



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Análisis y diagnóstico de una
estación de medición de gas natural
con placa de orificio”**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Luis Guillermo Millán Ricalde

Erick Salvador Serna Reséndiz

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Noel Ernesto Santamaría Guevara



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Agradecimientos

Agradezco a Dios por haberme permitido terminar mis estudios, y así mismo por haber proporcionado los medios necesarios para que yo pudiera estudiar, por haberme dado a mis veinticuatro años de edad alimento espiritual, ayuda, enseñanzas, paciencia y constancia.

“Pero si vas así, si lo haces, y te esfuerzas para pelear, Dios te hará caer delante de los enemigos; porque en Dios está el poder, o para ayudar, o para derribar” 2 Crónicas 25:8

Agradezco a mi padre Manuel Salvador Serna Arteaga por su entrega, lucha, sacrificio y esfuerzo para que yo pudiera estudiar, por haberme dado todo lo necesario, por ser mi ejemplo a seguir durante mis años de vida, por darme vida, por enseñarme a ser el hombre que soy y sobre todo por el gran amor incondicional que me ha dado.

“Estoy orgulloso de tí papá, mi logro no es mío es tu logro, tu sueño es mi sueño, tu visión mi visión, eres la mejor dirección y amigo que Dios me ha dado y sin importar que los años pasen por nuestras vidas, seguirás siendo mi héroe, mi compañero de juegos, mi hombre con sabiduría te amo tu gordo”

Agradezco a mi madre Rosa Elena Reséndiz Catalán por ser mi corrección y dirección, por ser mi amiga, por enseñarme que nada es imposible y que todos los planes que tenemos en esta vida están en las manos de Dios, por darme amor, y por entregarse día a día a su trabajo por su familia.

“Mamá gracias por tu amor, por tu paciencia, por mostrarme que las heridas pueden ser curadas, por enseñarme que es mejor el camino estrecho lleno de disciplina y control, por enseñarme como debo tratar a una mujer, por ser quien eres, por darme tu ánimo y tu vigor, tu aliento cuando lo he necesitado, por todo eso y más gracias, eres mi mejor amiga en este mundo te amo mi Burby”

Agradezco a mi hermana Karen Vanessa Serna Reséndiz por ser mi compañera en este largo trayecto, por su bondad, sinceridad, por enseñarme que una flor no se aprecia por su belleza si no por lo que Dios ha hecho en ella, por ser mi amiga incondicional, por compartirme sabiduría cuando la he necesitado y aún más por darme todo su amor.

“Mi Karen eres la mujer más bella que he conocido durante los años que Dios me ha dado, te admiro mucho mi hermana, tienes un gran corazón eres una chica inteligente, pero aún más tienes lo que casi ninguna mujer tiene en su corazón “Dios” gracias por ser mi compañerita, por ser transparente y sincera, por ser mis ojos cuando he estado lejos del camino te amo mucho mi hermana.”

Agradezco a todos mis profesores que compartieron sus conocimientos durante mi carrera, por toda su paciencia y entrega.

Agradezco a mis amigos Miguel Olmos Romero e Irene Martínez Cruz por su apoyo y su amistad sincera durante estos años. Y en especial agradezco a mi amigo Luis Guillermo Millán Ricalde quien contribuyo en la elaboración de esta tesis, y no solo eso sino que también me ha entregado su amistad incondicional durante esta larga trayectoria en la carrera y me ha brindado su ayuda cuando la he necesitado.

“Hermano muchas gracias por haber confiado en mí, por permitirme no solo realizar un trabajo juntos, si no por todo el aprendizaje de por medio, agradezco de manera sincera tu amistad, fidelidad, sinceridad y la confianza que me tuviste durante este tiempo, se te estima en gran manera siempre tendrás mi mano extendida para cuando me necesites tu amigo Erick”

“En todo tiempo ama el amigo, Y es como un hermano en tiempo de angustia” Proverbios 17:17

“El hombre que tiene amigos ha de mostrarse amigo; Y amigo hay más unido que un hermano” Proverbios 18:24

Agradezco a mis sinodales al Ing. Ignacio Ramírez García, Ing. Agustín Velasco Esquivel, Ing. Oswaldo López Hernández por el tiempo y ayuda prestada, y sin lugar a dudas al Ing. Oswaldo Espinola González por su paciencia y valiosas recomendaciones.

Por último agradezco al tutor de esta tesis al M.I. Noel Ernesto Santamaría Guevara por su ayuda incondicional, por su tiempo, por toda su paciencia y por brindarnos parte de sus conocimientos para llevar a cabo este trabajo escrito.

“Muchas gracias por haber creído en nosotros, y por dedicarnos parte de su tiempo y así mismo por su interés y dedicación en esta tesis”

A T E N T A M E N T E:

Erick Salvador Serna Reséndiz

Dedicada con mucho cariño a:

A mi Abuelo José Luis Ricalde

y

A mis abuelas Elena Palacios y Gloria Lujano

*Gracias por todo abuelo, por tu gran cariño que me brindaste, por tu apoyo
y por darme una gran familia.*

*Gracias Bitá, por todo el cariño que nos brindas día a día, y por tu entrega
a la familia, te quiero mucho.*

*Gracias Abuela, por el gran apoyo que me brindas, por regalarme una
gran familia, te quiero mucho.*

Agradecimientos

A mi Madre Ma. Del Rocío Ricalde Palacios

Por ser una gran persona y la mejor madre que la vida me pudo dar, muchas gracias por permitirme ser tu hijo, por soportar mi carácter, sin ti no podría lograrlo, mil gracias y este logro es tuyo.

A mi Padre Guillermo Millán Lujano,

Por enseñarme que vale más ser una persona honrada y responsable que todo lo material que existe en este mundo, por enseñarme con tu ejemplo lo que es ser una persona de bien, gracias por ser mi padre, por estar siempre al pendiente y por darme todo lo que he necesitado.

A mi Hermana Telly Betzabe Reyes Ricalde

Por su cariño, pero principalmente por enseñarme a lograr salir adelante ante los problemas grandes que la vida tiene preparado para uno, por apoyarme en el cuidado de nuestra mascota y siempre ayudarme a mis descuidos del hogar.

A mi Hermana Brenda Millán Hernández,

Por su cariño y por siempre estar disponible para conversar, por darme los mejores consejos y siempre ayudarme, por enseñarme con su ejemplo a obtener siempre lo que te propongas.

A mi Familia Ricalde

Por siempre tener su apoyo y cariño, por llenarme de felicidad y alegría todos los días que estamos juntos.

A mi Familia Millán

Por su apoyo incondicional, por sus valores y por siempre estar al pendiente de mí en esta gran etapa de mi vida.

A mis amigos Richard, Ponchito, Iván Carrasco, Robert, Borboa y Morris

Por brindarme su amistad incondicional en estos largos años que llevamos conociéndonos, por siempre estar en las buenas y en las malas conmigo, por eso y mucho más los considero una parte esencial de mi vida.

A mis amigos Aarón, Marín, Richíe T., Richíe F., Orly, Alfredo, Padilla y Rafita

Por brindarme su apoyo en los momentos difíciles de la carrera, por otorgarme su amistad.

A mi amigo Erick Salvador Serna Reséndiz

Por su entrega y participación en este trabajo escrito, porque has demostrado ser una gran persona y sé que serás un gran profesional, muchas gracias por todos los consejos que me has dado y por tu amistad.

A mi director de Tesis al M.I Noel Ernesto Santamaría Guevara

Por su gran ayuda y participación en este trabajo, por su valioso tiempo que nos brindó para la elaboración del mismo y sobre todo por sus consejos y recomendaciones para la mejora del mismo.

Agradezco ampliamente a mis sinodales al Ing. Ignacio Ramírez, Ing. Oswaldo Espinola, Ing. Agustín Velasco y al Ing. Oswaldo Hernández por su valioso tiempo, palabras, recomendaciones y por su paciencia en este trabajo, ya que sin su gran colaboración este trabajo no hubiera sido posible.

A la Ing. Ana Linda Maysse

Agradezco su gran ayuda en este trabajo, por todos los consejos que nos compartió tanto a mi compañero como a mí, por ser una excelente maestra y una magnífica persona.

Por último, agradezco a mi hermosa UNIVERSIDAD

Por brindarme el honor de pertenecer a la mejor universidad, por la oportunidad de ser Universitario y cumplir un objetivo más en mi vida, darme la oportunidad de haber tenido excelentes profesores y por brindarme una de las mejores épocas de mi vida

¡México, Pumas, Universidad!

A T E N T A M E N T E:

Luis Guillermo Millán Ricalde

Temario

• Resumen	iii
• Introducción	1
• Capítulo 1. Generalidades de la medición	4
○ 1.1 Conceptos metrológicos	5
○ 1.2 Características metrológicas de los Instrumentos de Medición --	9
• Capítulo 2. Propiedades del gas y conceptos de flujo de Gas en tuberías	11
○ 2.1 Propiedades del gas natural	12
○ 2.2 Conceptos de flujo de gas en tuberías	15
• Capítulo 3. Sistemas y equipos de medición	18
○ 3.1 Sistema de medición	18
○ 3.2 Equipos de medición	19
▪ 3.2.1 Clasificación de los medidores de flujo	20
▪ 3.2.1.1 Por principio de funcionamiento	21
▪ 3.2.1.2 Por las fases que manejan	22
▪ 3.2.1.3 En función de la medición que realizan	23
• 3.2.1.3.1 Medidores volumétricos.....	23
• 3.2.1.3.2 Medidores de flujo másico.....	51
• Capítulo 4. Normatividad, Estándares y Lineamientos de medición para un sistema de medición con placa de orificio	62
○ 4.1 Antecedentes de la normatividad o regulaciones utilizada en México	62
○ 4.2 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMH) de la CNH	64
○ 4.3 Normas técnicas de uso común para medición de gas con placa de orificio	76
• 4.3.1 Norma API 14 Sección 3 parte 2 “Especificaciones y requerimientos para la instalación de medidor tipo placa de orificio”	77

- 4.3.2 Norma API 14 Sección 3 parte 2
“Aplicaciones para medición de gas natural en medidores tipo
placa de orificio” ----- 92

- **Capítulo 5. Descripción de la estación de medición de gas con
placa de orificio a estudiar** ----- 103
 - 5.1 Descripción técnica del sistema de medición----- 103
 - 5.1.1 Descripción de los trenes de medición ----- 105
 - 5.1.2 Descripción física y condiciones de diseño de las placas
de orificio----- 110

- **Capítulo 6. Análisis y diagnóstico** ----- 119
 - 6.1 Análisis dimensional de las placas de orificio ----- 119
 - 6.2 Evaluación dimensional del sistema de medición ----- 121
 - 6.3 Evaluación del procedimiento del cálculo del gasto ----- 146

- **Conclusiones y recomendaciones** ----- 157

- **Relación de figuras** ----- 162

- **Relación de tablas** ----- 166

- **Nomenclatura** ----- 168

- **Referencias** ----- 188

Resumen

Hoy en día la industria petrolera mexicana está pasando por un momento crucial, debido a la llegada de nuevos operadores petroleros, a la implementación de nuevas tecnologías y al aumento de la demanda de recursos energéticos como son el gas natural y el petróleo. Por esta razón, se han realizado cambios para mejorar la administración de los mismos, por medio de una regulación más estricta en materia de medición y control de hidrocarburos, en operaciones de extracción y comercialización.

Actualmente, en México existen órganos reguladores que se encargan de establecer y hacer cumplir con los lineamientos normativos y especificaciones técnicas para una correcta medición de estos recursos. Por otro lado, estos han implementado mejoras para el adecuado uso de los sistemas de medición, con el propósito de disminuir la incertidumbre en la medición, y a su vez disminuir pérdidas económicas.

Esta tesis tiene como objetivo realizar un análisis y diagnóstico de un caso basado en una estación de gas, que cuenta con un sistema de medición de cinco trenes en paralelo con elemento primario de presión diferencial tipo placa de orificio para verificar si cumple con la normatividad técnica mencionada en los LTMH emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburo. Y dado el caso de que se presente alguna anomalía que impida el cumplimiento de alguna especificación, se presentarán recomendaciones para que se logre cumplir con dichas especificaciones y de este modo garantizar un adecuado uso del mismo.

Esto se obtiene basándose en conocer los equipos de medición para gas, principalmente el medidor de presión diferencial tipo placa de orificio, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos y las Normas Técnicas en materia de medición de gas, tales como la Norma API 14 Sección 3 parte 2 y la Norma API 14 sección 3 parte 3, que proporcionan las especificaciones para el diseño dimensional de un medidor tipo placa de orificio y los cálculos para el gasto, respectivamente.

Introducción

Actualmente en México se tiene una normatividad que rige el aspecto de medición de hidrocarburos establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) [17], la cual menciona que el operador petrolero debe de contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información en etapas de extracción y exploración de hidrocarburos líquidos y gaseosos ya sea en pozos, baterías de separación y puntos de transferencia de custodia para su venta y exportación. Y lo más importante, estos sistemas de medición deberán cumplir con las especificaciones técnicas y normativas (nacionales e internacionales) para un correcto control en la cadena productiva.

Esto con la finalidad de tener un soporte técnico y fiscal que maximice la administración de recursos energéticos. En cuanto al objetivo técnico, la medición permitirá comprobar que los volúmenes de hidrocarburos son factibles de ser producidos, de acuerdo al cálculo de reservas, y de esta manera, optimizar los sistemas de producción en el pozo y la infraestructura necesaria para el transporte y el manejo de los hidrocarburos en instalaciones terrestres y costa fuera. En cuanto a la medición fiscal, la correcta medición de los hidrocarburos en calidad y cantidad permitirá establecer las ventas, ingresos y la disminución de pérdidas económicas para la compañía y para la nación ocasionada por un deficiente sistema de medición.

Inicialmente, la actividad de medición en la industria era de poca importancia debido a que esta establecía una suma de esfuerzos entre las diferentes áreas que involucraba la producción de hidrocarburos, por otro lado, no se contaba con un plan específico que permitiera un control riguroso de los mismos, pero recientemente el interés se ha enfocado sobre la obtención de una mejor medición, para monitorear y mejorar la eficiencia de procesos, conocer la calidad de productos y asegurar la transferencia de custodia. Cuando la medición de flujo se usa para propósitos de facturación o transferencia de custodia, es sumamente importante que esta actividad cumpla con parámetros previamente establecidos, así mismo, que el vendedor y

comprador estén de acuerdo con la medición debido a que esta otorga el valor económico del producto.

Uno de los parámetros más importantes de esta actividad son las condiciones de presión y temperatura a las que se toman dichas mediciones, ya que los volúmenes de hidrocarburo son fácilmente afectados por los cambios de presión y/o temperatura, esto se solucionó dando parámetros de referencia a estos dos factores. Estas medidas están dadas en condiciones estándar compensadas a 1 atm de presión y 60°F de temperatura, establecidos en los LTMH, Título II, Capítulo I, Artículo 13 [17].

La medición de flujo se puede definir como la cantidad de fluido que pasa por un punto determinado en un intervalo de tiempo y que está dado en unidades de volumen o masa sobre unidad de tiempo [3]. Por lo tanto, entender la medición de flujo es entender el medio y las condiciones donde se mide, así como las características dinámicas que generan su movimiento, lo cual también incluye las propiedades del fluido.

Es necesario considerar que la medición de hidrocarburos muchas veces se realiza en ambientes poco comunes, incluso si se compara con otras industrias y que puede implicar mediciones realizadas en campo donde se cuenta con poca disponibilidad de instrumentos adaptables a condiciones termodinámicas o químicas muy particulares. Debido a lo anterior, el proceso de medición de hidrocarburos es complejo y merece un enfoque especial para su estudio.

La medición de flujo ha ido evolucionando a lo largo de los años debido a la necesidad de cuantificar productos a niveles más exactos y a diferentes condiciones de flujo, las cuales pueden conllevar al uso de herramientas tecnológicas complejas e innovadoras para incrementar la calidad de las mediciones y a su vez obtener mayores beneficios técnicos y económicos.

En conclusión, la medición de flujo seguirá en continua evolución, mientras las necesidades humanas dentro de la industria precisen de ello. Por ahora, no se vislumbra un fin ante tal evolución, ya que la humanidad dispone de los recursos energéticos, como es el caso de los hidrocarburos, los cuales requieren de mejores

mediciones de flujo día con día y a su vez, que éstas sean soportadas por los conceptos metrológicos.

Capítulo 1

Generalidades de la medición

A través del tiempo, la humanidad ha tratado de entender los fenómenos presentados en la naturaleza. Una de las muchas maneras ha sido establecer cantidades físicas, por ejemplo:

- Masa
- Longitud
- Volumen
- Campo eléctrico
- Campo magnético
- Temperatura
- Presión
- Entre otras.

Para el establecimiento de estas cantidades físicas el hombre comparó una cantidad con un patrón muy rudimentario, con el paso del tiempo este patrón fue evolucionando hasta ser llamado magnitud, estableciendo así sistemas de medición.

Con esto se obtuvo el concepto de medición, que es el proceso de comparar una cantidad con una magnitud la cual se puede cuantificar y está referida a un sistema de medición.

1.1 Conceptos metroológicos

Metrología

Al paso del tiempo la medición se ha convertido en una actividad formal para el hombre, la cual se encarga de tener mediciones correctas y confiables.

La metrología proviene del griego *metros* que significa medida y *logos* que significa estudio, esto quiere decir que es la ciencia que estudia a la medición, engloba todo lo relacionado con la misma, incluyendo todos los aspectos teóricos y prácticos de la medición, cuales quiera que sea su incertidumbre y su campo de aplicación.

La metrología la podemos dividir en tres ramas:

- **Metrología legal**

Son los lineamientos legales, administrativos y técnicos establecidos por las autoridades públicas y puestas en vigor por su cuenta con la finalidad de especificar y asegurar, de forma regulatoria o contractual, la calidad y credibilidad apropiadas dentro de la medición [1].

- **Metrología científica**

Es el conjunto de acciones que persiguen el desarrollo de patrones primarios de medición para las unidades de base y derivadas del Sistema Internacional de Unidades [1].

- **Metrología Industrial**

La función de la metrología industrial reside en la calibración, control y mantenimientos adecuados de todos los equipos de medición que se emplean en producción, inspección y pruebas. Esto con la finalidad de que se garantice que los sistemas de medición estén apegados a las normas. El equipo se controla con pasos establecidos, de forma que se conozca la incertidumbre de las mediciones. La calibración debe hacerse contra equipos certificados, con relación válida conocida a patrones, por ejemplo, los patrones nacionales de referencia [1].

Mensurando

Magnitud dada, sometida a medición.

Procedimiento de medida

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

Incertidumbre

La incertidumbre es un parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que, con fundamento, pueden ser atribuidos al mensurando.

El Vocabulario Internacional de Medidas “VIM” lo define como:

“Un parámetro no negativo asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente podrían ser atribuidos al mensurando.” [1]

Este parámetro es de vital importancia debido a que, en un proceso de medición, indica la confiabilidad de los datos medidos, es decir, permite únicamente atribuir al mensurado un intervalo de valores razonables suponiendo que la medición se ha efectuado correctamente [1].

Calibración

Definido por el Vocabulario Internacional de Medidas “VIM” se define:

“Operación que bajo condiciones especificadas 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.” [1].

La finalidad de los equipos de medición es dar una medición correcta. Estos con el tiempo son afectados por daños físicos, contaminación, instalación inadecuada, etc. Por lo tanto, deben estar verificados para que cualquier equipo de medición realice de forma correcta su trabajo, esto con ayuda de un patrón de referencia y de la trazabilidad.

El proceso de calibración se realiza con regularidad y se verifica por las autoridades competentes para que éste sea validado y regulado.

Trazabilidad

La trazabilidad consiste en la capacidad de relacionar una medición con una referencia determinada, por ejemplo, con un patrón internacional, mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones.

Definido por el Vocabulario Internacional de Medidas “VIM” se define:

“Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas, incertidumbres determinadas.” [1].

Cadena de trazabilidad

Cadena ininterrumpida de comparaciones de dos patrones de mediciones nacionales o internacionales o en otras palabras sucesión de patrones y calibraciones que relacionen un resultado de medida con una referencia.

Linealidad

Desviación entre la curva de calibración de un dispositivo de medición y una línea recta. Correlación entre variables donde el cambio de una de estas variables provoca un cambio preciso y proporcional a la otra variable.

Errores de medición

Se entiende por error de medición a la diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. Se han utilizado los conceptos de error sistemático de medida y error aleatorio de medida.

- **Error sistemático de medida**

Es aquel valor que permanece constante en el valor absoluto, al medir una magnitud en condiciones prácticamente idénticas. El error sistemático y sus causas pueden ser conocidas o no, por lo que para compensar un error sistemático conocido se debe aplicar una corrección.

- **Error aleatorio de medida**

Es aquel error que varía de forma imprevisible en valor absoluto, cuando se efectúa un número grande de mediciones del mismo valor de una magnitud en condiciones prácticamente idénticas.

Las causas de los errores pueden ser clasificadas en tres grupos:

- **Errores cometidos por el operador:**

Incluye errores provocados por aquellas personas que manejan un instrumento de medición, ocasionados por la falta de capacitación del operador.

- **Errores ocasionados por el medio ambiente:**

Incluye los errores provocados por causas imputables a las magnitudes de influencia externa, es decir, por aquellas magnitudes que sin ser objetos de la medida perturban el instrumento y modifican su resultado.

- **Errores cometidos por el instrumento de medición:**

Los conforman los errores provocados por causas de imperfecciones del instrumento, presentan la particularidad sobre las anteriores que pueden ser corregidos mediante una calibración.

1.2 Características metrológicas de los Instrumentos de Medición

Los instrumentos de medición son aparatos que sirven para comparar magnitudes físicas, con ciertas características mecánicas y principios de funcionamiento, además cuentan con características metrológicas que están ligadas entre sí con las otras.

Las características metrológicas de los instrumentos son las siguientes:

- **Campo de medida:** Intervalo de valores que puede tomar la magnitud a medir con un determinado instrumento de medición.
- **Alcance:** Valor máximo que se puede medir con un instrumento de medición.
- **Sensibilidad:** Para cierto valor de la magnitud a medir, se expresa como el cociente entre el incremento observado en la variable y el incremento correspondiente de la magnitud medida.
- **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.
- **Resolución:** Mínima variación de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente, la resolución puede depender, por ejemplo, del ruido (interno o externo) o de la fricción. También puede depender del valor de la magnitud medida.
- **Intervalo de medida (Rango):** Conjunto de valores de magnitudes de una misma naturaleza que un instrumento o sistema de medida, que sirve de medida como guía para su utilización. Cualquier instrumento de medición confiable debe tener bien identificado el intervalo numérico dentro del cual puede realizar mediciones de confianza; es decir, podemos medir una magnitud sólo si se conoce el intervalo posible en el que se encuentra el valor de la magnitud a medir que es un subconjunto del intervalo en el cual trabaja nuestro instrumento de 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 especificadas.
- **Exactitud de medida:** Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. El concepto “exactitud de medida” no es una magnitud y no se expresa numéricamente. Se dice que una medición es más exacta cuanto más pequeño es el error de medida.

Una vez mencionados los conceptos más importantes relacionados a la medición de hidrocarburos gaseosos, se procederá a estudiar en el siguiente capítulo las propiedades del gas y conceptos de flujo de gas en tuberías más importantes para la implementación, diseño y selección de medidores [1].

Capítulo 2

Propiedades del gas natural y conceptos de flujo de gas en tuberías

Se denomina gas natural al conjunto de hidrocarburos que se encuentran en estado gaseoso, en condiciones atmosféricas.

Contiene diferentes hidrocarburos entre los que destaca el gas metano e hidrocarburos ligeros, tales como etano, propano, butano, pequeñas proporciones de nitrógeno y dióxido de carbono. Del mismo modo incluye ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

El gas natural se puede clasificar en:

- Gas Dulce:
Es aquel que contiene cantidades menores al 3% de CO_2 y cantidades menores de H_2S [24].
- Gas amargo:
Es aquel que contiene cantidades apreciables de H_2S y en menos proporción CO_2 [24].
- Gas seco:
Es un gas formado por etano y metano, es aquel que ya no contiene CO_2 y H_2S [24].
- Gas húmedo:
Es aquel gas que se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, aproximadamente 3 galones por cada 1000 pies cúbicos en condiciones estándar [24].

Las propiedades del gas varían dependiendo las condiciones en las que se encuentre, de este modo, se debe especificar las condiciones en las que se mide el gas natural para determinar sus propiedades a cierta presión y temperatura a las cuales se encuentre sometido.

Las condiciones más importantes en la medición se definen como condiciones base, estándar o de flujo. Las condiciones estándar son aquellas que están referidas a

1 atm de presión y 60°F de temperatura (Medidas establecidos en LTMH, Título II, Capítulo I, Artículo 13 [17]).

Las condiciones de flujo son aquellas en las que se encuentra el fluido a condiciones de operación de algún equipo o medidor. Las condiciones base son las de presión y temperatura acordadas entre compradores y vendedores para fines de comercialización.

2.1 Propiedades del gas natural

La importancia de conocer las propiedades del gas radica en la correcta caracterización del fluido para obtener una optimización en los procesos de producción.

Las propiedades más comportantes del gas son:

- Densidad
- Densidad relativa
- Factor de compresibilidad
- Poder calorífico
- Viscosidad
- Volumen específico

Densidad

La densidad es aquella propiedad física que se define como el cociente de la masa entre el volumen.

$$\rho = \frac{m}{v} \dots \dots \dots (2.1)$$

En acuerdos internacionales se tiene pactado las magnitudes específicas de presión y temperatura que deberá ser medida la densidad, sin embargo, esta puede medirse en cualquier condición siempre y cuando la masa y el volumen estén referidos a las mismas condiciones. La medición de la densidad es relevante pues define la calidad del gas [7,8].

Densidad relativa o Gravedad específica

Es la relación de la masa de un volumen de gas dado, a la masa de igual volumen de aire a la misma temperatura, ambos medidos a condiciones estándar.

En otras palabras, se puede definir como el cociente de la densidad absoluta de un gas entre la densidad absoluta del aire, ambos medidos a condiciones estándar de presión y temperatura [7,8].

$$\gamma = \frac{\rho}{\rho_{aire}} \dots\dots\dots(2.2)$$

Viscosidad

La viscosidad de un gas es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. Comúnmente es medida en centipoise [cp] [7].

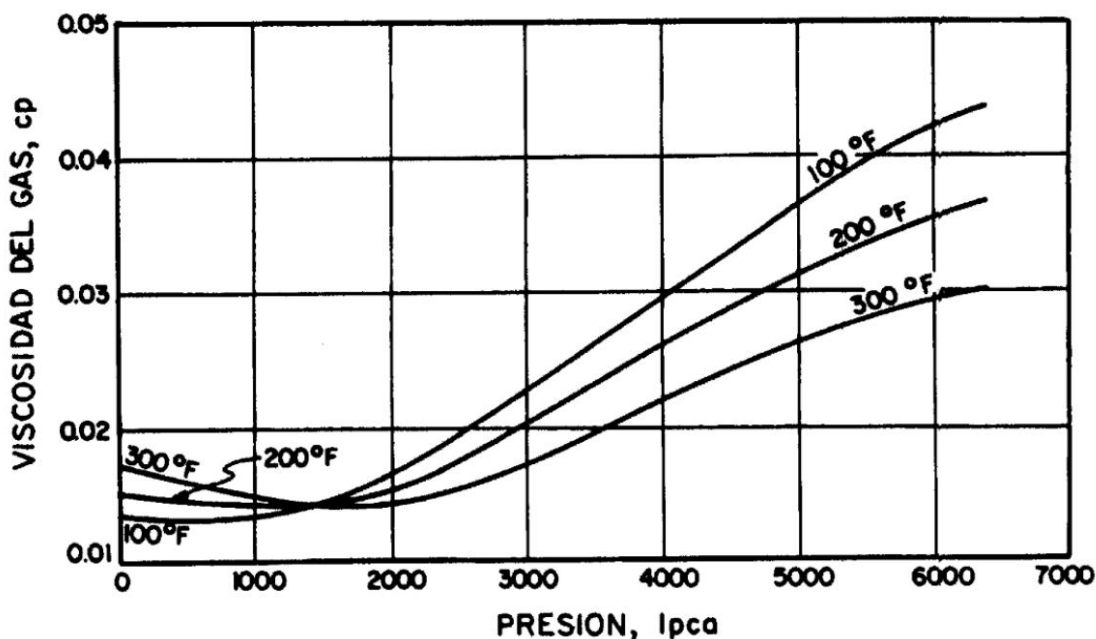


Fig. 2.1 Comportamiento de la viscosidad de gases naturales [7].

En la fig. 2.1 se muestra el comportamiento de la viscosidad de un gas natural en función de diferentes presiones y tres temperaturas diferentes que permanecen constantes.

Factor de volumen del gas, Bg

Por definición, el factor de volumen del gas es el cociente del volumen de gas medido a condiciones de flujo entre el mismo volumen de gas medido a condiciones estándar.

$$Bg = \frac{\text{Volumen de gas a C.F.}}{\text{Volumen de gas a C.S.}} \left[\frac{ft^3 @ C.F.}{ft^3 @ C.S.} \right] \dots\dots\dots (2.3)$$

En la Fig. 2.2 se muestra el comportamiento del factor de volumen del gas, mientras se abate la presión se tiene una mayor cantidad de gas liberado.

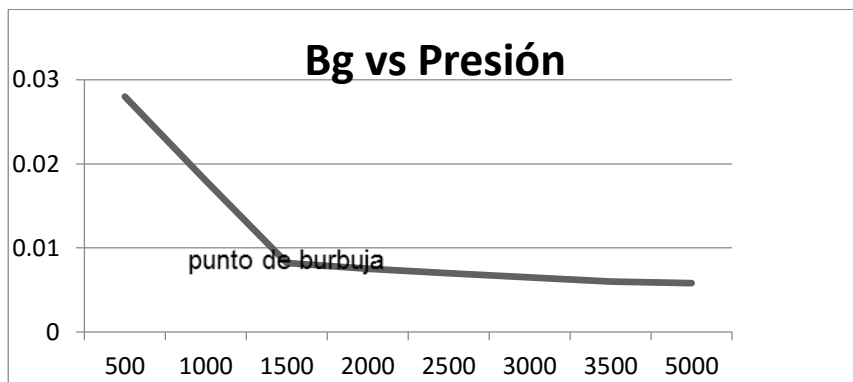


Fig. 2.2 Comportamiento de Bg vs Presión

El Bg siempre será menor o igual a 1

Factor de compresibilidad de gas, Factor z

Es un factor adimensional afectado por la presión, temperatura y composición del gas. Este factor z es necesario para modificar las ecuaciones de los gases ideales y así poder usar estas ecuaciones en gases reales y por lo general varía entre 0.70 y 1.20, el 1.00 representa un gas ideal. El factor de compresibilidad para gases reales puede ser calculado por la siguiente expresión [9].

$$PV = znRT \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

- P=Presión
- n=Moles
- R=Constante universal

T=Temperatura
Z=Factor de compresibilidad

El factor de compresibilidad también puede ser calculado en función de la temperatura reducida y de la presión reducida. Donde la presión reducida es igual a la presión entre la presión crítica y la temperatura reducida es igual a la temperatura entre la temperatura crítica [8].

Poder Calorífico del gas natural

Es la cantidad de energía producida en forma de calor por una combustión de una unidad de gas natural en aire a condiciones base de presión y temperatura; los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura (condición base) en estado gaseoso [9].

