia. Patrón designado para la calibración de patrones de magnitudes de la misma naturaleza, en una organización o lugar dado.

Dispositivo de Transferencia. Dispositivo utilizado como intermediario para comparar patrones de medida.

Conservación de un patrón de medida. Conjunto de operaciones necesarias para preservar las propiedades metrológicas de un patrón dentro de unos límites determinados.

Calibrador. Patrón utilizado en calibraciones.

Dato de referencia. Dato relacionado con una propiedad de un fenómeno, cuerpo o sustancia, o de un sistema de constituyentes de composición o estructura conocida, obtenido a partir de una fuente identificada, evaluada de forma crítica y con exactitud verificada.

1.2 Conceptos Básicos de Probabilidad y Estadística.

Varianza. Es aquella medida de dispersión que ostenta una variable aleatoria respecto a su esperanza.

Desviación Estándar. Índice numérico de la dispersión de un conjunto de datos; promedio de las desviaciones individuales de cada observación con respecto a la media de una distribución. Así, la desviación estándar mide el grado de dispersión o variabilidad.

Trazabilidad. Capacidad de relacionar los resultados de las mediciones individuales a estándares nacionales o internacionales a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones.

Deriva Instrumental. Variación continua o incremental de una indicación a lo largo del tiempo debida a variaciones de las características metrológicas de un instrumento de medida.

Redondeo. Es el proceso mediante el cual se eliminan decimales poco significativos a un número decimal. Las reglas del redondeo se aplican al decimal situado en la siguiente posición al número de decimales que se quiere eliminar.

Truncamiento. Término usado para reducir el número de dígitos a la derecha del punto decimal, descartando los menos significativos.

1.3 ¿Por qué se requiere medir? Y ¿Para qué?

La medición es la base del comercio entre productores, dueños, transportistas, plantas de procesos, estado, gobierno, y el público en general, es por ello que se considera como un principio de justicia en la entrega y recepción de diversos productos.

De hecho, la medición de hidrocarburos tiene un impacto significativo en el PIB de países importadores y exportadores, el desempeño financiero y base de activos de las empresas globales, y la eficacia percibida de instalaciones operativas. Dado los presentes o futuros niveles del costo de estos recursos materiales, uno puede rápidamente cuantificar el

material y el valor económico prospectivo que se asocia con cada 0.01% de incertidumbre que pueda existir sin saberlo, en los sistemas de medición. Por tanto, la necesidad de la medición y que sea precisa es obvia.

Inicialmente la medición de flujo en la industria era de poco interés, pero recientemente se ha enfocado sobre la obtención razonable de la medición de flujo exacto para monitorear y mejorar la eficiencia de procesos, conocer la calidad de productos y asegurar la transferencia de custodia, por ende ahora se enfoca a obtener mediciones con la menor incertidumbre posible y debido a que vivimos en un mundo globalizado, es importante su medición para generar un recibo, factura o cobro, para propósitos administrativos de cuentas o para controlar un proceso, por lo tanto las mediciones de flujo deben ser exactas para reflejar no solo el valor económico del fluido, sino también el efecto económico de los errores de medición de flujo sobre el proceso que afecta la calidad del producto. Hoy en día la medición de hidrocarburos es de carácter obligatorio y con estricto apego a normatividad nacional e internacional.

La medición de Hidrocarburos es un proceso complejo que, permite mantener un control sobre los procesos involucrados, a continuación se muestra una serie de eventos que se pueden obtener a partir de la medición:

La medición a nivel pozo.

- a. Permite conocer los volúmenes que deben custodiar los operadores.
- b. Permite identificar mejores zonas y pozos de extracción.
- c. Provee de información que sirve como apoyo para realizar pronósticos de producción, diseño y optimización de instalaciones.
- d. Permite la determinación de posibles intervenciones necesarias para mejorar el desempeño de los pozos.
- e. Evaluación después de interrupciones.

La medición a nivel campo y/o yacimiento.

- a. Permite la supervisión de la producción del campo, es decir, que sea la adecuada para obtener el mayor factor de recuperación.
- b. Permite estimar los ingresos por campo o área contractual.
- c. Provee de un control sobre los volúmenes transferidos.

La medición en el área contractual.

- a. Permite comercializar los hidrocarburos de manera adecuada y controlada.
- b. Permite establecer bases para las contraprestaciones.
- c. Permite establecer propuestas de ajustes a las actividades del área contractual.
- d. Permite establecer un control sobre el desempeño del área contractual con base en el plan de desarrollo.

Es notoria la importancia de la medición de Hidrocarburos, y con ella se pueden establecer ventajas, entre las que destacan:

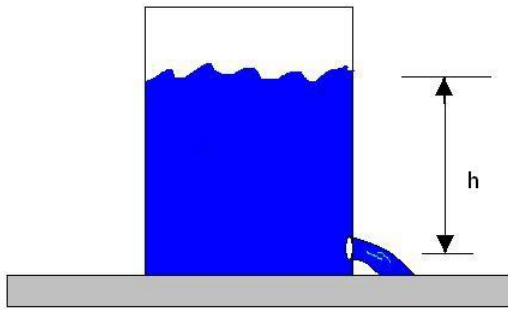
- Reducir la incertidumbre en la cantidad de hidrocarburos.
- Determinar la cantidad y calidad del hidrocarburo para su entrega en los puntos de transferencia de custodia.
- Toma de decisiones que mejoren el desempeño de los proyectos.
- Permitir definir un plan de desarrollo con base en el potencial de cada yacimiento o área contractual.
- Entre otros.

1.4 Evolución de la Metrología.

La medición de fluidos ha evolucionado a lo largo de los años en respuesta a las demandas para medir productos, bajo condiciones de flujo y por los requerimientos de una exactitud rigurosa.

Hace aproximadamente 4,000 años, los romanos median el flujo de agua desde sus acueductos hacia cada hogar y el control de la asignación. Los antiguos chinos midieron el flujo de agua salada a ollas de salmuera usadas para producir la sal empleada como sazónador. En cada caso, el control sobre el proceso fue la razón primordial para la medición.

La medición de flujo para propósitos de determinar una facturación por el total del flujo, se desarrollaron después. Como los primeros desarrolladores del primer medidor de flujo tenemos a Castelli y Torricelli quienes a principios de los años 1600 determinaron que la razón de flujo era igual a la velocidad por tantas veces el área y que la descarga a través de un orificio varía con la raíz cuadrada de la columna de agua (caída de presión).



$$V_t = \sqrt{2.g.(h + \frac{v_0^2}{2.g})}$$

Ecuación 1-0-1 Velocidad de descarga

Figura 1-1. Descarga de un fluido a través de un orificio.

Donde:

V_t = Velocidad de descarga

g = Constante de la gravedad.

h = Altura.

V_0 =Velocidad

A principios de 1700, el profesor Poleni, proporcionó un trabajo adicional para el entendimiento de la descarga de un orificio. Al mismo tiempo Bernoulli desarrollo el teorema del cual hasta la fecha es la base de las ecuaciones hidráulicas, de los principales medidores que se basan en la diferencial de presión.

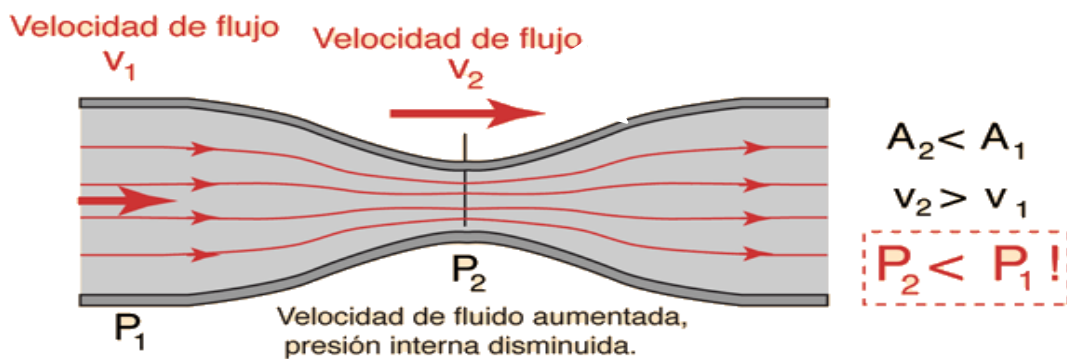


Figura 1-2 Teorema de Bernoulli.

En 1730, Pitot publicó un documento de un medidor que él había desarrollado. Venturi por su parte hizo lo mismo a finales de 1790, así como Herschel en 1887. En Londres a mediados de 1800, los medidores de desplazamiento positivo comenzaron a usarse para uso comercial. Por último a principios de 1900 la industria de gas y combustible inicio con sus propios desarrollos para medir flujo.

Durante la década de 1900, el profesor Robinson en la Universidad Estatal de Ohio, utilizó el medidor de Pitot para cuantificar flujos en los pozos de gas. Weymouth calibró una serie de placas de orificio delgadas y con bordes cuadrados. Su trabajo fue publicado a la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME, por sus siglas en inglés) en 1912, bajo el título "Medición de Gas Natural".

Por la misma época, el profesor Judd en el Estado de Ohio, realizo pruebas en placas de orificio con segmentos concéntricos y excéntricos. Para estudiar los datos y coordinar resultados, un comité de la Asociación Americana de Gas (AGA, por sus siglas en inglés) en 1925, comenzó pruebas adicionales. Este trabajo culminó en el Reporte Núm. 1 de la AGA, publicado en 1930.

En 1935 se publicó el Reporte Núm. 2 de la AGA, y la primera edición del Reporte Núm. 3 se publicó en 1955.

Desde entonces, la cantidad de información adicional disponible y actualizada se reporta en diversas publicaciones por parte de la AGA.

La medición de flujo se mantiene en un constante cambio así como las necesidades de mejoramiento de la industria. Tales mejoras y evolución se mantendrán por tanto la humanidad requiera y utilice fuentes de energía proveniente de los hidrocarburos. Por lo tanto, la medición de flujo será requerida.

1.5 Antecedentes de Medición.

Historia de la metrología.

Desde sus primeras manifestaciones, normalmente incluidas dentro de la antropología general, pasando por la arquitectura y la agrimensura, hasta las transacciones comerciales, la propiedad de la tierra y el derecho a percibir rentas, es donde rápidamente se encuentra el rastro de alguna operación de medida, la metrología, al igual que hoy, ha formado parte de la vida diaria de los pueblos. Antes del Sistema Métrico Decimal, los humanos no tenían más remedio que echar mano de lo que llevaban encima, su propio cuerpo, para contabilizar e intercambiar productos. Así aparece el pie, casi siempre apoyado sobre la tierra, como unidad de medida útil para medir pequeñas parcelas, del orden de la cantidad de suelo que uno necesita, por ejemplo, para hacerse

una choza. Aparece el codo, útil para medir piezas de tela u otros objetos que se pueden colocar a la altura del brazo, en un mostrador o similar. Aparece el paso, útil para medir terrenos más grandes, caminando por las lindes. Para medidas más pequeñas, de objetos delicados, aparece la palma y, para menores longitudes, el dedo.

Pero hay un dedo más grueso que los demás, el pulgar, el cual puede incluirse en el anterior sistema haciendo que valga $\frac{4}{3}$ de dedo normal. Con ello, el pie puede dividirse por 3 o por 4 según convenga. Y dividiendo la pulgada en 12 partes, se tiene la línea para medidas muy pequeñas.



Figura 1-3 Cuarta, palma, dedo y pulgada.

Al necesitarse una correspondencia entre unas unidades y otras, aparecen las primeras equivalencias: una palma tiene cuatro dedos; un pie tiene cuatro palmas; un codo ordinario tiene un pie y medio, esto es, 6 palmas; y si a ese codo se le añade un pie más, tenemos el grado o medio paso que es igual, por tanto, a un codo más un pie, o dos pies y medio, o diez palmas; y por fin el paso que es la distancia entre dos apoyos del mismo pie al caminar. Así que una vez decidido cuanto mide un pie, o un codo, todas las demás

medidas se obtienen a partir de él, con lo cual puede hacerse un primer esbozo de un sistema antropométrico coherente, como el que muestra a continuación.

	Dedo	Pulgada	Palma	Pie	Codo	Vara
Línea	1/9	1/12				
Grano	1/4	3/16				
Dedo		3/4				
Pulgada	4/3			1/12		
Palma	4	3		1/4		
Cuarta o Palmo	12		3	3/4		1/4
Pie	16	12	4			
Codo	24		6	1,5		
Grado	40		10	2,5	5/3	
Vara	48		12	3	2	
Paso	80		20	5	10/3	
Braza	96		24	6	4	

Tabla1.3 Unidades antropométricas

Una regla general observada a lo largo de la historia es que cuanto más barato es un género, más de prisa se hace su medición y con menor precisión. Hoy día diríamos que tanto la técnica de medición como el instrumento deben adaptarse a la tolerancia de medida que deseamos comprobar y que, en efecto, mayores tolerancias permiten una medición más rápida y menos cuidada.

Un hecho que parece claro es el de la aceptación del nacimiento de la ciencia, entendida en el mismo sentido que hoy día, en la ciudad griega de Mileto, en el siglo VI a.C. y, posteriormente, en la Alejandría de Ptolomeo, hacia el año 250 a.C., nacida de una necesidad puramente práctica. La medición de largas distancias, basándose en la semejanza de triángulos, según Tales, ha permitido el levantamiento de planos por triangulación hasta nuestros días. Son innumerables los ejemplos de la aportación griega a la historia del pensamiento científico y de la metrología en particular, no solo debidos a ellos mismos sino al rescate de conocimientos anteriores derivados de los egipcios, haciendo inteligible lo que hasta entonces era confuso. Puede decirse que los Griegos realizaron el estudio sistemático de lo conocido hasta entonces, estableciendo un nuevo espíritu que se mantendría posteriormente con Pericles, Alejandro Magno, Roma, etc. hasta nuestros días, pasando por nuevos impulsos, más recientes, obtenidos sucesivamente en dos épocas claves, el Renacimiento y la Revolución Francesa, las cuales destacan curiosamente por haberse producido en ellas un nuevo acercamiento al “espíritu” griego. Puede sacarse la conclusión, no errónea, de que las épocas de avance de la ciencia coinciden con una vuelta al espíritu griego o helenístico; es decir, a esa forma única de entender el pensamiento y el método para progresar en los estudios.

Antes del Renacimiento, el Imperio Bizantino jugó también un papel importante, por ser su metrología el germen de los módulos árabes posteriores. Todos los módulos empleados por Bizancio derivan de los griegos y de las aportaciones romanas posteriores, éstas “helenizadas”, conduciendo a nombres griegos en su totalidad. La Ciencia, entendida como tal, llegó al Islam con la dinastía de los Omeyas, que en el año 661 trasladaron su capital a Damasco, tras haber estado afincados en Siria y haber vivido “helenizados”. De nuevo, el espíritu “helenizador” fue la correa de transmisión de la Cultura. En el año 827, el califa Al-Ma'mun ordenó volver a medir el grado de meridiano, tratando de cotejar el cálculo efectuado en su tiempo por Ptolomeo. El primer erudito que estudió la metrología árabe parece que fue Sylvestre de Sacy, el cual efectuó la traducción del tratado metrológico de Makrizi. Este tratado es una recopilación del sistema de medidas y monetario empleado por los árabes. En las obras de Ruiz-Castillo y Sánchez Pérez figura una relación importantísima de instrumentos científicos, en su mayoría astronómicos, desarrollados en este periodo. Posteriormente, entre el final del siglo XV y el XVIII, se consiguieron importantes avances en la astronomía, la geodesia y la medida del tiempo. La aparición de nuevas ideas marca para siempre el devenir de la ciencia en los países desarrollados. La metrología acompaña y precede en muchos casos a los avances científicos. Todo esto tiene lugar cuando se establece con firmeza la superioridad del método experimental frente a la especulación. A partir de esta idea, los científicos exigen ya instrumentos cada vez más perfectos, pudiendo ser considerados como *metrólogos* aquellos que fueron capaces de construirlos por sí mismos.

Historia de la metrología en México.

México prehispánico. El México prehispánico estuvo integrado por una gran cantidad de culturas y pueblos con distintos grados de organización social. Aquellos pueblos poseían una dimensión de las mediciones muy distinta a la que nosotros tenemos en la actualidad. Sin embargo, la concepción actual de todos nuestros patrones de medida no sería tan completa de no ser por la proeza intelectual de los pueblos prehispánicos que lograron establecer mediciones sobre el tiempo y el peso, principalmente.

Los Mexicas, de quienes se tiene la primera información sobre el uso de determinados patrones de medida, tenían necesidades de encontrar dimensiones para la mensuración de sus tierras, casas, templos y pirámides. A raíz de esto, ellos desarrollaron su propio sistema de medición, el cual contenía algunas deficiencias, igual que los de otros pueblos ubicados en diversos lugares del mundo.

La mayoría de sus patrones de medida estaban relacionados con las dimensiones del cuerpo humano y, por lo tanto, solo por regiones era posible contar con cierto grado de uniformidad en las mediciones debido a la diferencia en la anatomía, con relación a la

raza. Además del cuerpo humano, utilizaron ciertos patrones basados en circunstancias diversas, tales como el clima, los materiales y la forma.

Época Precortesiana. Más tarde, durante la época precortesiana, las medidas más usadas estuvieron mayormente basadas en las proporciones del cuerpo humano, tal como en la época Mexica. Algunos ejemplos de estas medidas son:

- “Cemmatl o neuitzantli”: correspondía a la distancia del pie izquierdo a la mano derecha con el brazo en alto, la cual era de aproximadamente 2,50 metros.
- “Cenmaitl”: era la distancia entre una mano y la otra mano con los brazos extendidos, la cual era de aproximadamente 1,60 y 1,65 metros.
- “Cenyollotli” o medida hasta el corazón: comprendía la distancia de la mitad del pecho hasta el dedo más largo de la mano con el brazo extendido.
- “Cenequetzalli”: correspondía a la estatura de un hombre, aceptándose como equivalente 1,60 metros, considerando que el promedio de altura de los hombres en esos tiempos era de 1,52 metros y el de las mujeres de 1,50 metros.
- “Cemacolli”: era la distancia del hombro a la punta del dedo anular, la cual era de aproximadamente 80 centímetros.
- “Cemmolicpiti”: comprendía la distancia del codo a la punta del dedo anular.
- “Cenxocpalli”: era la medida de un pie.
- “Centlaxciti”: correspondía a la distancia dada en un paso normal.
- “Cemiztetl”: era la distancia de la palma de una mano, medida entre los dedos pulgar y meñique, equivalente a 18 centímetros.
- “Cemmapilli”: correspondía a la longitud de anchura promedio del dedo índice de la mano, equivalente a 17 centímetros.