El poder calorífico del gas natural está en función a su composición química, los hidrocarburos más pesados contienen mayor poder calorífico, por ende, un gas con cantidades mayores que metano tendrá un poder calorífico mayor.

El poder calorífico se puede expresar en $kcal/m^3$, $kJoule/m^3$, BTU/ft^3 , etc.

2.2 Conceptos de flujo de gas en tuberías

Es importante tener en cuenta los principales puntos de medición del gas, los cuales son: medición en la boca del pozo, baterías de separación y en puntos de custodia para su comercialización. Estos tres puntos tienen en común que para el transporte del gas es necesario que el fluido sea transportado por tuberías.

Al conocer las propiedades del gas en el proceso de medición se obtienen grandes ventajas, por ejemplo, escoger los equipos adecuados de acuerdo a los parámetros de funcionamiento basados en las propiedades del fluido, sin embargo, también se tiene que conocer otros parámetros que sirven para caracterizar el flujo. Uno de los más importantes es el Número de Reynolds.

Número de Reynolds

El número de Reynolds es un parámetro adimensional el cual se define como la relación de las fuerzas de inercia y de la viscosidad. Un número de Reynolds distingue

entre los diferentes tipos de régimen de flujo, tales como laminar o turbulento en tuberías [3].

$$Re = \frac{vD\rho}{\mu} \dots\dots\dots(2.5)$$

Donde:

- μ = Viscosidad
- v = Velocidad de flujo
- ρ = Densidad del fluido
- D = Diametro de tubería

En la tabla 2.1 se muestra los números de Reynolds que se han determinado para cada tipo de flujo.

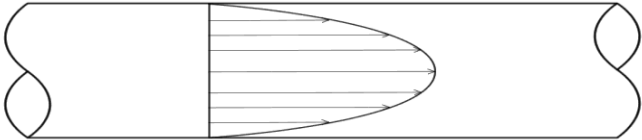
Número de Reynolds	Tipo de Flujo
2,100<	Flujo laminar
2,100 a 4,000	Zona de transición
>4,000	Flujo turbulento

Tabla 2.1 Tipos de flujo en tuberías por el número de Reynolds [3].

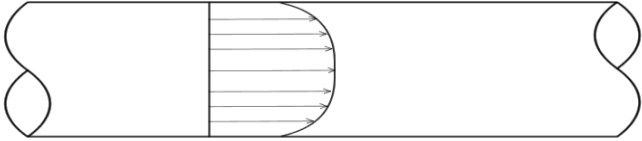
Perfil de velocidades

Se llama flujo turbulento a un flujo que se caracteriza por su naturaleza fluctuante y aparentemente aleatoria, es el resultado de la perdida de estabilidad debido a su alta velocidad principalmente.

El flujo laminar se caracteriza por el hecho de que las partículas de fluido se mueven en capas o laminas (Ver Fig. 2.3).



Flujo Laminar



Flujo Turbulento

Fig. 2.3 Comportamiento del flujo laminar y flujo turbulento [3]

Capítulo 3

Sistemas y equipos de medición

Presentada la necesidad de contabilizar la cantidad de gas en cada punto estratégico dentro de la medición (pozo, baterías y puntos de transferencia de custodia) se necesita contar con información real y confiable para planear y asignar recursos para optimizar operaciones de producción, almacenamiento y transporte.

Dada esta necesidad, se requiere de instrumentos de medición que permitan mantener un control riguroso del volumen de hidrocarburos, así como otros parámetros complementarios como son la presión, temperatura y viscosidad por mencionar algunos.

3.1 Sistemas de Medición

Un sistema de medición es un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan la cantidad del fluido que pasa a través de ellos y se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad [17].

Los sistemas de medición básicamente están conformados por uno o más trenes de tubería, que contienen cada uno un equipo de medición con accesorios propios del medidor, acondicionadores de flujo, codos, sensores de presión, temperatura y un computador de flujo.

Los acondicionadores de flujo son un componente que se ocupa en el sistema de medición, ubicados aguas arriba del medidor para redistribuir el perfil de flujo en la entrada del medidor, esto para, disminuir turbulencia en la entrada de flujo al medidor y disminuir el error en la medición.

Los dos principales tipos de acondicionadores de flujos:

- Acondicionador tipo Plato
- Acondicionador tipo Venas Alineadoras

3.2 Equipos de medición

Un equipo de medición es aquel aparato que se ocupa para comparar magnitudes físicas, mediante un proceso de medición de una o varias variables físicas medibles, dependiendo de la tecnología del medidor, para dar como resultado un gasto volumétrico o másico.

Los elementos que integran a los equipos de medición se dividen en dos secciones:

- **Elementos primarios:** se encuentran dentro de la tubería y captan la variable a medir que posteriormente es transformada en una señal [17].
- **Elementos secundarios:** captan la señal elaborada por el elemento primario y la transforman en una señal de salida o generan una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota [17].

Esta tesis está enfocada principalmente a los medidores de gas, sin embargo, se mencionan medidores relevantes para la medición de hidrocarburos líquidos.

Los más usados para cada uno son los siguientes:

Gas:

- Placa de orificio
- Coriolis
- Ultrasónico
- Turbina

Líquidos:

- Desplazamiento positivo
- Turbina
- Coriolis
- Ultrasónico

Los cuales están sometidos a diferentes condiciones de operación y susceptibles a errores significativos. Por esto mismo, se deben usar factores de corrección basados en condiciones reales de trabajo.

3.2.1 Clasificación de los medidores de flujo

Actualmente en la literatura se encuentran varias clasificaciones de los medidores de flujo y por esta razón en la Fig. 3.1 se presenta un diagrama de las clasificaciones más comúnmente mencionadas dentro de la industria.

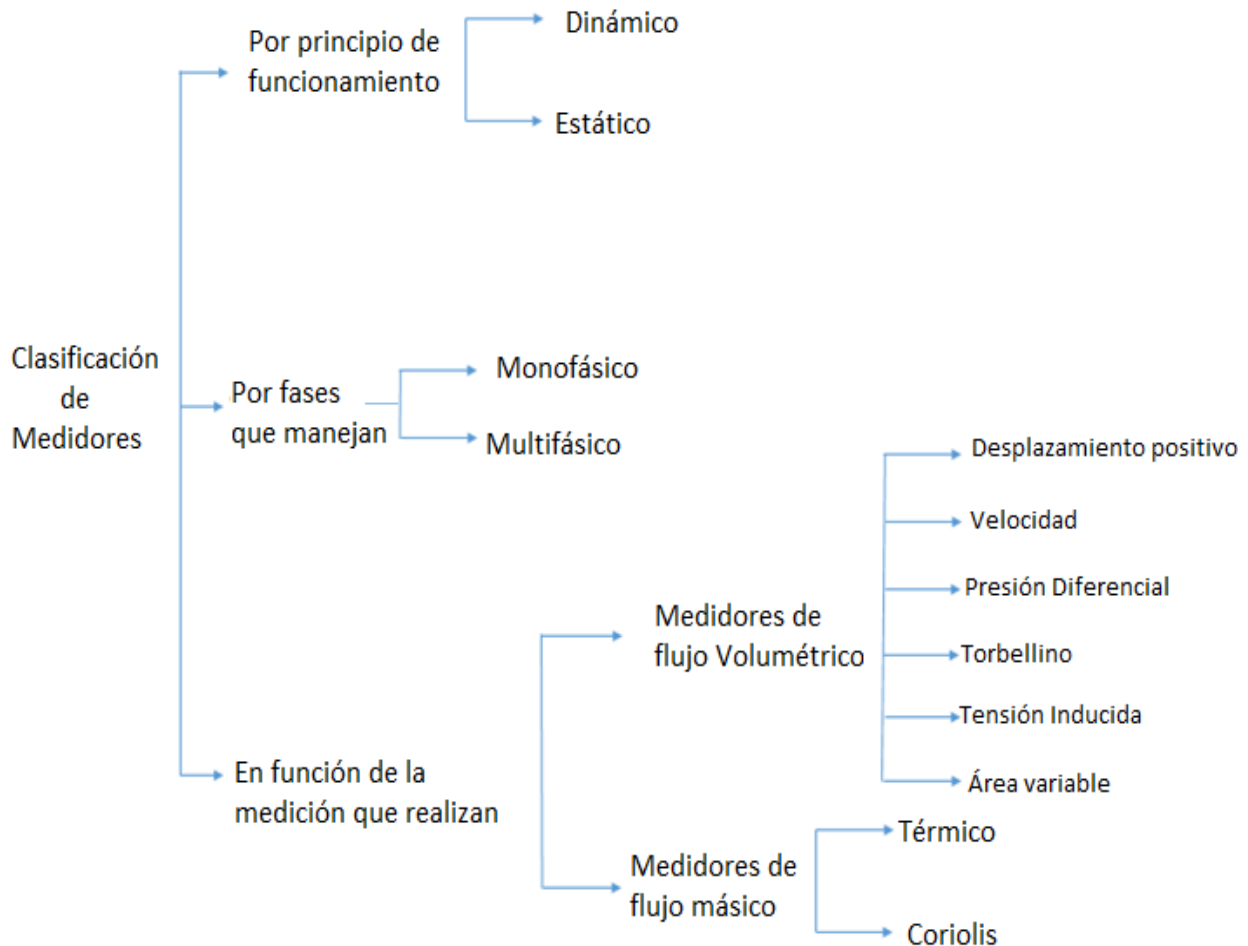


Fig. 3.1 Clasificación general de los medidores de flujo.

Mostradas las clasificaciones más comúnmente usadas en la industria, se explicarán de forma breve los equipos de medición y se detallará más en los medidores que miden gas, en especial placa de orificio.

Nota: Se recalca que el lector debe prestar atención en los conceptos sobre el medidor tipo placa de orificio, ya que el análisis y diagnóstico realizado en capítulo 5 y 6 de esta tesis es sobre un sistema de medición con elemento primario de presión diferencial tipo Placa de orificio.

3.2.1.1 Por principio de funcionamiento

Se cuenta con dos métodos de medición: la medición dinámica y la medición estática.

Medición dinámica

La medición dinámica de una cantidad de gas, se hace cuando éste fluye a través de un punto de referencia, lo cual puede lograrse midiendo el volumen o infiriéndolo a través de la medición de algunas de las propiedades dinámicas del fluido [16].

Los medidores dinámicos se clasifican en intrusivos y no intrusivos.

Intrusivos: Los medidores intrusivos se caracterizan porque el elemento primario se encuentra sumergido en el fluido, por lo que están sometidos al desgaste y en ocasiones pueden provocar caídas de presión. Los principales son los siguientes:

- De placa de orificio
- Tipo turbina

No intrusivos: Se caracterizan por que los elementos que captan la señal interpretada (señal que es convertida a un dato de medición) se encuentran fuera del alcance de los fluidos a medir. Son más costosos por la tecnología que manejan, pero no son tan susceptibles de manera comparativa al desgaste como los intrusivos. Los medidores más comunes de este tipo son los ultrasónicos.



Fig. 3.2 Medidor de Flujo de Tiempo de Transito Portátil PTFM 1.0 para líquidos limpios con selección del Sensor para pequeños o grandes diámetros de tubería.

Medición estática

Esta medición solo se realiza cuando se requiere medir hidrocarburos líquidos. Se realiza cuando el fluido a medir se encuentra en estado estático, es decir, sin movimiento. Este tipo de mediciones se realizan principalmente en tanques medidores y de almacenamiento que se encuentran expuestos a la atmósfera [16].

3.2.1.2 Por las fases que manejan

En esta clasificación se dividen por las fases que puede medir el instrumento, los cuales son medidores monofásicos y multifásicos.

- Medidores de flujo multifásico: Estos miden dos o más fases al ser empleados en un sistema de medición. Es una nueva tecnología la cual está teniendo gran auge en la industria petrolera, sin embargo, aún cuenta con bastantes detalles que se deben mejorar.
- Medidores monofásicos: Miden una sola Fase.

En la tabla 3.1 se menciona la fase que puede medir un equipo de medición (fase gas o líquida)

<i>Medidor</i>	<i>Fase que puede medir</i>
Desplazamiento Positivo	Líquidos
Turbina	Gases y Líquidos
Ultrasónico	Gases y Líquidos
Placa de Orificio	Gases y Líquidos
V-Cone	Gases y Líquidos
Tubo Venturi	Líquidos
Tobera	Gases y Líquidos
Tubo Pitot	Gases
De frecuencia (Vortex)	Líquidos y Gases
Magnético	Líquidos (obsoleto en la industria)
Rotámetros	Líquidos
Térmicos	Gases
Coriolis	Líquidos y gases
Tanques de almacenamiento	Líquidos

Tabla 3.1 Clasificación por la fase que mide un medidor

3.2.1.3 En función de la medición que realizan

Por su función a medir se clasifican en dos grandes grupos que son los medidores volumétricos y los medidores másicos. Cada uno de ellos cuenta con diferentes principios en los que se basan sus diferentes tipos de equipos de medición.

3.2.1.3.1 Medidores volumétricos

La medición de flujo volumétrico de gas se efectúa principalmente con medidores que miden un diferencial de presión al paso de fluido o la velocidad del flujo, tales como, placa de orificio y ultrasónico, respectivamente. Por otro lado, en caso de los hidrocarburos líquidos se emplean medidores de desplazamiento positivo, entre otros.

- **Medidor de flujo por desplazamiento positivo [15].**

Estos medidores miden el volumen de hidrocarburo líquido que ingresa a un medidor de desplazamiento positivo llenando una cámara que se moverá de lado de la entrada hacia la salida del instrumento. Como el volumen de la cantidad de flujo es constante, contando el número de veces que el medidor transporta la cantidad definida se puede obtener la cantidad de líquido que pasa por el medidor por unidad de tiempo.

Las cámaras que se usan para la medición adoptan muchas formas, y es frecuente que sean propiedad de un fabricante dado.

Los medidores de desplazamiento positivo mayormente usados son:

- Medidor de disco oscilante
- Medidor de pistón oscilante
- Medidor recíprocante
- Medidores rotativos.

- **Medidor de flujo por Velocidad**

Este tipo de medidores permiten cuantificar la cantidad de hidrocarburos que atraviesa una sección a determinado tiempo. Normalmente el dispositivo no mide de forma directa la velocidad si no una cantidad medible que puede ser relacionada con la velocidad.

Algunas de las ventajas que tenemos para este tipo de medidores son:

- Amplios rangos de medición;
- Reducción de costos de instalación;
- Medición no intrusiva;
- Diagnóstico remoto del elemento primario de medición;
- No agrega caída de presión al sistema.

- **Medidor tipo turbina** [4]

Los medidores de turbina son específicamente para la medición de hidrocarburos líquidos y consisten en un rotor de múltiples aspas montado en una tubería, perpendicular al movimiento del líquido (Ver Fig. 3.3). El paso del líquido a través de las aspas ejerce una fuerza de rotación que hace girar al rotor a una velocidad que resulta directamente proporcional al gasto. La velocidad de rotación de la turbina es censada por un transductor magnético, cuya señal de salida es un tren de pulsos, los cuales pueden ser contados y totalizados. El número de pulsos contados en un período de tiempo dado, es directamente proporcional al gasto volumétrico.

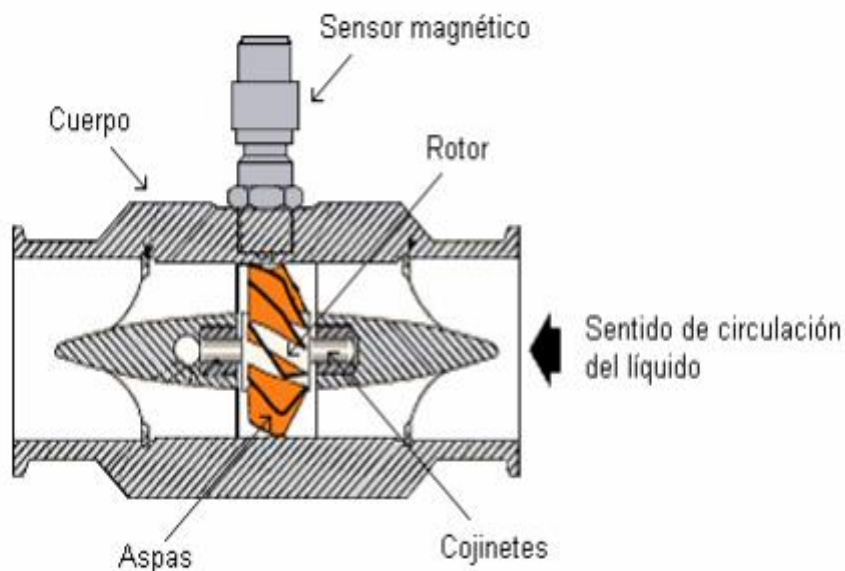


Fig. 3.3 Medidor de flujo tipo turbina.

El uso de la turbina está limitado por la viscosidad del fluido, cuando aumenta la viscosidad, cambia la velocidad del perfil del líquido a través de la tubería. En las paredes del tubo el fluido se mueve más lentamente que en el centro, de modo que, las puntas de las aspas no pueden girar a mayor velocidad. Para viscosidades superiores a 3 o 5 centistokes se reduce el intervalo de medida del instrumento. (1 stokes = $1\text{cm}^2/\text{s}$). Es adecuado para la medida de gastos de líquidos limpios y filtrados. Su precisión es muy elevada, está en el orden de $\pm 0.3\%$

El gasto se puede obtener mediante la siguiente formula

$$Q = Av \dots \dots \dots (3.1)$$

Donde:

$$A = \text{Área de sección de flujo } [m^2]$$
$$v = \text{Velocidad de flujo de fluidos } \left[\frac{m}{s}\right]$$

- **Medidor ultrasónico**

La medición del gasto se realiza por medio de una onda sonora ultrasónica que se propaga a través del líquido. Constan básicamente de dos transductores piezoeléctricos, uno actúa como transmisor y otro como receptor de la onda sonora. Ambos transductores se ubican en los lados opuestos de la tubería. Para utilizar este tipo de medidores, es necesario conocer la velocidad de propagación de la onda ultrasónica en el gas al cuál se quiere medir el gasto.

Ventajas:

- Grandes diámetros;
- No se presentan perdidas de presión;
- No depende de las propiedades termodinámicas del gas;
- Excelente exactitud;
- Amplia rangeabilidad.

Desventajas:

- Alto costo;
- Es afectado por sedimentos;
- No es recomendable en crudos muy pesados.

Entre los medidores ultrasónicos se encuentran el de tiempo de tránsito y el efecto Doppler.

Medidor tipo tiempo de tránsito: El transmisor y el receptor se ubican uno de cada lado de la tubería como se muestra en la Fig. 3.4. Estos se colocan con una inclinación de 45 grados con respecto a la dirección de flujo de fluidos. La velocidad de la señal que viaja entre los transductores aumenta o disminuye con la dirección de transmisión y con la velocidad del fluido que está siendo medido. El transmisor envía una onda de sonido pulsante de una frecuencia determinada, y se mide el tiempo en que la onda tarda en llegar al receptor.

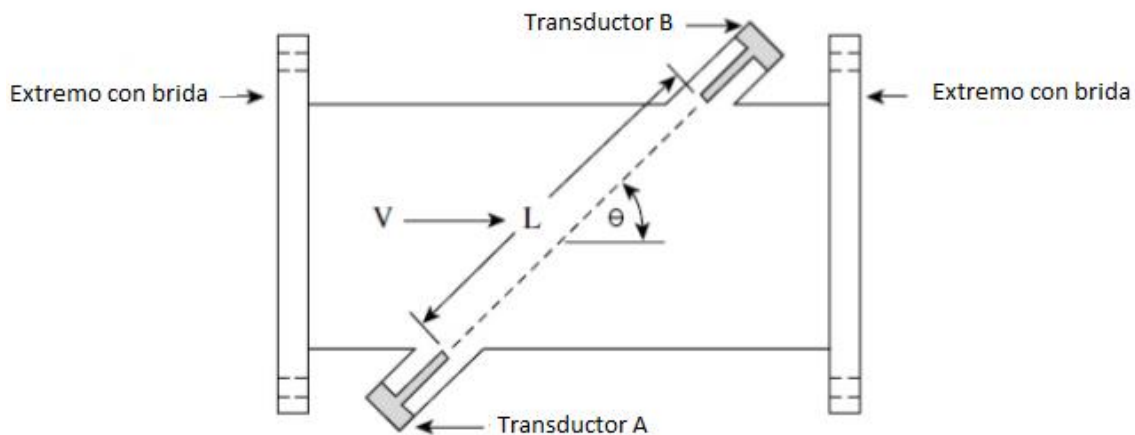


Fig. 3.4 Medidor de tiempo de tránsito

La velocidad de propagación de la onda sonora se calcula:

$$v = \frac{c^2 \tan(\alpha)}{2D} \Delta t \dots \dots (3.2)$$

Donde:

v =Velocidad de fluido $\left[\frac{m}{s}\right]$

C =Velocidad del sonido en el fluido

α =Ángulo del haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería

D =Diámetro interior de la tubería $[m]$

Δt =Tiempo de transito de la onda del transmisor al receptor $[s]$

Entonces el gasto medido es simplemente:

$$Q = Av \dots \dots \dots (3.3)$$

Medidor de efecto Doppler: La velocidad del fluido se determina midiendo el corrimiento de frecuencia que experimenta la señal de retorno al reflejarse en partículas contenidas en el fluido (Ver fig. 3.5). Se colocan dos sensores cada uno a un lado del flujo a medir y se envía una señal de frecuencia conocida a través del fluido. El empleo de éste medidor está limitado a fluidos que contengan partículas sólidas en suspensión, pero permite medir algunos gastos de fluidos tales como mezclas gas-líquido, fangos, etc.



Fig. 3.5 Diagrama general del choque de ondas de un medidor, efecto doppler.

La velocidad del fluido se la puede expresar como:

$$v = \frac{C(f_r - f_t)}{2\cos\alpha} \dots \dots \dots (3.4)$$

Donde:

v =Velocidad del fluido $\left[\frac{m}{s}\right]$

C =Velocidad del sonido en el fluido $\left[\frac{m}{s}\right]$

α =Ángulo de haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería

f_r =Frecuencia de onda recibida
 f_t =Frecuencia de onda transferida

Si la tubería tiene una sección transversal A, el gasto es:

$$Q = Av \dots \dots \dots (3.5)$$

• **Medidores de presión diferencial**

Los medidores de presión diferencial obstruyen parcialmente el flujo, produciendo así una diferencia de presión estática entre el lado corriente arriba y corriente abajo del medidor (Ver fig. 3.6). El cálculo del flujo se realiza mediante las pérdidas de presión a través de una restricción, que es aun la técnica más utilizada en la medición de gas. Los medidores de presión diferencial se basan en la ecuación de Bernulli que se aplica a cada lado del medidor

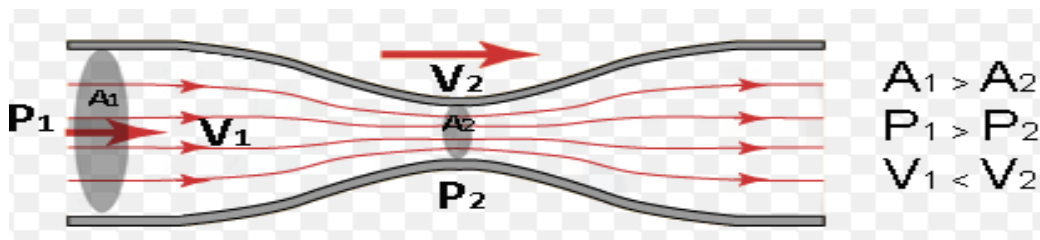


Fig. 3.6 Medidor de presión diferencial

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \dots \dots \dots (3.6)$$

Donde:

- P_1 = Presión de entrada $[kg/m^2]$
- P_2 = Presión de salida $[kg/m^2]$
- v_1 = Velocidad de entrada $[m/seg]$
- v_2 = Velocidad de salida $[m/seg]$
- ρ = Densidad del fluido $[kg/m^3]$

Si se combina la ecuación 3.6 mostrada anteriormente con el principio de conservación de masa, asumiendo que no existen pérdidas y es un fluido incompresible, el gasto se puede expresar de la siguiente manera

$$Q = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2\rho\Delta P} \dots \dots \dots (3.7)$$

Donde:

β = Relación entre los diámetros del orificio de la restricción y el diámetro de la tubería (adimensional)

ΔP = Diferencia de presiones entre el plano corriente arriba y corriente abajo [kg/m^2]

d = Diámetro de orificio [m]

Una forma generalizada de medir la velocidad (v) [m/s], el gasto volumétrico (Q_v) [m^3/s] y el gasto másico (Q_m) [kg/s] es a través de la restricción de las ecuaciones siguientes:

$$v = C_d \left(\frac{h}{\rho}\right)^{.5} \dots \dots \dots (3.8)$$

$$Q_v = C_d A \left(\frac{h}{\rho}\right)^{.5} \dots \dots \dots (3.9)$$

$$Q_m = C_d A (h\rho)^{.5} \dots \dots \dots (3.10)$$

Donde:

C_d =Coeficiente de descarga (adimensional)

A =Área transversal de la tubería [m^2]

ρ =Densidad del fluido [kg/m^3]

h =Altura [m]

El coeficiente C_d está influenciado por el número de Reynolds y por la relación de diámetros β conocida también como coeficiente de obstrucción. (ver Fig. 3.7).

Dependiendo del tipo de medidor que se esté utilizando, se pueden aplicar parámetros adicionales y factores de corrección.

Dichos parámetros pueden obtenerse mediante cálculos efectuados a partir de ecuaciones o leerse directamente por medio de gráficas y tablas disponibles en la American National Standards Institute (ANSI), el American Petroleum Institute (API), la sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) y la American Gas Association (AGA)

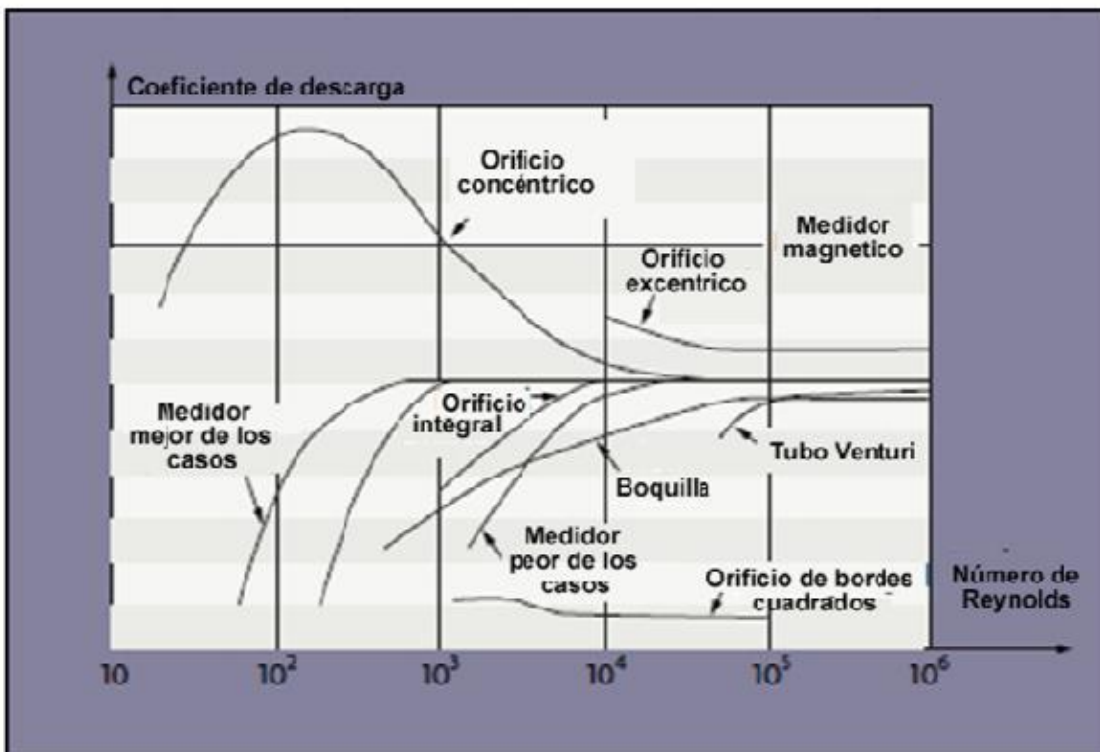


Fig. 3.7 Gráfica de coeficiente de descarga en función del número de Reynolds

Correcciones al gasto medido: Normalmente si un medidor esta calibrado para ciertas condiciones de operación solo indicará el gasto correcto cuando se cumplan dichas condiciones. Si no es así habrá que multiplicar el gasto medido por un factor de corrección, con el fin de adaptar las condiciones de cálculo del elemento primario de medida a las condiciones reales de operación, de tal manera que:

$$\text{Gasto corregido} = \text{gasto medido} \times \text{factor de corrección} \left[\frac{m^3}{s} \right] \dots \dots \dots (3.11)$$

La expresión para el cálculo del factor de corrección tomará distintas formas en función de la fase que maneje

- Correcciones a Gases en volumen y peso

En el caso de una mezcla de gases las variaciones del peso específico pueden ser debidas, tanto a variaciones de presión y temperatura, como a la composición del gas, por lo cual debe ser tomado en cuenta.

Si la escala del medidor esta calibrada para gas seco, la indicación será correcta mientras el peso molecular, presión y temperatura del gas sean las mismas que las utilizadas para el diseño. En el supuesto en el que el peso molecular sea constante deben eliminarse de las ecuaciones de corrección los valores correspondientes a dicho peso molecular. Una vez hecha la eliminación, las ecuaciones quedaran generalizadas para cualquier corrección de tipo presión y temperatura.

El factor de corrección será:

$$F_C = \sqrt{\frac{(P_{Operación} + 1)P_{Molecular\ Operación}}{T_{operación} + 273}} \times \sqrt{\frac{T_{Diseño} + 273}{(P_{Diseño} + 1)P_{Molecular\ Diseño}}} \dots (3.12)$$

Donde:

$P_{molecular\ Operación}$ = Peso molecular de operación $[gr/mol]$

$P_{molecular\ Diseño}$ = Peso molecular de diseño $[gr/mol]$

$T_{Diseño}$ = Temperatura de diseño $[C^0]$

$T_{Operación}$ = Temperatura de operación $[C^0]$

$P_{Diseño}$ = Presión de diseño $[lb/in^2]$

$P_{Operación}$ = Presión de operación $[lb/in^2]$

Ventajas:

- Son fáciles de fabricar y no contienen partes móviles que pudieran propiciar su desgaste a corto plazo.
- Son económicos especialmente a tamaños grandes.
- Pueden ser utilizados sin importar su posición.

- Algunos de estos no requieren calibración por comparación con otro medidor de flujo.

Desventajas:

- La amplitud es limitada y mucho menor en comparación con otros medidores.
- Pueden producir pérdidas de carga.
- La señal de salida no es lineal con el gasto.
- Deben respetar ciertos tramos rectos de tubería corriente arriba y corriente abajo del medidor.

- **Medidor de placa de orificio**

Este instrumento es uno de los dispositivos de medición más antiguo con los que se cuenta hoy en día y se ha aplicado ampliamente y con gran éxito para medir el gasto hidrocarburos gaseosos en tuberías. La ventaja fundamental de la placa de orificio es que debido a la pequeña cantidad de material y al tiempo relativamente corto de maquinado que se requiere en su manufactura, su costo llega a ser bajo, aparte que es fácilmente reproducible, fácil de instalar y desmontar y algo muy importante es que se consigue con este tipo de medidor un alto grado de exactitud.

El uso de este tipo de medidor es inadecuado en la medición de fluidos con sólidos en suspensión pues las partículas se pueden acumular en la entrada de la placa; el comportamiento en su uso con fluidos viscosos es errático y produce las mayores pérdidas de presión en comparación con los otros elementos primarios.

Las mayores desventajas de este medidor son su capacidad limitada y la pérdida de carga ocasionada tanto por los residuos del fluido como por las pérdidas de energía que se producen cuando se forman vórtices a la salida del orificio

Principio de operación

Estos medidores se basan en medir básicamente la presión estática y la diferencial de presión. La presión estática es la presión constante la cual es ejercida por el flujo de gas en la tubería aguas arriba. La diferencial de presión es la caída de presión que se crea al momento de que el flujo pasa por una restricción dentro de la tubería, esto es la diferencia de presión aguas arriba y aguas abajo.

En la Fig. 3.8 se muestra un medidor actual de placa de orificio.



Fig. 3.8 Medidor de placa de orificio

En un sistema de medición con placa de orificio consta básicamente del elemento primario con sus componentes asociados y elementos secundarios.

1. Elemento primario:

- Placa de orificio
- Tubería adyacente o Tubo medidor.
- Componentes asociados:
 - Sensor de presión
 - Sensor de Temperatura

2. Elemento secundario:

- Cartas de presión
- Computador de flujo
- Equipo de Cromatografía

Dentro de la tubería adyacente o tubo medidor se tienen las adaptaciones para instalar el medidor, se encuentran los sensores de presión y temperatura del gas. Se cuenta con componentes para rectificar el flujo tales como líneas rectificadoras o acondicionadores de flujo, estos componentes se encuentran aguas arriba. Se tiene una conexión la cual se puede utilizar muestras del gas natural para determinar la densidad del gas natural.

El computador de flujo es el cual lee las presiones a través de los sensores y las registra en las cartas de presión, Las cartas de presión son aquellas donde se registran la presión estática, la diferencial de presión y la temperatura, generalmente estas pueden ser de 1 hora, 12 horas, 24 horas, 7 días y 30 días.

Para el cálculo del gasto se necesita los valores de presión diferencial, se tienen dos métodos para conocer el gasto los cuales es por el método especificado en la Norma API 14 sección 3 parte 3 y por el método de campo.

- Cálculo del gas especificado en la Norma API 14 sección 3 parte 3 [26]:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w)/(G_r Z_{f1} T_f)} \dots\dots (3.13)$$

Donde:

Q_v = Gasto volumétrico a condiciones estándar [ft³/hora]

$C_d(FT)$ =Coeficiente de descarga.

E_v = Factor de corrección por velocidad de aproximación.

Y_1 = Factor de expansión corriente arriba.

d =diámetro de orificio [Pg]

P_{f1} = Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa [psi]

h_w = Presión diferencial [pg de H₂O].

G_r = Densidad relativa del gas real.

Z_s = Factor de compresibilidad a condiciones estándar.

Z_{f1} =Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa.

T_f = Temperatura a condiciones de flujo [R]

- Cálculo de gas por el Método de Campo:

Este método se basa en una constante de flujo de la placa de orificio dada por el fabricante, la cual está en función del diseño dimensional de la placa de orificio y unidades de conversión.

$$q = C_{f.P.O} (P * \Delta P)^{0.5} \dots\dots\dots(3.14)$$

Donde:

- q = Gasto Volumétrico [MMSFC]
- $C_{f.P.O}$ = Constante de flujo de la placa de orificio
- P = Presión estática [Kg/cm²]
- ΔP = Diferencial de presión [Pulgadas de H₂O]

Diseño

El elemento primario se encuentra dentro de la tubería, consiste en una placa delgada y plana (de 1/8 a 3/8 de espesor) con una perforación circular que guarda diferentes posiciones en relación al centro de las tuberías. El elemento secundario se encuentra externo a la tubería [25].

Es necesario que la placa de orificio cumpla con especificaciones puntuales dadas por la Norma API 14 sección 3 parte 2 para su funcionamiento eficiente, a continuación, se mencionan algunas:

- El orificio debe colocarse en el centro de la placa, en el caso de las placas concéntricas.
- Que la tubería adyacente sea circular.
- Que el diámetro de la tubería adyacente sea el mismo aguas arriba y aguas abajo.
- El diámetro mínimo de la tubería debe ser de 2 pulgadas y el máximo de 50 pulgadas.
- El borde corriente arriba del orificio debe ser cuadrado, con ángulo recto sin contornos redondeados o biselados.
- Debe ser plana y lisa, con una superficie pulida (la rugosidad no debe exceder de 50 micro pulgadas).

- Debe ser material anticorrosivo, como acero inoxidable.
- La tubería adyacente debe tener ciertos tramos de longitud aguas arriba y aguas abajo, para que el flujo no afecte las mediciones.
- Entre otras más.

Nota: Se especifica más a detalle en el capítulo 4, en base a la Norma API 14 sección 3 parte 2.

Las placas de orificio que se usan normalmente en la industria petrolera se fabrican de manera que el orificio sea concéntrico a la tubería, pero también existen otras geometrías dependientes del tipo de fluido que se maneje, las cuales son orificios excéntricos o segmentados. En la tabla 3.2 a continuación se muestra la aplicación de cada tipo de placa (Ver Fig 3.9)

Tipo	Aplicación
Concéntrica	Para gases y líquidos limpios
Excéntrica (A)	Aceite con cantidades considerables de gas. (Se utiliza comúnmente para fluidos que contienen sólidos en suspensión)
Excéntrica (B)	Gases en donde los cambios de presión provoquen formación de condensados. (Se utiliza comúnmente para fluidos que contienen sólidos en suspensión)
Segmental	Aceites y gases con posible sedimentación de sólidos.

Tabla 3.2 Clasificación de placas de orificio.

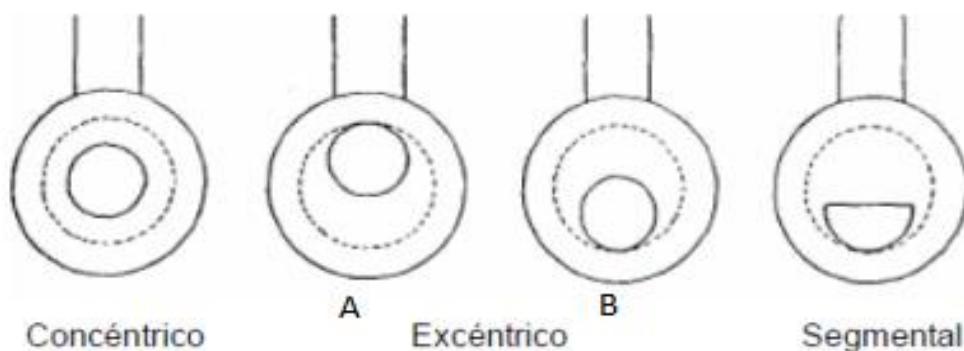


Fig. 3.9 Tipos de placa de orificio.

- **Medidor tipo V-cone**

El medidor de flujo de presión diferencial V-Cone es una tecnología patentada de medición de gas con alta precisión, aplicable a gran variedad de fluidos, todo tipo de condiciones y un amplio intervalo de números de Reynolds. Utiliza el mismo principio físico que otros medidores de flujo de presión diferencial: el teorema de conservación de la energía del flujo de fluidos a través de una tubería. No obstante, las características de desempeño del V-Cone, son el resultado de su exclusivo diseño, que incluye un cono central en el interior del tubo. El cono interactúa con el flujo, modificando su perfil de velocidad, creándose al mismo tiempo una región de presión más baja inmediatamente aguas abajo del cono. (Ver Fig. 3.10)

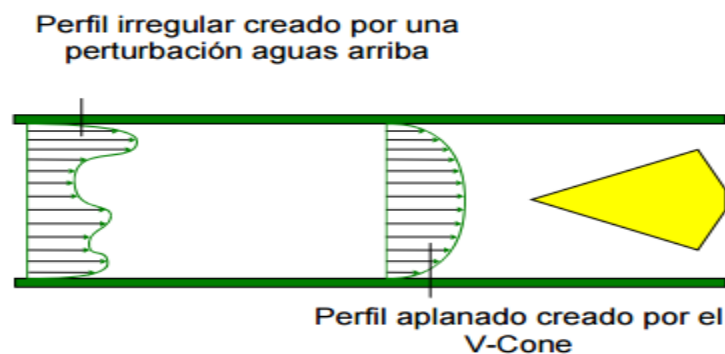


Fig. 3.10 Corrección del perfil de flujo en el medidor tipo V-Cone.

La diferencia entre la presión estática de la línea y la presión más baja creada aguas abajo del cono se mide a través de dos tomas piezosensibles. Una de las tomas se coloca inmediatamente aguas arriba del cono y la otra se coloca en la cara orientada aguas abajo. La diferencia de presión se puede incluir en una derivada a la ecuación de Bernoulli para determinar el régimen de flujo.

En la Figura 3.11 se muestran diferentes configuraciones para este medidor.

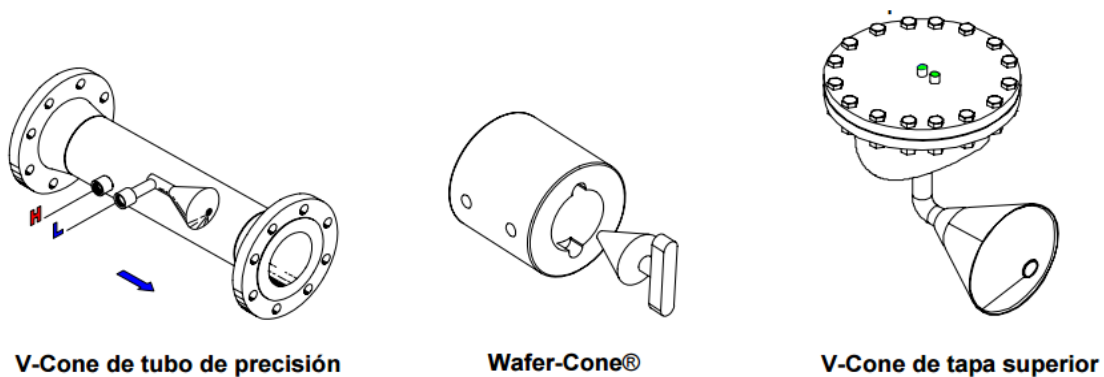


Fig. 3.11 Tipos de medidor V-Cone

Principio de funcionamiento

El V-Cone es un medidor de flujo de presión diferencial. El principio más importante es el teorema de Bernoulli sobre la conservación de la energía dentro de un tubo cerrado. Este teorema dice que la presión que existe dentro de un tubo con flujo constante es inversamente proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido dentro del tubo. En resumen, la presión disminuye a medida que aumenta la velocidad. Por ejemplo, cuando el fluido se acerca al medidor V-Cone, su presión es P_1 . Cuando aumenta la velocidad del fluido en la parte estrecha del V-Cone, la presión disminuye a P_2 , como se indica en la Figura 3.12. Las presiones P_1 y P_2 se miden en los orificios del V-Cone mediante distintos transductores de presión. La presión diferencial (Dp) que crea el V-Cone aumenta y disminuye en forma exponencial con la velocidad del flujo. Cuanto mayor sea el estrechamiento del espacio anular, mayor será la presión diferencial para un mismo gasto. La relación beta es igual al área de flujo en la sección transversal de mayor tamaño del cono (convertida en un diámetro equivalente) dividida entre el diámetro interior del medidor.

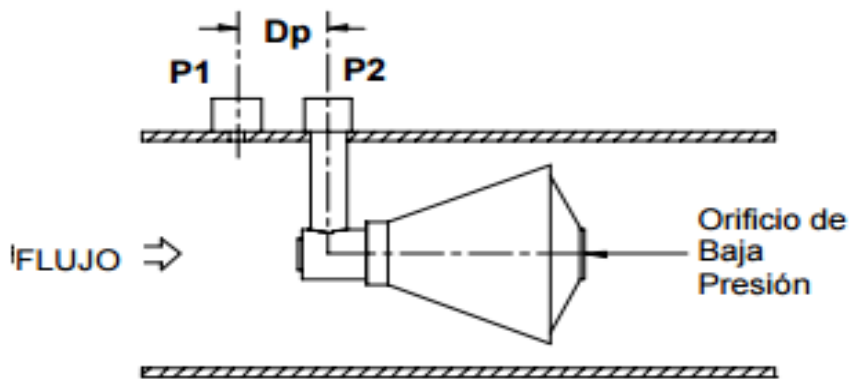


Fig. 3.12 Orificios de alta y baja presión

El V-Cone puede aplanar el perfil del flujo incluso en condiciones extremas, por ejemplo, si se usan codos sencillos o dos codos en diferentes planos colocados inmediatamente aguas arriba del medidor. Esto implica que, aunque los perfiles que se aproximen al cono sean muy variables, en el cono siempre se produce un perfil de flujo predecible, asegurando mediciones precisas incluso en condiciones no ideales.

Ventajas:

- Permite medir flujos con números de Reynolds menores.
- Cuenta con mayor sensibilidad debido a que las caídas de presión son mayores a las del medidor tipo venturi.
- Cuando el instrumento entra en contacto con el perfil de velocidad, mezcla todas las zonas del perfil, permitiendo homogeneizar sus propiedades.
- Se puede usar en fluidos que no estén en un solo estado, como por ejemplo gas húmedo.

Desventajas:

- Rango limitado de medición.
- Deterioro con el tiempo.
- Alta pérdida de carga.

Cálculos generales

Nomenclatura:

ΔP	presión diferencial (Dp)	inWC*	P	presión de funcionamiento	psia
D	diámetro interno	pulgadas	T	temperatura de funcionam.	Rankine
d	diámetro del cono	pulgadas	Z	compresibilidad del gas	.
β	relación beta	.	S _F	grav. especif. de operac	.
k	exponente isentrópico	.	S _{STP}	grav. especif. a 60 °F y 14.696 psia	.
k ₁	flujo constante	.	ρ_{water}	densidad agua (62.3663)	lb/ft ³
k ₄	flujo constante – sin C _D	.	P _b	presión de base	psia
G _c	cons. gravedad (32.174)	.	T _b	temperatura de base	Rankine
C _D	coef. de medic. de flujo	f/s ²	Z _b	compresib. de gas base	.
Y	factor de expans. gases	.	μ	viscosidad	cP
ρ	densidad de flujo (rho)	.	Re	número de Reynolds	.
α	expansión térmica material α , o α_{cone} , α_{pipe} (alfa)	.	v	velocidad	fps

*inWC= Pulgadas de columna de agua

3.2.1	Presión diferencial	$\Delta P = P_H - P_L$	Unidades de ΔP en inWC
3.2.2	Coefficiente del medidor de flujo	Obtenido de la calibración o de datos históricos.	En los informes de dimensionamiento y calibración.
3.2.3	Relación beta del V-Cone	$\beta = \frac{\sqrt{D^2 - d^2}}{D}$	β de los informes de dimensionamiento
3.2.4	Constante de flujo	$k_1 = \frac{\pi}{576} \sqrt{2 G_c} \frac{D^2 \beta^2}{\sqrt{1 - \beta^4}} C_D$	k ₁ de los informes de dimensionamiento Véase la nota 2.
3.2.5	Factor de expansión térmica del material	$F_a = 1 + 2\alpha(T - 528)$	Véase la nota 1.
3.2.6	Factor de expansión térmica del material Si el cono y la tubería de la línea principal son de materiales diferentes.	Véase la nota 1. $F_a = \frac{D^2 - d^2}{((1 - \alpha_{\text{pipe}} \cdot (T - 528)) \cdot D)^2 - ((1 - \alpha_{\text{cone}} \cdot (T - 528)) \cdot d)^2}$	

3.2 Cálculos generales (continuación)

3.2.7	Velocidad del fluido en la tubería	$v = \frac{576 \text{ ACFS}}{\pi D^2}$	
3.2.8	Número de Reynolds	$\text{Re} = 123.9 \frac{v D \rho}{\mu}$	Número adimensional que puede emplearse para correlacionar calibraciones de instrumentos con diferentes fluidos
3.2.9	Constante de flujo Se emplea cuando C_D no es constante.	$k_4 = \frac{\pi}{576} \sqrt{2G_c} \frac{D^2 \beta^2}{\sqrt{1-\beta^4}}$	Esta ecuación puede emplearse en lugar de la 3.2.4 cuando el coeficiente de flujo C_D no es constante. Véase la nota 2.

3.3 Cálculos para líquidos

3.3.1	Densidad	$\rho = \rho_{\text{water}} S_F$	
3.3.2	Conversión caudal	$\text{GPM} = 448.83 \text{ ACFS}$	
3.3.3	Caudal	$\text{ACFS} = F_a k_1 \sqrt{\frac{5.197 \Delta P}{\rho}}$	
3.3.4	Caudal cuando C_D no es constante	$\text{ACFS} = F_a k_4 \sqrt{\frac{5.197 \Delta P}{\rho}} C_D$	

Notas:

1. Expansión térmica del material. Las ecuaciones de expansión térmica corrigen los cambios dimensionales que se producen cuando la temperatura de trabajo se desvía del valor base de 70 °F. El factor F_a puede excluirse de la ecuación de flujo si la temperatura de trabajo es menor que 100° Fahrenheit.

Si el factor F_a es significativo y la temperatura de trabajo es estable, puede emplearse un valor F_a constante. Si el factor F_a es significativo pero la temperatura es variable, debe calcularse un valor F_a antes de cada cálculo de flujo.

2. Coeficiente de descarga. Los coeficientes de descarga pueden incluirse en las ecuaciones de flujo mediante distintos métodos.

La ecuación empleada para medir el gasto másico es:

$$q_m = CE\varepsilon \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)} \dots \dots \dots (3.15)$$

Donde:

q_m =Gasto másico

C =Coeficiente de descarga

E =Coeficiente de velocidad de aproximación

ε =Coeficiente de expansibilidad

d = Diámetro del medidor

ρ =Densidad del fluido

P = Presión

1 y 2 =subíndices asociados al estado en el que se encuentra el fluido.

- **Medidor Venturi**

Permite la medición de flujos 60% superiores a los de la placa de orificio, a las mismas condiciones de servicio con una pérdida de presión del 10 al 20%. Posee una incertidumbre baja y permite el paso de fluidos con porcentaje relativamente alto de sólidos, sin embargo, la abrasión debida a los sólidos disminuye la exactitud del instrumento.

Diseño

Se tiene una sección de entrada cónica que disminuye gradualmente, aumentando la velocidad de flujo y disminuyendo la presión. En la Fig 3.13 se muestran las partes principales del medidor tipo Venturi

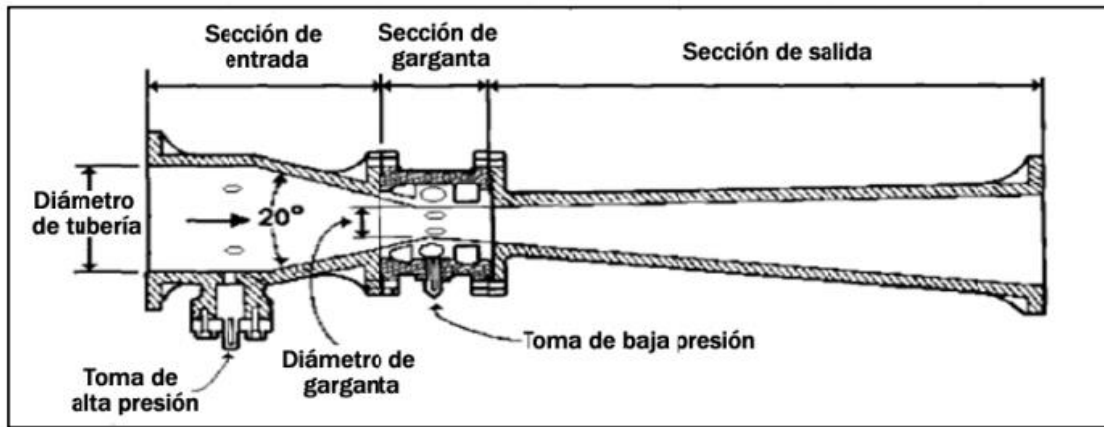


Fig. 3.13 partes principales de un medidor tipo Venturi

Existen dos secciones de alta y baja presión. A continuación, se muestra la geometría del tubo Venturi en la Fig. 3.14.

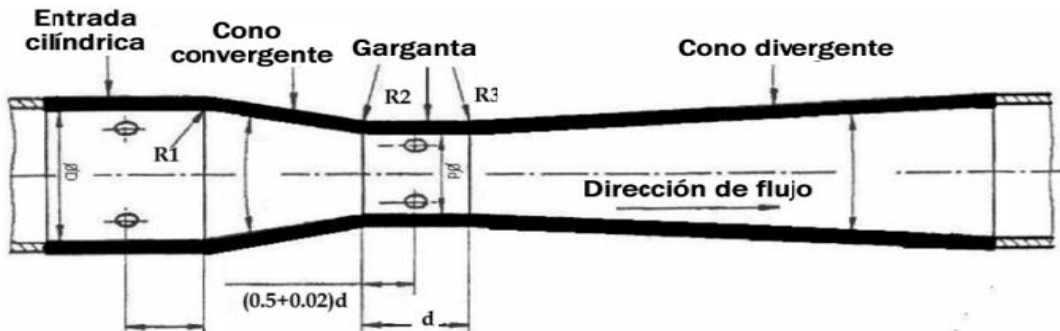


Fig. 3.14 Geometría de un medidor tipo Venturi

Se tiene una entrada cilíndrica con un diámetro "D" que no debe diferir del diámetro de la tubería por más de $0.01D$. La garganta se conecta al cono convergente por una curvatura de radio $R2$ y al cono divergente con curvatura de radio $R3$. El tramo en el radio $R2$ y el plano de la toma de la presión de la garganta no debe ser menor a $0.25d$. El tramo entre el plano de las tomas de presión de la garganta y principio del radio de curvatura $R3$ no debe ser menor a $0.3d$.

Es muy importante que el flujo de fluido en el tubo Venturi sea uniforme. Por lo tanto, es conveniente instalar tramos de tubería largo corriente arriba y corriente abajo para mejorar la precisión en la medición.

Puede fabricarse en una sola pieza y mediante soldadura (diámetros entre 2 y 10 pulgadas) aunque la más comúnmente empleada es la soldadura de piezas separadas ya que es más fácil de fabricarse.

Principio de operación: Combina en una sola unidad una restricción corta entre dos secciones cónicas siendo su objeto acelerar el paso del fluido y reducir temporalmente la presión estática.

Este instrumento funciona originando una pérdida de presión al pasar el fluido, la cual se mide por medio de una sección de entrada que tiene un diámetro igual a la tubería. Posterior a ello se encuentra una zona de transición donde el diámetro interno se reduce hasta el diámetro de sección de garganta, la cual produce una diferencial de presión a un gasto determinado. Por último, se tiene que en la sección de salida el diámetro de la garganta se incrementa hasta hacerse igual al diámetro de la tubería

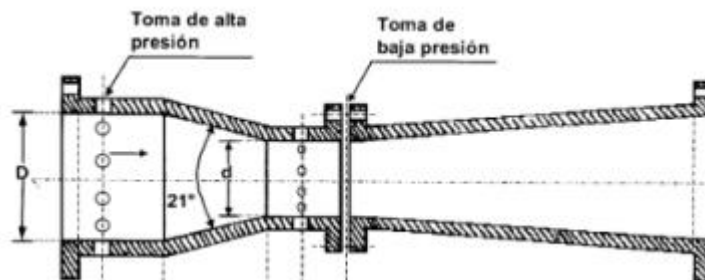


Fig. 3.15 Tomas de presión para medidor tipo Venturi

La diferencial de presión se puede calcular a partir del teorema de Bernoulli como se muestra a continuación

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho v_2^2 - \frac{1}{2} \rho v_1^2 \dots \dots \dots (3.16)$$

• **Medidor de tobera [6]**

Permite medir diferenciales de presión en relación a los diámetros, específicamente cuando esta relación es demasiado alta para la placa de orificio, logrando así mediciones más exactas facilitando la medición de fluidos con muchas partículas en suspensión o sedimentos evitando su adhesión a las toberas (Ver Fig 3.16).

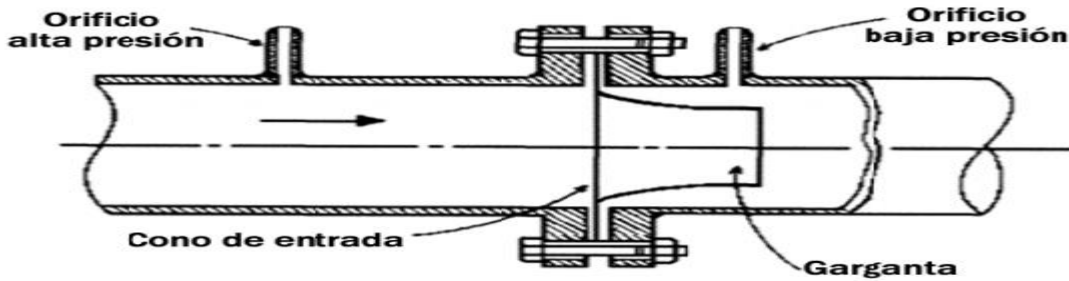


Fig. 3.16 Partes de un medidor de tobera

Algunas ventajas de este tipo de medidor:

- Puede ser instalado en tuberías bridadas a comparación de los medidores tipo Venturi.
- Las toberas son mucho más económicas que los tubos Venturi, pero más costosas que los medidores de placa de orificios y sensibles a la turbulencia corriente arriba.

Para el cálculo del gasto en una tobera se tiene:

$$Q_{Real} = K A_2 \sqrt{\frac{2g}{\gamma}} \sqrt{p_1 - p_2} \dots \dots \dots (3.17)$$

Donde:

A_2 =Corresponde al menor diámetro de la tobera [m^2]

K=Coficiente de gasto

g=Aceleración de la gravedad en [$\frac{m}{s^2}$]

Q_{Real} =Gasto real [$\frac{m^3}{s}$]

γ =Densidad relativa del fluido

$$p_1 = \text{Presión en el orificio de alta presión } \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

$$p_2 = \text{Presión en el orificio de baja presión } \left[\frac{kg}{m^2} \right]$$

Calculo de coeficiente de gasto:

$$K = CM \dots \dots \dots (3.18)$$

Donde:

C=Coeficiente de descarga

M=Coeficiente de velocidad de acercamiento

K=coeficiente de gasto

Calculo de coeficiente de descarga: Este se puede calcular de dos formas: por el método gráfico y por el método analítico. A continuación, se muestra el método analítico.

$$C = 0.99 - .2262\beta^{4.1} - (0.00175\beta^2 - 0.0033\beta^{4.15}) \left(\frac{10^6}{Re(D)} \right)^{1.15} \dots \dots \dots (3.19)$$

A continuación, se muestra una tabla 3.2 con los valores comunes longitudes de sección recta de tubería corriente arriba, para diferentes relaciones de radio (β).

Accesorio y/o conexión	Dispositivo	Valor de β						
		0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.75
Codo simple	Tobera	14	16	18	20	26	28	36
Dos codos en el mismo plano	Tobera	14	16	18	20	26	36	42
Dos codos en planos distintos	Tobera	34	34	36	40	48	62	70
Reducción	Tobera	5	5	5	6	9	14	22
Expansión	Tobera	16	16	16	18	22	30	38
Válvula de globo abierta	Tobera	18	18	20	22	26	32	36
Válvula de compuerta abierta	Tobera	12	12	12	12	14	20	24

Tabla 3.3 Longitud de tramo recto corriente arriba para la tobera.

Dispositivo	Valor de β						
	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.75
Tobera	4	5	6	6	7	7	8

Tabla 3.4 Longitud de tramo recto corriente abajo para la tobera.

- **Medidor de tipo Tubo pitot**

El tubo pitot es un tubo hueco puesto de tal forma que los extremos abiertos apuntan directamente a la corriente del fluido (ver fig 3.17). La velocidad del fluido en la entrada del tubo se hace nula, al ser el punto de estancamiento, convirtiendo su energía cinética en energía de presión lo que genera un aumento de presión en el tubo pitot. Por otra parte, son instrumentos sencillos, económicos, pueden ser utilizados con cualquier fluido y están disponibles en un amplio margen de tamaños.

Principio de operación: Es uno de los métodos más antiguos de medición, su funcionamiento se basa en medir la presión diferencial y la velocidad de circulación. El tubo pitot como ya se había mencionado anteriormente mide la diferencia entre la presión total y la presión estática la cual es proporcional al cuadrado de la velocidad

La ecuación es la siguiente:

$$\frac{P_{\text{impacto}}}{\rho} = \frac{P_{\text{estatica}}}{\rho} + \frac{v^2}{2} \dots \dots \dots (3.20)$$

Donde:

P_{impacto} = Presión de impacto o total absoluta donde la velocidad del líquido es cero $\left[\frac{kg}{m^2}\right]$

P_{estatica} = Presión estática absoluta en el fluido $\left[\frac{kg}{m^2}\right]$

ρ = Densidad $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

v = Velocidad del fluido $\left[\frac{m}{s}\right]$

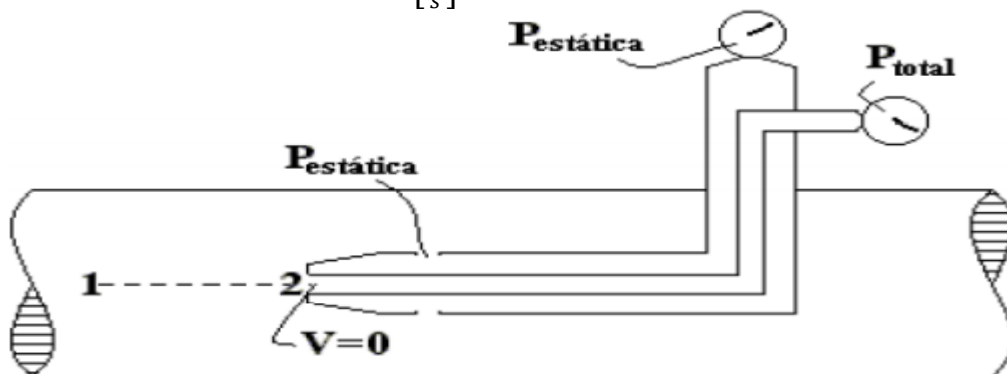


Fig 3.17 Presiones consideradas para cálculo de gasto y velocidad en un tubo pitot

De la ecuación anterior se deduce la fórmula de velocidad:

$$v = \sqrt{\frac{2(P_{\text{impacto}} - P_{\text{estatica}})}{\rho}} \dots \dots \dots (3.21)$$

Para el cálculo de gasto tenemos:

$$Q = A \left[\sqrt{\frac{2(P_{\text{impacto}} - P_{\text{estatica}})}{\rho}} \right] \dots \dots \dots (3.22)$$

Para obtener una medición con la máxima exactitud en este instrumento se deben realizar varias mediciones en puntos estratégicos y promediar los resultados de las velocidades medidas.

Para su instalación se pueden utilizar tubos pitot diseñados de acero al carbón o acero inoxidable que pueden ser capaces de soportar presiones de hasta 1400 psi. Deben ser instalados en sistemas en donde el número de Reynolds supera un valor de 20 000 o utilizando una sección recta de 25 diámetros antes del medidor.