Adicionalmente, existían medidas determinadas por el número de unidades, como era el caso de las mantas que se comercializaban por cargas de 20 piezas. La leña se medía en “zontle”, medida que comprendía 400 unidades, y los granos se comercializaban con el “jiquipil”, correspondiente a 8 mil unidades, como parte de un sistema de medición que consideraba unidades numéricas vigesimales. Así, la veintena era una unidad de medida, 20 veintenas eran un “zontle” y 20 veintenas de veintenas un “jiquipil”. Por lo tanto, a pesar de que estos mecanismos de medición pudieran considerarse arbitrarios, en realidad son parte de un sistema métrico fundamental de la historia mexicana.

Época colonial. En los inicios de la colonia, la carga indígena también era calculada mediante la denominada “media fanega”. Es decir, en términos de capacidad equivalía

aproximadamente a 27 litros. Su equivalencia en peso se establecía en “arobas”, y cada carga normalmente era de dos arobas, equivalentes a su vez a 23 kilogramos.

La expresión “carga” tuvo otras variantes. Para la cuenta de mantas, ésta equivalía a 20 unidades. Y para el caso del cacao, el mismo término se utilizó para referirse a 24 000 granos.

En muchas comunidades de México, las formas de medir la capacidad de líquidos o sólidos han sido muy diversas debido al uso de múltiples patrones o recipientes, tanto los naturales como aquellos manufacturados (cestos, cajetes, cucharas, entre otros). Sin embargo, la mayoría correspondió a medidas cuya base se fundaba en la apreciación y la buena fe de las transacciones comerciales, así como la preponderancia del cálculo tradicional como resultado de la experiencia.

Entre las medidas de volumen conocidas se encontraban las siguientes:

- “Centlachipinilli o centlachipintli”: unidad menor para líquidos que significa “una gota de algo”. En este caso, el instrumento para medir consistía en un pequeño recipiente, generalmente de barro, con acanaladura especial.
- “Cempopoli”: correspondía a la cantidad de líquido que podía absorber una bola de algodón del tamaño de medio huevo.
- “Cemixcolli, cemaquáhuatl, cenxumatli y centcuauhsumatli”: correspondían a unidades cuya referencia eran cucharadas. Todas significan “una cucharada” y variaban únicamente en cuanto al tamaño, forma y material del instrumento.
- “Centlaolololi”: correspondía a una porción o pelota de materia blanda dentro de la cual estaba comprendido el Testal, que se refería a la porción de masa de maíz necesaria para hacer una tortilla.
- “Centlamapictli y centlamatzolli”: era una medición contada por puñados.
- “Acalli”: significaba una canoa y era considerada como unidad de medida para líquidos y sólidos. Otra medida similar era el “Cuauhacaltontli”.
- “Tlacompixtli”: era una medida equivalente a la fanega española de 54 litros aproximadamente.

Época independentista. En la época de la independencia, la emancipación política de México no trajo consigo cambios radicales inmediatos, porque muchas instituciones coloniales subsistieron y diversas disposiciones españolas fueron vigentes hasta la sustitución paulatina de unas por otras y la formación de un nuevo régimen sobre la materia, con la adopción del Sistema Métrico Decimal. Esta adopción que no fue del todo fácil, a partir del primer Decreto que estableció el uso del Sistema Métrico Decimal Francés emitido por Don Ignacio Comonfort en 1857.

Época moderna. El primer antecedente de la metrología moderna en México data de 1857, cuando el país adoptara el Sistema Métrico Decimal, que actualmente está definido por la Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002, titulada “Sistema General de Unidades de Medida”.

Más tarde, la apertura de barreras fronterizas hacia el libre comercio de mercancías, así como la necesidad de ganar mercados externos, ha destacado la importancia de la metrología como un elemento indispensable para mejorar la producción y la competitividad de los productos; tanto en el mercado interno como en el externo. De esta manera, tras la adhesión de México al GATT (actualmente denominado como la Organización Mundial de Comercio) y con la posterior suscripción de Tratados de Libre Comercio con diferentes países, se ha dado un fuerte impulso a la metrología nacional. Esta forma parte de la infraestructura requerida por la industria mexicana para producir con calidad y poder hacer frente con éxito a las exigencias normativas de los compradores nacionales y extranjeros.

Así fue como tuvo lugar la creación del Sistema Nacional de Calibración que finaliza en 1991, una etapa importante en la creación y diseño de un laboratorio cúpula de alto nivel, con la instalación del Centro Nacional de Metrología (CENAM). El CENAM funge como el laboratorio primario del Sistema, el cual inició sus operaciones el 29 de abril de 1994.

Con el CENAM se hizo la transferencia de los patrones nacionales de medición, quedando en custodia de ese Centro, entre otros, el prototipo número 21 del kilogramo. Este es añejo representante del Sistema Métrico Decimal, que desde 1891 se encuentra en México, y es el patrón con el que se establece la trazabilidad de las mediciones de masa en México.

Dentro de las importantes disposiciones legislativas que se han publicado, resalta la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), que contiene una regulación moderna sobre las mediciones en el país. Fue publicada en el Diario Oficial de la Federación, el primero de julio de 1992. Se modificó y reformó el 24 de diciembre de 1996 por primera

vez y el 20 de mayo de 1997, por segunda ocasión. Esta Ley permitió la participación del sector privado en algunas actividades que eran exclusivas del Gobierno Federal, en materia de metrología, normalización, y acreditación; siendo esta última un reconocimiento oficial hacia la capacidad técnica de los organismos emisores de certificados, otorgado por una entidad de acreditación.

La LFMN estableció la aprobación como un requisito para los organismos acreditados, con el propósito de que sus resultados fueran reconocidos por las dependencias oficiales correspondientes. Actualmente existe la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA), la cual cuenta con el reconocimiento de las dependencias del Gobierno Federal y ha estado acreditando a través de Comités y Subcomités de evaluadores a las entidades, físicas o morales, para desempeñarse como laboratorios de metrología, laboratorios de pruebas, organismos de certificación y unidades de verificación, tanto en el campo de la metrología como en la calidad de productos o de servicios, garantizando la transparencia de sus servicios y la confiabilidad de los dictámenes que esos organismos emiten.

La EMA cumple cabalmente con la norma vigente para organismos de acreditación, tanto en el ámbito internacional como en México. La Norma Mexicana NMX-EC-17011-IMNC-2005 (ISO/IEC 17011) "Evaluación de la Conformidad – Requisitos Generales para los Organismos que realizan la acreditación de Organismos de Evaluación de la Conformidad", verifica el cumplimiento de las Normas Mexicanas de la serie 17000 para otorgar la acreditación a los organismos interesados en obtener el resultado positivo de una evaluación de la conformidad. Asimismo, la EMA cuenta con el reconocimiento del Foro Internacional de Acreditación (IAF) y el de la Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios (ILAC). Lo anterior confirma sus facultades para trabajar conforme a los lineamientos establecidos más allá de las disposiciones nacionales.

Establecimiento del SI

En 1790, a finales de la Revolución Francesa, le correspondió a la Academia de Ciencias de París hacer las proposiciones para crear un sistema de medidas que pudiera ordenar el caos que existía en aquel entonces por la gran variedad de medidas existentes en toda Francia. Estas proposiciones las hace la Academia a petición de la Asamblea Nacional Francesa, fundamentándose en un sistema decimal perdurable e indestructible tomando como base la unidad de longitud, el metro, del cual se deducirán las unidades de las magnitudes que fueron de uso común para la época: el área, el volumen y los pesos. Fueron los trabajos de los hombres de ciencia de aquel entonces, entre los que podemos citar: Legendré, Lavoisier, Coulomb, Borda, Berthollet, Lagrange, Delambre, Lefèvre-Gineau, Haüy, Mechain, Van Swiden, que junto con otros científicos llegaron al

establecimiento del Sistema Métrico Decimal. Al transcurrir los años, el Sistema Métrico Decimal se hizo universal después de la firma en 1875 por los países signatarios de la Convención del Metro y que instituyó en esa ocasión la Conferencia General de Pesas y Medidas, el Comité y la Oficina Internacional de Pesas y Medidas. En 1960 la Conferencia denomina Sistema Internacional de Unidades (SI), a este Sistema. Las reuniones de La Conferencia General de Pesas y Medidas (CGPM), máxima autoridad de la metrología científica es la que aprueba las nuevas definiciones del Sistema Internacional de Unidades y recomienda a los países miembros de la Convención del Metro, que, en la medida de lo posible lo integren a sus legislaciones. Hasta 1995, la CGPM se ha reunido 20 veces. Los antecedentes de la formación del SI a través de las reuniones de la CGPM, son los siguientes:

En el año de 1948, la novena Conferencia General de Pesas y Medidas (CGPM) encomienda al Comité Internacional de Pesas y Medidas (CIPM), mediante su resolución 6, el estudio completo de una reglamentación de las unidades de medida del sistema MKS y de una unidad eléctrica del sistema práctico absoluto, a fin de establecer un sistema de unidades de medida susceptible de ser adoptado por todos los países signatarios de la Convención del Metro. Esta misma Conferencia en su resolución 7, fija los principios generales para los símbolos de las unidades y proporciona una lista de nombres especiales para ellas. En 1954, la décima Conferencia General de Pesas y Medidas, en su resolución 6 adopta las unidades de base de este sistema práctico de unidades en la forma siguiente: de longitud, metro; de masa, kilogramo; de tiempo, segundo; de intensidad de corriente eléctrica, Ampere; de temperatura termodinámica, Kelvin; de intensidad luminosa, candela. En 1956, reunido el Comité Internacional de Pesas y Medidas, emite su recomendación número 3 por la que establece el nombre de Sistema Internacional de Unidades, para las unidades de base adoptadas por la décima CGPM. Posteriormente, en 1960 la décima primera CGPM en su resolución 12 fija los símbolos de las unidades de base, adopta definitivamente el nombre de Sistema Internacional de Unidades SI; designa los múltiplos y submúltiplos y define las unidades suplementarias y derivadas. La decimocuarta CGPM efectuada en 1971, mediante su resolución 3 decide incorporar a las unidades de base del SI, el mol como unidad de cantidad de sustancia. Con esta son 7 las unidades de base que integran el Sistema Internacional de Unidades. En 1980, en ocasión de la reunión del CIPM se hace la observación de que el estado ambiguo de las unidades suplementarias compromete la coherencia interna del SI y decide recomendar (resolución número 1) que se interprete a las unidades suplementarias como unidades derivadas adimensionales. Finalmente, la vigésima Conferencia General de Pesas y Medidas celebrada en 1995 decide aprobar lo expresado por el CIPM, en el sentido de que las unidades suplementarias del SI, nombradas radián y esterradián, se consideren como unidades derivadas adimensionales y recomienda consecuentemente, eliminar esta clase de unidades suplementarias como una de las que integran el Sistema Internacional. Como resultado

de esta resolución que fue aprobada, el SI queda conformada únicamente con dos clases de unidades: las de base y las derivadas.

El perfeccionamiento del SI Ha transcurrido cerca de medio siglo desde que empezó a integrarse el Sistema Internacional de Unidades, cerca de 50 años en los cuales se ha logrado simplificar su estructura sin dejar de cubrir todo el campo del conocimiento humano como se establece más adelante. La incorporación de nuevas unidades, de sus definiciones, del cambio de ellas motivado por el avance científico y tecnológico, ha sido únicamente después de laboriosas investigaciones y de interesantes debates efectuados en cada uno de los organismos citados que regulan la metrología científica; este sistema por lo tanto, no es estático sino que se adapta para responder a las exigencias de un mundo cuyas necesidades en materia de mediciones crecen inexorablemente.

1.6 Unidades de Medición.

Sistema Internacional de Unidades:

Es el sistema coherente de unidades adoptado y recomendado por la Conferencia General de Pesas y Medidas (CGPM).

1. Unidades Base o Fundamentales.

Magnitud	Unidad	Símbolo
Longitud	Metro	m
Masa	Kilogramo	kg
Tiempo	Segundo	s
Intensidad de Corriente	Ampere	A
Temperatura	Kelvin	K
Intensidad luminosa	Candela	cd
Cantidad de sustancia	mol	mol

Tabla 1.4 Unidades Fundamentales. Sistema internacional de unidades 2006.

2. Unidades Derivadas (ejemplos).

Magnitud	Unidad	Símbolo
Superficie	Metro cuadrado	m ²
Volumen	Metro cúbico	m ³
Densidad	Kilogramo por metro cúbico	Kg/m ³
Aceleración	Metro por segundo cuadrado	m/s ²
Frecuencia	Hertz	Hz
Fuerza	Newton	N
Presión	Pascal	Pa
Energía	Joule	J
Potencia	Watt	W
Diferencia de potencial	volt	V

Tabla 1.5 Unidades Derivadas. Sistema internacional de unidades 2006.

3. Unidades aceptadas que NO pertenecen al Sistema Internacional.

Magnitud	Nombre	Símbolo
Masa	Tonelada	t
Tiempo	Minuto, hora, día	min, h, d (respectivamente)
Temperatura	Grado Celsius	C
Volumen	Litro	L o l

Tabla 1.6 Unidades aceptadas que NO pertenecen al SI. Sistema internacional de unidades 2006.

Sistema Anglosajón de Unidades.

El sistema anglosajón de unidades, es el conjunto de unidades no métricas que se utilizan actualmente como medida principal en Estados Unidos. Existen ciertas discrepancias entre los sistemas de Estados Unidos y del Reino Unido, e incluso sobre la diferencia de valores entre otros tiempos y ahora.

Este sistema se deriva de la evolución de las unidades locales a través de los siglos, y de los intentos de estandarización en Inglaterra. Las unidades mismas tienen sus orígenes en la antigua Roma. Hoy en día, estas unidades están siendo lentamente reemplazadas por el S.I, aunque en Estados Unidos, la inercia del antiguo sistema y el alto costo de migración han impedido en gran medida el cambio.

En el Reino Unido, a la vez que las naciones continentales adoptaban el sistema métrico se hizo un esfuerzo de unificación de las unidades de medida, hasta entonces, como en el resto del mundo, distintas de región a región, para imponer el llamado *Sistema Imperial*. Los E.U.A hicieron otro tanto, pero no siguieron los patrones de la antigua metrópoli y tomaron como base otro sistema, de modo que, generalmente, las unidades de medida inglesa son distintas de las de los Estados Unidos.

Unidad Longitudinal	Equivalencia
Pulgada	2.54 cm
Pie	30.48 cm
Yarda	91.44 cm
Milla	1 609.344 m
Legua	3 mi = 4 828.032 m

Tabla 1.7 Equivalencia de algunas unidades anglosajonas (Longitud). <http://study.com/academy/lesson/english-system-of-measurement.html>

Unidad de Superficie	Equivalencia
Pulgada cuadrada	6.4516 cm ²
Pie cuadrado	929.0304 cm ²
Yarda cuadrada	0.836127 m ²
Milla cuadrada	2.58998 km ²
Legua cuadrada	23.30989 km ²
Acre	4.046,8564224 m ²

Tabla 1.8 Equivalencia de algunas unidades anglosajonas (Superficie).

Unidad Volumétrica	Equivalencia en Estados Unidos.	Equivalencia en Reino Unido.
Pulgada cúbica	16.38706 cm ³	16.38706 cm ³
Pie cúbico	28316.8465 cm ³	28316.8465 cm ³
Yarda cúbica	0.764554 m ³	0.764554 m ³
Milla cúbica	4.16818 km ³	4.16818 km ³
Cuarto	946.3529 ml	1.136522 l
Onza líquida	29.573529 ml	28.4130625 ml
Galón	3.785411 l	4.54609 l
Barril	158.98729 l	159.11315 l

Tabla 1.9 Equivalencia de algunas unidades anglosajonas y diferencia entre EUA y UK (Volumétrica).

1.7 Metrología Legal.

Los estándares para la medición a lo largo de los años presentan una actualización constante de conocimientos sobre viejos medidores y establecimiento de nuevos estándares para los medidores de nueva generación. Algunas de las organizaciones que se han visto involucradas en la realización de estos estándares son:

- **American Petroleum Institute (API).**
- **American Gas Association (AGA).**
- **Society of Petroleum Engineers (SPE).**
- **American Society of Mechanical Engineers (ASME).**
- **Gas Processors Association (GPA).**
- **Instrument Society of America (ISA).**
- **American National Standards Institute (ANSI).**
- **American Society for Testing and Materials (ASTM).**
- **Institute of Petroleum (IP).**
- **British Standards Institution (BSI).**
- **International Organization for Standardization (ISO).**
- **International Organization of Legal Metrology (OIML).**

American Petroleum Institute (API):

Es la principal asociación comercial de los Estados Unidos, relacionada con los hidrocarburos, representando cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, distribución y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural. Las principales funciones de la asociación a nombre de la industria incluyen la defensa, negociación con las agencias gubernamentales, asuntos legales, y negociación con organismos reguladores; investigación de efectos económicos, toxicológicos y ambientales; establecimiento y certificación de los estándares de la industria, y programas de acercamiento a la comunidad a través de la educación.

Dentro de las publicaciones más importantes de este instituto, resalta el Manual de Medición de Petróleo. El cual sirve como base para la Estandarización de los procesos de cuantificación de Petróleo y Gas.

American Gas Association (AGA):

Fundada en 1918, es una organización de comercio americana que representa a las compañías de suministro de gas natural y otras con un interés en la manufactura en aplicaciones de gas, pozos de gas y producción de éste. Cerca del 92% de los 70 millones de clientes de gas natural en E.U.A reciben el gas mediante la distribución por parte de miembros de la AGA.

La asociación contiene 2 divisiones, operaciones e ingeniería y relaciones públicas. AGA también trabaja con marcadores legales, cuerpos regulatorios, organizaciones de comercio entre clientes y de medio ambiente, para el público, información de la utilidad de la industria del gas natural en los Estados Unidos.

Al igual que el API, esta asociación ha publicado varios manuales y reportes encaminados a la estandarización de los procesos de acondicionamiento y medición de gas.

Society of Petroleum Engineers (SPE):

La Sociedad de Ingenieros Petroleros, es una organización profesional sin fines de lucro cuya misión es recopilar, difundir e intercambiar conocimientos técnicos en relación con la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, recursos y tecnologías relacionadas para el beneficio público y proporcionar oportunidades para los profesionales para mejorar su competencia técnica y profesional.

SPE proporciona un foro mundial para la exploración y producción de petróleo y gas natural para el intercambio de conocimientos técnicos y un profesional de la casa por más de 144,000 ingenieros, científicos, administradores y educadores.

American Society of Mechanical Engineers (ASME):

Es una asociación de profesionales, que ha generado un código de diseño, construcción, inspección y pruebas para equipos, entre otros, calderas y recipientes sujetos a presión. Este código tiene aceptación mundial y es usado en todo el mundo. Hasta el 2006, ASME tenía 120,000 miembros.

Fue fundado en 1880, por los ingenieros mecánicos Alexander Lyman Holley, Rossiter Worthington y Edison. ASME formó sus actividades de la investigación en 1909, en áreas tales como tablas de vapor, las características de gases, características de metales, el efecto de la temperatura en la fuerza de materiales, coeficientes del orificio, etc.

Gas Processors Association (GPA):

Fundada en 1921, al tiempo en que aún estaba bajo el nombre de Asociación de fabricantes de Gasolina Natural. La principal motivación de los fundadores fue el deseo por los estándares de Productos, Transporte y Seguridad.

El nombre de GPA fue introducido en 1974 para direccionar el crecimiento y la importancia de la industria del gas natural.

Instrument Society of America (ISA):

Es una asociación técnica sin fines de lucro para ingenieros, técnicos, gente de negocios, catedráticos y estudiantes, a quienes trabajan, estudian o estén interesados en la automatización industrial, así como la instrumentación. ISA es una de las principales organizaciones de profesionistas en el mundo en el ámbito de establecimiento de estándares y la educación de profesionales en la industria de la automatización. Instrumentación y Automatización son algunas de las llaves tecnológicas involucradas en toda la industria manufacturera.

American National Standards Institute (ANSI):

Es una organización sin fines de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos. La organización también coordina estándares del país estadounidense con estándares internacionales, de tal modo que los productos de dicho país puedan usarse en todo el mundo.

ANSI acredita a organizaciones que realizan certificaciones de productos o de personal de acuerdo con los requisitos definidos en los estándares internacionales. Los programas de acreditación ANSI se rigen de acuerdo a directrices internacionales en cuanto a la verificación gubernamental y a la revisión de las validaciones.

American Society for Testing and Materials (ASTM):

Fundada el 16 de mayo de 1898, como la sección Americana de la Asociación Internacional para el Ensayo y Materiales por iniciativa de Charles Benjamín Dudley; en 1902, se constituye como organización autónoma con el nombre de American Society for Testing Materials que se volverá universalmente conocida en el mundo técnico como ASTM.

El campo de acción de la ASTM se fue ampliando con el tiempo, pasando a tratar no solo los materiales ferroviarios, sino todos los tipos de materiales, abarcando un espectro muy amplio, comprendiendo los revestimientos y los mismos procesos de tratamiento.

La ASTM está entre los mayores contribuyentes técnicos del ISO y mantiene un sólido liderazgo en la definición de los materiales y métodos de prueba en casi todas las industrias, con un casi monopolio en las industrias petrolera y petroquímica.

Ha publicados varios procedimientos estandarizados para la determinación de características y propiedades de materiales y fluidos; muchos de estos estándares han sido adoptados por organizaciones como API, AGA para homogeneizar los métodos con los cuales se determinan propiedades de hidrocarburos.

Institute of Petroleum (IP):

Fue una organización profesional con sede en Reino Unido, que se fusionó con el Instituto de Energía en 2003 para formar el Instituto de Energía.

El IP tenía objetivos similares a la IE, pero se centró específicamente en la industria del petróleo y del gas, mientras que la IE también abarca otras formas de energía incluyendo la energía nuclear y alternativa.

La designación IP aún sobrevive, por ejemplo, en la especificación de los métodos de prueba en la industria del petróleo.

British Standards Institution (BSI):

Es un Instituto cuyo fin se basa en la creación de normas para la estandarización de procesos, fundada por el comité de ingeniería de normas en Londres en 1901. La BSI es un organismo colaborador de ISO y proveedor de estas normas, son destacables la ISO 9001, ISO 14001 e ISO 27001.

Entre sus actividades principales se incluyen la certificación, auditoría y formación en las normas.

International Organization for Standardization (ISO):

Nacida tras la Segunda Guerra Mundial, 23 de febrero de 1947, es el organismo encargado de promover el desarrollo de normas internacionales de fabricación, comercio y comunicación para todas las ramas industriales. Su función principal es la de buscar la estandarización de normas de productos y seguridad para las empresas u organizaciones a nivel internacional.

International Organization of Legal Metrology (OIML):

Es una organización intergubernamental creada en 1955 y con sede en París, para promover la armonización mundial metrológico legal como procedimientos que sustentan y facilitan el comercio internacional. Esta armonización asegura que la certificación de los dispositivos de medición en un solo país es compatible con la certificación de otro, facilitando así el comercio de los dispositivos de medición y en los productos que se basan en los dispositivos de medición.

1.7.1 Normatividad Nacional.

Ley federal sobre metrología y normalización.

Dicha Ley rige en toda la República Mexicana y sus disposiciones son de orden público e interés social con carácter obligatorio. Su aplicación y vigilancia corresponde al Ejecutivo Federal, por conducto de las dependencias de la administración pública federal que tengan competencia en las materias reguladoras en este ordenamiento.

Esta Ley tiene por objeto:

- a) En materia de metrología:
 - 1. Establecer el Sistema General de Unidades de Medida.
 - 2. Precisar los conceptos fundamentales sobre metrología.
 - 3. Establecer los requisitos para la fabricación, importación, reparación, venta, verificación y uso de los instrumentos para medir y los patrones de medida.
 - 4. Establecer la obligatoriedad de la medición en transacciones comerciales y de indicar el contenido neto en los productos envasados.
 - 5. Instituir el Sistema Nacional de Calibración.
 - 6. Crear el Centro Nacional de Metrología, como organismo de alto nivel técnico en la materia.
 - 7. Regular, en lo general, las demás materias relativas a la metrología.

- b) En materia de normalización, certificación, acreditamiento y verificación:
 - 1. Fomentar la transparencia y eficiencia en la elaboración y observancia de normas oficiales mexicanas y normas mexicanas.
 - 2. Instituir la Comisión Nacional de Normalización para que coadyuve en las actividades que sobre normalización corresponde realizar a las distintas dependencias de la administración pública federal.
 - 3. Establecer un procedimiento uniforme para la elaboración de normas oficiales mexicanas por las dependencias de administración pública federal.
 - 4. Promover la concurrencia de los sectores público, privado, científico y de consumidores en la elaboración y observancia de normas oficiales mexicanas y normas mexicanas.
 - 5. Coordinar las actividades de normalización, certificación, verificación y laboratorios de prueba de dependencias de administración pública federal.
 - 6. Establecer el sistema nacional de acreditamiento de organismos de normalización y de certificación, unidades de verificación y de laboratorios de prueba y calibración.
 - 7. En general, divulgar las acciones de normalización y demás actividades relacionadas con la materia.

Centro Nacional de Metrología (CENAM).

El Centro Nacional de Metrología, CENAM, fue creado con el fin de apoyar el sistema metrológico nacional como un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, de acuerdo al artículo 29 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de julio de 1992, y sus reformas publicadas en el Diario Oficial de la Federación.

El CENAM es el laboratorio nacional de referencia en materia de mediciones. Es responsable de establecer y mantener los patrones nacionales, ofrecer servicios metrológicos como calibración de instrumentos y patrones, certificación y desarrollo de materiales de referencia, cursos especializados en metrología, asesorías y venta de publicaciones. Mantiene un estrecho contacto con otros laboratorios nacionales y con organismos internacionales relacionados con la metrología, con el fin de asegurar el reconocimiento internacional de los patrones nacionales de México y, consecuentemente, promover la aceptación de los productos y servicios de nuestro país.

El CENAM, siendo el laboratorio primario de México no lleva a cabo actividades regulatorias. La Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento establecen la responsabilidad de la Secretaría de Economía y otros organismos, como la Comisión Nacional de Normalización y la Procuraduría Federal del Consumidor, para aplicar las disposiciones establecidas por la ley.

Referencias Capítulo 1.

1. Vocabulario Internacional de Metrología –Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM).
2. El Sistema Internacional de Unidades 8va edición 2006
3. Fluid flow measurement. A practical guide to accurate flow measurement, third edition. Paul J. Lanasa & E. Loy Upp.
4. Ley federal sobre metrología y normalización. publicada el 01/07/1992, actualizada el 14/07/2014.
5. <http://www.cenam.mx/>
6. <http://www.americanpetroleuminstitute.com/>
7. <https://www.aga.org/>
8. <https://www.asme.org/>
9. <http://www.astm.org/>
10. <http://www.spe.org/>
11. <http://www.cem.es/sites/default/files/historia>
12. <http://www.e-medida.es/documentos/Numero-8/historia-de-la-metrologia-en-mexico#3>
13. <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/download/simexico1>

Capítulo 2. Tecnologías de Medición.

2.1 Tecnologías de medición.

2.1.1 Medidores de flujo tipo, Presión Diferencial.

Los medidores de flujo de presión diferencial, representan una de las tecnologías más comúnmente usadas en medición de flujo. Su versatilidad, costo y simplicidad hace que ellos sean atractivos para muchas aplicaciones. Los productos de presión diferencial pueden ser usados en casi todas las aplicaciones de medición de flujo líquido de baja viscosidad, así como a muchas aplicaciones de gas.

Los elementos para la determinación de caudales mediante presión diferencial utilizan correlaciones empíricas que relacionan la presión diferencial producida y el flujo volumétrico a través de una restricción insertada en la tubería.

La tecnología de la placa de orificio representa uno de los más aceptados métodos versátiles para la medición de flujo. Su simplicidad es atractiva tanto en mantenimiento y perspectivas de aplicación. Sin embargo, para lograr la completa funcionalidad de la tecnología de placa de orificio, una considerable cantidad de detalles deben ser asistidos y atendidos. Ni la masa, ni la velocidad, ni volumen son medidos directamente, el flujo es inferido desde la hidráulica mediante cuidadosas pruebas bajo condiciones de laboratorio.

El dimensionamiento y ecuaciones de relación de flujo para todos los tipos de medidores de Presión Diferencial, son idénticas. Fueron desarrolladas a partir de suposiciones teóricas, modificadas por factores de corrección basados en evidencia empírica y alterada en consideraciones geométricas de dispositivos de geometría fija.

Aprovechan la caída de presión que produce de área efectiva de flujo mediante una restricción. Se basa en el Teorema de Bernoulli.

2.1.1.1 Placa de Orificio.

Medidor de presión diferencial que opera restringiendo bruscamente el área de flujo para generar un aumento de velocidad y la consecuente caída local de presión. En comparaciones con otros medidores de presión diferencial, es el más barato, pero genera caídas de presión permanentes.

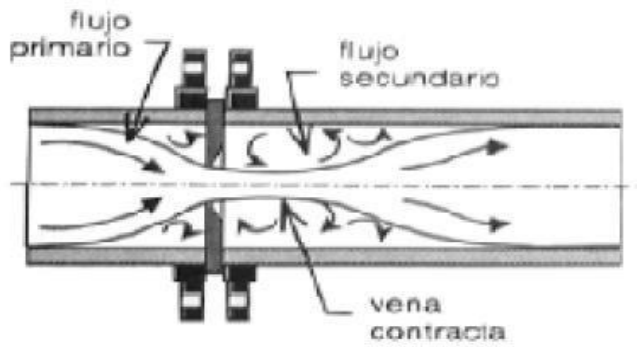


Ilustración 2-1 Placa de orificio, efecto generado

La placa está compuesta por un disco plano con un agujero concéntrico, excéntrico o segmentado de borde cortante en el anverso, mientras que el borde del reverso puede ser un ángulo recto si el disco es delgado o de 30° o 45° si es grueso.

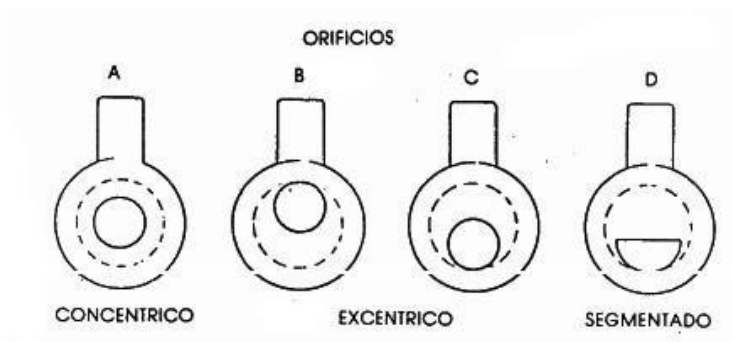


Ilustración 2-2 Posibles arreglos de orificios

Principio de Operación:

La ecuación que describe el flujo másico es:

$$q_m = C_d E_v Y(\pi/4) d^2 (2g_c \rho_{l,p} \Delta P)^{0.5}$$

Ecuación 2-0-1 Flujo másico, placa de orificio

Donde:

q_m = flujo másico (lb/s),

C_d = Coeficiente de descarga de la placa de orificio (adimensional),

E_v = Velocidad del factor de aproximación (adimensional),

Y = Factor de Expansión (adimensional),

π = Pi (3.14159)

d = diámetro del agujero calculado a temperatura de flujo (pie),

g_c = constante de conversión dimensional (lb-ft/lb-s²),

$\rho_{t,p}$ = densidad del fluido a condiciones de flujo (lb/ft³),

ΔP = Diferencial de presión (lb/in²)

2.1.1.1.1 Instrumentación mínima requerida.

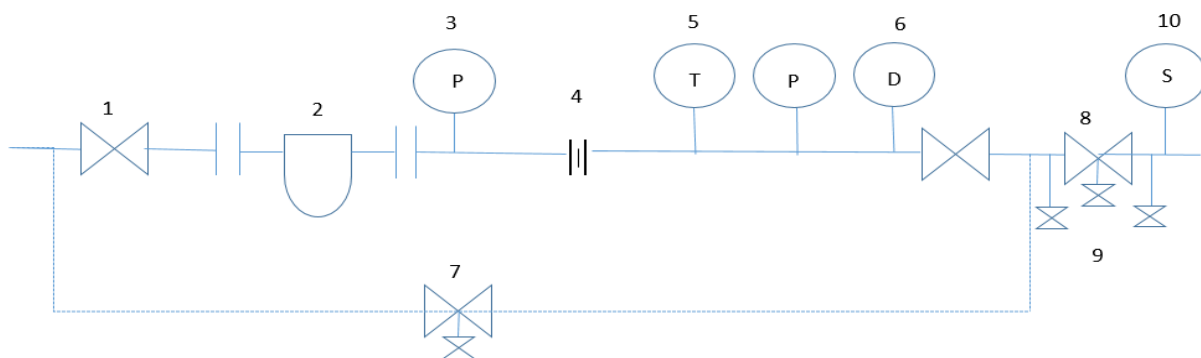


Ilustración 2-3 Diagrama instalación Placa de Orificio

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor tipo Placa de Orificio.
5. Dispositivo indicador de Temperatura.
6. Dispositivo indicador de Densidad.
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.1.1.2 Tipo Venturi.

El Venturi clásico es un dispositivo, que consiste en una sección de cono convergente, un orificio cilíndrico y una sección de cono divergente. El orificio cilíndrico restringe el caudal de fluido, lo que provoca una caída de presión. Esta presión diferencial se relaciona con la velocidad del caudal aplicando la ecuación de Bernoulli. Los conos angulados de entrada y salida ayudan a controlar la recuperación de presión, convirtiendo a Venturi en el más eficiente de todos los medidores de tipo Presión Diferencial.

El Venturi clásico, esta típicamente disponible para tamaños de 2" y mayores, el flujo a través del venturi es relativamente alineado (aerodinámico) y así provocar una relativamente baja pérdida de presión permanente. La exactitud del coeficiente típico está en un rango de ± 0.5 a 1.5% dependiendo del diseño del medidor o construcción y si el medidor de flujo es calibrado o no.

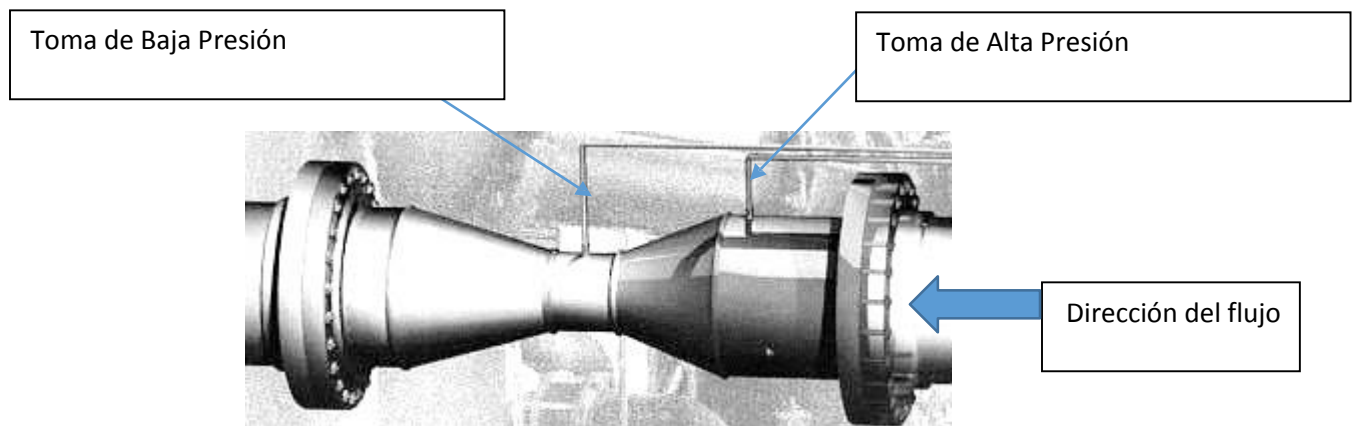


Ilustración 2-4 Medidor tipo Venturi

La ecuación de flujo es la misma que la descrita anteriormente en el medidor tipo Placa de Orificio, exceptuando el coeficiente de descarga.

2.1.1.2.1 Instrumentación mínima requerida.

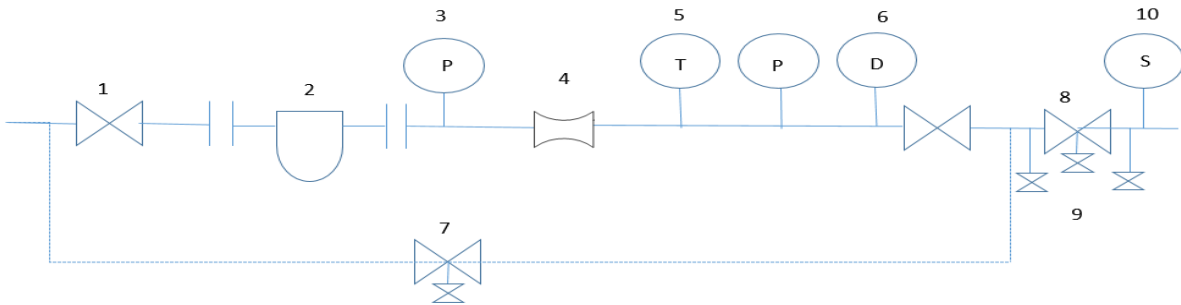


Ilustración 2-5 Diagrama medidor tubo venturi

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor Tubo Venturi.
5. Dispositivo indicador de Temperatura.
6. Dispositivo indicador de Densidad.
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.1.1.3 Tubo Pitot.