- **Medidor de flujo tipo vortex**

Los medidores de flujo tipo vortex, son un tipo de sensor de flujo que mide la frecuencia de los vórtices a través de un dispositivo ubicado en el flujo.

El principio básico de un medidor vortex es que los remolinos se desprenden del cuerpo a una frecuencia proporcional al gasto volumétrico que está circulando.

Para esto se coloca un cuerpo que obstruye la corriente, llamado elemento de alejamiento, farol o elemento de obstrucción y hace que se formen vórtices.

Un sensor en el medidor de flujo detecta los vórtices y genera una señal para el dispositivo de lectura del medidor. Conforme el flujo se aproxima a la cara frontal del elemento obstructor, se bifurca en dos corrientes. El fluido cerca del cuerpo tiene una velocidad baja, en relación con la de las líneas de corriente principales. La diferencia de velocidades ocasiona que se formen capas de tensión que eventualmente rompen en vórtices en forma alternativa sobre los dos lados del elemento obstructor. La

frecuencia de los vórtices que se crea es directamente proporcional a la velocidad del fluido y, por tanto, al flujo volumétrico. En el medidor hay sensores que detectan las variaciones de presión alrededor de los vórtices, y generan una señal de voltaje que alterna a la misma frecuencia que la del alejamiento del vórtice. La señal de salida es una corriente de pulsos de voltaje o una señal analógica de corriente directa. Es frecuente que los sistemas estandarizados de instrumentación utilicen una señal analógica que varía de 4 a 20 mA (miliamperes) de corriente directa. Para la salida del pulso, el fabricante suministra un factor K del medidor de flujo, que indica los pulsos por unidad de volumen que pasa a través del medidor.

En la Figura 3.18 se muestra un medidor Vortex, modelo Rosemount 8800DR.



Fig. 3.18 Medidor Vortex, Modelo Rosemount 8800DR

Matemáticamente esto se resume con la siguiente ecuación:

$$f = \frac{Sr * v}{m * d} \dots \dots \dots (3.23)$$

Donde:

f = Frecuencia de los vórtices.

v = Velocidad media del fluido antes del elemento obstructor [m/s]

d = Frente de amplitud del dispositivo.

Sr = Número de Strouhal.

m = La relación del área en forma de arco a los dos lados del dispositivo y el área del tubo. [m]

El factor m está dado por:

$$m = 1 - \frac{2}{\pi} \left[\frac{d}{D} * \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D}\right)^2} + \text{sen}^{-1} \left(\frac{d}{D}\right) \right] \dots \dots \dots (3.24)$$

Con estas ecuaciones podemos calcular el flujo volumétrico:

$$q = \frac{\pi * D^2 * m * d * f}{4 * Sr} \dots \dots \dots (3.25)$$

- **Medidor de tensión inducida: de flujo magnético**

Se fundamentan con la ley de Faraday la cual establece que la tensión inducida en un conductor que se mueve perpendicularmente a un campo magnético es proporcional a la velocidad del conductor, por lo que el fluido debe tener cierta conductividad.

Se muestra un medidor de flujo magnético en la figura 3.19.



Fig. 3.19 Medidor de flujo magnético, modelo Rosemount 8700

- **Medidor de área variable; rotámetros**

Es un instrumento de medición que cuenta con un flotador que cambia su posición de forma proporcional al gasto debido a las fuerzas que actúan sobre él (ver Fig. 3.20). Puede contener un acoplamiento magnético, además de un diafragma de orificio variable teniendo un coeficiente de descarga que contempla el reparto desigual de velocidades, la contracción del fluido, las rugosidades de la tubería, etc.

Diseño: Existen varios tipos de rotámetros los cuales son:

- **Esféricos:** diseñado para bajos gastos y poca precisión, con una influencia considerable de la viscosidad del fluido
- **Cilíndrico con borde plano:** para gastos medios y elevados con una influencia media de la viscosidad del fluido.
- **Cilíndrico con borde saliente:** De cara inclinada contra el flujo con menor influencia de la viscosidad del fluido (puede compararse con una tobera).
- **Cilíndrico con bordes salientes contra el flujo:** con la mínima influencia de la viscosidad del fluido puede compararse a una placa de orificio o diafragma.

Este tipo de medidores pueden utilizarse en fluidos con grandes cantidades de sólidos y por otro lado no requiere de tramos rectos de tubería corriente arriba.

Este tipo de medidores no se utilizan en la producción de hidrocarburos.

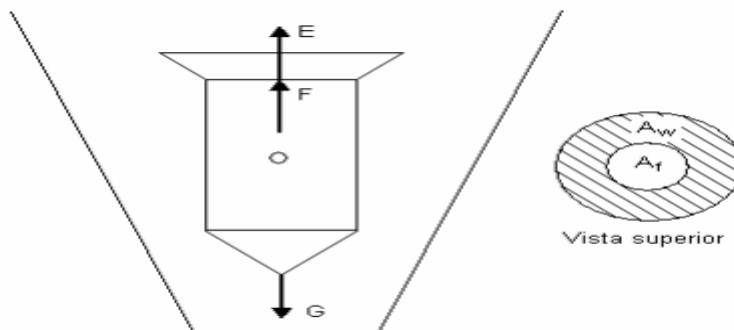


Fig. 3.20 Diagrama general de un medidor tipo rotámetro.

3.2.1.3.2 Medidores de flujo másico [4,5].

Con los avances tecnológicos los medidores de flujo se han hecho cada más precisos, se crearon los medidores másicos que miden el flujo en unidades de masa en vez de unidades de volumen [$Masa/Densidad$].

Tienen una gran ventaja ya que estos no se ven afectados por los parámetros de presión y temperatura, recordar que “La masa no se crea ni se destruye solo se transforma”.

No requieren gran mantenimiento durante su vida productiva, permiten una medición de flujo en forma bidireccional con un error real menor de 0.2%.

Una manera de hacer mediciones del flujo másico, es emplear un medidor de flujo como el que se describe, que indica el flujo volumétrico, y en forma simultanea medir la densidad del fluido.

Entonces, el flujo másico se expresa:

$$Q_m = \rho Q_v \dots \dots \dots (3.26)$$

Donde:

- Q_m =Gasto másico
- ρ =Densidad
- Q_v =Gasto volumétrico

El flujo másico es igual a la densidad por el gasto volumétrico. Para ciertos fluidos, es posible calcular la densidad si se conoce su temperatura. A veces, en particular con gases, también se necesita la presión. Es fácil conseguir sondas de temperatura y transductores de presión que proporcionen los datos necesarios. La gravedad específica de ciertos fluidos se mide en forma directa por medio de gravitómetros. La densidad de algunos fluidos se mide directamente con un densitómetro. Las señales que se relacionan con el gasto, temperatura, presión, gravedad específica y densidad, se introducen en dispositivos electrónicos especiales que realizan el cálculo de $m = \rho Q$ con eficacia.

En la Fig. 3.21 se muestra el proceso de medición de las propiedades ya mencionadas las cuales están sujetas a pequeños errores que se acumulan en el cálculo final de medición.

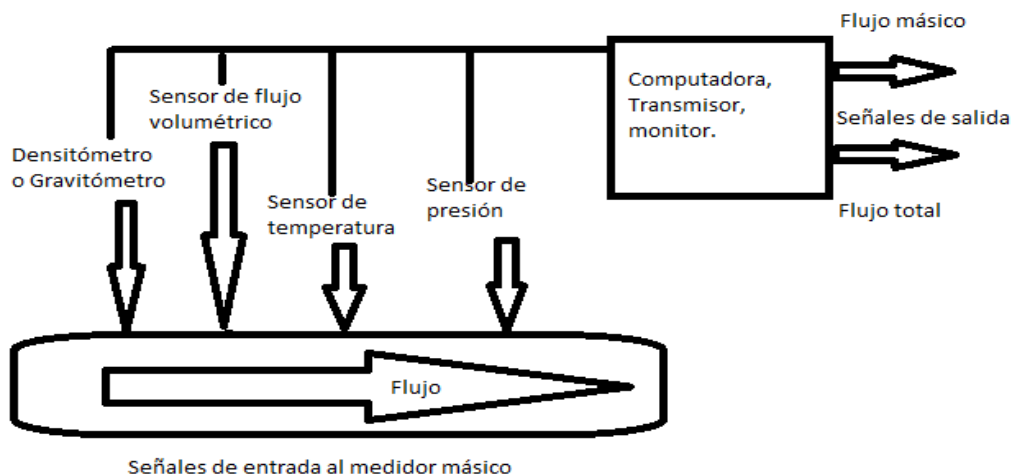


Fig. 3.21 Representación de un proceso de medición de un flujo másico.

Los medidores de flujo másico usados hoy en día evitan que se presenten los problemas mencionados; con el uso de sensores estos ya generan una señal directamente proporcional al flujo másico.

Existen principalmente dos medidores de flujo másico que son los medidores por efecto térmico y los medidores tipo coriolis

- **Medidores de flujo por efecto térmico.**

Los medidores de flujo por efecto térmico se fundamentan en la medición del efecto que se produce en un fluido cuando dentro de éste se introduce una cantidad conocida de calor.

Cuando el fluido circula por una tubería y se le introduce una cantidad de calor, este fluido se calienta y su dispersión de temperatura depende de la cantidad de flujo másico. Midiendo el cambio de temperatura y el flujo de calor introducido se puede obtener el flujo másico que circula por la tubería.

La medición de la temperatura tiene principal importancia en el flujo de gases debido a su alta dependencia de este parámetro.

Este tipo de medidores no se utilizan en la producción de hidrocarburos.

- **Medidor tipo coriolis** [13]

El efecto coriolis es aquel que ejerce la rotación de la Tierra sobre los objetos que se mueven sobre su superficie.

Su funcionamiento se desglosa de la segunda ley de Newton “Fuerza es igual a masa por aceleración”

$$F = m * a.....(3.27)$$

Donde:

F =Fuerza
 m =Masa
 a =Aceleración

Los medidores másicos por efecto de coriolis son algunos de los más sencillos de usar y se puede aplicar en ambientes corrosivos. Su funcionamiento está en función de la densidad y el volumen medido.

Estos medidores constan básicamente de dos unidades:

- *Unidad sensor*

Los Fluidos que pasan a través del sensor son forzados a adquirir el movimiento vertical del tubo que vibra. Cuando el tubo está en movimiento hacia arriba durante la mitad del ciclo de vibración el fluido que está pasando a través del tubo ejerce una fuerza opuesta al movimiento hacia arriba y tiende a empujar el tubo hacia abajo. Una vez que el fluido atraviesa la curva y comienza a salir del sensor el fluido empuja el tubo hacia arriba. Estos dos movimientos opuestos hacen que los tubos se deformen. Cuando el tubo se está moviendo hacia abajo en la segunda mitad del ciclo de vibración este se retuerce o deforma en dirección opuesta al movimiento. Esta característica es llamada efecto coriolis.

- *Unidad electrónica*

La unidad electrónica proporciona información del sensor como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar las indicaciones de variación de

frecuencia. Ejecuta todos los cálculos necesarios para obtener los valores de la variable del fluido medido y los comunica al transmisor para que puedan ser visualizados por los operadores.

Principio de funcionamiento: Los medidores másicos por efecto coriolis varían su forma de acuerdo al fabricante, sin embargo, su principio de funcionamiento es el mismo.

El gasto volumétrico es proporcional al gasto de flujo másico sólo cuando la densidad del fluido es constante.

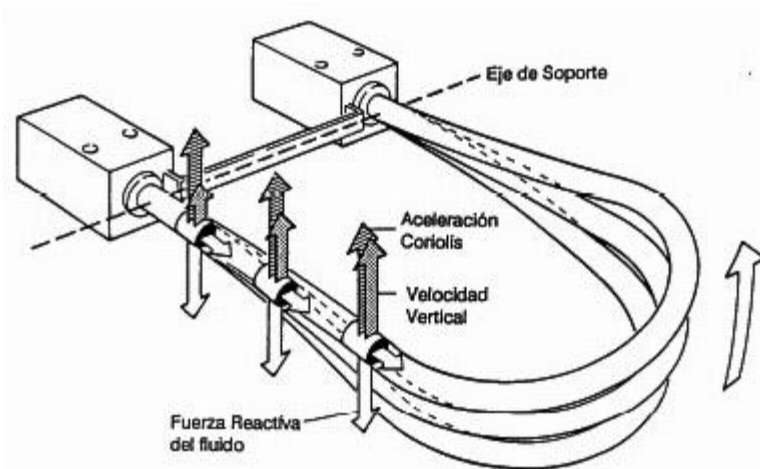


Fig. 3.22 Representación de la fuerza de coriolis y velocidad vertical del flujo en el externo de entrada del sensor.

Principio de operación del medidor de Coriolis de un tubo con el lazo en forma de U:

- El lazo es obligado a vibrar a su frecuencia natural por medio de una bobina electromagnética que lo mueve hacia arriba y hacia abajo creando una velocidad angular alrededor del eje de la base.
- A medida que el fluido se mueve a través del lazo es forzado a formar un momento vertical, el cual se incrementa a medida que el fluido entra en el lazo y decrece a medida que sale del mismo.
- Durante el medio ciclo de vibraciones cuando el lazo se mueve hacia arriba, el fluido que entra al lazo opone resistencia empujando el tubo hacia abajo.

Recíprocamente, el fluido que sale del lazo se resiste disminuyendo su momento vertical y empujando hacia arriba contra el tubo.

- Esta combinación de fuerzas resistivas hace que se produzca un momento en el lazo. A esto se le conoce como “Efecto Coriolis”.
- Durante el otro medio ciclo de vibración, cuando el lazo se mueve hacia abajo, el momento resultante será en la dirección opuesta.
- La magnitud del momento del tubo sensor es directamente proporcional al flujo másico a través de este.
- En cada lado del lazo se colocan sensores electromagnéticos para medir la velocidad del tubo en esos dos puntos. Cualquier diferencia entre esas dos señales de velocidad es causada por el torcimiento del lazo. Los sensores envían esta información a la unidad electrónica donde es procesada y convertida en una señal de flujo másico.

En los instrumentos de doble tubo, los dos tubos vibran y se tuercen desfasados 180° y el momento combinado determina el flujo másico. El desplazamiento exacto de 180° de un lazo con respecto al otro hace al instrumento inmune a las vibraciones de la tubería.

Requisitos para un medidor coriolis:

- 1) Amplitud de oscilación relativa deberá ser lo mayor posible.
- 2) Las paredes del tubo han de ser lo más gruesas posibles.
- 3) El bucle del tubo deberá ser estable a las variaciones de presión.
- 4) La porción del tubo directamente involucrado en la medida no debe ser afectada por fuerzas externas ejercidas sobre el instrumento o las tuberías.
- 5) Ninguna parte del instrumento deberá verse sometido a una fatiga inadmisibles en especial las piezas por las que circula el fluido y que ya están sometidas a la presión de la tubería y a los medios abrasivos o corrosivos.
- 6) La parte del instrumento involucrada en la medición no deberá verse afectada por vibraciones o ruidos externos.

- 7) Deberá garantizarse la recuperación del equipo frete a las amortiguaciones producidas por cambios en las características del fluido, sin exceder la potencia eléctrica suministrada.

Obtención del gasto másico

Cuando el fluido fluye en el lazo es forzado a tomar la velocidad vertical creciente (ω) en el momento que entra al lazo y decreciente cuando sale del mismo, por lo cual aparece la aceleración de Coriolis. La velocidad (ω) es perpendicular a la velocidad del fluido V_h .

La aceleración de Coriolis está dada por:

$$a_c = 2V_h\omega \dots\dots\dots(3.28)$$

Donde:

- a_c = aceleración de Coriolis
- V_h = velocidad del fluido a lo largo del tubo
- ω = velocidad angular (movimiento del tubo)

Por la segunda ley de Newton queda:

$$F_c = 2mV_h\omega \dots\dots\dots(3.29)$$

Donde:

- F_c = fuerza de Coriolis
- m = masa del fluido

Para determinar el flujo másico se requiere determinar el momento creado en el lazo por la fuerza de Coriolis actuando sobre el mismo, que son F_1 y F_2 actuando en direcciones opuestas sobre el lazo. (Ver fig 3.23).

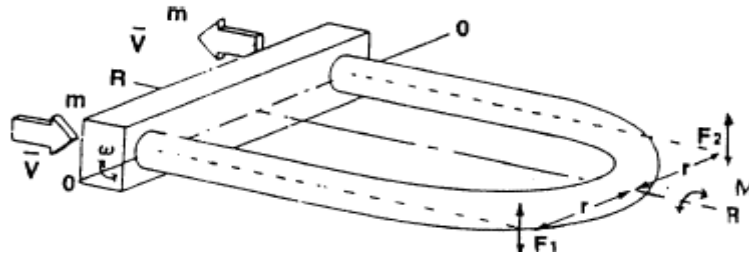


Fig. 3.23 Diagrama de variables que intervienen en el medidor de coriolis.

El lazo vibra alrededor del eje O-O debido a la acción de la bobina electromagnética y las fuerzas de Coriolis crean un momento oscilatorio (M) alrededor del eje R-R. Este momento viene dado por:

$$M = F_1 r_1 + F_2 r_2 \dots \dots \dots (3.30)$$

Donde:

- M =Momento oscilatorio
- F_1 =Fuerza 1
- F_2 =Fuerza 2
- r_1 =Distancia 1
- r_2 =Distancia 2

Como:

$$F_1 = F_2 = F_c \dots \dots \dots (3.31)$$

$$r_1 = r_2 = r \dots \dots \dots (3.32)$$

Entonces:

$$M = 2F_c r \dots \dots \dots (3.33)$$

Combinando las expresiones anteriores se obtiene:

$$M = 4mV_h r \omega \dots \dots \dots (3.34)$$

La velocidad V_h se define como la longitud por unidad de tiempo:

$$V_h = \frac{L}{\Delta t} \dots \dots \dots (3.35)$$

Donde:

L = longitud del lazo.
 Δt = tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro.

El gasto del flujo másico (Qm) se define como la masa que pasa por un punto dado por unidad de tiempo.

$$Qm = \frac{m}{\Delta t} \dots\dots\dots(3.36)$$

Donde:

Qm =Gasto de flujo másico

Luego con las dos ecuaciones tenemos que:

$$V_h m = QmL \dots\dots\dots(3.37)$$

Sustituyendo en la ecuación del momento obtenemos:

$$M = 4rQmL\omega \dots\dots\dots(3.38)$$

El desplazamiento angular (θ) debido al momento (M) es contrarrestado por la rigidez del tubo sensor.

En general, para cualquier resorte de torsión se cumple:

$$M = K_r \theta \dots\dots\dots(3.39)$$

Donde:

K_r =Resorte de torsión

$$Qm = \frac{K_r \theta}{4rL\omega} \dots\dots\dots(3.40)$$

Las vibraciones introducidas al lazo por la bobina electromagnética y el momento generado como respuesta al efecto Coriolis originan desplazamientos como se muestra en la figura (Ver Fig 3.24).

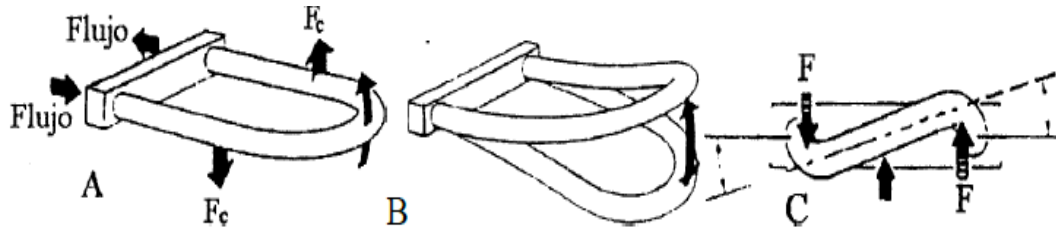


Fig. 3.24 Ilustración del efecto coriolis.

El gasto másico se puede inferir midiendo el desplazamiento angular (θ), para lo cual se deberán utilizar sensores en cada extremo del lazo. Esta medición se hace sensando el tiempo en el que cada sensor detecta el punto medio de su lado respectivo. La diferencia de tiempo a flujo cero es nula. A medida que el flujo se incrementa, la diferencia de tiempo entre las señales (Δt) también se incrementa. La velocidad del tubo en el punto medio de su recorrido (V_v) se relaciona con (θ) según la siguiente relación trigonométrica:

$$\text{Sen}(\theta) = \frac{V_v \left(\frac{\Delta t}{2}\right)}{r} \dots\dots\dots(3.41)$$

Si (θ) es pequeño este se aproxima a $\text{sen}(\theta)$. También, para pequeñas rotaciones V_v es el producto de ω por el largo del tubo (L), luego:

$$\theta = \text{sen}(\theta) = L\omega \left(\frac{\Delta t}{2r}\right) \dots\dots\dots(3.42)$$

Combinando las expresiones anteriores se obtiene:

$$Qm = \frac{K_r L \omega \Delta t}{8r^2 L \omega} \dots\dots\dots(3.43)$$

$$Qm = \frac{K_r \Delta t}{8r^2} \dots\dots\dots(3.44)$$

De esta última expresión se deduce que el flujo másico es directamente proporcional a las dimensiones físicas del medidor, a la rigidez del tubo y a Δt , y es independiente de la frecuencia de vibración.

La medición de Δt provee una forma directa de medir el flujo másico.

Como vimos existen diferentes tipos de medidores de flujo, los cuales en algunos casos tienen principios de funcionamiento similares y en otros casos son totalmente distintos. La selección del medidor dependerá del tipo de fluido a manejar, desempeño que se requiera, instalación que se tenga, factores económicos y factores ambientales.

En este trabajo el caso de estudio a analizar es un sistema de medición con medidores de presión diferencial tipo placa de orificio, para el uso de estos, los operadores petroleros deberán tomar en cuenta que se deben apegar a la normatividad aplicable establecida en los lineamientos legales emitidos por la Comisión Nacional de hidrocarburos. En este caso, se deberán aplicar las Normas API 14 sección 3 parte 2 para el diseño dimensional del medidor y la Norma API 14 sección 3 parte 3 para el procedimiento del cálculo del gasto.

Capítulo 4

Normatividad, Estándares y Lineamientos de Medición para un sistema de medición con placa de orificio.

4.1 Antecedentes de la normatividad o regulaciones utilizada en México

A nivel mundial las compañías operadoras de exploración y producción, aplican importantes normatividades o regulaciones relacionadas con las actividades de medición, con el objetivo de tener un control riguroso de la cantidad de hidrocarburos, así como para la justificación de toma de decisiones dentro del país en materia energética.

En muchos casos, estas regulaciones son emitidas por órganos reguladores del Estado. Existen varios ejemplos reconocidos en la industria petrolera mundial, como el Directorado Noruego del Petróleo (NPD), la Oficina de Gestión de la Energía Marina (BOEM) en Estados Unidos y la Junta de Conservación de Recursos de Energía (ERCB) en Canadá, por citar algunos.

Los órganos reguladores de aspecto de energía como petróleo, están destinados específicamente para colaborar con el gobierno central, secretarías de Estado, ministerios de energía o autoridades regionales, según la organización de cada país. Pero en forma general, en todos los casos dichos órganos son los responsables de elaborar, emitir y vigilar que se cumplan dichas regulaciones de medición de hidrocarburos.

El caso de México no es la excepción. Los primeros esfuerzos por establecer lineamientos claros e integrar directrices concretas en el ámbito de la medición de hidrocarburos comenzó en los años 2004 y 2005, cuando la Subdirección de la Coordinación Tecnológica de Explotación de Pemex, en conjunto con la Subdirección de Operaciones y Comercialización, produjeron un Plan Rector que fue el primer intento por establecer y regularizar una estrategia de medición de hidrocarburos en

la cadena productiva de Pemex Exploración y Producción (PEP), con el fin de mejorar la calidad de los balances volumétricos.

En el año 2006, la Subdirección de Operaciones y Comercialización se transformó en la Subdirección de Distribución y Comercialización, recibiendo facultades operativas de los ductos de transporte, distribución y acondicionamiento. Este cambio administrativo dio como uno de sus resultados la necesidad de actualizar el anterior Plan Rector dando como origen al protocolizado “Plan Rector para la Medición de los Hidrocarburos 2007- 2010”. El objetivo de este documento fue contar con sistemas de medición instalados estratégicamente en la cadena productiva de PEP con la finalidad de elaborar balances volumétricos diarios con una máxima diferencia permisible, con evidencia de que estos sistemas estuvieran apegados a las mejores prácticas internacionales.

En 2008, Pemex, a través de la Subdirección de Operaciones y Comercialización conjuntamente con el CENAM, realizó un diagnóstico del conocimiento metrológico que posee el personal relacionado con los procesos de medición y en función de las deficiencias detectadas en 2009 se crearon dos diplomados impartidos por el CENAM con el objetivo de capacitar al personal involucrado dentro de operaciones de producción de hidrocarburos.

Mediante su subsidiaria PEP, que era la encargada de llevar un control interno propio para determinar los volúmenes producidos, presentó un plan rector para “Medición de Hidrocarburos 2007-2010” y el “Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2011-2015”, que, junto con diversas normatividades internacionales, sirvieron como fundamentos para la elaboración de los posteriores lineamientos emitidos por la CNH.

En noviembre del 2010 el Congreso de la Unión instruyó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para emitir la regulación que deberá observar Pemex Exploración y Producción (PEP) en la medición de los volúmenes extraídos de hidrocarburos, tanto aceite, gas y condensados, en el área de exploración y producción.

Decretado esto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó el 30 de junio de 2011 la Resolución CNH.06.001/11, en donde la CNH dio a conocer los primeros Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos (LTMH) [17].

En estos LTMH se establece que Pemex en su calidad de entidad pública y único operador del Estado Mexicano responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación, debe contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en los pozos, baterías de separación de aceite y gas, así como en ductos, sean estos en tierra o costa afuera, hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y a clientes en los puntos de venta que se tengan en territorio nacional.

El 29 septiembre del 2015, la CNH emitió los nuevos LTMH mismos que fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Actualmente, se trabaja de manera coordinada entre la Secretaría de Energía (SENER), PEMEX y CNH, para poner en práctica estos lineamientos, en el entendido de que se dieron en ellos plazos razonables para que se puedan ir cumpliendo los compromisos ahí establecidos, conforme a los niveles de inversión que Pemex tenga.

4.2 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMH) de la CNH [17]

Los lineamientos tienen contemplados que la medición de hidrocarburos debe considerar los volúmenes extraídos (medición en pozos y en baterías de separación) y los volúmenes vendidos (medición en puntos de transferencia de custodia o puntos de venta) y que dicha medición se debe llevar a cabo por métodos indirectos y/o directos con su calibración y soporte técnico correspondiente.

Estructura de los LTMH

A continuación, se muestra una tabla con el contenido de los LTMH emitidos por la CNH [17].

Títulos	Artículos	Contenido General
Título I	Artículos del 1 a 5	Se mencionan las disposiciones generales relacionadas con la medición de hidrocarburos, como son definiciones generales dentro de la medición y la obligación por parte del Operador petrolero de la entrega de oportuna de información.
Título II	Artículos del 6 al 41.	Se mencionan las disposiciones técnicas en materia de medición de hidrocarburos (Consideraciones para la elaboración de Balances de producción, consideraciones para normatividad nacional e internacional, niveles de incertidumbre, determinación de calidad de hidrocarburos, medición del volumen y consideraciones en sistemas de medición).
Título III	Artículos del 42 al 53	Se mencionan las consideraciones en los mecanismos de medición para su funcionamiento, su aprobación y verificación.
Título IV	Artículos del 54 al 60	Se mencionan las actividades de seguimiento para el cumplimiento de las obligaciones del Operador Petrolero.
Título V	Artículos del 61 al 62	Especifica las sanciones y principios que rigen la actuación de la Comisión.

Tabla 4.1 Contenido general de los LTMH ^[17].

Aspectos relevantes de los LTMH [17]

Objetivo

El objetivo fundamental de los lineamientos técnicos es en primer lugar establecer:

- Los recursos humanos, técnicos y normas que deberá cumplir el Operador Petrolero en relación con la Medición de Hidrocarburos, así como las reglas generales aplicables a los Mecanismos de Medición;
- Los requerimientos y criterios que deberán observarse para que la Comisión lleve a cabo la aprobación de los Mecanismos de Medición;
- Las actividades de Supervisión y de Auditoría en relación con el cumplimiento de los Lineamientos, así como la instrumentación de los Mecanismos de Medición por parte del Operador Petrolero [17].

Por otro lado, se tiene el aspecto fiscal de la industria, el cual consiste en supervisar el valor de los impuestos que se debe pagar, el cual se encuentra en función de la calidad de los hidrocarburos y del valor comercial de las cantidades que se van a comercializar. También se contempla que otro de los objetivos de los lineamientos técnicos es la correcta realización de balances de materia o volumen dentro de la cadena productiva y para la realización de estos deben considerarse fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, tales como encogimientos, evaporaciones, fugas o derrames, así como también la validación de la información que permita realizar comparaciones y detección de causas de posibles variaciones en la medición.

Aspectos a observar para el cumplimiento de los LTMH

Para verificar el cumplimiento de los LTMH, los operadores petroleros deben considerar los siguientes aspectos:

- Política de medición, el Operador Petrolero deberá asegurar la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales en la Medición de Hidrocarburos, en los términos que señalan los Lineamientos, así como la adopción de la Gestión y Gerencia de Medición como metodología para la administración del funcionamiento e interrelación de los Mecanismos de

Medición de Hidrocarburos. Esta metodología tomará en cuenta el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos y será conforme a la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para la Extracción que corresponda.

- Diagnóstico de la situación inicial de los sistemas de medición, con el fin de orientar los esfuerzos hacia los puntos dentro del sistema productivo que presenten fallas o sean sensibles a dar un dato erróneo de medición.
- Mantenimiento y corrección. Una vez identificando los problemas potenciales en los sistemas de medición, se establecen los puntos críticos que requieren más atención. Posterior a ello se llevan a cabo actividades de corrección, reparación y calibración de sistemas de medición, así como la justificación de los mismos.
- Creación de programa anual. En éste se establecen las metas que se pretenden lograr a futuro, una vez iniciadas las operaciones [17].

Consideraciones adicionales

A continuación, se mencionan las consideraciones que se toman en cuenta para definir los procedimientos involucrados con la medición, control y administración de hidrocarburos dentro de las organizaciones o empresas destinadas a la explotación y extracción de hidrocarburos.

- El Operador Petrolero deberá contar con Sistemas de Medición que le permitan realizar la Medición de Hidrocarburos con Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o, en su defecto, con base en estándares de medición. Para tal efecto, dichos Sistemas de Medición deberán considerar, al menos, los siguientes elementos:
 - Selección. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán ser adecuados para el uso previsto conforme a las características del fluido y condiciones operativas del proceso de que se trate.
 - Identificación. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar considerados en la Bitácora de Registro debidamente identificados y ubicados

- Calibración. Los Instrumentos y Patrones de Medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será en función de las especificaciones del fabricante, el proceso, la normativa y estándares referidos en los LTMH.
- La CNH es encargada de la revisión evaluación y supervisión del cumplimiento de los principios críticos generales de medición en actividades propias de exploración y extracción de hidrocarburos
- La empresa destinada para la extracción debe realizar un programa anual de medición con el objetivo de adoptar medidas realizables visibles que permitan certificar las actividades de medición
- Se deben tomar los valores de presión y temperatura de referencia establecidos por la CNH para realizar mediciones (son de 101, 325 kpa o 1 atm de presión absoluta y para la temperatura, 15.56 °C)
- Se debe tener un estricto control sobre las especificaciones de calidad de hidrocarburos (por medio de equipos como los cromatógrafos de gas) así como un control en la calibración de los equipos de medición y monitoreo.
- Estrictamente se deberá remitir diariamente la información del volumen (presión, temperatura, flujo, densidad) y calidad (composición) de los Hidrocarburos en el Punto de Medición, a través de medios electrónicos, de acuerdo con el formato establecido por la CNH. Así también se tendrá que realizar un informe mensual y anual con las especificaciones establecidas en los lineamientos (véase en el artículo 10 de los LTMH).
- El personal del Operador Petrolero involucrado en la Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones.