Consta de una sonda dentro de la tubería que genera un punto de estancamiento, midiendo así la presión total del fluido. Se complementa con una toma piezométrica sobre la tubería para obtener presión estática. La resta de ambas es la presión dinámica.

Estos medidores son usados para medir tanto líquidos, como gases y son implementados para propósitos de control y no para la transferencia de custodia. Sus mejores ventajas son que prácticamente no generan caída de presión y son de bajo costo.



Ilustración 2-6 Medidor tipo Tubo Pitot

2.1.1.3.1 Instrumentación mínima requerida.

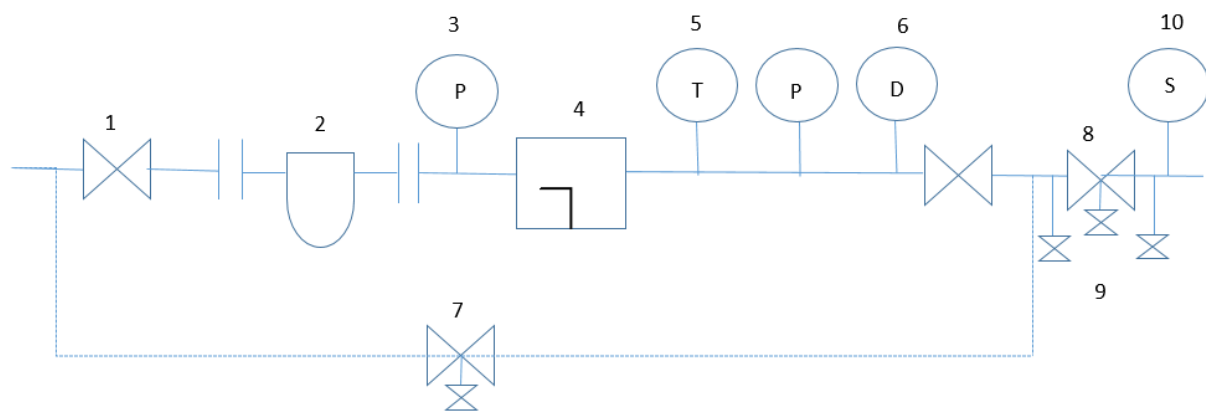


Ilustración 2-7 Diagrama medidor Tubo Pitot

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor Tubo Pitot.
5. Dispositivo indicador de Temperatura.
6. Dispositivo indicador de Densidad.
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.1.1.3.2 Ventajas y Limitaciones de los medidores tipo Presión Diferencial:

Ventajas	Limitaciones
Gran Flexibilidad	Moderada amplitud con transmisores no compensados.
Exactitud moderada (1 a 5% del valor instantáneo, fluidos incompresibles).	Riesgo de obstrucción de líneas de impulso.
Buena exactitud (0.5 a 1.5% del valor instantáneo, fluidos compresibles).	Múltiples puntos de fuga en especial con transmisores remotos.
Bajo costo.	Fallas en la instalación de los componentes.
Bueno para el control.	No recomendado para fluidos con sólidos en suspensión.
Medición Bi direccional	Requerimientos de instalación rigurosos
Ensamble pre armado de fábrica.	

Tabla 2.1 Ventajas y limitaciones, Medidores por P.D.

2.2.2 Medidores de Desplazamiento Positivo.

Los dispositivos que funcionan según este principio, disponen de cámaras desplazables que dividen el fluido en volúmenes fijos conocidos con precisión a medida que éste pasa por el medidor de flujo.

El recuento de los volúmenes individuales de fluido da el valor total del caudal. Las cámaras de medición internas se mueven por la propia presión de la tubería y el número de giros es un indicador del volumen que ha pasado por el medidor de flujo.

Dentro de los diferentes tipos de medidores de desplazamiento positivo, se consideran los siguientes:

- a) Medidor tipo pistón oscilatorio.
- b) Medidor de paletas deslizantes o veleta móvil.
- c) Medidor de engranajes (ovalados y helicoidales).

2.2.2.1 Medidor tipo Pistón oscilante.

Consiste en un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón tiene un diámetro más pequeño. El pistón, cuando circula flujo, oscila alrededor de un puente divisor, que separa la entrada de la salida del líquido.

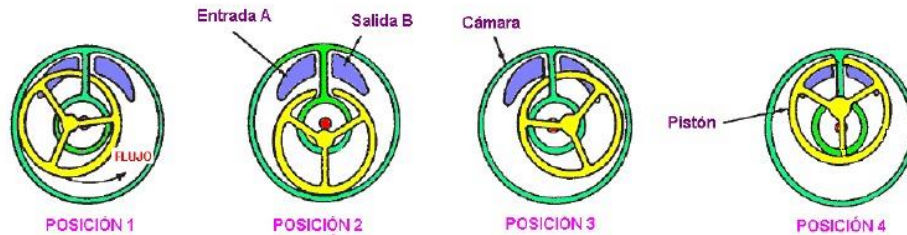


Ilustración 2-8 Medidor de Pistón Oscilante

Estos medidores se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños flujos, y una de sus aplicaciones más importantes es en las unidades de bombeo de distribución de hidrocarburos.

2.2.2.2 Medidor de paletas deslizantes o veleta móvil.

Consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que se pueden deslizar libremente hacia adentro y hacia afuera de su alojamiento. Los miembros de las paletas opuestas se conectan rígidamente mediante varillas, y el fluido circulando actúa sobre las paletas sucesivamente, provocando el giro del rotor.

Mediante la rotación, el fluido se transfiere de la entrada a la salida, a través del espacio entre las paletas y mediante el conteo de revoluciones, se determina la cantidad de flujo que ha pasado.

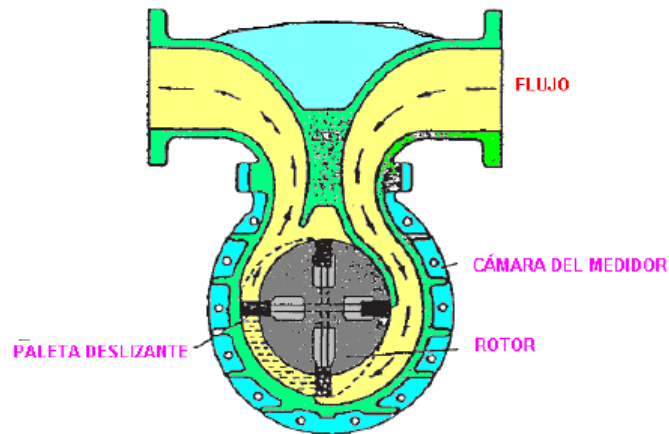


Ilustración 2-9 Medidor de paletas deslizantes

2.2.2.3 Medidor de engranes ovalados.

Consta de dos ruedas ovaladas que engranan entre si y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el flujo de fluidos.

La acción del fluido actúa de forma alterna sobre cada una de las ruedas dando lugar a un giro suave de un par prácticamente constante y preciso, para reducir la fricción.

2.2.2.4 Medidor de engranes tipo helicoidal.

Funciona de manera similar al anterior y su principal ventaja de ambos es que su medición es independiente prácticamente de las variaciones de densidad y de la viscosidad del fluido.

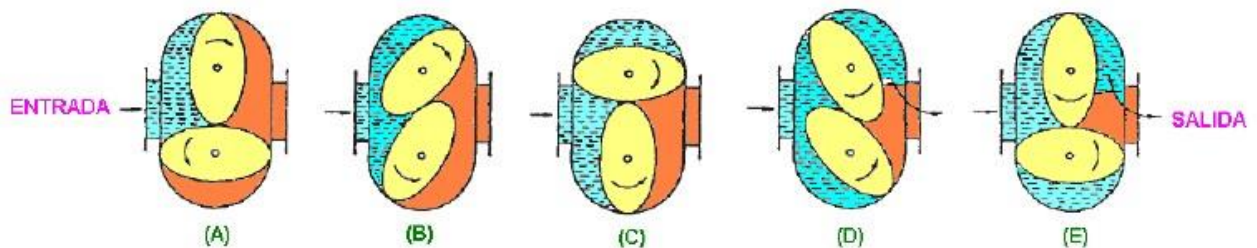


Ilustración 2-10 Medidor de engranes ovalados

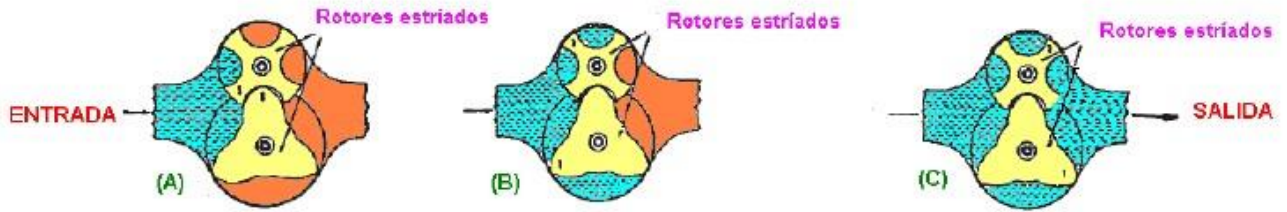


Ilustración 2-11 Medidor de engranes tipo helicoidal

2.2.2.5 Requerimientos mínimos de instalación de un medidor de desplazamiento positivo.

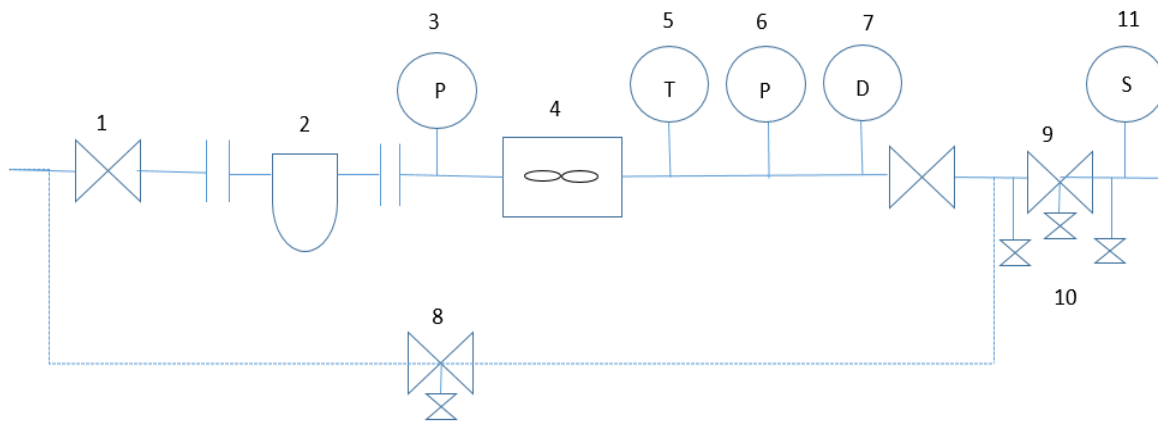


Ilustración 2-12 Diagrama medidor desplazamiento positivo

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor Desplazamiento positivo.
5. Dispositivo indicador de Temperatura (opcional).
6. Dispositivo indicador de Densidad (opcional).
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.2.3 Medidores tipo Turbina.

Consiste en un dispositivo rotante llamado rotor que está posicionado con la corriente de flujo de tal manera que la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad del fluido.

El medidor de flujo tipo turbina es un dispositivo con un sensor para detectar la velocidad real de un fluido que fluye por un conducto. El movimiento del rotor puede ser detectado mecánica, óptica o eléctricamente, registrándose el movimiento del rotor en un sistema lector externo.

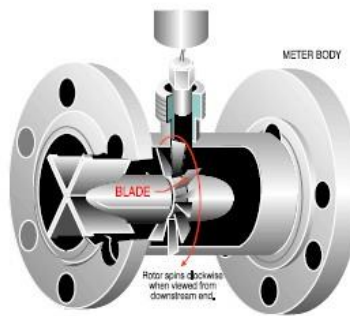


Ilustración 2-13 Medidor tipo Turbina

2.2.3.1 Requerimientos mínimos de instalación de un medidor tipo Turbina.

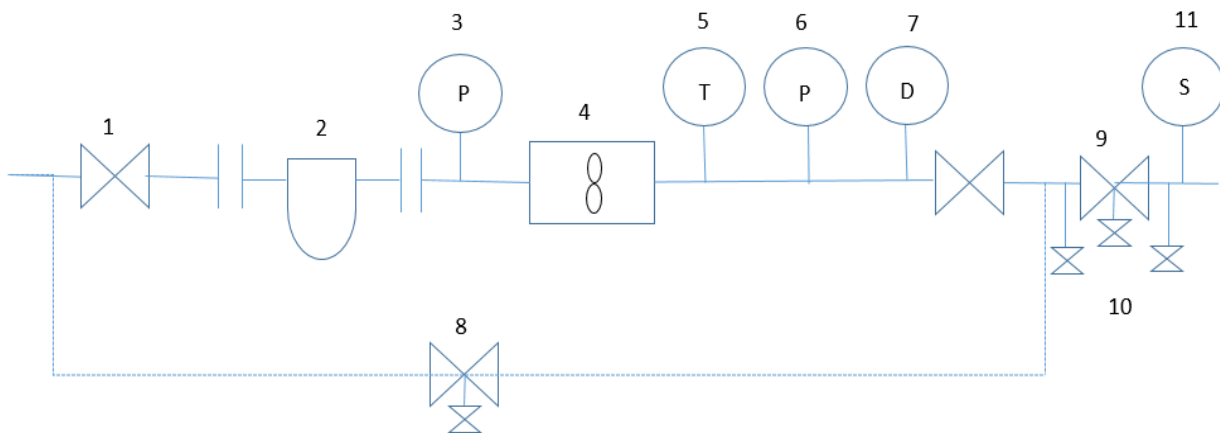


Ilustración 2-14 Diagrama medidor tipo Turbina.

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor tipo Turbina.
5. Dispositivo indicador de Temperatura (opcional).
6. Dispositivo indicador de Densidad (opcional).
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.2.4 Medidores Magnéticos.

Este tipo de medidores es adecuado solamente para líquidos conductores de la electricidad, ya que su principio de funcionamiento es por medición de inducción electromagnética.

El medidor de flujo magnético se basa en la Ley de Michael Faraday de inducción electromagnética, la cual establece que un voltaje puede ser inducido en un conductor en movimiento a través de un campo magnético.

La magnitud de voltaje inducido E es directamente proporcional a la velocidad del conductor V , al diámetro D del conductor y a la fuerza de campo magnético B .

$$E = k \cdot B \cdot D \cdot V$$

Ecuación 2-0-2 Ley de Faraday, Inducción electromagnética

Donde:

E = Voltaje inducido.

B = Campo magnético.

D = Diámetro.

V = Velocidad del conductor (fluido).

En un medidor de flujo magnético, el fluido conductor que circula por el interior del tubo de medición corresponde a la barra metálica del experimento de Faraday. Dos bobinas situadas a ambos lados del tubo de medición generan un campo magnético de intensidad de constante. Dos electrodos en la pared interior de la tubería detectan la tensión inducida por el fluido en movimiento al circular en el seno del campo magnético. El tubo de medición está eléctricamente aislado del fluido y del electrodo por un revestimiento no conductor, por ejemplo, goma, teflón, etc.

Dado un campo magnético de intensidad constante (B), la ecuación anterior es directamente proporcional a la velocidad del fluido (V); por otra parte, la sección transversal de la tubería (A) es un parámetro conocido, de modo que el caudal volumétrico (Qv) se calcula directamente a partir de la siguiente expresión:

$$Q_v = V * A = \frac{E}{B} * A$$

Ecuación 2-0-3 Gasto Volumétrico, medidor de flujo electromagnético

Donde:

Qv= Gasto volumétrico

V= Velocidad del fluido

A= Área transversal

E= Campo inducido

B=Campo Electromagnético

L= Longitud del conductor eléctrico

2.2.3.1 Requerimientos mínimos de instalación de un medidor magnético.

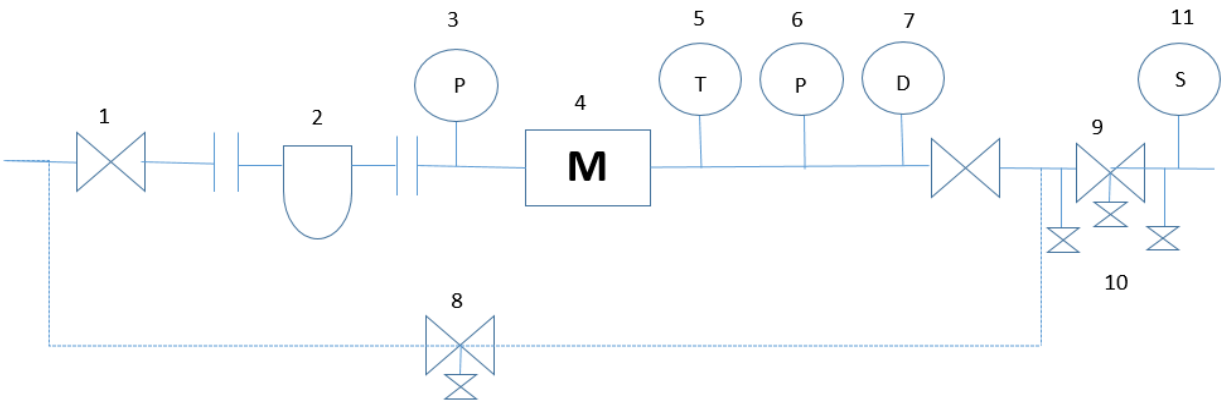


Ilustración 2-15 Diagrama medidor Magnético

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor tipo Magnético.
5. Dispositivo indicador de Temperatura (opcional).
6. Dispositivo indicador de Densidad (opcional).
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.2.5 Medidores másicos tipo Coriolis.

Gaspard Gustave Coriolis (1792-1843) fue un Ingeniero y Matemático que describió la fuerza Coriolis por primera vez en 1835.