Tipos de medición

En la medición de hidrocarburos los LTMH consideran básicamente 3 tipos de mediciones

- Mediciones operacionales: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos durante los procesos operativos de Producción que se realizan en campo sin propósitos de Transferencia.
- Mediciones referenciales: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros Sistemas de Medición con menor Incertidumbre de Medida, cuya finalidad es establecer los principios de cómo determinar los valores producidos.
- Medición de transferencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos que se realiza en el punto donde el Operador Petrolero entrega los Hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro Operador Petrolero o se integran al sistema de Transporte o de Almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el Punto de Medición, en su caso.

Las unidades en las cuales deben reportarse las mediciones son:

Fluidos	Unidades
Aceite	m ³ , barriles
Condensados	m ³ , barriles
Agua	m ³ , barriles
Gas	m ³ , ft ³

Tabla 4.2 unidades utilizables para la medición [17]

Los gases deben contener los valores energéticos, los cuales deben reportarse en Joules.

Auditoria

Proceso sistemático, independiente y documentado para el monitoreo, evaluación de cumplimiento, prevención de riesgos, fortalecimiento de control interno e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición. En ésta se buscan los puntos que no cumplen con las normas aplicables o en su defecto oportunidades para el mejoramiento del funcionamiento del sistema.

Los procesos de auditoría tienen que ser realizados por personal independiente, imparcial y competente con el fin de incrementar la efectividad de las mismas. Para llevar a cabo una auditoria el personal encargado debe emplear conocimientos técnicos y lineamientos normativos nacionales e internacionales aplicables para el proceso de fiscalización de hidrocarburos. Una vez analizados los sistemas de medición el auditor debe realizar una lista detallada correctamente jerarquizada en función del impacto potencial o severidad de la afectación. Posterior a ello proponer posibles soluciones y realizar un balance entre costo-beneficio al realizar dicha tarea propuesta; por último, la empresa destinada para la explotación de petróleo, deberá atender las no conformidades, observaciones, deficiencias o comentarios respectivos hechos por el auditor, y con esto tendrá la obligación de realizar planes de acciones correctivas.

El operador petrolero debe designar a un funcionario encargado de reportar y vigilar el desempeño de todos los sistemas de medición, así como también realizar los ajustes pertinentes si fuera necesario para un correcto funcionamiento de los sistemas de medición, haciendo caso a las observancias estipuladas por la CHN.

Los funcionarios designados también tienen la responsabilidad de atender a los auditores externos y proporcionar la información necesaria si estos requirieran de ella. También tienen la obligación de realizar auditorías de la siguiente forma:

- En las líneas de transferencia de custodia por lo menos una vez por año.
- En los puntos de medición de volúmenes de extracción de un pozo por lo menos una vez cada tres años.

Otro parámetro que se debe cuidar en las auditorías es la incertidumbre ya que está en función al tipo de fluido que se mide y del punto de ubicación del sistema. Señala el nivel de confianza que se tiene en un sistema de medición. En la tabla 4.3 se mencionan las incertidumbres mencionadas en los LTMH:

Petróleo y condensados	>0.30%
Gas natural	>1%

Tabla 4.3 Incertidumbres máximas dentro de la medición [17]

Se debe realizar una perfecta calibración de los equipos de medición para obtener correctos datos de incertidumbre. La calibración de cualquier medidor se debe realizar utilizando equipos con trazabilidad a patrones nacionales e internacionales, ya sean a través del laboratorio primario de México del CENAM o por medio de laboratorios acreditados ante una entidad acreditadora

Las compañías operadoras tienen la obligación de reportar la cantidad de gas destinado para quema y venteo, la cual puede llevarse a cabo de forma directa o indirecta. El resultado de esta medición debe ser reportada a la CNH con su respectivo desglose para balances volumétricos.

Otro parámetro que se debe tomar en cuenta en la medición de gas para quema y venteo es la caracterización misma del gas y una estricta medición de líquidos presentes, por lo que siempre será necesario un separador bifásico y un medidor para el líquido recuperado [17].

Información a disposición de la Comisión.

El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos. Así mismo, deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, incluyendo las rutinas de cálculo relativas a las pruebas en fábrica, así como a las pruebas en campo de los Sistemas de Medición. Lo anterior, de forma física o electrónica, incluyendo:

- Información de los Mecanismos de Medición, tales como documentos de diseño; especificaciones de los Instrumentos de Medida, sistemas, funcionalidad, diagramas de Instrumentos de Medida y de tuberías, flujogramas y planos, isométricos y cálculos;
- Información sobre los Instrumentos de Medida utilizados para medir las diversas magnitudes como flujo, volumen, masa, temperatura, presión, densidad, viscosidad, longitud, así como análisis químicos, cromatográficos y corte de agua, entre otros;
- Información y acceso al computador de flujo y a los sistemas telemétricos en el Punto de Medición y, en su caso, por medio de la red o plataforma informática del Operador Petrolero;
- Manuales de los fabricantes de los diversos Instrumentos de Medida y computadores de flujo, relativos a la operación, verificación, mantenimiento, reparación, configuración, entre otras. Asimismo, deberán conservarse los manuales desarrollados por el Operador Petrolero, tales como el manual de calidad, manual de instalación y el manual de procedimientos, debidamente actualizados;
- Documentación sobre los siguientes procesos:
 - Operaciones
 - Seguridad
 - Mantenimiento preventivo y correctivo
 - Calibración local, remota, por laboratorio y por probador
 - Memoria de cálculo del valor de la Incertidumbre de Medida
 - Balance de Hidrocarburos
 - Registro de eventos
 - Muestreo
 - Procesos de laboratorio
 - Verificación de Computadores de Flujo
 - Contingencias
 - Emergencias
 - Tratamiento de Errores en la Medición de Hidrocarburos.

- Información y diagramas de flujo sobre la incorporación de los Mecanismos de Medición desde la extracción y elementos del proceso, tales como separación, mezcla, estabilización, entre otros.
- Información soporte sobre los Diagnósticos y Auditorías.
- Información sobre cursos, programas de capacitación, currículos del personal involucrado en la Medición de los Hidrocarburos, entre otros, que demuestren la capacidad del personal. El Operador Petrolero deberá mantener la documentación vigente y a disposición de la Comisión en todo momento.

Medición de hidrocarburos gaseosos

El Operador Petrolero medirá y reportará a la Comisión el volumen de Hidrocarburos gaseosos producidos, aprovechados, reinyectados, quemados y venteados, producto de las actividades de Exploración y de Extracción de Hidrocarburos, conforme a lo siguiente:

- Los medidores podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo y deberán ser seleccionados de acuerdo a los intervalos de flujo esperados
- El Gas Natural aprovechado deberá medirse por métodos directos.
- Salvo lo dispuesto en la fracción anterior, la medición del Gas Natural podrá ser directa o indirecta, en forma continua o intermitente.
- En todos los casos se deberá determinar la composición del Gas Natural, ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores continuos.
- Si el flujo de Hidrocarburos gaseosos contiene líquidos, el Operador Petrolero instalará un separador bifásico y un medidor para el líquido recuperado en la línea de quema o de aprovechamiento de dichos Hidrocarburos
- Para reportar el Gas Natural producido, aprovechado, reinyectado o quemado se deberá desglosar el nitrógeno, en su caso.
- Los niveles de Incertidumbre de Medida de los Hidrocarburos gaseosos para efectos de aprovechamiento, reinyección o quema no podrán ser

mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo de los Hidrocarburos gaseosos en el Dictamen Técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento tenga efectos fiscales o comerciales los niveles de Incertidumbre de Medida no podrán ser mayores al 1%.

En caso de que por razones excepcionales se venteen los hidrocarburos gaseosos, el Operador Petrolero también deberá reportarlo a la Comisión.

Adicionalmente para el manejo de gas se debe considerar:

- Que el Poder calorífico del Gas Natural deberá determinarse a partir de la composición obtenida por cromatografía, un analizador automático o mediante calorímetro.
- El operador petrolero deberá reportar el valor del factor de corrección por Poder Calorífico aplicado a los volúmenes de Gas Natural medidos.
- Para cada corriente de Gas Natural proveniente de los pozos o de los separadores se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad y su composición, incluyendo impurezas
- La densidad del Gas Natural deberá ser medida por un densímetro en línea o calculada con una ecuación de estado, conjuntamente con los datos de temperatura y presión del fluido medido.
- La presión y la temperatura deberán ser representativas de las condiciones del gas en la línea.

Con respecto a la calidad en el punto de medición a lo que se refiere a hidrocarburos gaseosos estos deberán cumplir con las condiciones de mercado o comerciales en virtud a las características de gas extraído o producido. Algunas consideraciones a tomar son las siguientes:

- Humedad (H₂O), máximo 110 [mg/m³]
- Azufre total máximo, 150 [mg/m³]
- Ácido Sulfhídrico (H₂S) máximo; 6.0 [mg/m³]
- Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 [MJ/m³]
- Bióxido de carbono (CO₂), máximo 3% vol.

- Oxígeno (O₂), máximo 0.2% vol.

Balances de producción

Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar, en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no Hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados.

Se utilizan para tener un control de las corrientes de producción de hidrocarburos. Esto implica cotejar las mediciones realizadas en distintos puntos de la cadena de producción en donde la suma de las producciones medidas en cada punto debe aproximarse a los volúmenes entregados.

Se deben considerar las pérdidas de volumen por procesos de seguridad como es la quema y venteo de gas, así como fenómenos ocasionados en los fluidos por cambios de presión o temperatura. Por lo que las mediciones se deben realizar a condiciones de flujo y reportarse a condiciones estándar, aplicando los factores de corrección necesarios.

Los balances de producción se deben realizar de forma cotidiana y se deben considerar entradas y salidas del sistema como son:

- Volumen extraído;
- Volumen inyectado al yacimiento;
- Volumen almacenado;
- Volumen usado como combustible en actividades petroleras;
- Volumen de mermas;
- Volumen de empaque y desempaque;
- Volumen quemado o venteado;
- Volumen en el punto de medición;
- Volumen transferido y otros propios de la operación del Área Contractual o del Área de Asignación conforme al Dictamen Técnico.

Los fluidos que deben considerarse para los balances de producción son:

- Aceite;

- Agua;
- Condensados;
- Gas;
- Fluidos involucrados en procesos de inyección a yacimientos;
- Gas para quema y venteo;
- Nitrógeno.

4.3 Normas técnicas de uso común para medición de gas con placa de orificio

A continuación, se muestra un listado de normas técnicas usadas en operaciones de medición dentro de la industria petrolera en la medición del gas, con respecto al medidor de flujo por presión diferencial tipo placa de orificio.

Norma	Contenido
NOM-008-SCFI-2002	Establece símbolos y reglas de escritura de las unidades del sistema internacional (SI) y otras unidades fuera de este Sistema que acepte la CGPM, que, en conjunto, constituyen el Sistema General de Unidades de Medida.
ISO 4006:1991	Medición de flujo de fluido en conductos cerrados. Vocabulario y símbolos.
ISO 5167-2:2003	Mediciones de flujo de fluidos por medio de dispositivos de presión diferencial insertados en dispositivos circulares de corte transversal de ejecución completa -Parte 2: placas de orificio.
ISO 15377:2007	Medición de flujo de fluido por medio de dispositivos de presión diferencial-Directrices para la especificación de las placas de orificio, toberas y tubos Venturi más allá del alcance de ISO 5167.
API Capitulo 14.3	Especificaciones y requerimientos de instalación para medidor de placa de orificio.
AGA Reporte No. 3	Medidor tipo placa de orificio: diseño, instalación y cálculo de flujo.
API MPMS Chapter 14.3.2	Medidores de tipo placa de orificio concéntrico, de borde cuadrado Parte 2-Especificación y Requerimientos de instalación (ANSI/API MPMS 14.3.2-2000) (AGAReport No. 3, Part 2) (GPA 8185-00, Part 2)

Tabla 4.4 Normas comúnmente usadas para la medición de gas en medidor de placa de orificio.

4.3.1 Norma API 14 Sección 3 parte 2 “Especificaciones y requerimientos para la instalación de medidor tipo placa de orificio” [25]

Esta norma proporciona las especificaciones para la construcción e instalación de medidores tipo placa de orificio, tubos de medidores y accesorios correspondientes, la cual ha sido desarrollada a través de los esfuerzos de diversas entidades como son el Instituto Americano del Petróleo, la Asociación Americana del Gas, la Asociación de Procesadores de Gas y el Servicio de Gestión, con contribuciones de la Asociación de Fabricantes de Productos Químicos, la Asociación Canadiense del Gas, la Comisión de las Comunidades Europeas, Canadá, Noruega, Japón, y otros.

Su objetivo principal es establecer las especificaciones de diseño dimensional de medidores de placa de orificio. A continuación, se mencionan las cláusulas más importantes de esta norma para su aplicación y uso en el capítulo 6 de esta tesis.

Especificaciones de requerimientos para una placa de orificio

- **Caras de la placa de orificio (Cláusula 4.1)**

Las caras aguas arriba y aguas abajo de la placa de orificios deben ser planas. Las desviaciones de planicidad en la placa deben ser menor o igual a 1% de altura del anillo (es decir, 0,010 pulgadas por pulgada de altura del anillo). La altura del anillo puede calcularse a partir de la fórmula $(D_m - d_m) / 2$.

La salida de la planicidad se ilustra en las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3. Por otro lado, es importante recalcar que la rugosidad de la superficie aguas arriba y aguas abajo de la placa no tiene que contener abrasiones o rasguños visibles a simple vista que excedan de 50 micro pulgadas.

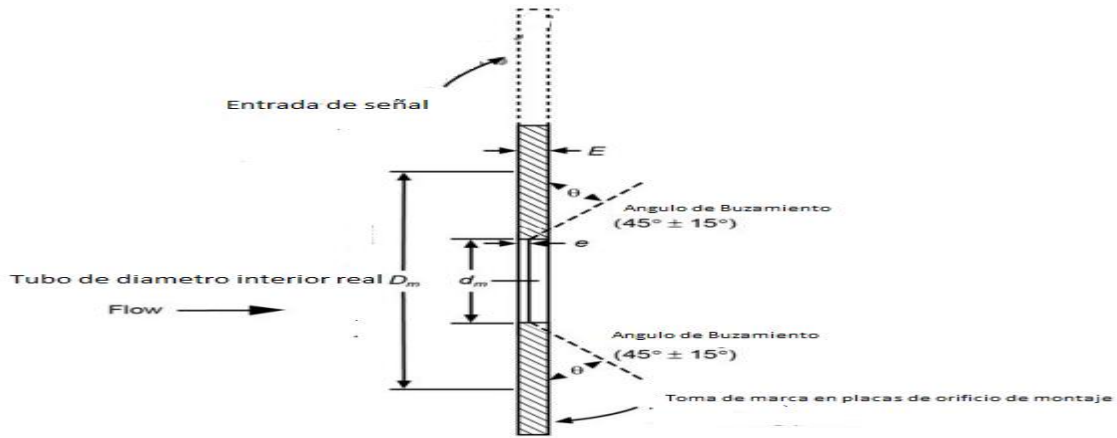


Figura 4.1 Símbolos para la dimensión de placa de orificio

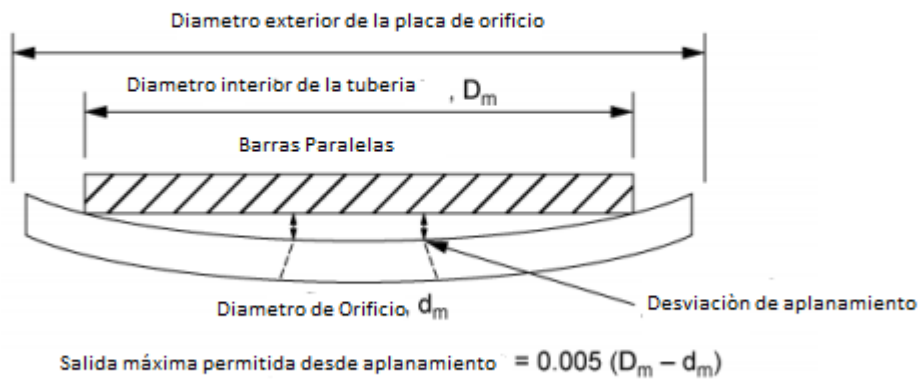


Figura 4.2 Placa de orificio salida de la Planicidad (Medido en el borde del orificio y entre Diámetro interior de la tubería)

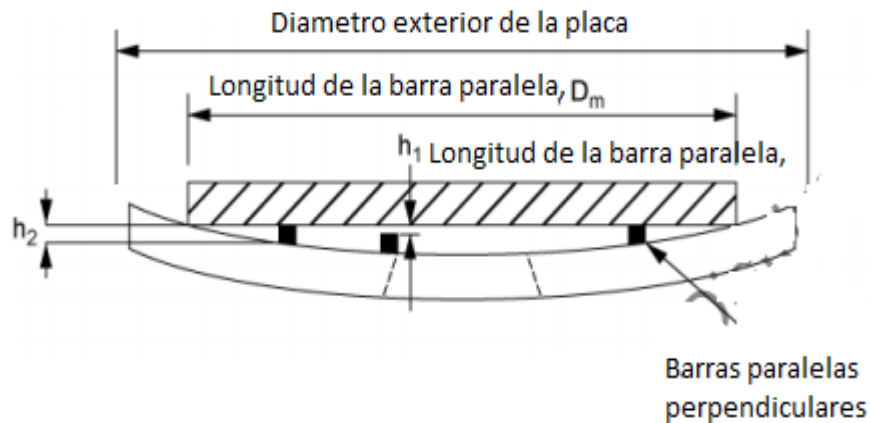
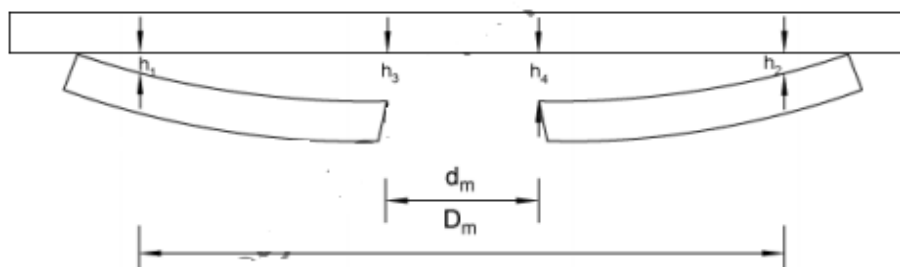


Figura 4.3 Método alternativo para la determinación de la salida de la placa de orificio desde la planicidad (Salida desde la planicidad= h_2-h_3)



$$\text{Máxima desviación de aplanamiento} = \frac{[h_3 + h_4] - [h_1 + h_2]}{2}$$

Figura 4.4 Máximo orificio de placa desde la planicidad

Se debe tener cuidado de mantener la placa limpia y libre de acumulación de suciedad, hielo, polvo, grasa, aceite, líquido libre y otros materiales extraños en la medida de lo posible, mediante el establecimiento de un programa de inspección regular (diaria, semanal, mensual, trimestralmente, etc., dependiendo de las

condiciones de servicio). El daño y / o la acumulación de materiales extraños en la placa puede afectar el valor del coeficiente de descarga. [Cd].

- **Borde del agujero de la placa (Clausula 4.2)**

El borde aguas arriba del orificio de la placa deberá ser cuadrado y agudo. Los bordes de aguas arriba y aguas abajo del orificio de la placa de orificios deberán estar libres de defectos visibles a simple vista, tales como manchas planas, la textura de plumas, asperezas, rebabas, golpes, rasguños y muescas.

Si hay alguna duda sobre si el borde tiene la calidad suficiente para una medición precisa, la placa de orificios deberá ser remplazada.

- **Placa de orificio diámetro del agujero y de redondez (d_m , d_r) (Clausula 4.3)**

El diámetro del agujero de orificio de medición (d_m) se define como la media (promedio aritmético) de cuatro o más mediciones de diámetro espaciados en el borde de entrada. Ninguna de las mediciones de diámetro puede variar entre el valor medio en más de las tolerancias dadas en la Tabla 4.5. La temperatura de la placa de orificio se registrará en el momento en que las medidas del diámetro se efectúen.

La tolerancia de redondez para el diámetro de la placa de orificio d_m	
Diámetro de orificio en pulgadas	Tolerancia (pulgadas)
$\leq 0.250^a$	0.0003
0.376 – 0.500 ^a	0.0004
0.501 – 0.625	0.0005
0.626-0.750	0.0005
0.751 – 0.875	0.0005
0.876 – 1.000	0.0005
> 1.000	0.0005 pulgadas por pulgada de diametro

Tabla 4.5 Tolerancia de redondez para diferentes placas

a) El uso de diámetros inferiores a 0,45 pulgadas no está prohibido, pero puede dar lugar a incertidumbres mayores que las indicadas en la API SMP Ch.14.3.1 / AGA Informe N° 3, Parte 1.

El diámetro del agujero placa de orificios (d_r) se define como el diámetro de referencia calculado a la temperatura de referencia (T_r) y se puede determinar usando la siguiente ecuación:

$$d_r = d_m[1 + \alpha_1(T_r - T_m)] \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde:

- α_1 =Coeficiente lineal de expansión térmica para el material de la placa de orificios
- d_r =Diámetro del agujero placa de orificio calculado a la temperatura de referencia (T_r)
- d_m = Diámetro del agujero placa de orificio medido a T_m
- T_m =Temperatura de la placa de orificios en el momento de las mediciones de diámetro
- T_r =Temperatura de referencia de la placa de orificio de diámetro interior.
- α_1 , T_m , y T_r tienen que estar en unidades consistentes. Para el propósito de este estándar, T_r se supone que es 68 ° F

➤ **Espesor del diámetro de la placa de orificio (clausula 4.4)**

La superficie interior del orificio de la placa deberá ser en forma de un cilindro de diámetro constante que no tiene defectos, tales como ranuras, crestas, fosas, o bultos, visibles a simple vista. El espesor mínimo admisible del orificio de la placa (e) tiene que ser $e \geq 0,01 d_r$ o $e > 0,005$ pulgadas, lo que sea mayor. El valor máximo permitido para el espesor orificio de la placa (e) se define por $e \leq 0.02D_r$ o $e \leq 0.125d_r$, lo que sea menor, pero (e) no será mayor que el espesor de la placa de orificio máxima permisible (E).

Cuando el espesor de la placa de orificio (E) excede el espesor del orificio (e), un buzamiento se requiere en el lado de aguas abajo del orificio.

- **Espesor de la placa de orificio (e) (clausula 4.5)**

El mínimo, máximo y valores recomendados de espesor de la placa de orificio (E) para los tipos diferenciales 304 y 316 de acero inoxidable se dan en la Tabla 4.6

Presiones máximas permisibles para los espesores de placa de orificio recomendadas en la Tabla 4.6 son para temperaturas de funcionamiento no superior a 150 ° F.

El uso de un espesor de placa de orificio que no sea el espesor recomendado es aceptable siempre y cuando que el espesor se encuentre dentro del rango máximo y mínimo que se muestra en la Tabla 4.6; y la excentricidad placa perforada, espesor orificio, agujero diferencial toma de presión, y la expansión del factor de tolerancia de la razón de la presión y los límites se satisfagan

Para fluidos incompresibles, la presión diferencial máxima a través de la placa está limitada por la integridad estructural del diseño apropiado. La presión diferencial máxima debe limitarse a los que se muestran en la Tabla 4.6. Si la presión diferencial máxima excede los límites especificados, el fabricante debe ser consultado para la presión máxima permitida para el diseño apropiado. Además, las condiciones de flujo aguas abajo de la placa de orificio tienen que mantenerse por encima de la presión de vapor local del fluido que fluye.

Espesor de la placa de orificio y la presión máxima de diferencial basado en el límite estructural.						
Tamaño nominal de la tubería (NPS) (pulgadas)	Diámetro interior de tuberías (pulgadas)	Espesor de la placa de orificio E (pulgadas)			ΔP Máxima admisible (agua) en el fitting del orificio	ΔP Máxima admisible (agua) en las bridas del orificio
		Mínimo	Máximo	Recomendado		
2	1.687	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	1.939	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	2.067	0.115	0.130	0.125	1000	1000
3	2.300	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	2.624	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	2.900	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	3.068	0.115	0.130	0.125	1000	1000
4	3.152	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	3.438	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	3.826	0.115	0.130	0.125	1000	1000
	4.026	0.115	0.130	0.125	1000	1000
6	4.897	0.115	0.163	0.125	345	1000
	5.187	0.115	0.163	0.125	345	1000
	5.761	0.115	0.192	0.125	345	1000
	6.065	0.115	0.192	0.125	345	1000
8	7.625	0.115	0.254	0.250	1000	1000
	7.981	0.115	0.319	0.250	1000	1000
	8.071	0.115	0.319	0.250	1000	1000
10	9.562	0.115	0.319	0.250	570	1000
	10.020	0.115	0.319	0.250	570	1000
	10.136	0.115	0.319	0.250	570	1000
12	11.374	0.175	0.379	0.250	285	1000
	11.938	0.175	0.398	0.250	285	1000
	12.090	0.175	0.398	0.250	285	1000
16	14.688	0.175	0.490	0.375	465	1000
	15.000	0.175	0.500	0.375	465	1000
	15.025	0.175	0.500	0.375	465	1000
20	18.812	0.240	0.505	0.375	235	1000
	19.000	0.240	0.505	0.375	235	1000
	19.250	0.240	0.505	0.375	235	1000
24	22.624	0.240	0.505	0.500	360	1000
	23.000	0.240	0.562	0.500	360	1000
	23.250	0.240	0.562	0.500	360	1000

Tabla 4.6 Rangos de espesores y caídas de presión

- **Caída de presión permanente**

La caída de presión permanente es significativa porque la energía que se pierde es debido al transporte del fluido a través de la tubería. Varios libros técnicos enlistan la pérdida de presión permanente vs la relación β de radio concéntrico. A continuación, se muestra esta relación

Perdida de presión permanente $\approx \Delta P(1 - (\beta^2))$	
β	perdidas en % ΔP
0.20	96
0.30	91
0.40	84
0.50	75
0.60	64
0.70	51
0.75	44

Tabla 4.7 Relación de caídas de Presión permanente

Ejemplo

a. Si el usuario decide utilizar un β de 0,30 en una ΔP de 400 pulgadas de H₂O, entonces, la pérdida de presión permanente sería de aproximadamente 91% de 400 pulgadas de H₂O, que es alrededor de 364 pulgadas de H₂O o aproximadamente 13 psi.

- **Angulo de buzamiento del orificio de la placa (θ) (Clausula 4.6)**

El ángulo de la placa de buzamiento (θ) se define como el ángulo entre el bisel y la cara aguas abajo de la placa. El valor permitido para el ángulo de buzamiento de la placa (θ) es de 45 grados \pm 15 grados y su dimensión mínima de (E-e), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 1.59 mm

La superficie de la placa de bisel no tendrá defectos visibles a simple vista, tales como surcos, crestas, fosas, o bultos.

- **Especificaciones del Tubo medidor (Clausula 5)**

La tubería de rugosidad Ra aguas arriba de esta longitud no debe ser mayor de 600 micropulgadas (micropulgada)

Para ciclos de medición con diámetros nominales de 12 pulgadas o más pequeños:

- a) La rugosidad máxima de un metro de tubo no será superior a 300 micro pulgadas (μ pulgadas) Ra si la relación de diámetro (β_r) está a menos de 0,6.
- b) La rugosidad máxima de un metro de tubo no excederá de 250 μ pulgadas Ra si la relación de diámetro (β_r) es mayor o igual a 0,6.
- c) La rugosidad mínima no será inferior a 34 micro pulgadas para todas las relaciones de diámetro.

Para ciclos de medición con diámetros nominales más grandes de 12 pulgadas:

- a) La rugosidad máxima de un metro de tubo no deberá exceder de 600 μ pulgadas Ra si la relación de diámetro (β_r) es menor de 0,6.
- b) La rugosidad máxima de un metro de tubo no podrá exceder de 500 μ pulgada Ra si la relación de diámetro (β_r) es mayor o igual a 0,6.
- c) La rugosidad mínima de un metro de tubo no deberá ser inferior a 34 μ pulgadas para todas las relaciones de diámetro.

Irregularidades tales como ranuras, o crestas resultantes de costuras, la distorsión de soldadura, compensaciones, y similares, que afectan el diámetro interior que excedan las tolerancias no serán permitidas. La existencia de fosas en la superficie de la tubería de medida, aunque no es deseable, se permitirá siempre y cuando sus mediciones individuales no excedan la rugosidad de la superficie y / o requisitos de tolerancia del diámetro del tubo medidor y así mismo no comprometan la integridad de la presión de la tubería de medida. Cuando se superan estas tolerancias, se deberán corregir las irregularidades.

- **Medición de Diámetro del tubo (Dm, Dr)**

Se realizará una media aritmética con cuatro mediciones de diámetros internos individuales.

El diámetro interno del tubo medidor de referencia (Dr) se define como el diámetro interno del tubo calculado a la temperatura de referencia (Tr), y se puede determinar usando la siguiente ecuación:

$$D_r = D_m [1 + \alpha_2(T_r - T_m)] \dots \dots \dots (4.2)$$

Donde:

- D_r =diámetro interno del tubo medidor de referencia calculado a la temperatura de referencia (T_r)
- D_m =diámetro interno de tubo medidor medido a temperatura (T_m)
- T_r = Temperatura de referencia del diámetro interno del tubo medidor
- T_m =Temperatura del tubo medidor en el tiempo en el que se miden los diámetros
- α_2 =coeficiente lineal de expansión térmica para el material del tubo medidor

Nota: α_2, T_m, T_r , tienen que ser en unidades consistentes. Para propósitos de este estándar T_r se supone que es 68 °F (20 °C)

- **Tolerancia de redondez para el diámetro interno de tubo medidor**

El valor absoluto de la diferencia porcentual entre la medición del diámetro interno del tubo medidor (Dm) y cualquier medida del diámetro dentro de una distancia de un diámetro del tubo medidor (Dm) en el lado aguas arriba de la placa de orificios no será superior a 0,25% de Dm. La resolución de la medida será a la milésima de pulgada (0,001 pulgadas) o mejor (puede ver ejemplo en API 14.3).

$$\left| \frac{(\text{Cualquier medida del diametro dentro de la distancia}) - D_m}{D_m} * 100 \right| \leq 0.25\% \dots \dots \dots (4.3)$$

- **Tolerancia de redondez para una sección de tubo medidor aguas abajo**

El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro del tubo metro medido (D_m) y cualquier diámetro interno individual en el lado de aguas abajo no será superior a 0,5% de D_m

$$\left| \frac{(\text{Cualquier medida del diametro aguas abajo}) - D_m}{D_m} * 100 \right| \leq 0.5\% \dots \dots \dots (4.4)$$

Requerimientos de instalación (clausula 6)

- **Excentricidad (ϵ)**

El orificio de la placa de orificio debe de ser concéntrico tantas aguas arriba y aguas abajo dentro del borde del orificio de placa. Cualquier excentricidad debe estar dentro de las tolerancias siguientes:

La excentricidad del orificio deberá ser menor o igual a la tolerancia definida por la siguiente ecuación

$$\epsilon_x \leq \frac{0.0025 D_m}{0.1 + 2.3 \beta_m^4} \dots \dots \dots (4.5)$$

Donde:

$$\epsilon_x = \text{medicion} \frac{(X - X')}{2} \dots \dots \dots (4.6)$$

Como se muestra en la figura:

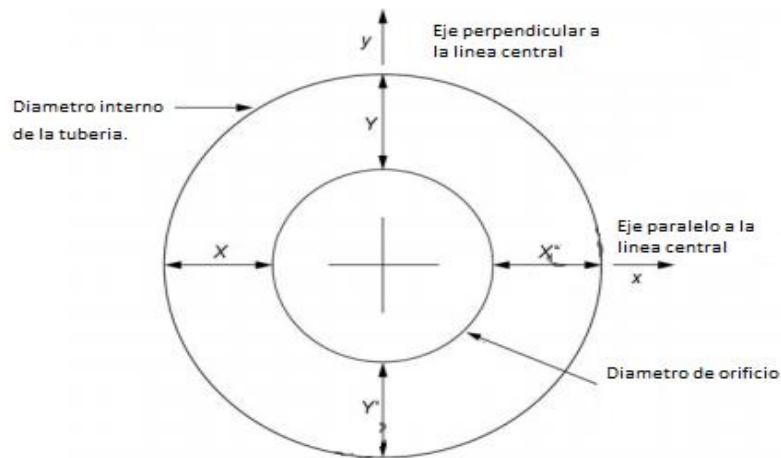


Figura 4.5 Mediciones de excentricidad

La tolerancia máxima del orificio de la placa Excentricidad (ϵ_x) en pulgadas

Bm	Diámetro interior del tubo					
	2.067	3.068	4.026	6.065	7.981	10.020
0.20	0.050	0.074	0.097	0.146	0.192	0.242
0.25	0.047	0.070	0.092	0.139	0.183	0.230
0.30	0.044	0.065	0.085	0.128	0.168	0.211
0.35	0.038	0.057	0.075	0.113	0.148	0.186
0.40	0.033	0.048	0.063	0.095	0.126	0.158
0.45	0.027	0.039	0.052	0.078	0.103	0.129
0.50	0.021	0.032	0.041	0.062	0.082	0.103
0.55	0.017	0.025	0.032	0.049	0.064	0.081
0.60	0.013	0.019	0.025	0.038	0.050	0.063
0.65	0.010	0.015	0.020	0.030	0.039	0.049
0.70	0.008	0.012	0.015	0.023	0.030	0.038
0.75	0.006	0.009	0.012	0.018	0.024	0.030

Tabla 4.8 Valores máximos permitidos de la excentricidad

- **Perpendicularidad**

El soporte de la placa de orificios debe mantener el plano de la placa de orificio en un ángulo de 90 grados

- **Tubo medidor (Clausula 6.3)**

Para garantizar una medición exacta del flujo, se debe introducir un perfil de flujo libre de turbulencia completamente desarrollada. Tal condición se consigue mejor a través de la utilización de acondicionadores de flujo y las longitudes de tubería asociadas o longitudes adecuadas de tubería recta aguas arriba y aguas abajo de la placa de orificios.

Tablas de instalación

A continuación, en la tabla 4.9 se muestran los requerimientos mínimos de tubería recta para el tubo medidor sin acondicionador de flujo, se muestran para sus configuraciones más comúnmente usadas.

Donde:

S=Distancia entre dos elementos.

UL=Unidades de múltiplo del Diámetro interno aguas arriba.

DL=Unidades de múltiplo del Diámetro interno aguas abajo.

B=Relación de Diámetros.

Requerimiento mínimo de tubería recta aguas arriba sin acondicionador de flujo (Unidades en múltiplo del diámetro interno de la tubería)							
β	-Un codo a 90° -Dos codos en -el mismo plano con $S > 30D_i$ -Dos codos a 90° en planos perpendiculares con $S > 15D_i$	Dos codos a 90° en el mismo plano con $S \leq 10D_i$	Dos codos a 90° en el mismo plano con $10D_i < S < 30D_i$	Dos codos a 90° en planos perpendiculares con $S < 5D_i$	Dos codos a 90° en planos perpendiculares con $5D_i < S < 15D_i$	Cualquier otra configuración	Longitud de tubo medidor aguas abajo
	UL						DL
<0.2	6	10	10	50	19	70	2.8
0.3	11	10	12	50	32	108	3
0.4	16	10	13	50	44	145	3.2
0.5	30	30	18	95	44	145	3.5
0.6	44	44	30	95	44	145	3.9
0.67	44	44	44	95	44	145	4.2
0.75	44	44	44	95	44	145	4.5
<0.75	44	44	44	95	44	145	4.5

Tabla 4.9 Requerimientos mínimos de tubería recta

- **Requisitos para Acondicionadores de flujo**

Para proporcionar las opciones de instalación más completa posible, esta norma no tiene intención de recomendar cualquier acondicionador de flujo particular. Más bien, la norma proporciona suficiente información sobre la instalación para reducir o eliminar cualquier sesgo sistemático resultante de consideraciones de instalación. Esta norma proporciona longitudes de tubo metros requeridos mínimos para tubos de medidores sin acondicionadores de flujo. También proporciona rangos de localización y lugares recomendados para dos metros de longitud del tubo categorías ($17Di \leq UL < 29Di$ y $UL \geq 29Di$)

La correcta instalación de acondicionadores de flujo puede reducir considerablemente la cantidad de tubería recta requerida aguas arriba de una placa de orificios. El propósito del acondicionador de flujo es para reducir o eliminar el efecto sobre la medición del flujo de perfil de velocidad asimetría y / o remolino resultante de las instalaciones de tuberías y válvulas de aguas arriba del tubo medidor.

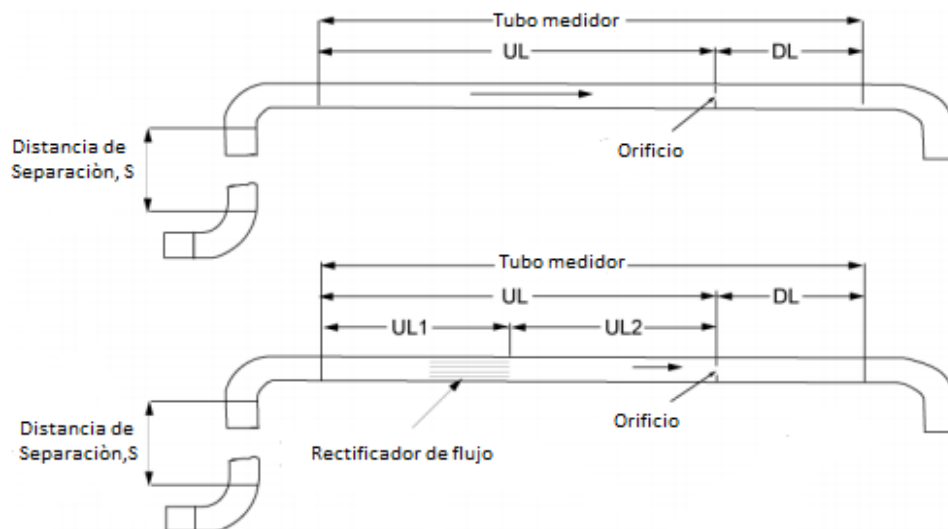


Figura 4.6 Diagrama de dimensiones de tubería con alineador y sin alineador de flujo

- **Toma de temperatura (Clausula 6.5)**

Deben estar situados para detectar la temperatura media del fluido en la placa de orificios.

Los tubos se colocarán en el lado aguas abajo del orificio y ni más cerca de la placa de DL de dimensión ni más lejos que 4DL.

$$L = \left[\left[\frac{F_m \times 1.194 \times OD}{S \times V} \right] \times \left[\frac{E}{\rho} \times (OD^2 + ID^2) \right]^{1/2} \right]^{1/2} \dots \dots \dots (4.7)$$

Dónde:

- L = longitud de la sonda recomendada (pulgadas)
- F_m = factor de masa virtual - Para un gas, F_m = 1,0 y para el agua y otros líquidos, F_m = 0,9
- OD = diámetro exterior de la sonda (in.)
- ID = Diámetro interior de la sonda (in.)
- S = Número de Strouhal = 0.4 Uso como el peor caso
- V = velocidad del fluido (ft / sec)
- E = módulo de elasticidad del material de la sonda (psi)
- ρ = densidad del material de la sonda (g / cc)

4.3.2 Norma API 14 Sección 3 parte 3 “Aplicaciones para medición de gas natural en medidores tipo placa de orificio” [26]

Los medidores más comúnmente utilizados en las transacciones de gas natural son los de placa de orificio concéntrico, cuya construcción, instalación y operación se lleva a cabo de acuerdo a las recomendaciones aplicables del American Petroleum Institute, API, y la American Gas Association, AGA.

Aunque la operación de este elemento primario es muy simple, el procedimiento recomendado para calcular rigurosamente el gasto que ha pasado por el mismo implica realizar una gran cantidad de cálculos iterativos, por lo que resulta extremadamente laborioso e impráctico llevarlo a cabo manualmente. A continuación, se muestra el procedimiento y ecuaciones para el cálculo del gasto.

- **Ecuaciones para determinación de gasto [26]**

La derivación de la ecuación para determinar el gasto que ha pasado por un medidor de placa de orificio se basa en las leyes de conservación de masa y energía. La ecuación fundamental del flujo másico es:

$$q_m = C_d E_v Y (\pi / 4) d^2 \sqrt{2 g_c \rho_{t,p} \Delta P} \dots\dots\dots(4.8)$$

Donde:

- q_m = Gasto másico
- C_d = Coeficiente de descarga
- E_v = Factor de corrección por velocidad de aproximación.
- Y = Factor de expansión.
- d = Diámetro del orificio
- g_c = Constante de aceleración gravitacional
- $\rho_{t,p}$ = Densidad absoluta a condiciones de flujo
- ΔP = Diferencial de presión

Utilizando las siguientes unidades en la ecuación del gasto es necesario utilizar N_1 , el cual es un factor de conversión de unidades, por lo tanto, la ecuación queda:

$$q_m = N_1 C_d E_v Y d^2 \sqrt{\rho_{t,p} \Delta P} \dots\dots\dots(4.9)$$

Donde:

- $N_1 = 0.0997424$
- C_d = Coeficiente de descarga
- E_v = Factor de corrección por velocidad de aproximación.
- Y = Factor de expansión.
- $\rho_{t,p}$ = Densidad absoluta a condiciones de flujo [lbm/ft³]
- ΔP = Diferencial de presión [pulgadas de H₂O]

Los gastos volumétricos a condiciones de flujo y condiciones base, se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$q_v = q_m / \rho_{t,p} \dots\dots\dots(4.10)$$

$$Q_b = q_m / \rho_b \dots\dots\dots(4.11)$$

En las siguientes ecuaciones para flujo másico y flujo volumétrico, en función de la densidad relativa del gas real, a condiciones estándar.

$$Q_m = 590.006 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(Z_s Gr P_{f1} h_w)/(Z_{f1} T_f)} \dots\dots(4.12)$$

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w)/(Gr Z_{f1} T_f)} \dots\dots(4.13)$$

Donde:

- Q_m = Gasto másico [lb/sec]
- $C_d(FT)$ =Coeficiente de descarga.
- E_v = Factor de corrección por velocidad de aproximación.
- Y_1 = Factor de expansión corriente arriba.
- d =diámetro de orificio [Pg]
- P_{f1} = Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa [psi]
- h_w = Presión diferencial [pg de H₂O].
- Gr = Densidad relativa del gas real.
- Z_s = Factor de compresibilidad a condiciones estándar.
- Z_{f1} =Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa.
- T_f =Temperatura a condiciones de flujo [R]
- Q_v = Gasto volumétrico a condiciones estándar [ft³/hora]

Si las condiciones de flujo son diferentes de las condiciones estándar, el gasto volumétrico calculado a condiciones estándar se convierte a condiciones de flujo, utilizando la siguiente relación:

$$Q_b = Q_v (P_s T_b Z_b)/(P_b T_s Z_s) \dots\dots\dots(4.14)$$

Donde:

- Q_b = Gasto volumétrico a condiciones de flujo [ft³/sec]
- Q_v = Gasto volumétrico a condiciones estándar [ft³/sec]
- P_s =Presión a condiciones de flujo.
- T_b =Temperatura a condiciones estándar.
- Z_b = Factor de compresibilidad a condiciones estándar.
- P_b =Presión a condiciones estándar.
- T_s =Temperatura a condiciones de flujo.
- Z_s = Factor de compresibilidad a condiciones de flujo.

- **Cálculo de parámetros**

A continuación, se describen los parámetros que intervienen en el cálculo del gasto y las ecuaciones para calcularlos.

Relación de diámetros Beta, β .

Este parámetro, que interviene en el cálculo del coeficiente de descarga, del factor de velocidad de aproximación, y del factor de expansión, es la relación entre el diámetro del orificio y el diámetro del tubo medidor, ambos calculados a la temperatura de flujo, a partir de los respectivos diámetros, especificados a una temperatura de referencia, considerada igual a 68 °F.

$$d = d_r [1 + \alpha_1 (T_f - T_r)] \dots\dots\dots(4.15)$$

$$D = D_r [1 + \alpha_2 (T_f - T_r)] \dots\dots\dots(4.16)$$

$$\beta = d/D \dots\dots\dots(4.17)$$

Donde:

- d =Diámetro de orificio [Pulgadas].
- d_r =Diámetro del agujero de la placa de orificio calculada a temperatura de referencia [Pulgadas].
- α_1 = Coeficiente de expansión térmica de la placa.
- T_f = temperatura del fluido a condiciones de flujo.
- T_r = temperatura de referencia de la placa de orificio
- α_2 = Coeficiente de expansión térmica del tubo medidor.
- D_r =Diámetro interno del tubo medidor calculado a la temperatura de referencia [Pulgadas].
- D =Diámetro interior de tubo medidor [pulgadas]
- β = Relación de diámetros.

Coeficiente de descarga para medidores con tomas de presión en bridas
 $C_d(FT)$

Este coeficiente ha sido determinado a partir de pruebas de laboratorio, en función de la relación de diámetros beta (β), el diámetro del tubo medidor y el número de Reynolds. La ecuación con la que se obtiene es aplicable a diámetros nominales de tubería de 2 pg. y mayores, relaciones beta de 0.1 a 0.75, diámetros de orificio

mayores que 0.45 pg., y números de Reynolds iguales o mayores que 4,000. Para valores fuera de los rangos mencionados, la incertidumbre de la medición se incrementa de manera considerable.

$$C_d(FT) = C_i(FT) + 0.000511 \left[\frac{10^6 \beta}{Re_D} \right]^{0.7} + (0.0210 + 0.0049A) \beta^4 C \dots (4.18)$$

$$C_i(FT) = C_f(CT) + TapTerm \dots (4.19)$$

$$C_f(CT) = 0.5961 + 0.0291 \beta^2 - 0.2290 \beta^8 + 0.003(1 - \beta)M_1 \dots (4.20)$$

$$TapTerm = Upstrm + Dnstrm$$

$$Upstrm = [0.0433 + 0.712e^{-8.5L_1} - 0.1145e^{-6.0L_1}] (1 - 0.23A)B$$

$$Dnstrm = -0.0116 [M_2 - 0.5M_2^{1.3}] \beta^{1.1} (1 - 0.14A)$$

$$B = \frac{\beta^4}{1 - \beta^4}$$

$$M_1 = \max \left(2.8 - \frac{D_r}{N_4}, 0.0 \right)$$

$$M_2 = \frac{2L_2}{1 - \beta}$$

$$A = \left[\frac{19,000\beta}{Re_D} \right]^{0.8}$$

$$C = \left[\frac{10^6}{Re_D} \right]^{0.35}$$

Donde:

$C_d(FT)$ = Coeficiente de descarga a número de Reynolds especificado para medidor con tomas en brida.

$C_i(FT)$ = Coeficiente de descarga en la tubería infinito a número de Reynolds para medidor con tomas en brida

β = Relación de diámetros

Re_D = Numero de Reynolds

$C_f(CT)$ = Coeficiente de descarga en la tubería infinito a número de Reynolds para medidor de orificio acuñador con toma

D_r =Diámetro interno del tubo medidor

N_4 = Factor de conversión de unidades (coeficiente de descarga)

Factor de velocidad de aproximación E_v

Este factor es una expresión matemática que relaciona la velocidad del fluido en la sección corriente arriba del tubo medidor, con la velocidad del mismo en el orificio de la placa.

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \dots\dots(4.21)$$

Donde:

E_v = Factor de corrección por velocidad de aproximación

β =Relación de diámetros

Número de Reynolds Re_D .

Este número es utilizado como parámetro de correlación, para representar el cambio en el coeficiente de descarga del orificio, con respecto al diámetro del tubo medidor, el gasto, la densidad y la viscosidad del fluido. Es un parámetro adimensional, si se utilizan unidades consistentes. Dado que éste depende del gasto que se pretende conocer, su valor se obtiene mediante un procedimiento iterativo, asumiendo un valor inicial del coeficiente de descarga igual a 0.6 para calcular el gasto, y con este último el número de Reynolds.

$$Re_D = \frac{4 q_m}{\pi \mu D} \dots\dots\dots(4.22)$$

Donde:

Re_D = Numero de Reynolds

q_m = Gasto másico.

μ =Viscosidad absoluta

D =Diámetro interno de tubo medidor calculado a temperatura de flujo T_f

Factor de expansión Y

Cuando un gas fluye a través de un orificio, el cambio en la velocidad del fluido y la presión estática es acompañada por un cambio en la densidad. Para efectuar los ajustes por este cambio, se aplica el factor de expansión, el cual es función de la relación de diámetros (B), de la relación entre las presiones diferencial y estática, y el exponente isentrópico (K). La forma de calcularlo depende del valor considerado de presión estática, que puede ser la medida corriente arriba o la medida corriente abajo de la placa.

Para presión estática corriente arriba

$$Y_1 = 1 - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{X_1}{k} \dots\dots\dots (4.23)$$

$$X_1 = \frac{\Delta P}{N_3 P_{f1}} \dots\dots\dots (4.24)$$

Donde:

- Y_1 = Factor de expansión basado en la presión estática absoluta aguas arriba
- β = Relación de diámetros
- X_1 = Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas arriba
- k = Exponente isentrópico
- ΔP =Diferencial de presión [pg de H₂O]
- P_{f1} = presión estática absoluta en el orificio de toma de presión diferencial aguas arriba [Psia]

$$N_3=27.707$$

Para presión estática corriente abajo:

$$Y_2 = \left[\sqrt{1 + X_2} - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{X_2}{k\sqrt{1 + X_2}} \right] \sqrt{\frac{Z_{f2}}{Z_{f1}}} \dots\dots\dots (4.25)$$

$$X_2 = \frac{\Delta P}{N_3 P_{f2} + \Delta P} \dots\dots\dots (4.26)$$

Donde:

Y_2 = Factor de expansión basado en la presión estática absoluta aguas abajo

X_2 = Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas abajo

β = Relación de diámetros

k = Exponente isentrópico

Z_{f1} = Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa

Z_{f2} = Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente abajo de la placa

ΔP = diferencial de presión [pg H₂O]

P_{f2} = presión estática absoluta en el orificio de toma de presión diferencial aguas abajo

La aplicación de estos factores es válida para las siguientes relaciones:

$$0 < h_w / 27.707 P_f \leq 0.2 \dots\dots\dots(4.27)$$

o

$$0.8 \leq P_{f2} / P_{f1} < 1.0 \dots\dots\dots(4.28)$$

Donde:

h_w = Presión diferencial.

P_f = Presión a condición de flujo.

P_{f1} = Presión de flujo corriente arriba de la placa.

P_{f2} = presión de flujo corriente abajo de la placa.

Estas ecuaciones son válidas para relaciones de diámetros comprendidas en el rango de 0.1 a 0.75. Para valores fuera de éstos, la incertidumbre aumenta considerablemente.

Factor de compresibilidad, Z.

El Reporte N° 8 de la American Gas Association, **AGA**, presenta dos métodos recomendados para calcular con alta precisión el factor de compresibilidad y la densidad del gas natural [27]. Estos métodos se conocen como caracterización detallada y caracterización bruta.

	RANGO NORMAL	RANGO EXTENDIDO
Densidad relativa	0.554 – 0.87	0.07- 1.52
Poder calorífico bruto, BTU/pe³	477 – 1150	0 – 1800
Por ciento mol C₁	45 – 100	0 – 100
Por ciento mol N₂	0 – 50	0 – 100
Por ciento mol CO₂	0 – 30	0 – 100
Por ciento mol C₂	0 – 10	0 – 100
Por ciento mol C₃	0 – 4	0 – 12
Por ciento mol C₄	0 – 1	0 – 6
Por ciento mol C₅	0 – 0.3	0 – 4
Por ciento mol C₆₊	0 – 0.2	0 - punto rocío
Por ciento mol He	0 – 0.2	0 – 3
Por ciento mol H	0 – 10	0 – 100
Por ciento mol CO	0 – 3	0 – 3
Por ciento mol H₂O	0 – 0.05	0 - punto rocío
Por ciento mol H₂S	0 – 0.02	0 – 100

Tabla 4.10 Datos de rangos de composición

El reporte es válido solamente para fase gaseosa, temperaturas comprendidas de – 200 a 760° F, y presiones hasta de 40,000 lb/pg² abs. No se recomienda usar los procedimientos de cálculo para valores cercanos al punto crítico. Los métodos para calcular el factor de compresibilidad son aplicables para los siguientes rangos de características de gases

El factor de compresibilidad se expresa en términos de la densidad molar, d , y los coeficientes B_{mix} y C_{mix} .

$$Z = 1 + B_{mix} * d + C_{mix} * d^2 \quad \dots\dots\dots(4.29)$$

$$B_{mix} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N B_{ij} X_i X_j$$

$$C_{mix} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N C_{ijk} X_i X_j X_k$$

Las ecuaciones expandidas pueden verse en el reporte de **AGA** [27].

Los valores B_{ij} para los términos que involucran solamente nitrógeno y bióxido de carbono están dados por:

$$B_{ij} = b_0 + b_1 T + b_2 T^2$$

En forma similar los valores de C_{ijk} están dados por:

$$C_{ijk} = c_0 + c_1 T + c_2 T^2$$

Los valores para b_0, b_1, b_2, c_0, c_1 y c_2 se pueden ver en la **tabla 7** del Reporte 8 de **AGA** [27].

Las ecuaciones para el segundo y tercer coeficiente de interacción para el hidrocarburo equivalente son las siguientes:

$$B_{CHCH} = B_0 + B_1 H_{CH} + B_2 H_{CH}^2$$

$$C_{CHCHCH} = C_0 + C_1 H_{CH} + C_2 H_{CH}^2$$

Donde B_0, B_1, B_2, C_0, C_1 y C_2 son dependientes de la temperatura y están definidos como:

$$B_i = b_{i0} + b_{i1} T + b_{i2} T^2 ; i=0,1,2$$

$$C_i = c_{i0} + c_{i1} T + c_{i2} T^2 ; i=0,1,2$$

Las constantes pueden verse en la **tabla 8** del Reporte N° 8 del **AGA** [27].

Las ecuaciones para el cálculo de la presión se obtienen:

$$d = \frac{P}{ZRT} \dots\dots\dots(4.30)$$

Obteniéndose:

$$P = dRT(1 + B_{mix}d + C_{mix}d^2) \dots\dots\dots(4.31)$$

Donde:

- P= Presión.
- d= Diámetro del orificio;
- R=Constante universal de los gases
- T=Temperatura
- Z= Factor de compresibilidad

Capítulo 5

Descripción de la estación de medición de gas con placa de orificio a estudiar

El caso a analizar se basa en una estación de medición de gas, que cuenta con cinco trenes en paralelo con elemento primario de presión diferencial tipo placa de orificio, que se encuentran en un complejo procesador de gas, ubicado en la región sur [10, 11].

Las principales actividades en el complejo procesador de gas son:

- Proceso de endulzamiento de gas y condensado, para la eliminación de los componentes ácidos del gas (H_2S y CO_2).
- Proceso de recuperación de Azufre, para el aprovechamiento del H_2S .
- Separación de hidrocarburos líquidos de la corriente de gas.

Los productos obtenidos en estas actividades son:

- Gas natural
- Gas licuado
- Gasolina natural
- Azufre

5.1 Descripción técnica del sistema de medición

En la actualidad se cuenta con múltiples equipos de medición para hidrocarburos gaseosos, como lo vimos en el capítulo 3. En este caso se ha analizado una estación de medición de gas con cinco trenes en paralelo con elemento primario de presión diferencial tipo placa de orificio, la cual se tiene que comprobar que cumpla con los estándares internacionales de medición.

El sistema de medición está elaborado para una corriente de gas, el sistema consta de cinco trenes, cada tren cuenta con un medidor de presión diferencial tipo placa de orificio, cada medidor se encuentra ubicado con diferentes longitudes de tubería aguas arriba y aguas abajo. Un equipo de cromatografía y un computador de flujo.

Específicamente cada tren cuenta con los siguientes dispositivos:

- Elemento primario tipo placa de orificio concéntrico, cada placa cuenta con un número de serie, único e irrepetible.
- Porta placa doble cámara, tipo soldada-bridada de 16 pulgadas de diámetro.
- Sensores de presión y temperatura.
- Acondicionador de flujo tipo plato de 16 pulgadas.

A continuación, se muestra un diagrama representativo del sistema de medición con sus componentes principales, (Figura 5.1).

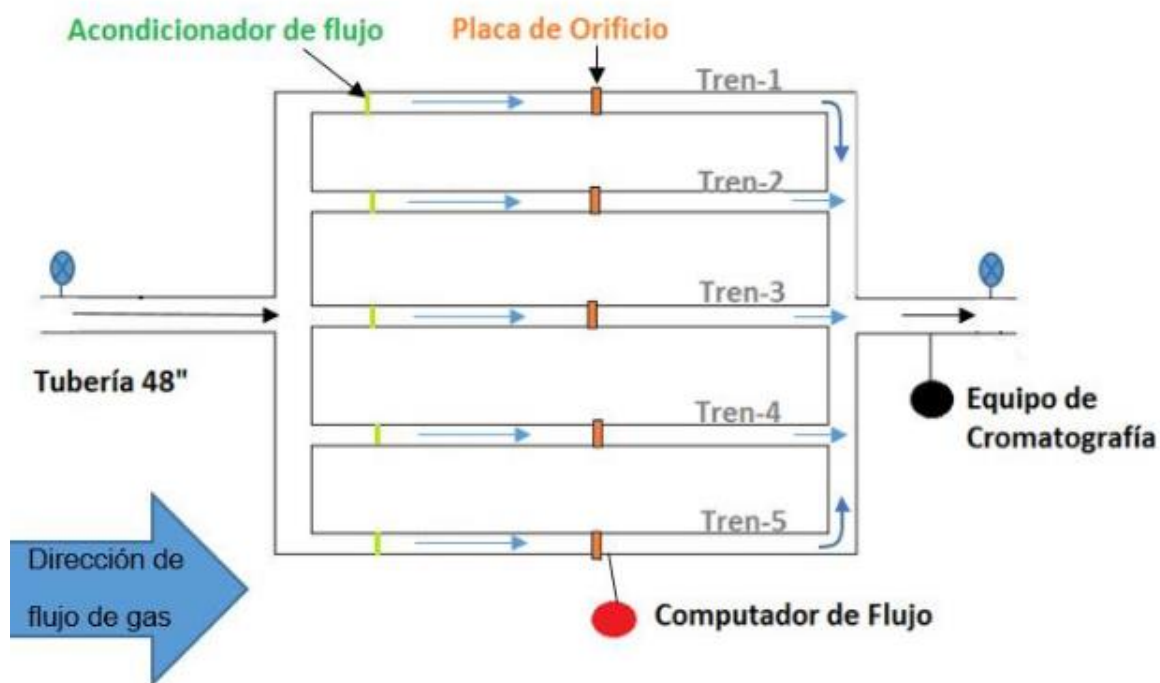


Fig. 5.1 Diagrama representativo del sistema de medición

5.1.1 Descripción de los trenes de medición

El tren-1 cuenta con una longitud aguas arriba de 10.96[m] y una longitud aguas abajo de 3.83[m], con un acondicionador de flujo ubicado a 4.59[m] de la placa de orificio. La toma de presión se encuentra a una longitud de 25.63[mm] de la placa de orificio [22].

A continuación, se muestra un diagrama del tren-1 (Ver Fig. 5.2)

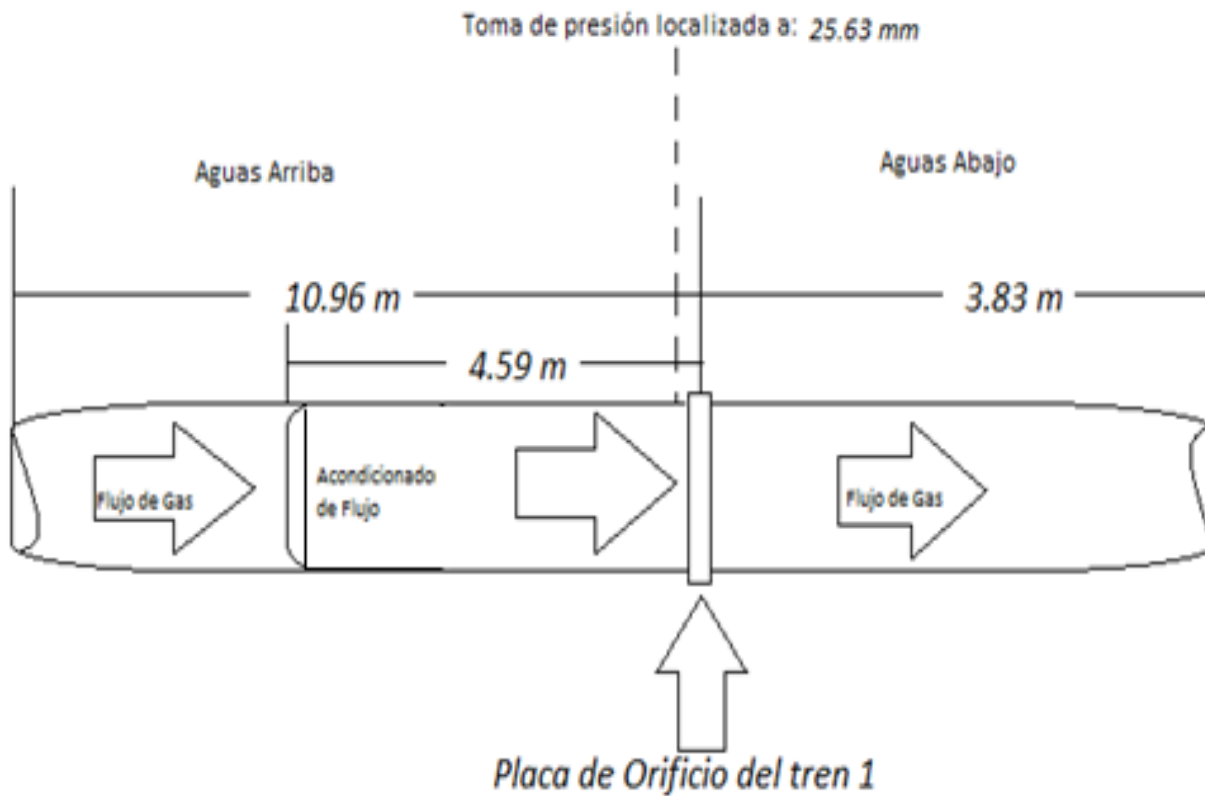


Fig. 5.2 Diagrama del tren-1 de medición

El tren-2 cuenta con una longitud aguas arriba de 10.83[m] y una longitud aguas abajo de 3.79[m], con un acondicionador de flujo ubicado a 4.531[m] de la placa de orificio. La toma de presión se encuentra a una longitud de 25.62[mm] de la placa de orificio [22].