La aceleración Coriolis se define como:

$$= 2 \omega$$

Ecuación 2-0-4 Fuerza Coriolis

Donde:

F= Fuerza

ω = Movimiento angular

m= masa en movimiento

v= velocidad radial

El medidor coriolis consiste en un sensor y un transmisor; el sensor típico de coriolis, tiene uno o dos tubos, por los cuales los fluidos fluyen. El tubo o los tubos se hacen vibrar a su frecuencia natural o armónica, mediante un mecanismo electromagnético.

El flujo fluyendo genera una fuerza Coriolis que es directamente proporcional a flujo másico del fluido. La magnitud de la fuerza de coriolis puede ser detectada y convertida a gastos de flujo.

El medidor tipo coriolis también puede ser configurado para indicar el flujo volumétrico, en este caso, la frecuencia de la oscilación de los tubos es medida y usada para determinar la densidad del fluido.

2.2.3.1 Requerimientos mínimos de instalación de un medidor tipo coriolis.

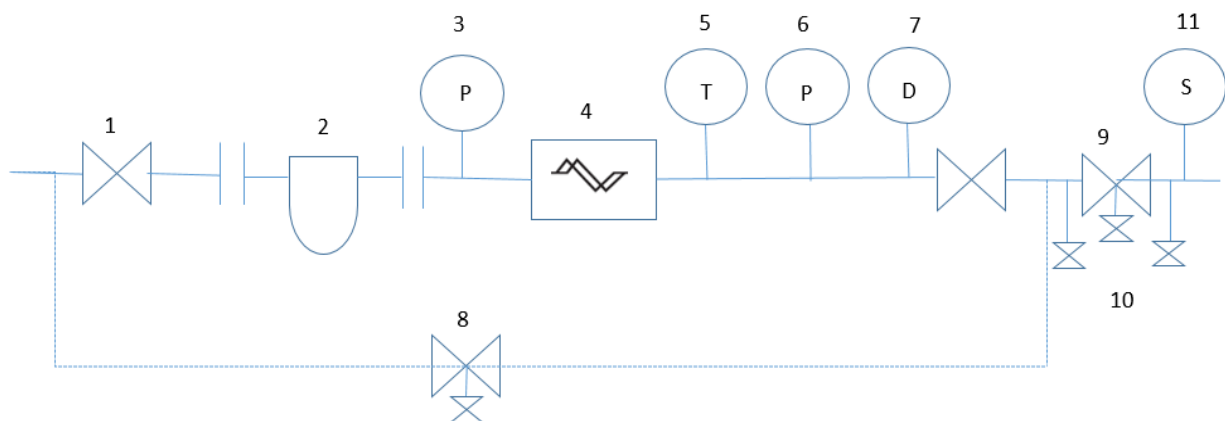


Ilustración 2-16 Diagrama medidor tipo Coriolis

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión (opcional).
4. Medidor tipo Coriolis.

5. Dispositivo indicador de Temperatura (opcional).
6. Dispositivo indicador de Densidad (opcional).
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

2.2.6 Medidores Ultrasónicos.

Los medidores de flujo ultrasónico usan ondas acústicas o vibraciones para detectar el viaje del flujo de la tubería. La energía ultrasónica es típicamente acoplada al fluido en la tubería usando transductores que pueden ser húmedos o no húmedos, dependiendo sobre el diseño de medidores de flujo.

Algunos diseños permiten mediciones externas a la tubería y no tienen partes en movimiento, mientras que otros diseños requieren estar en contacto con la corriente de flujo. Como un resultado en algunos diseños el sensor o transductores, están abrazados sobre la tubería de la corriente de flujo (Clamp-On), mientras que otros diseños, una sección de la tubería es suministrada por el fabricante con los sensores ya montados para la inserción en la corriente de flujo.

Los medidores de flujo tipo ultrasónico como su nombre lo indica, miden el flujo por medición de energía u onda ultrasónica en sistemas cerrados.

En el siguiente capítulo se hablará a detalle de este tipo de medidores.

Referencias Capítulo 2

1. Material curso de medición de flujo 2010. Emerson.
2. Fluid flow measurement 3rd Edition. Paul J. Lanasa & E. Lop Upp

Capítulo 3. Estado del arte del medidor Ultrasónico.

Los medidores de flujo ultrasónico usan ondas acústicas o vibraciones para detectar el viaje del flujo de la tubería. La energía ultrasónica es típicamente acoplada al fluido en la tubería usando transductores que pueden ser húmedos o secos, dependiendo sobre el diseño de medidores de flujo.

Algunos diseños permiten mediciones externas a la tubería y no tienen partes en movimiento, mientras que otros diseños requieren estar en contacto con la corriente de flujo. Como un resultado en algunos diseños el sensor o transductores, están abrazados sobre la tubería de la corriente de flujo (Clamp-On), mientras que otros diseños, una sección de la tubería es suministrada por el fabricante con los sensores ya montados para la inserción en la corriente de flujo.



Ilustración 3-1 Medidor Ultrasónico



Ilustración 3-2 Medidor Ultrasónico tipo Clamp On

Los medidores de flujo tipo ultrasónico como su nombre lo indica, miden el flujo por medición de energía u onda ultrasónica en sistemas cerrados.

3.1 Fenómenos físicos involucrados.

Sonido. En la física, el sonido es un fenómeno vinculado a la difusión de una onda de características elásticas que produce una vibración en un cuerpo, aun cuando estas ondas no se escuchan.

Velocidad del sonido. Es la velocidad de propagación de las ondas mecánicas longitudinales, producidas por variaciones de presión del medio. Estas variaciones de presión generan en el cerebro la sensación del sonido.

La velocidad de propagación de la onda sonora depende de las características del medio en el que se realiza dicha propagación y no de las características de la onda o de la fuerza que la genera.

Ultrasonido. Es una onda sonora cuya frecuencia supera el límite perceptible por el oído humano, pues el ultrasonido está en una frecuencia más alta de lo que puede captar el oído. Este límite se encuentra aproximadamente en los 20 KHz.

El ultrasonido es emitido mediante elementos piezoeléctricos.

3.2 Historia del desarrollo del ultrasonido

1935. Primeras técnicas acústicas para la medición de flujo fueron propuestas.

1948. Primer medidor funcional producido.

1960's. Medidores confiables desde el avance electrónico.

1980's. British Gas desarrollo un medidor de gas multi-trayectoria.

2005. Se introduce el concepto de "Condition Based Monitoring (CBM).

3.3 Principios Físico.

Existen dos tipos de principios físicos que son aplicables para los medidores ultrasónicos: Efecto Doppler y Tiempo de Tránsito; a continuación se describe cada uno de ellos.

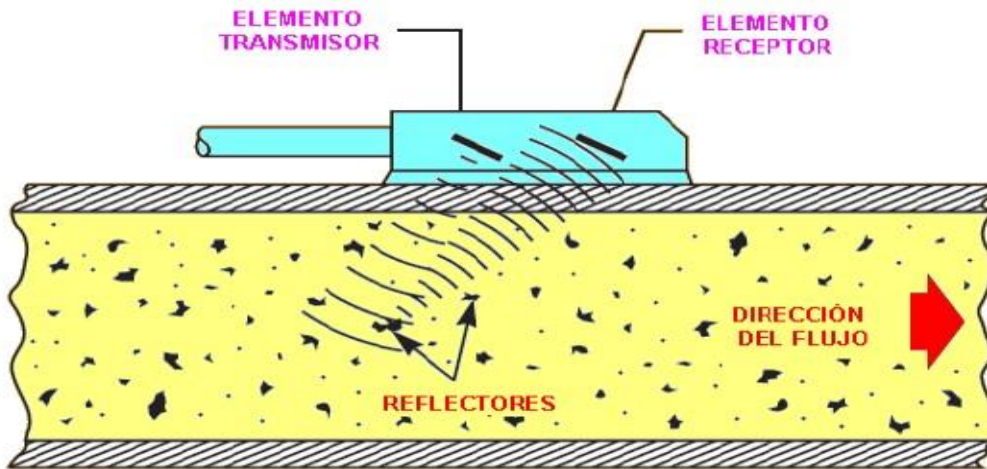
3.3.1 Efecto Doppler.

Doppler, Christian (1803-1853). Físico y matemático austriaco. Estudió en dicha ciudad y posteriormente en Viena. Fue profesor en el Instituto técnico de Praga y en el Instituto Politécnico de Viena, ocupó el cargo de director del Instituto de Física de la Universidad de Viena en 1850. Describió el fenómeno físico que se conoce hoy como efecto Doppler en su artículo monográfico sobre los colores de la luz de las estrellas dobles, acerca de la luz coloreada de las estrellas dobles (1842).

El Efecto Doppler puede entenderse fácilmente si se considera el cambio que se produce en la frecuencia cuando un tren se mueve hacia una persona con su bocina sonando, cuando el tren se acerca, el nivel de volumen de la bocina es más alto, ya que las ondas sonoras son más próximas, que si el tren estuviera parado. Cuando el tren se aleja, aumenta el espaciamiento de las ondas, dando un nivel más bajo. Este cambio aparente de frecuencia se denomina Efecto Doppler y es directamente proporcional a la velocidad relativa entre el objeto móvil, el tren y la persona.

El medidor de flujo de efecto Doppler, utiliza este concepto al proyectar una onda ultrasónica en un ángulo a través de la pared de la tubería en un fluido en movimiento con partículas, por un cristal transmisor. Parte de la energía es reflejada por las burbujas del líquido hacia un cristal receptor.

El medidor de efecto Doppler puede ser aplicado a fluidos que tienen gas atrapado o partículas que reflejan la energía ultrasónica.



SENSOR DE FLUJO ULTRASONICO TIPO DOPPLER
 Ilustración 3-3 Medidor de flujo ultrasónico tipo Doppler

3.3.1.1 Principio de Operación:

Combinando la Ley de Snell y la ecuación clásica de Doppler, tiene:

$$\frac{\Delta f}{2 C_t} = \frac{v \cos \theta}{C_t} = \Delta f \cos \theta$$

Ecuación 3-0-1 Combinación Ley de Snell y Doppler.

Donde:

Δf es la diferencia entre las frecuencias transmitida y recibida.

θ es el ángulo entre el transmisor y receptor con respecto al eje de la tubería.

C_t es la velocidad del sonido.

La velocidad es una función lineal de Δf y si se tiene el diámetro interno de la tubería, el flujo volumétrico queda como:

$$Q = 2.45 \cdot C_t \cdot d^2 \cdot \Delta f \cos \theta$$

Ecuación 3-0-2 Flujo Volumétrico

Donde:

Q es el gasto a condiciones de flujo.

V es la Velocidad del flujo.

Di es el Diámetro Interno de la tubería.

3.3.1.2 Consideraciones del Ultrasónico tipo Doppler.

Se debe tener la precaución de atender los tramos de tubería recta corriente arriba y corriente abajo sugeridos por el proveedor, ya que de ello depende asegurar una correcta indicación de flujo.

La mayoría de los proveedores de equipo especifican el límite mínimo de concentración y tamaño de sólidos o burbujas en el líquido para asegurar el funcionamiento del instrumento.

3.3.1.3 Características del ultrasónico tipo Doppler.

Estos medidores:

- No presentan obstrucción al flujo.
- No tienen pérdida de presión.
- Para su instalación, no se necesita tubería en derivación, ni válvulas de bloqueo.
- La temperatura de diseño va desde -60 °C a 260 °C.
- La presión de diseño no está limitada.
- Los intervalos de velocidad de flujo van desde 0.2 ft/s a 60 ft/s.
- Los diámetros de tubería son desde ½ " hasta 72 " con una exactitud de 0.5 a 1 %, una exactitud de calibración de 0.10 a 0.25% y una repetibilidad de 0.05%.
- El costo de instalación arriba de 6" de diámetro es más bajo comparado con una placa de orificio, turbina, entre otros.
- No tiene partes móviles.

3.3.2 Tiempo de Tránsito.

El tiempo de tránsito depende de la velocidad del sonido en un fluido a lo largo de un rayo sónico, la velocidad promedio, perfil de flujo y la estructura de turbulencia. La confiabilidad de la velocidad medida, depende de la longitud del rayo sónico y de la posición de éste, de la forma en la que el pulso es transmitido, el tiempo electrónico y los cálculos involucrados en la reducción de los parámetros medidos.

Los transductores acústicos, pueden ser montados de manera invasiva o no invasiva. Los rayos sónicos pueden estar en arreglos refractivos, no refractivo o bien, con una

geometría híbrida. Un arreglo de rayos sónicos refractivo, es una manera geométrica de refractar una o varias veces el rayo sónico dentro de la estructura o del canal. Un arreglo de rayos sónicos no refractivo, no refracta el rayo sónico dentro de la estructura. El arreglo híbrido contempla una combinación de los anteriores.

El número de rayos acústicos y su posición varía de acuerdo a diseños científicos y comerciales.

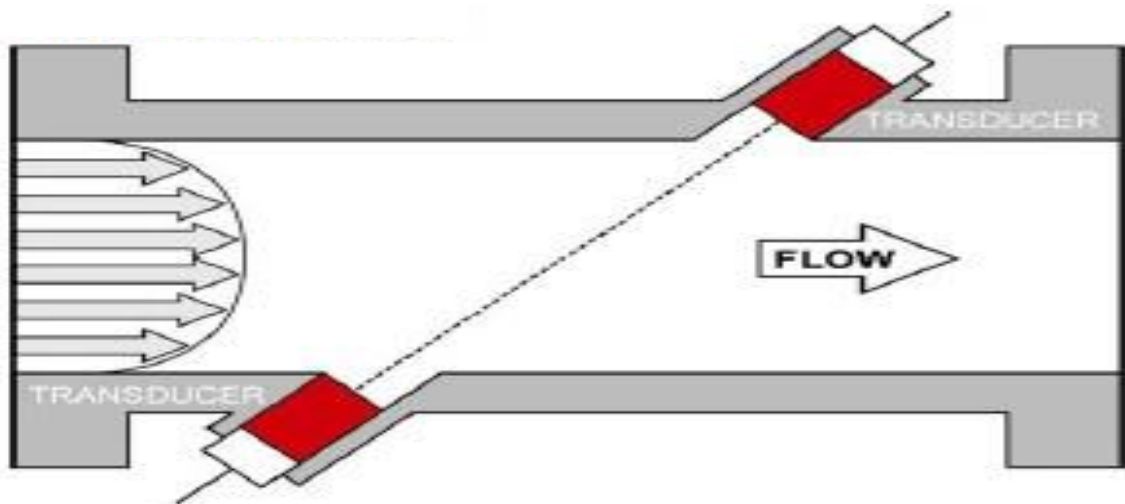
El flujo deberá estar en un estado de flujo estable, y para propósitos particulares, deberá estar limpio, es decir, sin contaminantes, es deseable que el fluido se encuentre en una sola fase, homogénea y Newtoniano.

Si es necesario, separadores, filtros, acondicionadores de flujo, entre otros elementos, deben ser instalados para minimizar la presencia de partículas sólidas y otros contaminantes. Aún pequeñas concentraciones de contaminantes y/o sólidos aumentan la incertidumbre de la medición del flujo. Las partículas sólidas pueden tener un efecto abrasivo en áreas vulnerables tanto para medidores intrusivos, como para los no intrusivos, pues estas pueden acumularse, causando errores en la medición y provocar el mal funcionamiento del medidor de flujo.

El medidor ultrasónico de tiempo de tránsito o por impulsos son los más exactos y se utilizan preferentemente con líquidos limpios, aunque algunos permiten medir con cierto contenido de partículas, gas y un cierto porcentaje de burbujas.

3.3.2.1 Principio de Operación.

El método de medida, es una diferencial por tiempo de tránsito, es decir, mide el flujo tomando el tiempo que tarda la energía ultrasónica en atravesar la sección de tubería con y contra el flujo en la tubería.



Dos sensores instalados en la tubería emiten y reciben pulsos ultrasónicos intermitentemente. A "caudal cero", ambos sensores reciben las ondas transmitidas en el mismo tiempo, es decir, sin ningún retardo en los tiempos de tránsito de la señal. Pero con un fluido en circulación, las ondas sonoras procedentes de cada sensor necesitan intervalos de tiempo distintos (dependencia en el caudal) para llegar al otro sensor. Si la distancia entre los dos sensores es conocida, la diferencia en los tiempos de tránsito de la señal es directamente proporcional a la velocidad del fluido.

Ambos sensores están conectados a un transmisor. El transmisor induce a los sensores a generar ondas ultrasónicas y medir el tiempo de tránsito de estas ondas que se

Ilustración 3-4 Esquema Transductores por tiempo de tránsito.

propagan de uno a otro sensor.

3.3.2.2 Miscelánea de ecuaciones

Tiempo entre transductores:

$$= \frac{L}{v - c}$$

Ecuación 3-0-3 Tiempo del transductor A al B

$$= \frac{L}{v + c}$$

Ecuación 3-0-4 Tiempo del transductor B al A

A partir de esto, se puede calcular la Velocidad media:

$$= \frac{2L}{2L/v + 2L/v}$$

Ecuación 3-0-5 Velocidad media

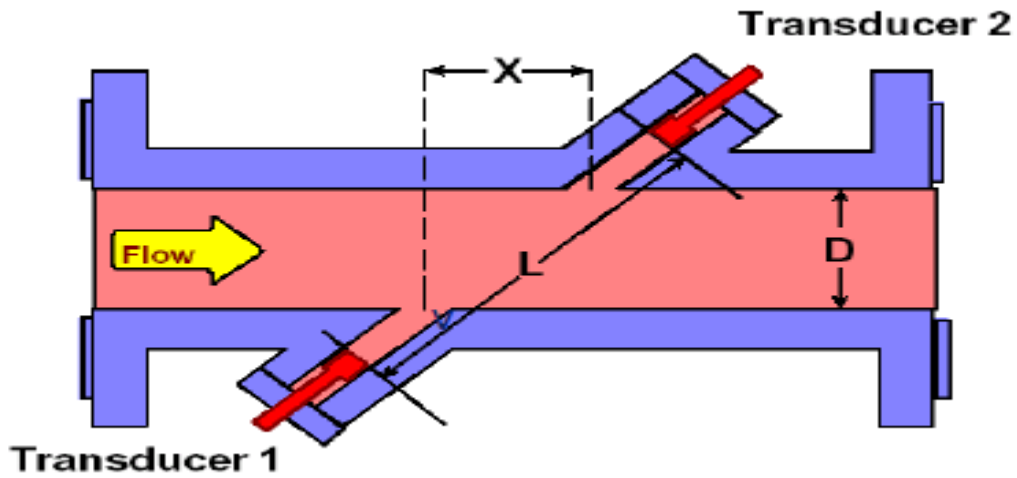


Ilustración 3-5 Diagrama medidor ultrasónico

Factores de corrección:

Se requieren de varios factores de corrección que se deben adicionarse a los cálculos de la velocidad media, entre ellos destacan:

Corrección por Velocidad de Perfil.