A continuación, se muestra un diagrama del tren-2 (Ver Fig. 5.3)

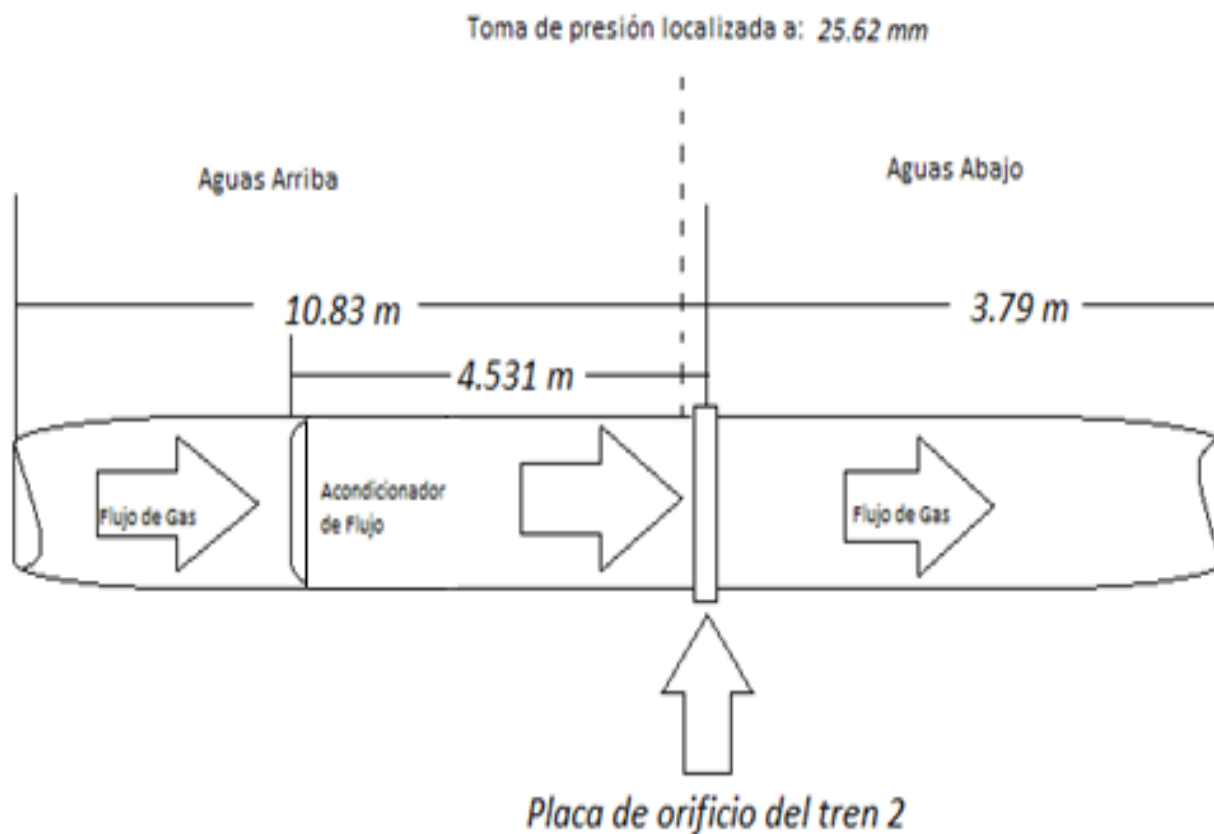


Fig. 5.3 Diagrama del tren-2 de medición

El tren-3 cuenta con una longitud aguas arriba de 10.76[m] y una longitud aguas abajo de 4.67 [m], con un acondicionador de flujo ubicado a 2.54 [m] de la placa de orificio. La toma de presión se encuentra a una longitud de 25.63[mm] de la placa de orificio [22].

A continuación, se muestra un diagrama del tren-3 (Ver Fig. 5.4)

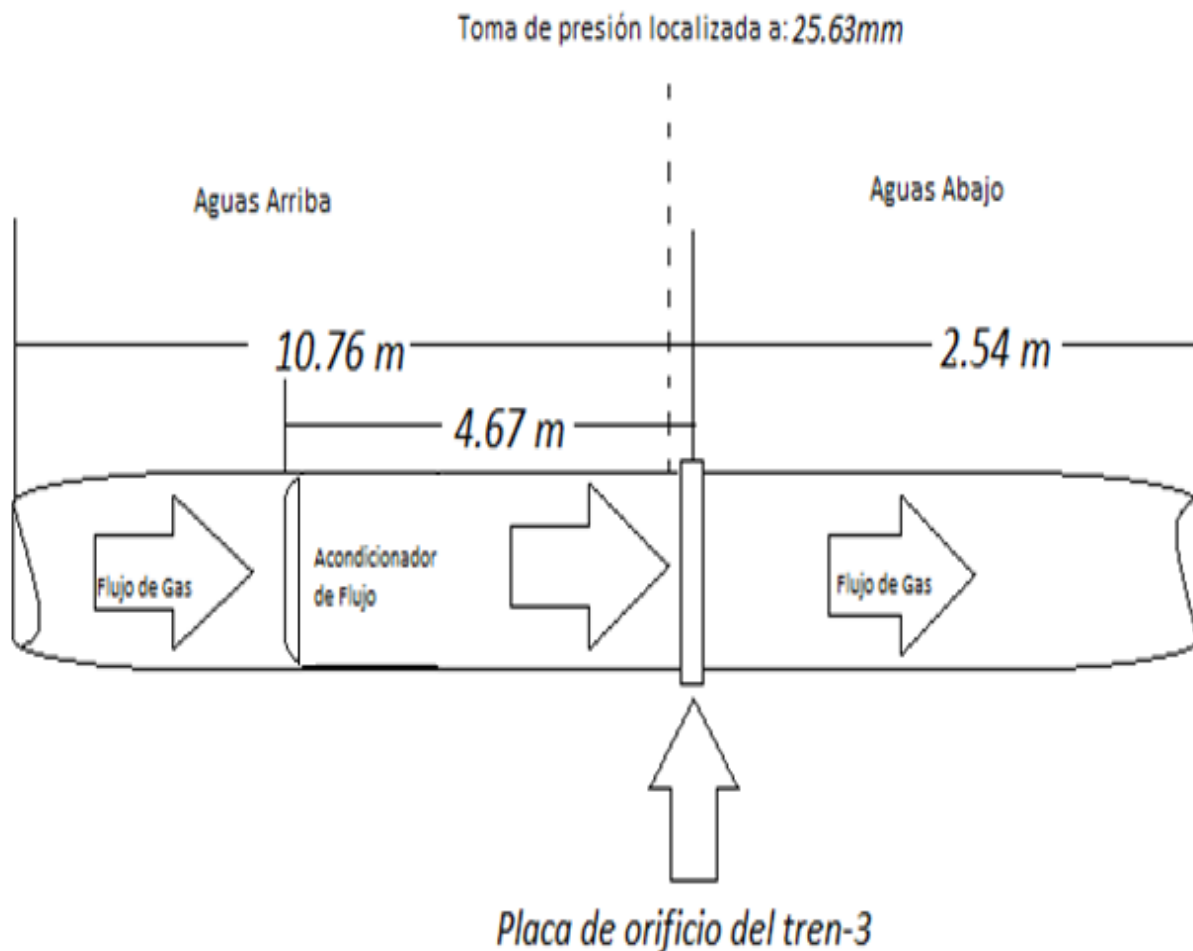


Fig. 5.4 Diagrama del tren-3 de medición

El tren-4 cuenta con una longitud aguas arriba de 10.89[m] y una longitud aguas abajo de 3.83[m], con un acondicionador de flujo ubicado a 3.83[m] de la placa de orificio. La toma de presión se encuentra a una longitud de 25.63[mm] de la placa de orificio [22].

A continuación, se muestra un diagrama del tren-4 (Ver Fig. 5.5)

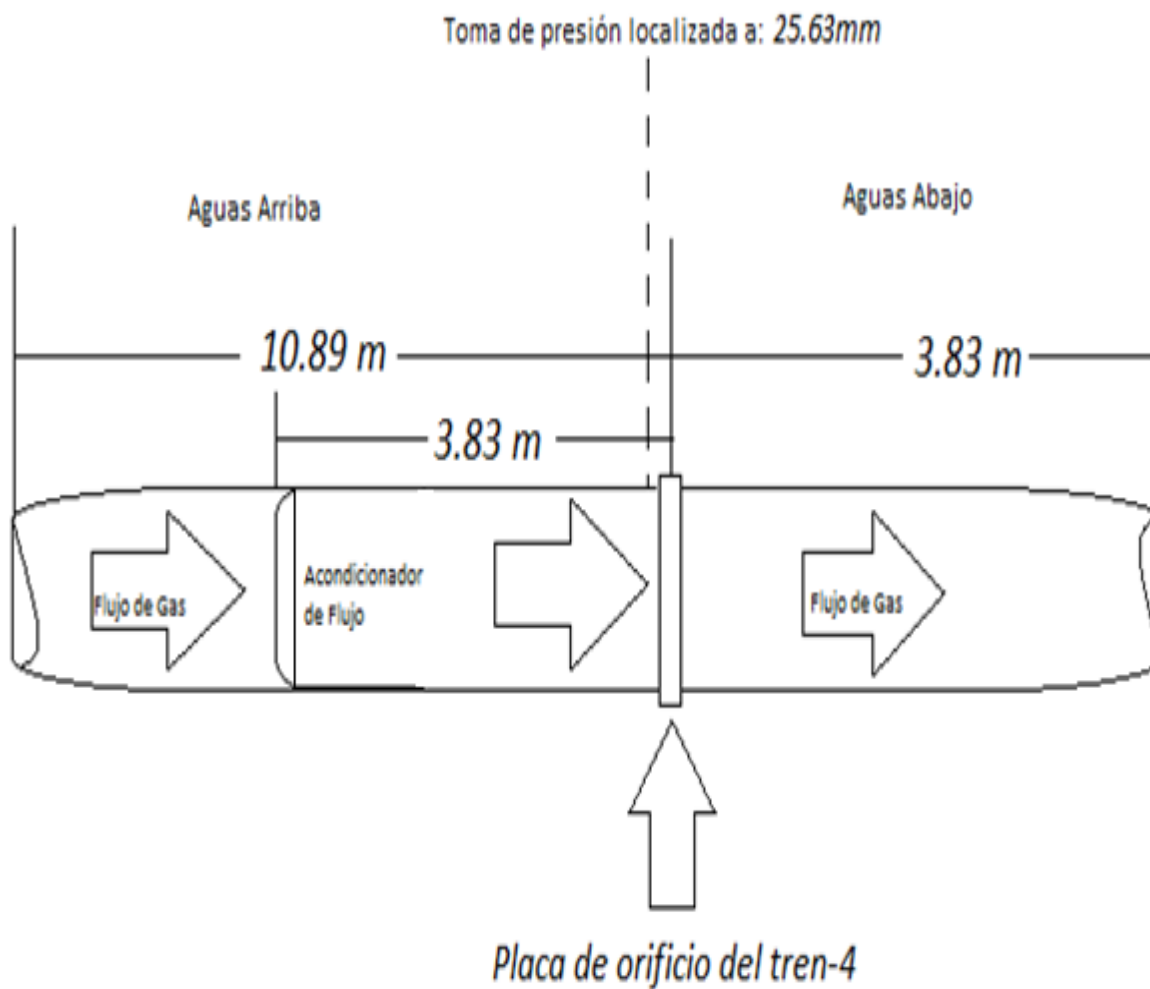


Fig. 5.5 Diagrama del tren-4 de medición

El tren-5 cuenta con una longitud aguas arriba de 10.48[m] y una longitud aguas abajo de 3.69[m], con un acondicionador de flujo ubicado a 3.94[m] de la placa de orificio. La toma de presión se encuentra a una longitud de 28.3[mm] de la placa de orificio [22].

A continuación, se muestra un diagrama del tren-5 (Ver Fig. 5.6)

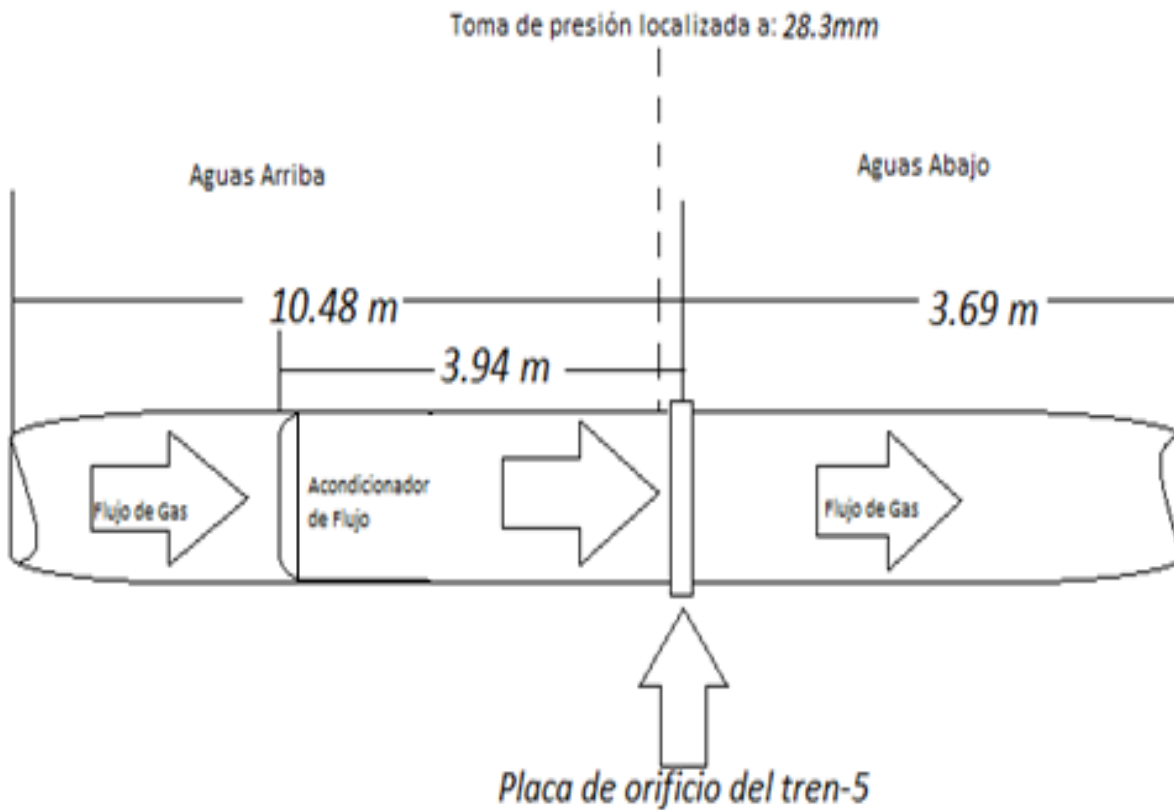


Fig. 5.6 Diagrama del tren-5 de medición

5.1.2 Descripción física y condiciones de diseño de las placas de orificio

Se cuenta con cinco placas de orificio, adquiridas por medio del fabricante *Emerson Process Mangment, Daniel Measurement and Control, Inc.*, cada placa de orificio cuenta con un diámetro de 16 pulgadas.

Las características metrológicas de las placas de orificio analizadas son las siguientes:

- Precisión de medida: Normalmente de $\pm 0.3\%$
- Repetibilidad: $\pm 0.3\%$
- Intervalo de medida (Rango): Normalmente 4:1

Cada placa de orificio está elaborada de acero inoxidable 316 y aleaciones especiales para soportar las condiciones específicas de temperatura, presión y corrosión.

Las placas de orificio cuentan con porta placa doble cámara, tipo soldada-bridada de 16 pulgadas de diámetro, esto quiere decir que, se cuenta con un equipo sellado herméticamente a la tubería, el cual permitirá el reemplazo o mantenimiento de la placa sin interrumpir la corriente de gas.

La descripción física de las placas de orificio consta prácticamente de las longitudes dadas por el fabricante y las medidas realizadas al momento de un análisis de la placa de orificio.

- Medidas dadas por el fabricante:
Diámetro de la placa, diámetro del agujero, espesor de la placa, espesor del agujero y ángulo de buzamiento.
- Medidas realizadas al momento de un análisis de la placa:
Planicidad, redondez, rugosidad, relación beta y dimensión del ángulo de buzamiento.

Las condiciones de diseño constan de los parámetros para los cuales se encuentra diseñada cada placa, tales como:

- Tipo de fluido;
- Temperatura y presión Máxima de flujo;

- Rango de presión diferencial;
- Gasto máximo y mínimo de gas;
- Velocidad máxima de la corriente de gas.

Descripción física de las placas de orificio.

La placa de orificio Tren-1 cuenta con las siguientes dimensiones:

- Diámetro interno de tubería de 14.312", equivalente a 363.52[mm].
- Diámetro de orificio de 8.678", equivalente a 220.42[mm].
- Espesor de la placa de 0.377", equivalente a 9.587[mm], "**E**".
- Espesor del orificio de 0.216". equivalente a 5.50[mm], "**e**".
- Ángulo de buzamiento de 45°, "**Θ**".
- Planicidad de 0.10[μm], "**h**".
- Rugosidad de 0.70[μm], "**Ra**".
- Dimensión del ángulo de buzamiento de 4.087[mm], "**ξ**".
- Relación beta 0.60641, "**β**"

A continuación, se muestra un diagrama para la placa de orificio del tren-1, (Ver Fig. 5.7).

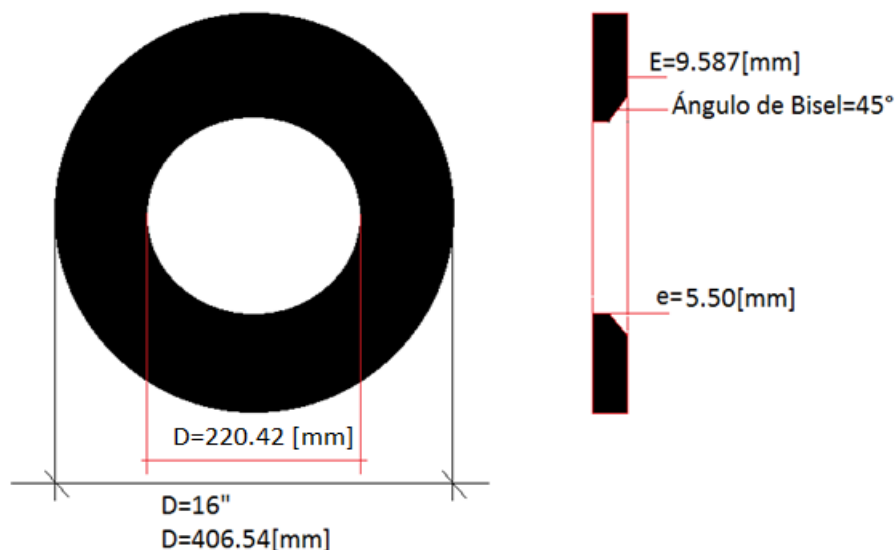


Fig. 5.7 Diagrama de placa de orificio del tren-1

La placa de orificio Tren-2 cuenta con las siguientes dimensiones:

- Diámetro interno de tubería de 14.312", equivalente a 363.52[mm].
- Diámetro de orificio de 8.463", equivalente a 214.96[mm].
- Espesor de la placa de 0.377", equivalente a 9.587[mm], "**E**".
- Espesor del orificio de 0.2177". equivalente a 5.53[mm], "**e**".
- Ángulo de buzamiento de 45°, "**Θ**".
- Planicidad de 0.10[μm], "**h**".
- Rugosidad de 0.69[μm], "**Ra**".
- Dimensión del ángulo de buzamiento de 4.05[mm], "**ξ**".
- Relación beta 0.59138, "**β**"

A continuación, se muestra un diagrama para la placa de orificio del tren-2, (Ver Fig. 5.8).

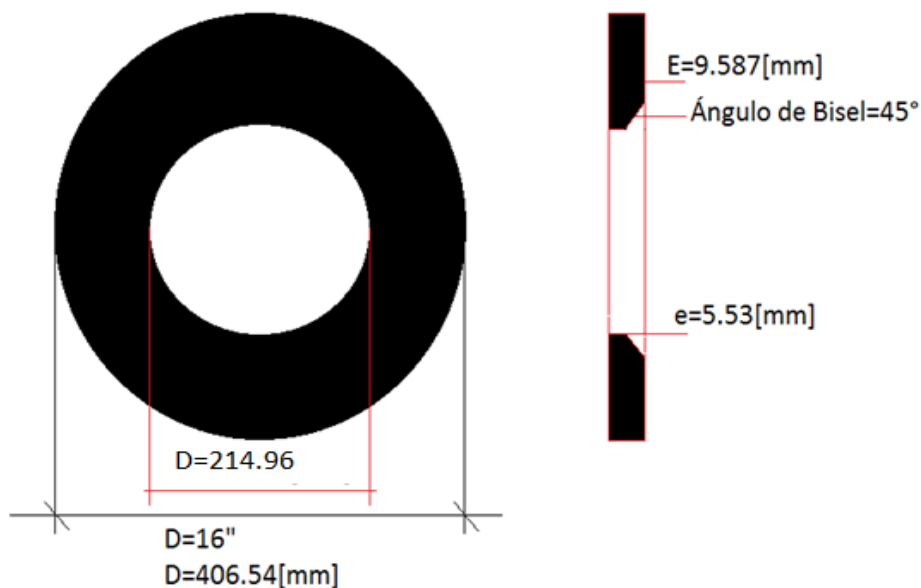


Fig. 5.8 Diagrama de placa de orificio del tren-2

La placa de orificio Tren-3 cuenta con las siguientes dimensiones:

- Diámetro interno de tubería de 14.312", equivalente a 363.52[mm].
- Diámetro de orificio de 8.659", equivalente a 219.95[mm].
- Espesor de la placa de 0.377", equivalente a 9.587[mm], "E".
- Espesor del orificio de 0.2204". equivalente a 5.60[mm], "e".
- Ángulo de buzamiento de 45°, "Θ".
- Planicidad de 0.07[μm], "h".
- Rugosidad de 0.69[μm], "Ra".
- Dimensión del ángulo de buzamiento de 3.987[mm], "ξ".
- Relación beta 0.60515, "β"

A continuación, se muestra un diagrama para la placa de orificio del tren-3, (Ver Fig. 5.9).

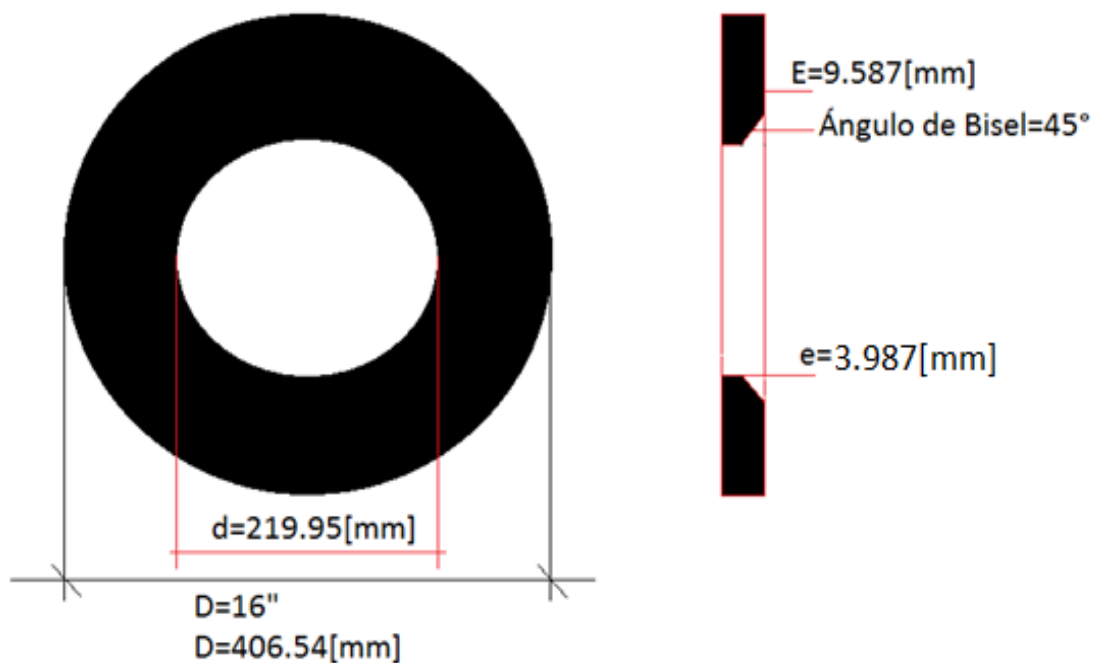


Fig. 5.9 Diagrama de placa de orificio del tren-3

La placa de orificio Tren-4 cuenta con las siguientes dimensiones:

- Diámetro interno de tubería de 14.312", equivalente a 363.52[mm].
- Diámetro de orificio de 8.567", equivalente a 217.6[mm].
- Espesor de la placa de 0.374", equivalente a 9.51[mm], "**E**".
- Espesor del orificio de 0.221". equivalente a 5.62[mm], "**e**".
- Ángulo de buzamiento de 45°, "**Θ**".
- Planicidad de 0.07[μm], "**h**".
- Rugosidad de 0.65[μm], "**Ra**".
- Dimensión del ángulo de buzamiento de 3.89[mm], "**ξ**".
- Relación beta 0.59877, "**β**"

A continuación, se muestra un diagrama para la placa de orificio del tren-4, (Ver Fig. 5.10).

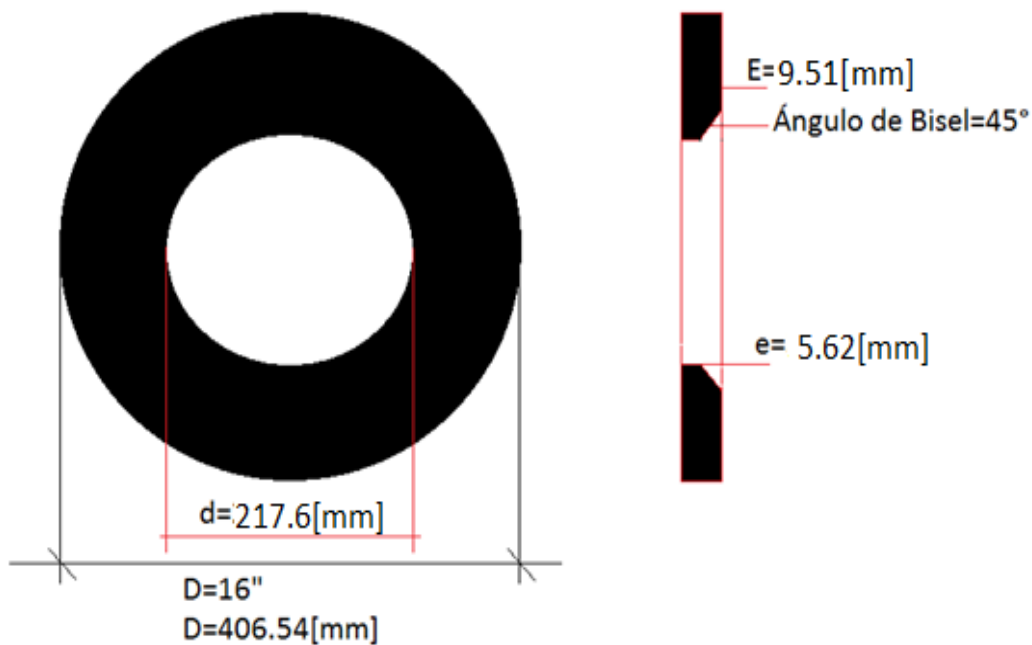


Fig. 5.10 Diagrama de placa de orificio del tren-4

La placa de orificio Tren-5 cuenta con las siguientes dimensiones:

- Diámetro interno de tubería de 14.312", equivalente a 363.52[mm].
- Diámetro de orificio de 8.735", equivalente a 221.86[mm].
- Espesor de la placa de 0.374", equivalente a 9.51[mm], "**E**".
- Espesor del orificio de 0.212". equivalente a 5.62[mm], "**e**".
- Ángulo de buzamiento de 45°, "**Θ**".
- Planicidad de 0.07[μm], "**h**".
- Rugosidad de 0.65[μm], "**Ra**".
- Dimensión del ángulo de buzamiento de 4.05[mm], "**ξ**".
- Relación beta 0.61035, "**β**"

A continuación, se muestra un diagrama para la placa de orificio del tren-5, (Ver Fig. 5.11).

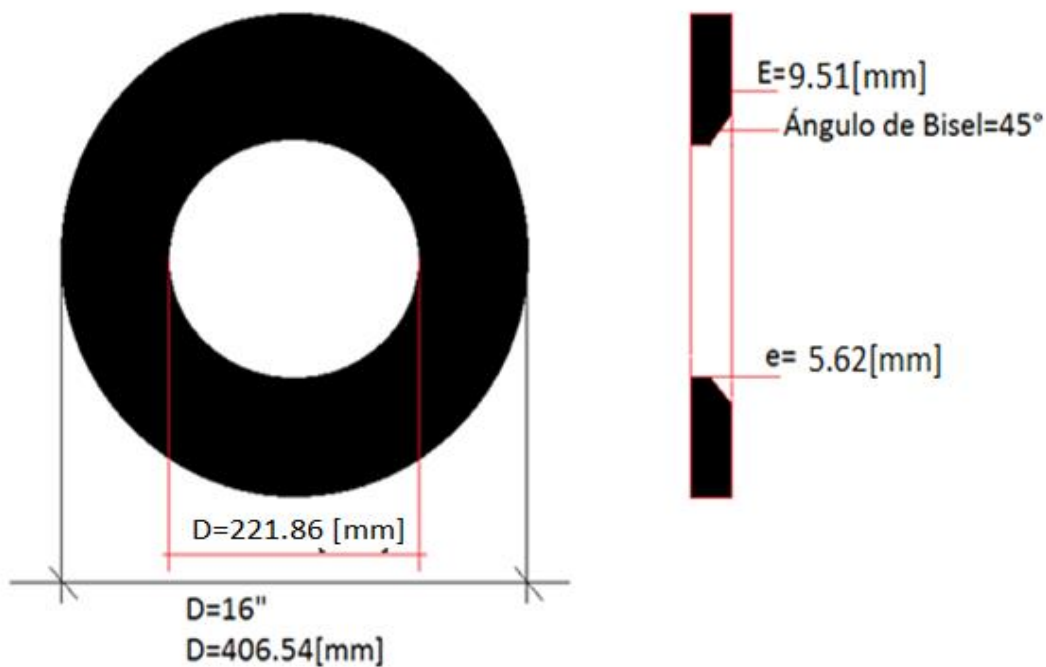


Fig. 5.11 Diagrama de placa de orificio del tren-5

Condiciones de diseño de las placas de orificio

Los medidores están diseñados para medir hidrocarburos gaseosos libres de partículas líquidas, en este caso de estudio se tiene una corriente de gas amargo con las siguientes propiedades, estas fueron obtenidas en laboratorio por medio de muestreo:

- Gravedad específica de 0.8090 a condiciones estándar.
- Densidad 87.21380 [kg/m³] a condiciones de flujo
- Viscosidad de 0.01 [cp]
- Factor de compresibilidad de 0.99563 a condiciones de estándar.
- Factor de compresibilidad de 0.71539 a condiciones de flujo.
- Factor isentrópico 1.300; relación de los calores específicos con la presión estática y la presión al momento del medidor.