Factor de Ponderación.

Obteniendo la expresión:

$$= \sum_{i=1}^n i * i$$

Quedando finalmente:

$$= * \frac{\pi^2}{4}$$

3.4 Construcción de medidor Ultrasónico

La construcción del medidor de flujo ultrasónico puede ser clasificado por el montaje del transductor tanto con abrazaderas exteriormente o bien mediante transductores internos o húmedos. Los transductores húmedos son usualmente requeridos para la medición de líquidos exactos, especialmente cuando un ultrasónico multi-trayectoria es necesario.

Transductores con abrazaderas o tipo Clamp On. Son unidos a la tubería externamente, típicamente con una abrazadera de tubo sobre una tubería pequeña. Debido a que no hay partes húmedas, la compatibilidad del fluido no es una consideración. Los diseños clamp on típicamente emplean uno o dos pares de transductores dependiendo del fabricante.

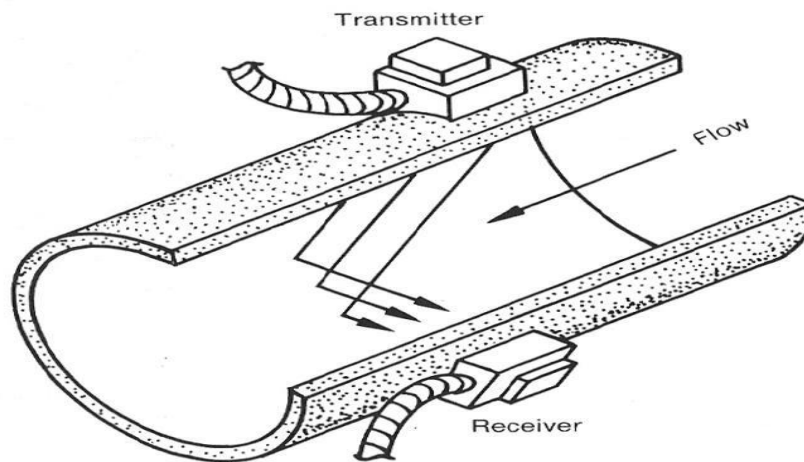


Ilustración 3-6 Medidor tipo Clamp On.

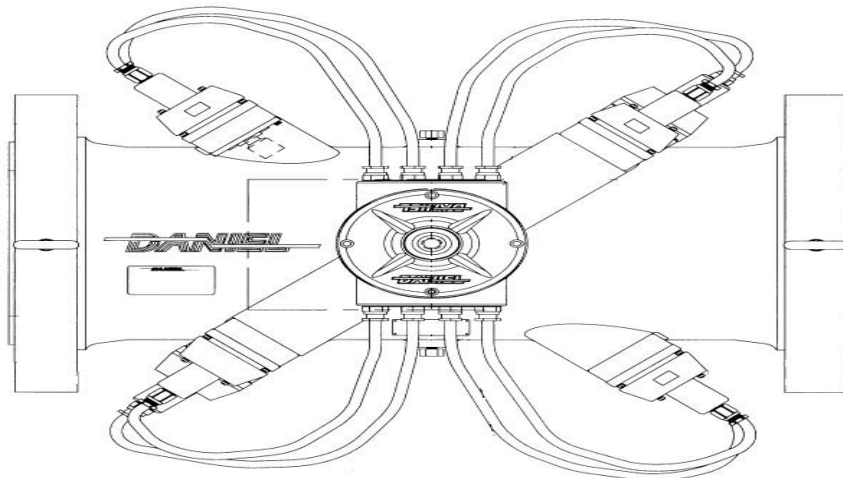


Ilustración 3-7 Medidor convencional

3.5 Ventajas y desventajas de los medidores ultrasónicos

VENTAJAS	DESVENTAJAS
No generan caídas adicionales de presión.	Potencia requerida para su operación.
Si una alta frecuencia de pulso es emitida, se pueden minimizar errores derivados de diversos efectos, tales como, vibración y flujo fluctuante.	El patrón de flujo se desarrolla por completo para una velocidad promedio que debe ser determinada.
Instalación sencilla y relativamente barata.	Alto costo inicial.
Alta rangeabilidad (dinámica de medida)	
No tiene partes móviles.	
Calibración mecánica simple, fácil de revisar.	

Tabla 3.0.1 Ventajas y Desventajas de los medidores ultrasónicos

3.6 Instalación de un medidor ultrasónico

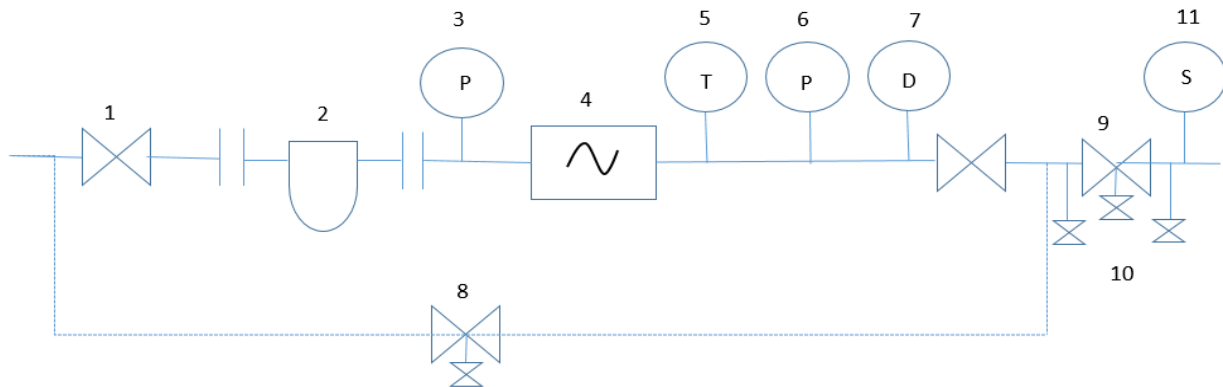


Ilustración 3-8 Diagrama instalación medidor ultrasónico

De donde se aprecian:

1. Válvula bloqueo.
2. Filtro (opcional).
3. Dispositivo indicador de Presión.
4. Medidor Ultrasónico.
5. Dispositivo indicador de Temperatura.
6. Dispositivo indicador de Densidad (opcional).
7. Bypass (opcional) con válvula de purga o ciega.
8. Válvula de purga para pruebas.
9. Conexiones de prueba.
10. Punto de muestreo.

3.7 Rutina de cálculo de volumen neto estándar, a partir de la medición de flujo.

A continuación se muestra una rutina de cálculo recomendada por el API en la versión más reciente del Capítulo 12 del Manual de Medición.

3.7.1 Factores de Corrección.

Para conocer el volumen neto estándar producido o almacenado es necesario llevar a condiciones estándar el volumen del fluido que se encuentra en la tubería.

Las condiciones estándar en el sistema internacional de unidades, están definidas en el “*Manual of Petroleum Measurement Standards*” del API como:

Presión	101.325 kPa (14.696 psia)
Temperatura	15.00 °C (59.00 °F)

Tabla 3.2 Condiciones estándar

Para transformar el volumen, es necesario incluir varios factores de conversión y correcciones por efectos de temperatura y presión. Estos parámetros se describen a continuación.

ρ_b Densidad base.

Se calcula a partir de estándares técnicos apropiados o bien, de ser necesario, de las correlaciones y/o ecuaciones de estado apropiadas.

CTL Corrección por Efecto de la Temperatura sobre el Líquido.

Si la cantidad de petróleo líquido está sujeto a cambios en la temperatura, su densidad disminuirá mientras la temperatura aumenta o incrementará si la temperatura disminuye. Para determinar este valor, se utiliza el estándar apropiado. Se emplean ρ_b y **TWA** en los cálculos.

TWA. Temperatura ponderada.

Es el promedio de la temperatura del líquido en el medidor. Para métodos volumétricos base, la temperatura ponderada es el promedio de los valores de la temperatura muestreados en intervalos de flujos uniformes y representativos. La ecuación que define esto es:

$$= \frac{[\sum_1^n i]}{n}$$

Ecuación 3-0-6 Temperatura Ponderada

Donde:

Ti = temperatura

n = número de intervalos uniformes

F. Compresibilidad del líquido en el medidor a condiciones de operación normal. Se calcula empleando el estándar adecuado utilizando los factores ρ_b y TWA.

CPL. Corrección por Efecto de la Presión sobre el Líquido.

Si el petróleo líquido está sujeto a cambios en presión, la densidad del líquido se incrementará cuando la presión aumente y disminuirá cuando la presión disminuya. El valor se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$= \frac{1}{(1 - [\text{coeficiente de expansión térmica} \times \text{cambio de presión}] * \rho_b)}$$

Ecuación 3-0-7 Corrección por efecto de Presión

Donde:

PWA = Presión ponderada para líquidos

Pe = Presión de vapor

Pb = Presión base (a condiciones estándar)

F = Compresibilidad del líquido.

CCF. Factor de Corrección Combinado.

Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$= * *$$

Ecuación 3-0-8 Factor de Corrección Combinado

Donde:

CTL y CPL = Corrección por efecto de Temperatura y Presión respectivamente

MF = Factor del medidor

IV. Volumen Indicado.

El cambio en el volumen medido que ocurre durante la corrida de una prueba.

$$I = -$$

Ecuación 3-0-9 Volumen Indicado

Donde:

MRc = Closing meter Reading

MRo = Opening meter Reading

GSV. Volumen estándar grueso.

Se define mediante la siguiente expresión:

$$= I *$$

Ecuación 3-0-10 Volumen estándar grueso

Donde:

IV = Volumen Indicado

CCF = Factor de Corrección Combinado

GSW. Corrección fiscal por sedimentos y agua.

Se determina a partir de la siguiente expresión:

$$= 1 - \left(\frac{\% \&}{100} \right)$$

Ecuación 3-0-11 Corrección por sedimentos y agua

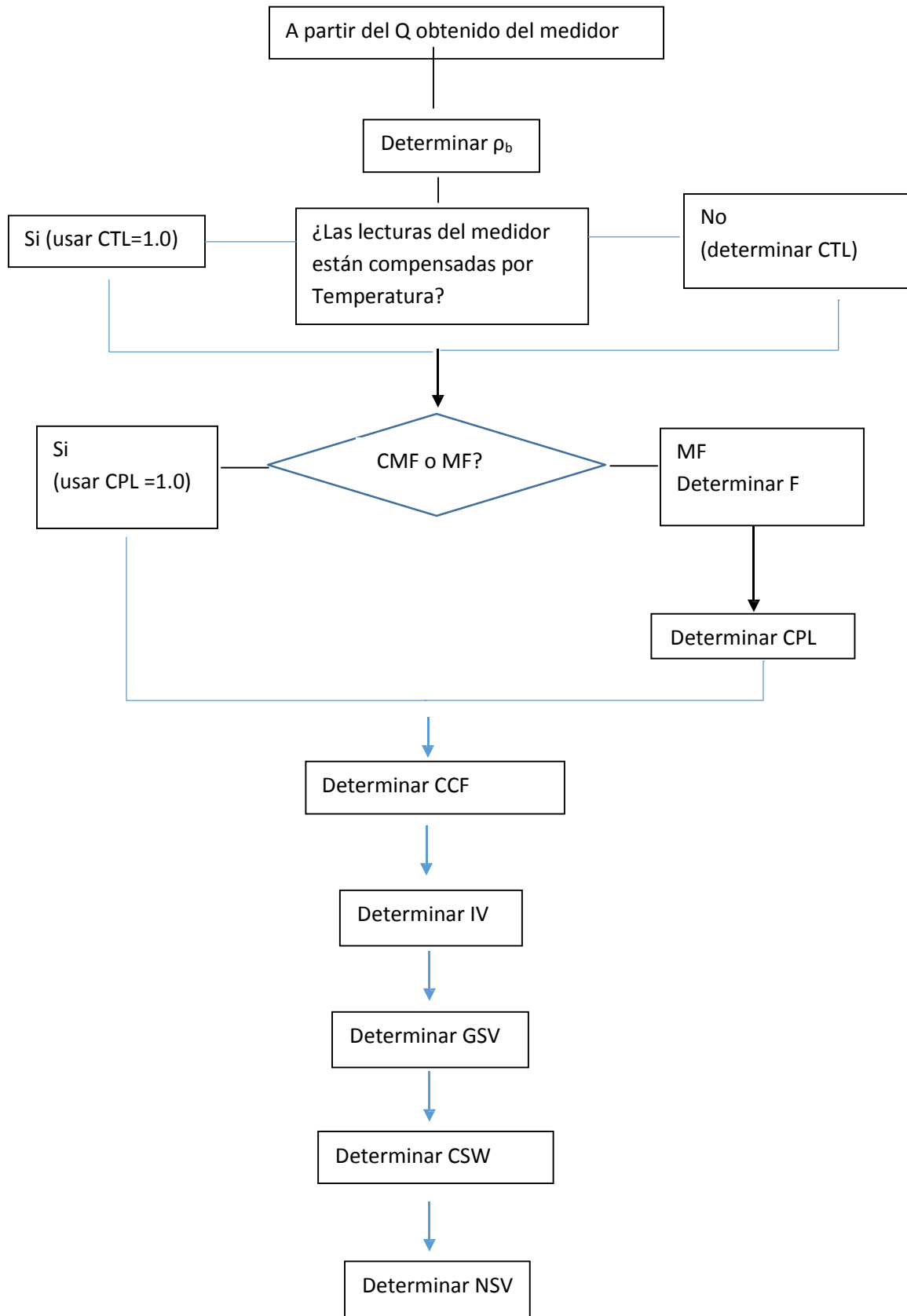
NSV. Volumen Neto Estándar.

Es el volumen de líquido equivalente a condiciones estándar, donde no se incluyen los elementos no comerciables como sedimentos y agua. La siguiente expresión permite obtener este valor:

$$= *$$

Ecuación 3-0-12 Volumen neto Estándar

3.7.2 Metodología de cálculo.



3.8 Mantenimiento de un medidor ultrasónico.

Al no tener partes móviles que requieran de lubricación, el mantenimiento es básicamente desarrollado únicamente en el sistema de salida de lecturas para medidores instalados para medir fluidos limpios. Para fluidos sucios, la limpieza debe efectuarse si el área de flujo del medidor o los transductores se ven afectados.

Es necesario realizar revisiones periódicas del estado físico de los transductores y, de ser necesario, cambiarlos.

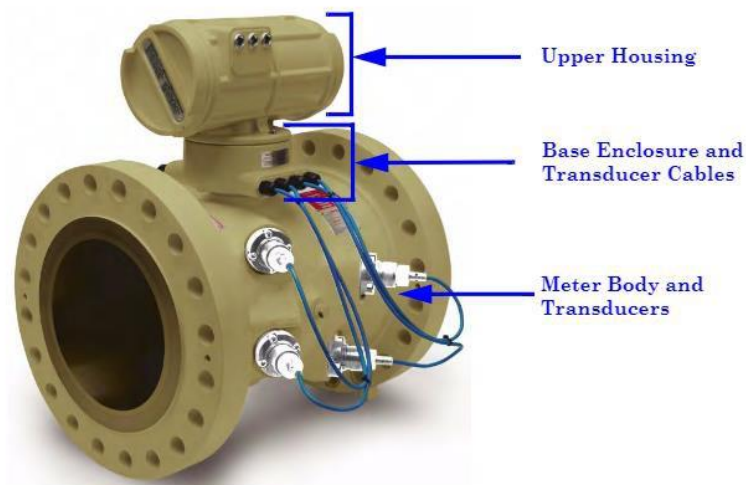


Ilustración 3-9 Elementos medidor ultrasónico

Referencias capítulo 3

1. GUSM Introduction to Gas Ultrasonic Flowmeters, Emerson
2. GUSM JR Sonic SR Sonic Theory of Operation, Emerson
3. Material curso de Medición de flujo, Emerson 2010
4. Fluid Flow Measurement. A Practical Guide to Accurate Flow Measurement Third edition
5. PAUL J. LANASA AND E. LOY UPP. 2014 edition.
6. Measurement and Instrumentation Theory and Application. Alan S. Morris Reza Langari, 2012.

Capítulo 4. Análisis de la Incertidumbre.

4.1 Estimación de la Incertidumbre.

Incertidumbre de medida.

Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mesurando, a partir de la información que se utiliza.

La incertidumbre de medida incluye componentes procedentes de efectos sistemáticos, tales como componentes asociadas a correcciones y a valores asignados a patrones, así como la incertidumbre debida a la definición. Algunas veces no se corrigen los efectos sistemáticos estimados y en su lugar se tratan como compuestos de incertidumbre.

4.1.1 Conceptos que se asocian con la incertidumbre de medida.

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

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

Repetibilidad. Condición de medición dentro de un conjunto de condiciones que incluye el mismo procedimiento de medida, los mismos operadores, el mismo sistema de medida, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo en un periodo corto de tiempo.

Precisión de medida. Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones específicas.

4.1.2 Formulas necesarias.
Incertidumbre sistemática.

$$= \pm \sqrt{\sum (i)^2}$$

Ecuación 4-0-1 Incertidumbre sistemática

Incertidumbre aleatoria.

$$= \pm \sqrt{\sum \left(\frac{x_i}{\sqrt{i}} \right)^2}$$

Ecuación 4-0-2 Incertidumbre aleatoria

Grados de libertad

Para obtener los grados de libertad, es necesario utilizar la aproximación de Welch-Satterthwaite.

$$= \frac{[\sum \bar{x}_i^2 + \sum (\frac{i}{2})^2]}{\{[\sum \frac{x_i}{i}] + [\sum \frac{i}{2}]\}}$$

Ecuación 4-3 Grados de libertad

t95

La metodología “t de Student” permite establecer los valores para la variable K, a partir del cálculo anteriormente mencionado, en general se asigna el valor k=2

4.1.2.1 Bases teóricas de modelos de incertidumbres.

ADD.

The addition uncertainty model.

El modelo se define como:

$$A = \pm [\quad + \quad_{95} \quad]$$

RSS.

The Root-Square Uncertainty Model

El modelo se define como:

$$= \pm \sqrt{[(\quad)^2 + (\quad_{95})^2]}$$

U95 & U ASME.

El modelo U_{95} se define como:

$$_{95} = 2.00 \sqrt{[(\frac{\quad}{2})^2 + (\quad_{\dot{x}})^2]}$$

El modelo U_{ASME} se define como:

$$_{A M} =_{95} \sqrt{[(\frac{\quad}{2})^2 + (\quad_{\dot{x}})^2]}$$

Ejemplo U_{RSS}:

Dada la siguiente tabla, estime la incertidumbre mediante el modelo U_{RSS}.

Fuente del Error (i)	Incertidumbre Sistemática (b _i)	Desviación Estándar (S _{x,i})	No. Puntos promedio (N _i)*	Incertidumbre Aleatoria (S _{x̄,i})	Grados de libertad (N-1) (V _i)
Termopar	0.05 _B	0.055 _A	1	0.055 _A	29
Unión de referencia	0.01 _B	0.016 _A	1	0.016 _A	9
Voltímetro	0.02 _B	0.1 _A	5	0.045 _A	4

1. Obtener la incertidumbre sistemática.

$$= \pm \sqrt{\sum (b_i)^2}$$

Sustituyendo:

$$= \sqrt{0.05^2 + 0.01^2 + 0.02^2}$$

$$= 0.055 \text{ F}$$

2. Obtener la incertidumbre aleatoria.

$$\bar{s}_x = \sqrt{\sum \bar{s}_{x,i}^2}$$

Sustituyendo:

$$\bar{s}_x = \sqrt{0.055^2 + 0.016^2 + 0.045^2}$$

$$\bar{s}_x = 0.073$$

3. Obtener los grados de libertad.

$$= \frac{[\sum \bar{s}_{x,i}^2 + \sum (\frac{i}{2})^2]}{4}$$

$$= \frac{\{[\sum \frac{x_i}{i}] + [\sum \frac{i}{(\frac{2}{2})}]\}}{4}$$

Sustituyendo:

$$= \frac{[0.055^2 + 0.016^2 + 0.045^2 + 0.05^2 + 0.01^2 + 0.02^2]^2}{\left[\frac{0.055^4}{29} + \frac{0.016^4}{9} + \frac{0.045^4}{4} + 0 + 0 + 0\right]}$$

$$= 51.2 = 51$$

4. De la tabla, se obtiene el valor de t_{95} :

$$t_{95} = 2.00$$

5. Aplicar modelo U_{RSS} :

$$= \pm \sqrt{[(\quad)^2 + (t_{95} \quad)^2]}$$

Sustituyendo:

$$= \sqrt{[(0.055)^2 + 2(0.073)^2]}$$

$$U = .6F$$

4.2 Fuentes que contribuyen en la incertidumbre.

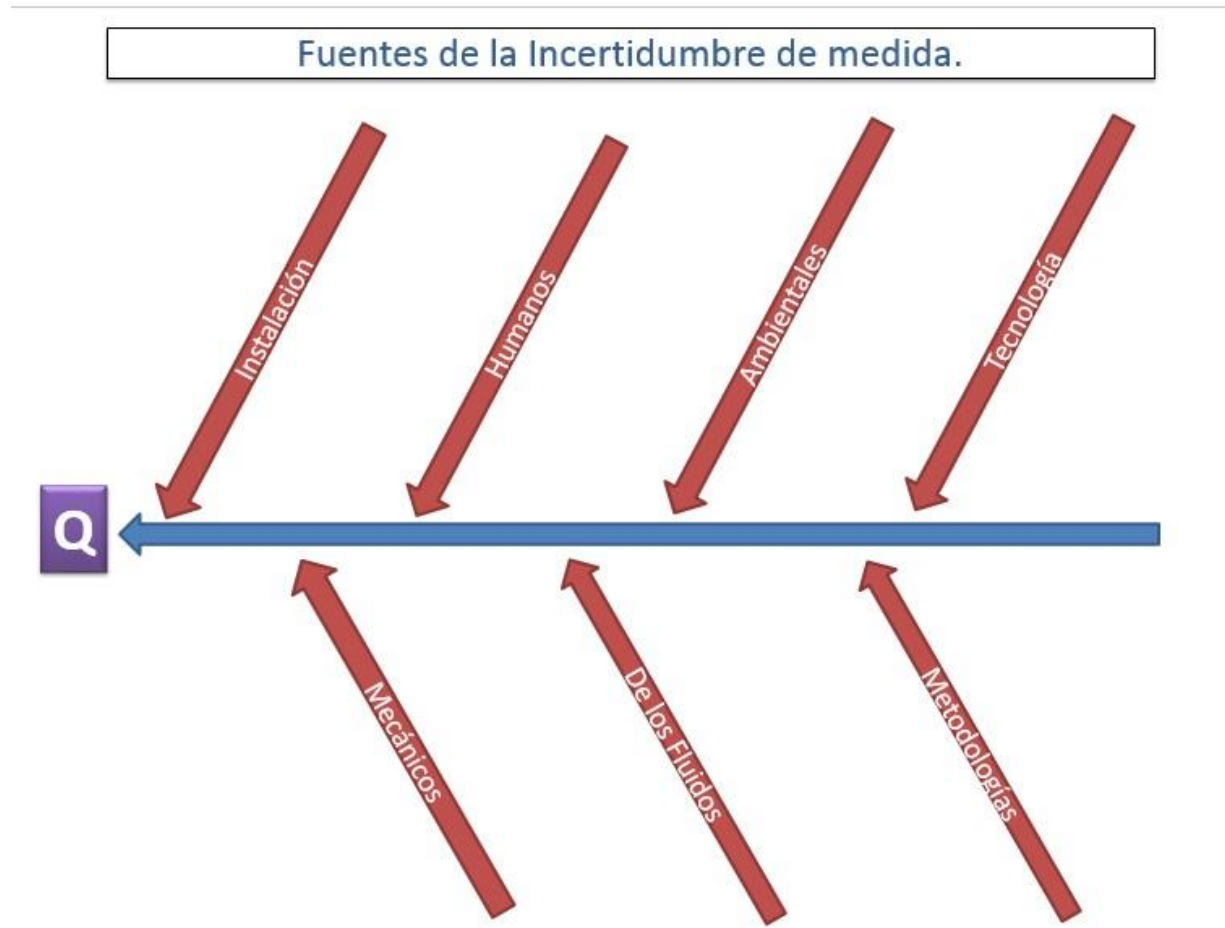


Ilustración 4-0-1 Fuentes que contribuyen a la incertidumbre

De la ilustración anterior se puede apreciar que existen diversas fuentes que contribuyen en la estimación de la incertidumbre, se ha dividido en 7 grandes grupos, mismos de los cuales se describirá a continuación en que consiste cada uno.

Instalación. Corresponde a todas aquellas cuestiones que durante el proceso de instalación puedan ocasionar un error en la medición del gasto de un cierto fluido.

Dentro de este grupo se encuentran diversos factores, como lo son:

- ❖ Uso de acondicionadores de flujo. El uso de estos dispositivos permiten obtener un perfil de flujo laminar, mismo que es necesario para la correcta aplicación del medidor ultrasónico.
- ❖ Espesor de la tubería. Al tener variaciones en la rugosidad de la tubería, por mínimas que sean, pueden afectar en el área transversal de esta.
- ❖ Orientación del medidor. Si se trata de un medidor bilateral, no se ocasionarán errores, pero, de no serlo, las lecturas serán completamente erróneas.

- ❖ Efectos por instalación. Efectos causados por una mala instalación del medidor.
- ❖ Efecto de montaje. Efectos causados por montar un equipo en la tubería.
- ❖ Ruido. Ruido generado por otros procesos ajenos al propio medidor.
- ❖ Refracción del haz en las paredes de la tubería. Refracción de los haces ultrasónicos sobre las paredes de la tubería, cuando no son necesarios; o bien, no se refractan con el ángulo adecuado.
- ❖ Configuración de la Tubería. Infraestructura de las tuberías de transporte de Hidrocarburos, mismas en las que van montados los medidores.
- ❖ Perfil de flujo por instalación cerca de codos. Al instalarse medidores ultrasónicos cerca de los codos de las tuberías, el perfil de flujo causará una toma de lectura errónea.
- ❖ Estabilidad eléctrica. Componentes electrónicos operando bajo las condiciones de diseño.

Humanos. Son todos aquellos factores que son causados por el ser humano. Dentro de ellos se encuentran:

- ❖ Canales de comunicación. Comunicación adecuada y apropiada referente a la operación y mantenimiento del medidor.
- ❖ Observador de medida.
- ❖ Mala selección del medidor. La selección de un medidor no adecuado para los requerimientos, operará de manera errónea.
- ❖ Mala selección de transductor. La selección de un transductor que no es apropiado para las condiciones de operación, provocará que el medidor no funcione adecuadamente.
- ❖ Mal mantenimiento. Al no proveer de un mantenimiento preventivo y correctivo adecuado, se tendrá un medidor que no opera en óptimas condiciones.
- ❖ Personal sin capacitación adecuada (operación del equipo). Personal responsable de la operación del medidor, que no cuenta con la capacitación adecuada, impactará de manera negativa en la operación del medidor. El personal que cuente con una capacitación adecuada, y que entienda la importancia que tiene el equipo de medición, son la clave para asegurar la medición. Con procedimientos adecuados para la prueba, verificaciones, mantenimiento, entre otras, cualquier compañía debe tener un aceptable registro de pérdidas.

Ambientales. Son aquellos factores ambientales que afectan el buen funcionamiento del medidor, estos son:

- ❖ Presión Atmosférica.
- ❖ Temperatura Ambiente.
- ❖ Condiciones climáticas de la región.

De la tecnología. Comprende a todos aquellos factores que recaen en el sistema de medición, como lo son:

- ❖ Condición de repetibilidad. Se refiere a la óptima repetibilidad de la señal del medidor.
- ❖ Umbral de detección de la señal. Rango en el que el equipo puede detectar una señal.
- ❖ Procesado de la señal. Capacidad de procesar la señal recibida.
- ❖ Circuitos electrónicos. Funcionamiento apropiado de los circuitos electrónico y su operación bajo las condiciones especificadas por el fabricante.
- ❖ Programación del Computador de Flujo. Lenguaje de programación y programación adecuada para los fines del medidor.
- ❖ Suministro de energía. Aseguramiento de la energía necesaria para la operación del medidor, evitando variaciones de voltaje, mismas que pueden afectar a la integridad de los elementos del medidor.

Mecánicos. Agrupa a todos aquellos factores de los componentes del sistema de medición, dentro de ellos se tiene:

- ❖ Estabilidad del transmisor de la presión. Se requiere que el transmisor de presión se mantenga operando de manera estable, es decir, que no arroje variaciones importantes sobre la presión de trabajo.
- ❖ Vibración. Efecto causado por la operación propia de la infraestructura, la vibración deberá ser filtrada de manera adecuada en la programación del medidor.
- ❖ Efectos por suministro de energía. Variaciones en el voltaje pueden causar afectaciones a los elementos del medidor, causando así su mal funcionamiento.
- ❖ Estabilidad del transmisor de temperatura. Se requiere que el transmisor de temperatura se mantenga operando de manera estable, es decir, que no arroje variaciones importantes sobre la temperatura de trabajo.
- ❖ Estabilidad del elemento del transmisor de temperatura.
- ❖ Efecto de la resistencia de los cables. El cableado del medidor, deberá soportar las condiciones de trabajo para las que fueron diseñados, de no ser así se producirán lecturas erróneas de la medición.
- ❖ Depósitos en el transductor. Depósitos en el transductor originarán que la toma de lecturas del tiempo de tránsito se vean afectadas y por ende se afecta la lectura correspondiente.
- ❖ Cambio en el espesor de la tubería. Variaciones mínimas en el espesor de la tubería, impactan en el área de la tubería generando así una estimación del gasto errónea.
- ❖ Depósitos en la tubería. Obstrucciones en la tubería pueden generar además de cambios en el área transversal, caídas de presión y diferentes condiciones de flujo.

De los Fluidos. Comprende a todos aquellos factores que se relacionan con los fluidos a medir, dentro de estos se tiene:

- ❖ Validez de la selección de la ecuación de estado.
- ❖ Análisis cromatográficos.
- ❖ Composición del fluido.
- ❖ Presión.
- ❖ Temperatura.
- ❖ Viscosidad.
- ❖ Compresibilidad.
- ❖ Número de Reynolds.
- ❖ Patrón de flujo.
- ❖ Estabilidad del Proceso.

Metodologías. Son todos aquellos factores que resultan de procedimientos matemáticos y/o de calibraciones y pruebas de laboratorio. Dentro de estas se tiene:

- ❖ Calibración transmisor de Presión.
- ❖ Calibración transmisor de Temperatura.
- ❖ Calibraciones en laboratorio.
- ❖ Determinación de Factores de Corrección.
- ❖ Exactitud de los elementos.
- ❖ Modelos matemáticos.
- ❖ Cálculos de computador de flujo.
- ❖ Cronómetro (contador del tiempo).
- ❖ Velocidad del proceso.

4.3 Paso a paso, partiendo de la selección de un medidor ultrasónico.

A continuación se muestra una serie de pasos recomendada para la estimación de la incertidumbre.

Una vez que se ha definido el sistema de medición, para este trabajo, el sistema de medición cuenta con un *medidor ultrasónico*, se procede a:

1. Realizar un listado de todas las fuentes de error.
La intención es compilar una lista exhaustiva y completa de todas las posibles fuentes de error, sin importar su posible tamaño o impacto en el resultado experimental.

2. Magnitud estimada de todas las fuentes elementales.
Obtener las magnitudes estimadas a partir de datos de calibración para las incertidumbres aleatorias, y para las incertidumbres sistemáticas se usará algún método de los descritos anteriormente.
3. Obtener incertidumbres sistemáticas y aleatorias.
Se combinan las incertidumbres sistemáticas y aleatorias.
4. Estimar la incertidumbre del sistema.
Se emplea alguno de los métodos descritos anteriormente para obtener la incertidumbre total del sistema.
5. Reportar la incertidumbre de medida.
Cuando se reporta la incertidumbre, es importante reportar además, la incertidumbre sistemática y aleatoria, así como los grados de libertad que están asociados con el modelo de la estimación de la incertidumbre.

4.3.1 Modelo ejemplificativo.

A continuación se muestra un ejemplo, cabe resaltar que los valores que deben ser obtenidos a partir del laboratorio, son supuestos y no representan algún caso en particular.

Al estar analizando un sistema, es necesario contar con los valores volumétricos en condiciones estándar, para ello se parte de las lecturas del medidor a condiciones de operación y se aplica la metodología descrita en el capítulo 3 del presente trabajo.

Datos:

Del fluido:

Líquido	Aceite crudo
Densidad observada ρ_{obs}	40.7 API
Temperatura observada T_{obs}	75.1 F
Pe @ TWA	0 psi _g
% S&W	0.149

Del medidor:

Termino de la lectura del medidor MRc	3867455.15 bls
Inicio de la lectura del medidor MRo	3814326.76 bls
Meter Factor MF	1.0016
Temperatura Ponderada TWA °F	76.0
Presión ponderada PWA psig	80

Solución:

A partir de la metodología presentada anteriormente:

1. Determinar ρ_b
Se obtiene a partir de pruebas en laboratorio, para fines del ejemplo se asumirá un valor de:

$$\rho_b = 39.4 \text{ API @ } 60$$

2. ¿Las lecturas del medidor están compensadas por Temperatura?
Se asume que no, por ello se debe determinar CTL:
Al obtenerse mediante pruebas de laboratorio, se asumirá un valor para este ejemplo.

$$CTL = 0.9920$$

3. ¿La lectura está compensada por Presión?
Se asume que no, por ello se debe determinar CPL.
Para ello es necesario obtener el Factor F:
Al ser un factor que se determine por medio de un laboratorio, se asumirá el siguiente valor:

$$F = 0.00000568$$

4. A partir del valor obtenido en el punto anterior, se obtiene el valor de CPL:

$$= \frac{1}{(1 - [\quad - (\quad - \quad)] * \quad)}$$

$$= \frac{1}{(1 - [80 - (0 - 0) * 0.00000568])}$$

$$= 1.0005$$

5. Determinar el valor del CCF:

$$= * *$$

$$= 0.9920 * 1.0005 * 1.0016$$

$$= 0.9941$$

6. Determinar el valor de IV:

$$I = -$$

$$I = 3867455.15 - 3814326.76$$

$$[\quad]$$

$$I = 53128.39$$

7. Determinar el valor de GSV:

$$= I *$$

$$= 53128.39 * 0.9941$$

[]

= 52814.93

8. Determinar el valor de CSW:

$$\begin{aligned} &= 1 - \left(\frac{\% \&}{100} \right) \\ &= 1 - \left(\frac{0.149}{100} \right) \\ &= 0.99851 \end{aligned}$$

9. Determinar el valor del NSV:

$$\begin{aligned} &= \quad * \\ &= 52814.93 * 0.99851 \\ &= 52736.24 \end{aligned}$$

Por lo tanto, el Volumen Neto a condiciones Estándar es de **52,736.24 barriles**.

Una vez que se tiene el valor volumétrico a condiciones Estándar, se procede a iniciar con los pasos descritos en el punto 4.3.

Se creó una hoja de cálculo que contiene el algoritmo necesario para la estimación de la incertidumbre. A continuación se muestran las diversas etapas que lo conforman:

La imagen a continuación, muestra el listado de las fuentes de incertidumbre, así como su valor. Como se mencionó anteriormente, al tratarse de un ejercicio para puntos de transferencia de custodia fiscales, es necesario reportar la incertidumbre en condiciones estándar y dichas variables se incluyen en el análisis.

Variables	Identificador	Valor	Unidades
Longitud haz acústico	L	152.40	(mm)
Phi	Phi	60	Grados
Efecto Velocidad Perfil	K	1.0016	Adimensional
Area	A	18241.5119	in ²
Temperatura ponderada	TWA	76.00	° F
Presión ponderada	PWA	80	psi _g
Presión	P	250	psi _a
Diferencial de tiempo	t	1.20E-08	s
Factor de compresibilidad	F	0.00000568	Adimensional
Indice Volumétrico	IV	53128.39	Bls
Densidad base	Rho b	39.40	API @ 60
% Sedimentos y agua	%SW	0.149	adimensional

Ilustración 4-0-2 Datos ejercicio

Para cada fuente, se estimó su correspondiente magnitud de incertidumbre, posteriormente se estimó la incertidumbre del sistema, se empleó el modelo de incertidumbre $U_{95} t_{student}$ con un valor para $K=2.00$.

Dando como resultado, una incertidumbre expandida de:

$$U = 1.01\%$$

Se obtuvo además, el porcentaje de aportación a la incertidumbre de cada una de las fuentes, de esta forma es posible visualizar qué elemento es el mayor contribuyente a la incertidumbre de medida y con ello plantear esquemas para su mejora u optimización. Tal como se muestra a continuación:

Variables	Incertidumbre estándar		Coefficiente de	$(u_i * C_i)^2$	Participación	Incertidumbre combinada	Incertidumbre Expandida
Longitud haz acústico	0.042031734	0.028%	1	0.00176667	0.69%	0.078	
Phi	0.049676243	0.083%	1	0.00246773	0.96%		
Efecto Velocidad Perfil	0.002886751	0.288%	1	8.3333E-06	0.00%		
Area	0.043232387	0.000%	1	0.00186904	0.73%		
Temperatura ponderada	0.0075	0.010%	1	0.00005625	0.02%	0.009	
Presión ponderada	0.00425	0.005%	1	1.8063E-05	0.01%		
Presión	0.001344535	0.001%	1	1.8078E-06	0.00%		
Diferencial de tiempo	0.02	166666666.667%	1	0.0004	0.16%	0.020	
Factor de compresibilidad	0.0000000	0.088%	1	2.5E-17	0.00%		
Indice Volumétrico	0.0000000500	0.000%	1	2.5E-15	0.00%		
Densidad base	0.00005	0.000%	1	2.5E-09	0.00%		
% Sedimentos y agua	0.5	336%	1	0.25	97.43%	0.500	1.01%

Ilustración 4-3 Incertidumbre del sistema

Referencias Capítulo 4.

EMU-USM-Fiscal-Gas-Metering-Stations. Norwegian Petroleum Directorate (NPD), Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM).

Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 12 – Calculation of Petroleum Quantities, Section 2- Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors.

Capítulo 5. Mejora de Procesos de Medición.

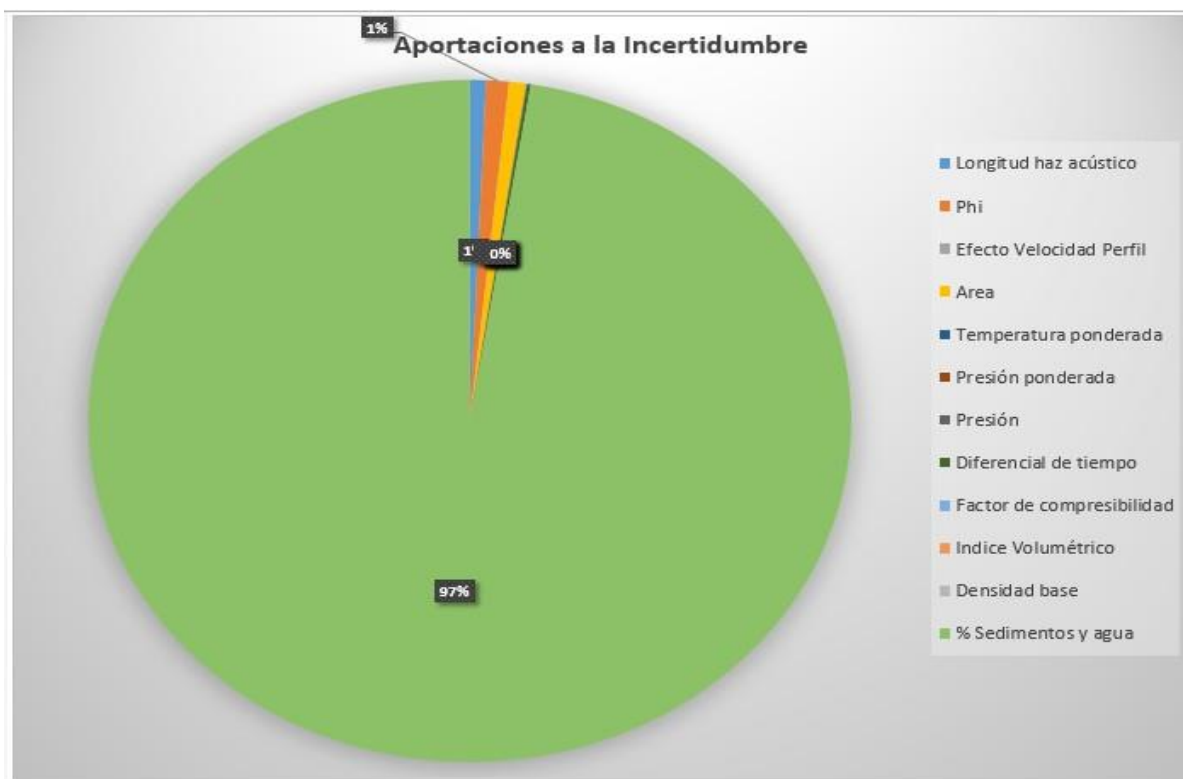
En este capítulo se analizará el ejemplo propuesto en el capítulo anterior y se determinará una posible solución para mejorar el sistema de medición.

Partimos de gráficos que muestran la contribución de cada una de las fuentes, a la incertidumbre de medida.

De esta manera será posible identificar de una forma más sencilla, la variable en la que deberemos enfocarnos para obtener un mejor comportamiento del sistema de medición.

5.1 Variables a mejorar.

De la siguiente imagen podemos apreciar las variables que componen el sistema:



U= 1.01%

Ilustración 5-0-1 Aportaciones a la Incertidumbre

La figura anterior, muestra todas las fuentes de incertidumbre del sistema, cada una contribuye a la incertidumbre aunque con impactos distintos; se puede apreciar un conjunto de valores que indican 0% o en caso 1%, estos factores son los que contribuyen con un mínimo valor a la incertidumbre.

El valor de estos datos se puede apreciar en la figura 4-3, en donde los valores para estas variables, están en un rango de 0.0 a 0.96 %.

5.2 Fuente de la incertidumbre.

El gráfico anterior permite apreciar que la mayor contribución a la incertidumbre, está dada por “Contenido de Agua y Sedimentos”, es decir, la cantidad de sedimentos y/o agua que se encuentra inmersa dentro del sistema de medición. Por lo que se puede decir que, es una fuente que proviene de factores relacionados con el proceso o bien, una mala selección del componente que calculó este factor.

El valor de la contribución de esta variable es del 97.43% de la incertidumbre total del sistema.

5.3 Mejora al Sistema de Medición.

Una vez determinada la fuente de incertidumbre del sistema, se procede a analizar diversas soluciones que permitan mejorar el desempeño del sistema de medición y por ende la incertidumbre de éste.

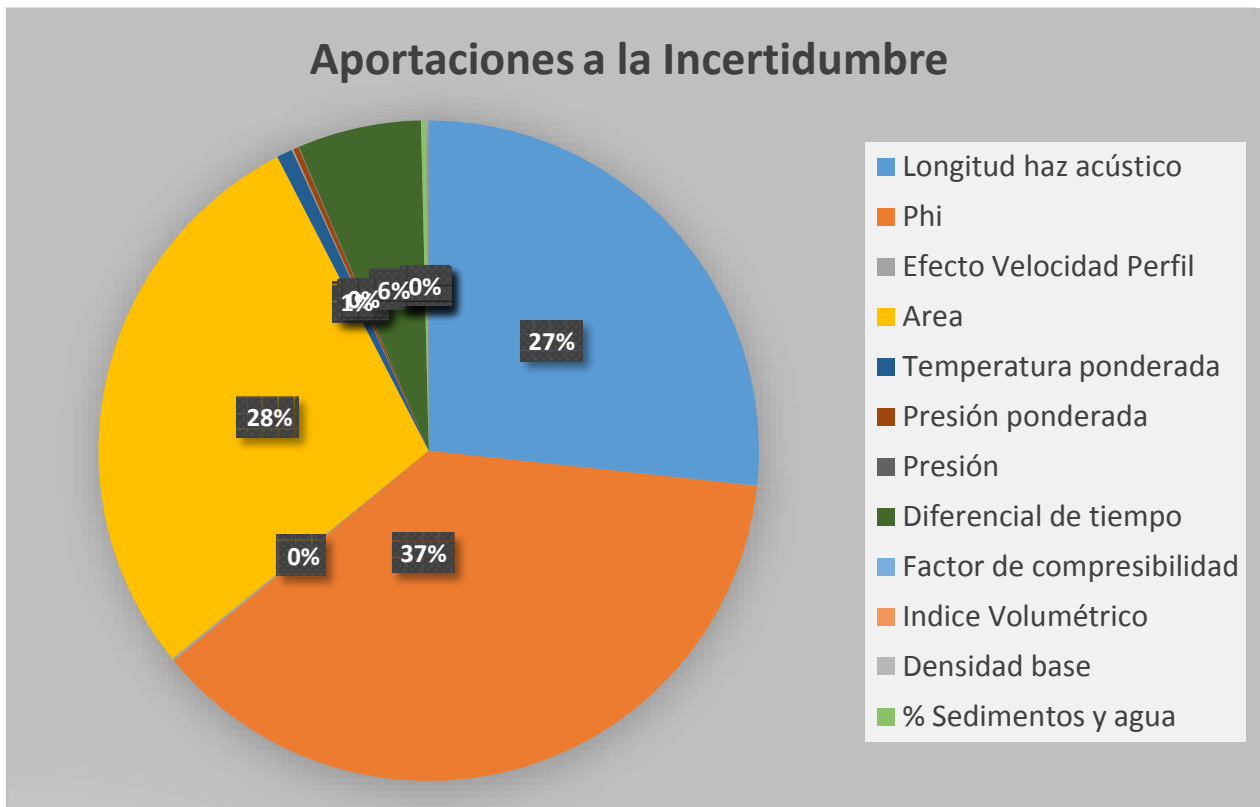
Para este ejercicio, la fuente de incertidumbre que impacta de manera mayoritaria al sistema fue la variable “Contenido de Sedimentos y Agua” con una participación del 97.43% de un valor estimado de incertidumbre total de 1.01%. Al tratarse de un medidor que se emplea en la transferencia de custodia y/o puntos fiscales, la incertidumbre máxima permisible para líquidos es de 0.30%, de acuerdo con lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH); para mejorar u optimizar este valor, se proponen varias alternativas:

1. Adiestrar apropiadamente al personal que se encarga de los procesos necesarios para acondicionar los fluidos a ser transferidos.
2. Apropiada selección del equipo cuantificador del contenido de Agua y Sedimentos.
3. Realizar inspecciones periódicas al cuerpo del medidor, en búsqueda de anomalías.

Una vez tomadas en cuenta las recomendaciones y efectuados los cambios, se procede a volver a estimar la incertidumbre del sistema. Para este ejercicio se asume que el elemento que determinó la cantidad de Agua y Sedimentos fue seleccionado de manera errónea, al sustituir este elemento por uno seleccionado de manera adecuada, se aprecia una mejora sustancial.

Variables	Incertidumbre estándar		Coefficiente de	$(u_i \cdot C_i)^2$	Participación	Incertidumbre combinada	Incertidumbre Expandida
Longitud haz acústico	0.042031734	0.028%	1	0.00176667	26.72%	0.078	
Phi	0.049676243	0.083%	1	0.00246773	37.32%		
Efecto Velocidad Perfil	0.002886751	0.288%	1	8.3333E-06	0.13%		
Area	0.043232387	0.000%	1	0.00186904	28.26%		
Temperatura ponderada	0.0075	0.010%	1	0.00005625	0.85%	0.009	
Presión ponderada	0.00425	0.005%	1	1.8063E-05	0.27%		
Presión	0.001344535	0.001%	1	1.8078E-06	0.03%		
Diferencial de tiempo	0.02	166666666.667%	1	0.0004	6.05%	0.020	
Factor de compresibilidad	0.0000000	0.088%	1	2.5E-17	0.00%		
Indice Volumétrico	0.0000000500	0.000%	1	2.5E-15	0.00%		
Densidad base	0.00005	0.000%	1	2.5E-09	0.00%		
% Sedimentos y agua	0.005	3%	1	0.000025	0.38%	0.005	0.16%

Ilustración 5-0-2 Corrección -Participación a la incertidumbre



U = 0.16%

Ilustración 5-3 Aportaciones a la Incertidumbre, después de correcciones

De las figuras anteriores se puede concluir que, al realizar las acciones sugeridas, el resultado de la incertidumbre de medida expandida disminuyó de manera considerable, mejorando la incertidumbre con un valor final de 0.16%

En esta etapa se puede detectar ahora qué factor o factores son los que están contribuyendo mayoritariamente a la incertidumbre, el gráfico superior muestra que los mayores contribuyentes son los relacionados con la propia tecnología, sin embargo, con este nuevo valor de incertidumbre de 0.16%, se cumple con lo establecido en los LTMM.

Conclusiones y Recomendaciones.

Después del análisis desarrollado, se concluye que:

1. Derivado de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y publicados en el Diario Oficial de la Federación el 29 de septiembre de 2015, los puntos de medición para transferencia de custodia deberán cumplir con los siguientes valores de incertidumbre expandida:

- a. Para líquidos. 0.30%
- b. Para gases. 1.0%

Para cumplir con ello, una herramienta muy útil puede ser el análisis propuesto en el presente trabajo, ya que como se apreció en el ejemplo anterior, es posible disminuir la incertidumbre de medida, atacando o enfatizando esfuerzos en las variables que contribuyen mayoritariamente a la incertidumbre.

2. Mantener en óptimas condiciones, no solo el medidor, sino también todos los componentes del sistema, así como mantener un control adecuado de los procesos, permite obtener resultados favorables en el manejo de la producción, mismo que se refleja en los valores de incertidumbre de medida.
3. Mantener actividades de mejora continua en los procesos de producción y medición de hidrocarburos, permite un correcto aseguramiento de la producción y en puntos de transferencia de custodia, permite establecer condiciones de transacciones seguras y de mutuo acuerdo entre ambas partes, evitando así conflictos o desacuerdos.
4. La metrología en la medición de hidrocarburos, es un pilar muy importante en la Industria Petrolera ya que de ésta depende el ingreso petrolero que obtiene la Nación, de realizarse una medición inadecuada, la falta de cuantificación del energético impacta de manera negativa para la Nación, por otra parte, al realizarse con los más altos estándares de calidad y control sobre los procesos, los beneficios son notorios, pues se asegura que la cantidad de hidrocarburos vendida o comprada es la correcta, que el monto por dicha cantidad es el adecuado y que se está recibiendo o enviando producto de calidad.

El análisis realizado permite recomendar lo siguiente:

1. Emplear los datos reales obtenidos de actividades de campo y de laboratorios certificados.
2. Expandir la metodología propuesta en el presente trabajo, a sistemas de medición que cuenten con otro tipo de medidores.
3. Realizar un análisis más profundo de las variables que impactan en la incertidumbre, con el fin de disminuirla.
4. Utilizar la presente metodología para mejorar los sistemas de medición, tanto puntos de medición operacional, como de transferencia de custodia.

Índice de Figuras, tablas y ecuaciones.

Índice de Figuras (Ilustraciones)

Figura 1-1. Descarga de un fluido a través de un orificio.	17
Figura 1-2 Teorema de Bernoulli.	17
Figura 1-3 Cuarta, palma, dedo y pulgada.	19
Ilustración 2-1 Placa de orificio, efecto generado	40
Ilustración 2-2 Posibles arreglos de orificios	40
Ilustración 2-3 Diagrama instalación Placa de Orificio	41
Ilustración 2-4 Medidor tipo Venturi	42
Ilustración 2-5 Diagrama medidor tubo venturi	43
Ilustración 2-6 Medidor tipo Tubo Pitot	44
Ilustración 2-7 Diagrama medidor Tubo Pitot	45
Ilustración 2-8 Medidor de Pistón Oscilante.	47
Ilustración 2-9 Medidor de paletas deslizantes	48
Ilustración 2-10 Medidor de engranes ovalados	48
Ilustración 2-11 Medidor de engranes tipo helicoidal	49
Ilustración 2-12 Diagrama medidor desplazamiento positivo	49
Ilustración 2-13 Medidor tipo Turbina.	50
Ilustración 2-14 Diagrama medidor tipo Turbina.	50
Ilustración 2-15 Diagrama medidor Magnético	53
Ilustración 2-16 Diagrama medidor tipo Coriolis.	54
Ilustración 4-0-1 Fuentes que contribuyen a la incertidumbre	78
Ilustración 4-0-2 Datos ejercicio	86
Ilustración 4-3 Incertidumbre del sistema.	87
Ilustración 5-0-1 Aportaciones a la Incertidumbre	88

Índice de Tablas.

Tabla 1.1 Sistema Internacional de Magnitudes. Sistema Internacional de Unidades 2006.	8
Tabla 1.2 Sistema Internacional de Unidades. Sistema internacional de unidades 2006.	9
Tabla 1.3 Unidades antropométricas.	20
Tabla 1.4 Unidades Fundamentales. Sistema internacional de unidades 2006.	27
Tabla 1.5 Unidades Derivadas. Sistema internacional de unidades 2006.	28
Tabla 1.6 Unidades aceptadas que NO pertenecen al SI. Sistema internacional de unidades 2006.	28
Tabla 1.7 Equivalencia de algunas unidades anglosajonas (Longitud). http://study.com/academy/lesson/english-system-of-measurement.html	29
Tabla 1.8 Equivalencia de algunas unidades anglosajonas (Superficie).	30
Tabla 1.9 Equivalencia de algunas unidades anglosajonas y diferencia entre EUA y UK (Volumétrica). ...	30
Tabla 2.1 Ventajas y limitaciones, Medidores por P.D.	46
Tabla 3.0.1 Ventajas y Desventajas de los medidores ultrasónicos	65
Tabla 3.2 Condiciones estándar	66

Índice de Ecuaciones.

Ecuación 1-0-1 Velocidad de descarga	17
Ecuación 2-0-1 Flujo másico, placa de orificio	40
Ecuación 2-0-2 Ley de Faraday, Inducción electromagnética.....	51
Ecuación 2-0-3 Gasto Volumétrico, medidor de flujo electromagnético	52
Ecuación 2-0-4 Fuerza Coriolis	53
Ecuación 3-0-1 Combinación Ley de Snell y Doppler	59
Ecuación 3-0-2 Flujo Volumétrico	59
Ecuación 3-0-3 Tiempo del transductor A al B.....	62
Ecuación 3-0-4 Tiempo del transductor B al A.....	62
Ecuación 3-0-5 Velocidad media	62
Ecuación 3-0-6 Temperatura Ponderada	67
Ecuación 3-0-7 Corrección por efecto de Presión	67
Ecuación 3-0-8 Factor de Corrección Combinado.....	68
Ecuación 3-0-9 Volumen Indicado	68
Ecuación 3-0-10 Volumen estándar grueso	69
Ecuación 3-0-11 Corrección por sedimentos y agua.....	69
Ecuación 3-0-12 Volumen neto Estándar	69
Ecuación 4-0-1 Incertidumbre sistemática	74
Ecuación 4-0-2 Incertidumbre aleatoria	74
Ecuación 4-3 Grados de libertad.....	74