Nota: Estas propiedades son tomadas antes de que entre en las tuberías adyacentes (Tubo medidor) de cada medidor, gracias a un muestreo que se realiza en la tubería principal donde viene la corriente de gas natural.

A continuación, en la Tabla 5.1 se muestran los parámetros para las cuales están diseñadas las placas de orificio, otorgados por el fabricante:

No. Serie de Placa de orificio	<i>Tren-1</i>	<i>Tren-2</i>	<i>Tren-3</i>	<i>Tren-4</i>	<i>Tren-5</i>
Fluido	Gas Amargo	Gas Amargo	Gas Amargo	Gas Amargo	Gas Amargo
Diámetro interior de tubería	14.312"	14.312"	14.312"	14.312"	14.312"
Temp. de flujo Max-Min (°C)	29-25.8	29-25.8	29-25.8	29-25.8	29-25.8
Presión de flujo Min-Max (kg/cm ²)	65.8-72	65.8-72	65.8-72	65.8-72	65.8-72
Rango del ΔP (Pulgadas H ₂ O)	100"	100"	100"	100"	100"
Flujo Máximo de gas (MMSCF/Día)	158.342	157.581	149.489	153.789	160.722
Flujo Mínimo de gas (MMSCF/Día)	118.05	120.42	111.30	117.14	120.96
Gravedad específica del gas	0.6-0.82	0.6-0.82	0.6-0.82	0.6-0.82	0.6-0.82
Velocidad máxima en tubería (m/s)	5.69	5.66	5.37	5.53	5.78

Tabla 5.1 Condiciones de Diseño de las placas de orificio otorgados por el fabricante

Se cuenta con la siguiente información recabada por los equipos de medición, por análisis recabados por muestreo y por datos dados por el fabricante, tales como el gasto de gas medido a 24 horas y propiedades del gas:

Placa de orificio	<i>Tren-1</i>	<i>Tren-2</i>	<i>Tren-3</i>	<i>Tren-4</i>	<i>Tren-5</i>
Gasto medido a 24hrs (MMSCF)	139.910	140.590	138.70	141.84	143.688
ΔP (Pulgadas de H ₂ O)	78.0737	85.4297	79.5978	85.0642	79.9175
Presión estática (kg/cm ²)	66.12	66.12	66.12	66.12	66.12
Temp. (°C)	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3
Gravedad específica@C.S	0.8090	0.8090	0.8090	0.8090	0.8090
Compresibilidad Z@C.F	0.71539	0.71539	0.71539	0.71539	0.71539
Compresibilidad Z@C.S	0.99563	0.99563	0.99563	0.99563	0.99563
Viscosidad (cp)	0.0100	0.0100	0.0100	0.0100	0.01000
Coeficiente de descarga "C _d "	0.60341	0.60351	0.60342	0.60347	0.60336
Constante de flujo de placa de orificio "C _{F.P.O} "	1.9473	1.870611	1.9119	1.8913	1.97667
Número de Reynolds	15953404	16030941	15754998	16173479	16383282

Tabla 5.2 Datos recabados para los medidores de flujo con placa de orificio

El total del gasto volumétrico es de= 704.73 [MMSCF/Día]

Analizando las tablas 5.1 y 5.2 se puede verificar que los datos obtenidos están dentro de los parámetros para el óptimo funcionamiento de los medidores.

Capítulo 6

Análisis y diagnóstico

El propósito fundamental de este análisis es evaluar y diagnosticar el sistema de medición para comprobar si cumple con los estándares especificados en las normas API 14 sección 3 parte 2 y API 14 sección 3 parte 3 que están especificadas en los LTMH de la CNF [17. 25. 26].

6.1 Análisis dimensional de la placa de orificio

Se analiza el cumplimiento de las especificaciones técnicas del sistema de medición, que utiliza como elemento primario de medición la placa de orificio. La medición dimensional se efectúa empleando instrumentos de medición con trazabilidad de patrones nacionales, los cuales son propiedad del Centro Nacional de Metrología (CENAM), mediante actividades que verifican el cumplimiento de los parámetros especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25].

En caso de que algún parámetro a revisar no cumpla con una especificación establecida en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25], se proporcionara al operador el motivo del incumplimiento, se indicará la actividad conveniente a realizar para cumplir con la especificación establecida y se darán recomendaciones de mejora para futuras evaluaciones.

Las actividades que se realizaron para la verificación del cumplimiento de parámetros de normatividad, fueron las siguientes:

Inspecciones y mediciones realizadas a la tubería:

- Longitudes de tubería corriente arriba y abajo.
- Diámetros de tuberías aguas arriba y aguas abajo.
- Toma de presión (Diámetros, profundidad donde el diámetro permanece constante y perpendicularidad y acabado superficial).
- Ancho de ranura receptora del sistema placa y porta placa.
- Rugosidad en los puntos donde fue evaluado el diámetro de la tubería, aguas arriba y aguas abajo.

- Ubicación de los elementos secundarios, tales como sensor de temperatura y transductor de presión.

Inspecciones y mediciones realizadas a la placa de orificio:

- Radio del agujero
- Ángulo del buzamiento
- Longitud del ángulo de buzamiento
- Diámetros de orificio
- Planicidad
- Espesor del diámetro interno, e
- Espesor de la placa, E
- Rugosidad
- Excentricidad.

Para la realización de estas actividades se utiliza la siguiente instrumentación, previamente certificada por la división de Flujo y Volumen del Centro Nacional de Metrología (Ver Tabla 6.1).

Instrumento
Medidor de espesor
Micrómetro para interiores
Micrómetro para exteriores
Vernier
Rugosímetro
Transportador
Medidor de espesores Ultrasónico
Barómetro
Medidor de Temperatura y humedad relativa

Tabla 6.1 Instrumentación usada para la evaluación dimensional

Aspectos importantes a considerar

Cada medición realizada deberá ser comparada con el parámetro especificado en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25], para verificar si el criterio cumple o no cumple.

El análisis dimensional basado en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] mencionada es obligatorio para cualquier sistema de medición que cuente con placa de orificio, ya que se requiere controlar las diversas variables que influyen en el cálculo de la medición de gas. Todo esto para garantizar el correcto uso y funcionamiento del medidor.

En caso de contar con otro equipo de medición o en recomendar el uso de otro elemento primario, se necesitará contar con la normatividad internacional y nacional aplicable para aquel medidor.

6.2 Evaluación dimensional del sistema de medición

Se elaboró una evaluación basada en las mediciones realizadas y los criterios especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] para cada placa de orificio y de mismo modo para la tubería adyacente [25].

A continuación, se muestra la evaluación de las mediciones realizadas de los parámetros que fueron revisados del equipo de medición de placa de orificio del tren-1 junto a su tubería adyacente en comparación a los criterios especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] (Ver tabla 6.2)

Análisis y diagnóstico de una estación de medición de gas natural con placa de orificio

N o.	Parámetro a revisar	Unidades	Medición realizada	Requerimiento de la norma		Criterio	Observaciones
1	Borde del agujero	NA	NA	El filo no debe contar con golpes o efectos visibles	NA	No Cumple	Cláusula 4.2 "El borde del agujero de la placa de orificio debe ser filoso y no contener defectos visibles"
2	Redondez del diámetro interno de la placa de orificio	μm	NA	Para $d_m > 1"$, la tolerancia será de $\pm 0.0005"$, por cada pulgada de diámetro	± 0.109	No Cumple	Cláusula 4.3 "Ninguno de los cuatro a mas diámetros medidos pueden variar más que las tolerancias de la tabla 4.5"
3	Planicidad h	μm	0.10	$h \leq 0.0005(Dm - dm)$	$h \leq 0.71$	Cumple	Cláusula 4.1
4	Rugosidad R_a	μm	0.70	$R_a \leq 50$ micropulgadas	$R_a \leq 1.27$	Cumple	Cláusula 4.1 "La rugosidad superficial en las caras aguas arriba como debajo no debe exceder 50 micropulgadas"
5	Espesor del orificio e	Mm	5.50	e_{min} $e_- \geq 0.01dr$ ó $e_- \geq 0.005"$ e_{max} $e_+ \leq 0.02dr$ ó $e_+ \leq 1.125dr$ $e_+ \leq e_-$	$e_- = 2.19$ $e_+ = 7.26$ $e \leq 12.44$	Cumple	Cláusula 4.4 "El mínimo valor permitido del espesor del diámetro de la placa de orificio está definido por $e \geq 0.01 dr$ o $e \leq 0.125 dr$ "

6	Espesor de la placa E	Mm	9.587	$E_{min}=4.445$ $E_{max}=12.44$ $E_{recom}=9.52$	-----	Cumple	Cláusula 4.5 "El valor mínimo, máximo y el recomendado para el espesor de la placa de orificio (E) para aceros inoxidables 316 y 304 se encuentra en la tabla 4.6"
7	Ángulo de buzamiento θ	(°)	45	$\theta=45\pm 15$	$\theta_+ = 60$ $\theta_- = 30$	Cumple	Cláusula 4.6 "Valores permitidos para el ángulo de buzamiento"
8	Dimensión del ángulo de buzamiento ξ	Mm	4.05	$\xi \geq 1.59$	-----	Cumple	Cláusula 4.6 "De ser requerido un ángulo de buzamiento, su dimensión mínima de (E-e), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 1.59 mm"
9	Diámetro del agujero de la placa de orificio	Mm	220.42	-----	-----	Cumple	Clausula 4.1
10	Rugosidad interna de la placa de orificio R_a	μm	3.74	Para $D > 12$ " $0.86 \leq R_a \leq 15.24$	$R_a \leq 15.24$ $R_a \geq 0.86$	Cumple	Cláusula 5 "Para $D > 12$ ". La rugosidad en el tubo de medición no debe exceder de 500 Micropulgadas, si la relación de los diámetros es mayor o igual que 0.6; La rugosidad mínima no debe ser menor que 34 micropulgadas para toda la relación de diámetro"

11	Diámetro de tubo Dr	Mm	363.25	$Dr \geq 50$	50	Cumple	Cláusula 5.1
12	Redondez del diámetro de la tubería	%	0.048	$\left \frac{(cualquier Dmi) - Dm}{Dm} \right \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.25	Cumple	Cláusula 5.1.2 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro medido interno de la tubería y cualquier otro diámetro de una distancia de un diámetro aguas arriba no debe de exceder del 0.25% de Dm"
13	Cilindricidad de la tubería Aguas arriba	%	0.035	$\frac{DmMax - DmMin}{Dm} \times 100$ $\leq 0.5\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5 "La diferencia porcentual del diámetro interno máximo medido y el mínimo no debe de exceder de 0.5% de Dm"
14	Cilindricidad de la tubería Aguas abajo	%	0.015	$\frac{Dmi - Dm}{Dm} \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.2 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro interno medio y cualquier otro diámetro medio aguas abajo no debe exceder 0.5% de Dm"
15	Diámetro de las tomas de presión	Mm	$d_u = 12.65$ $d_d = 12.67$	$d = 12.70 \pm 0.41$	$d_- = 12.3$ $d_+ = 13.1$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de las tomas de presión necesita estar dentro de un diámetro máximo de 0.516" para un diámetro nominal de tuberías de 4" o más"

16	Longitud de diámetro constante en las tomas de presión	Mm	$L_u=112.4$ $L_d=113.0$	$L=2.5d$	$L_u=66.12$ $L_d=66.12$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de la toma de presión de permanecer constante en al menos 2.5 veces el diámetro de la toma"
17	Localización de las tomas de presión	Mm	$X_u=25.63$ $X_d=25.63$	$X=25.4\pm 1.91$	$X=27.56$ $X_d=23.24$	Cumple	Cláusula.5.4.3 "El centro de las tomas de presión aguas arriba como aguas abajo deben estar ubicadas una pulgada (dentro de la tolerancia ± 1.91 de la cara más cercana de la placa de orificio"
18	Excentricidad de la placa montada en la tubería	Mm	$\varepsilon_x = 0.13$ $\varepsilon_y = 0.23$	$\varepsilon = \frac{0.025Dm}{0.1+2.3\beta_m^4}$	$\varepsilon_+ = 2.21$	Cumple	Cláusula 6.2.1 "El orificio de la placa de orificio necesita ser concéntrica a las tuberías adyacentes a la placa de orificio"
19	Relación de diámetros βr	Adimensional	0.60	$0.1 \leq \beta r \leq 0.75$	$\beta r \geq 0.1$ $\beta r \leq 0.75$	Cumple	Cláusula 3.1.1.6 "Esta norma está basada en βr entre 0.10 y 0.75"
20	Distancia de tubería aguas arriba de la placa	D	26.96D	$UL \geq 17D$	-	Cumple	Cláusula.6.3.1 "Distancia mínima de tubería recta aguas arriba"

21	Distancia de tubería recta entre la placa de orificio y el acondicionador de flujo	D	11.29D	$UL_2 \geq 7.5D$	-	Cumple	Cláusula 6.3.1 "Distancia mínima de tubería recta antes de instalar un acondicionador de flujo"
22	Distancia de tubería aguas debajo de la placa	D	9.4D	$DL \geq 3.9D$	-	Cumple	Cláusula 6.3.1 "Distancia mínima de tubería recta aguas abajo"

Tabla 6.2 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-1

La placa de orificio Tren-1 del sistema de medición y tubería adyacente no cumple las especificaciones técnicas de la Norma API 14 sección 3 parte 2, referentes a las especificaciones y características dimensionales de la placa de orificio.

Debido a que, en el primer parámetro, el cual es el borde del agujero no cumple con el criterio especificado en la norma, ya que se presenta un daño en la curvatura del borde del agujero, esta ocasionada debido a una mala instalación, ocasionada por la baja capacitación del personal al momento de instalar la placa de orificio en la tubería (ver Fig. 6.1).

El borde del diámetro del agujero aguas arriba de la placa debe ser afilado, este deberá estar libre de defectos visibles a simple vista, tales como manchas, rugosidades, rebabas, muescas, ralladuras o protuberancias.

Esta medición es realizada a simple vista o con la comparación de la placa con una placa patrón, la cual debe ser del mismo diámetro, en esta se verifica principalmente que la curvatura del borde del agujero sea técnicamente la misma con la que se compara.

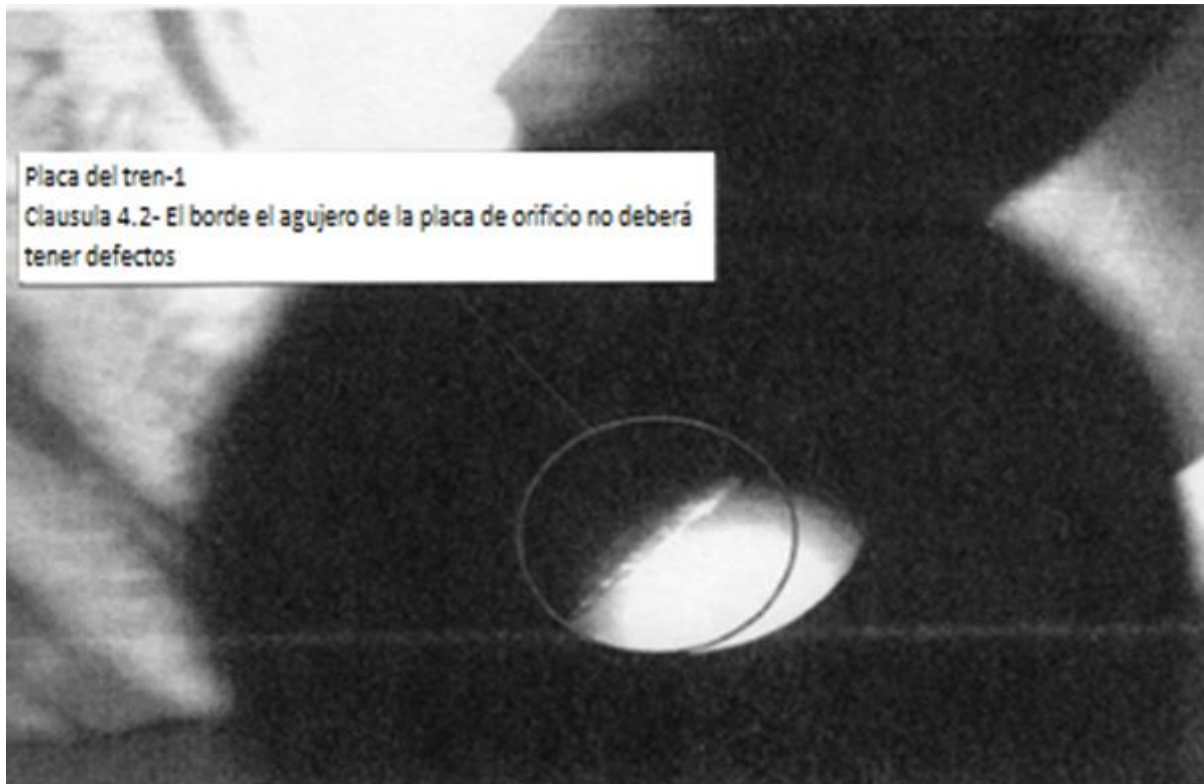


Fig. 6.1 Foto del daño ocasionado a la placa del tren-1

Esta placa deberá ser cambiada en el tiempo especificado en los LTMH emitidos por la Comisión Nacional de hidrocarburos.

Y ser analizada previamente por el operador petrolero, verificar en todo momento el proceso de instalación de la misma, el diseño dimensional de la placa y sus elementos tales como tomas de presiones y temperatura.

A continuación, se muestra la evaluación de las mediciones realizadas de los parámetros que fueron revisados del equipo de medición de placa de orificio del tren-2 junto a su tubería adyacente en comparación a los criterios especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] (Ver tabla 6.3)

N o.	Parámetro a revisar	Unidades	Medición realizada	Requerimiento de la norma		Criterio	Observaciones
1	Borde del agujero	NA	NA	El filo no debe contar con golpes o efectos visibles	NA	Cumple	Cláusula 4.2 "El borde del agujero de la placa de orificio debe ser filoso y no contener defectos visibles"
2	Redondez del diámetro interno de la placa de orificio	μm	0.019	Para $dm > 1$ ", la tolerancia será de ± 0.0005 ", por cada pulgada de diámetro	± 0.109	Cumple	Cláusula 4.3 "Ninguno de los cuatro a mas diámetros medidos pueden variar más que las tolerancias de la tabla 4.5"
3	Planicidad <i>h</i>	μm	0.10	$h \leq 0.0005(Dm - dm)$	$h \leq 0.71$	Cumple	Cláusula 4.1
4	Rugosidad <i>Ra</i>	μm	0.69	$Ra \leq 50$ micropulgadas	$R_a \leq 1.27$	Cumple	Cláusula 4.1 "La rugosidad superficial en las caras aguas arribas como debajo no debe exceder 50 micropulgadas"
5	Espesor del orificio <i>e</i>	Mm	5.53	e_{min} $e_- \geq 0.01dr$ ó $e_- \geq 0.005$ " e_{max} $e_+ \leq 0.02dr$ ó $e_+ \leq 1.125dr$ $e_+ \leq e_-$	$e_- = 2.19$ $e_+ = 7.26$ $e \leq 12.44$	Cumple	Cláusula 4.4 "El mínimo valor permitido del espesor del diámetro de la placa de orificio está definido por $e \geq 0.01 dr$ o $e \leq 0.125 dr$ "

6	Espesor de la placa E	Mm	9.587	$E_{min}=4.445$ $E_{max}=12.44$ $E_{recom}=9.52$	-----	Cumple	Cláusula 4.5 "El valor mínimo, máximo y el recomendado para el espesor de la placa de orificio (E) para aceros inoxidables 316 y 304 se encuentra en la tabla 4.6"
7	Ángulo de buzamiento θ	(°)	45	$\theta=45\pm 15$	$\theta_+ = 60$ $\theta_- = 30$	Cumple	Cláusula 4.6 "Valores permitidos para el ángulo de buzamiento"
8	Dimensión del ángulo de buzamiento ξ	Mm	4.05	$\xi \geq 1.59$	-----	Cumple	Cláusula 4.6 "De ser requerido un ángulo de buzamiento, su dimensión mínima de ($E-e$), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 1.59 mm"
9	Diámetro de la placa de orificio	Mm	214.96	-----	-----		Clausula 4.1
10	Rugosidad interna de la placa de orificio R_a	μm	3.74	Para $D > 12"$ $0.86 \leq R_a \leq 15.24$	$R_a \leq 15.24$ $R_a \geq 0.86$	Cumple	Cláusula 5.1.1.1 "Para $D > 12"$. La rugosidad en el tubo de medición no debe exceder de 500 Micropulgadas, si la relación de los diámetros es mayor o igual que 0.6; La rugosidad mínima no debe ser menor que 34 micropulgadas para toda la relación de diámetro"
11	Diámetro de tubo D_r	Mm	363.25	$D_r \geq 50$	50	Cumple	Cláusula 5.1.2

12	Redondez del diámetro de la tubería	%	0.048	$\frac{(cualquier D_{mi}) - D_m}{D_m} \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.25	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.1 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro medido interno de la tubería y cualquier otro diámetro de una distancia de un diámetro aguas arriba no debe de exceder del 0.25% de Dm"
13	Cilindricidad de la tubería Aguas arriba	%	0.035	$\frac{D_{mMax} - D_{mMin}}{D_m} \times 100$ $\leq 0.5\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.2 "La diferencia porcentual del diámetro interno máximo medido y el mínimo no debe de exceder de 0.5% de Dm"
14	Cilindricidad de la tubería Aguas abajo	%	0.015	$\frac{D_{mi} - D_m}{D_m} \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.2 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro interno medio y cualquier otro diámetro medio aguas abajo no debe exceder 0.5% de Dm"
15	Diámetro de las tomas de presión	Mm	$d_u = 12.65$ $d_d = 12.67$	$d = 12.70 \pm 0.41$	$d_- = 12.3$ $d_+ = 13.1$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de las tomas de presión necesita estar dentro de un diámetro máximo de 0.516" para un diámetro nominal de tuberías de 4" o más"
16	Longitud de diámetro constante en las tomas de presión	Mm	$L_u = 112.4$ 3 $L_d = 113.0$ 7	$L = 2.5d$	$L_u = 66.12$ $L_d = 66.12$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de la toma de presión de permanecer constante en al menos 2.5 veces el diámetro de la toma"

17	Localización de las tomas de presión	Mm	$X_u=25.62$ $X_d=25.62$	$X=25.4\pm 1.91$	$X=27.56$ $X_+=23.24$	Cumple	Cláusula.5.4.3 "El centro de las tomas de presión aguas arriba como aguas abajo deben estar ubicadas una pulgada (dentro de la tolerancia ± 1.91 de la cara más cercana de la placa de orificio"
18	Excentricidad de la placa montada en la tubería	Mm	$\epsilon_x = 0.13$ $\epsilon_y = 0.23$	$\epsilon = \frac{0.025Dm}{0.1+2.3\beta_m^4}$	$\epsilon_+ = 2.21$	Cumple	Cláusula 6.2.1 "El orificio de la placa de orificio necesita ser concéntrica a las tuberías adyacentes a la placa de orificio"
19	Relación de diámetros βr	Adimensional	0.60	$0.1 \leq \beta r \leq 0.75$	$\beta r \geq 0.1$ $\beta r \leq 0.75$	Cumple	Cláusula 2.1 "Esta norma está basada en βr entre 0.10 y 0.75"
20	Distancia de tubería aguas arriba de la placa	D	26.66D	$UL \geq 17D$	-	Cumple	Cláusula.5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas arriba"
21	Distancia de tubería recta entre la placa de orificio y el acondicionador de flujo	D	11.15D	$UL2 \geq 7.5D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta antes de instalar un acondicionador de flujo"
22	Distancia de tubería aguas debajo de la placa	D	9.33D	$DL \geq 3.9D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas abajo"

Tabla 6.3 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren 2

A continuación, se muestra la evaluación de las mediciones realizadas de los parámetros que fueron revisados del equipo de medición de placa de orificio del tren-3 junto a su tubería adyacente en comparación a los criterios especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] (Ver tabla 6.4).

<i>N o.</i>	<i>Parámetro a revisar</i>	<i>Unidades</i>	<i>Medición realizada</i>	<i>Requerimiento de la norma</i>		<i>Criterio</i>	<i>Observaciones</i>
1	Borde del agujero	NA	NA	El filo no debe contar con golpes o efectos visibles	NA	Cumple	Cláusula 4.2 "El borde del agujero de la placa de orificio debe ser filoso y no contener defectos visibles."
2	Redondez del diámetro interno de la placa de orificio	µm	0.017	Para $dm > 1$ ", la tolerancia será de ± 0.0005 ", por cada pulgada de diámetro	± 0.109	Cumple	Cláusula 4.3 "Ninguno de los cuatro a mas diámetros medidos pueden variar más que las tolerancias de la tabla 4.5"
3	Planicidad <i>h</i>	µm	0.07	$h \leq 0.0005(Dm - dm)$	$h \leq 0.71$	Cumple	Cláusula 4.1
4	Rugosidad <i>Ra</i>	µm	0.69	$Ra \leq 50$ micropulgadas	$R_a \leq 1.27$	Cumple	Cláusula 4.1 "La rugosidad superficial en las caras aguas arribas como debajo no debe exceder 50 micropulgadas"

5	Espesor del orificio e	Mm	5.60	e_{min} $e- \geq 0.01dr$ ó $e- \geq 0.005''$ e_{max} $e+ \leq 0.02dr$ ó $e+ \leq 1.125dr$ $e+ \leq e-$	$e_- = 2.19$ $e_+ = 7.26$ $e \leq 12.44$	Cumple	Cláusula 4.4 "El mínimo valor permitido del espesor del diámetro de la placa de orificio está definido por $e \geq 0.01 dr$ o $e \leq 0.125 dr$ "
6	Espesor de la placa E	Mm	9.587	$E_{min}=4.445$ $E_{recom}=9.52$	-----	Cumple	Cláusula 4.5 "El valor mínimo, máximo y el recomendado para el espesor de la placa de orificio (E) para aceros inoxidables 316 y 304 se encuentra en la tabla 4.6"
7	Ángulo de buzamiento θ	(°)	45	$\Theta=45 \pm 15$	$\theta_+ = 60$ $\theta_- = 30$	Cumple	Cláusula 4.6 "Valores permitidos para el ángulo de buzamiento"
8	Dimensión del ángulo de buzamiento ξ	Mm	4.05	$\xi \geq 1.59$	-----	Cumple	Cláusula 4.6 "De ser requerido un ángulo de buzamiento, su dimensión mínima de ($E-e$), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 1.59 mm"
9	Diámetro del agujero la placa de orificio	Mm	219.96	-----	-----	Cumple	Clausula 4.5

10	Rugosidad interna de la placa de orificio R_a	μm	3.74	Para $D > 12''$ $0.86 \leq R_a \leq 15.24$	$R_a \leq 15.24$ 4 $R_a \geq 0.86$	Cumple	Cláusula 5.1.1.1 "Para $D > 12''$ ". La rugosidad en el tubo de medición no debe exceder de 500 Micropulgadas, si la relación de los diámetros es mayor o igual que 0.6; La rugosidad mínima no debe ser menor que 34 micropulgadas para toda la relación de diámetro"
11	Diámetro de tubo D_r	Mm	363.25	$D_r \geq 50$	50	Cumple	Cláusula 5.1.2
12	Redondez del diámetro de la tubería	%	0.048	$\left \frac{(\text{cualquier } D_{mi}) - D_m}{D_m} \right \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.25	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.1 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro medido interno de la tubería y cualquier otro diámetro de una distancia de un diámetro aguas arriba no debe de exceder del 0.25% de D_m "
13	Cilindricidad de la tubería Aguas arriba	%	0.035	$\frac{D_{mMax} - D_{mMin}}{D_m} \times 100$ $\leq 0.5\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.2 "La diferencia porcentual del diámetro interno máximo medido y el mínimo no debe de exceder de 0.5% de D_m "
14	Cilindricidad de la tubería Aguas abajo	%	0.015	$\frac{D_{mi} - D_m}{D_m} \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.2 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro interno medio y cualquier otro diámetro medio aguas abajo no debe exceder 0.5% de D_m "

15	Diámetro de las tomas de presión	Mm	$d_u=12.65$ $d_d=12.67$	$d=12.70\pm 0.41$	$d_- = 12.3$ $d_+ = 13.1$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de las tomas de presión necesita estar dentro de un diámetro máximo de 0.516" para un diámetro nominal de tuberías de 4" o más"
16	Longitud de diámetro constante en las tomas de presión	Mm	$L_u=112.4$ 3 $L_d=113.0$ 7	$L=2.5d$	$L_u=66.12$ $L_d=66.12$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de la toma de presión de permanecer constante en al menos 2.5 veces el diámetro de la toma"
17	Localización de las tomas de presión	Mm	$X_u=25.63$ $X_d=25.63$	$X=25.4\pm 1.91$	$X_- = 27.56$ $X_+ = 23.24$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El centro de las tomas de presión aguas arriba como aguas abajo deben estar ubicadas una pulgada (dentro de la tolerancia ± 1.91 de la cara más cercana de la placa de orificio"
18	Excentricidad de la placa montada en la tubería	Mm	$\epsilon_x = 0.13$ $\epsilon_y = 0.23$	$\epsilon = \frac{0.025Dm}{0.1+2.3\beta_m^4}$	$\epsilon_+ = 2.21$	Cumple	Cláusula 6.2.1 "El orificio de la placa de orificio necesita ser concéntrica a las tuberías adyacentes a la placa de orificio"
19	Relación de diámetros βr	Adimensional	0.60	$0.1 \leq \beta r \leq 0.75$	$\beta r \geq 0.1$ $\beta r \leq 0.75$	Cumple	Cláusula 2.1 "Esta norma está basada en βr entre 0.10 y 0.75"

20	Distancia de tubería aguas arriba de la placa	D	26.5D	$UL \geq 17D$	-	Cumple	Cláusula.5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas arriba"
21	Distancia de tubería recta entre la placa de orificio y el acondicionador de flujo	D	11.5D	$UL2 \geq 7.5D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta antes de instalar un acondicionador de flujo"
22	Distancia de tubería aguas debajo de la placa	D	9.08D	$DL \geq 3.9D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas abajo"

Tabla 6.4 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren 3

A continuación, se muestra la evaluación de las mediciones realizadas de los parámetros que fueron revisados del equipo de medición de placa de orificio del tren-4 junto a su tubería adyacente en comparación a los criterios especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] (Ver tabla 6.5)

N o.	Parámetro a revisar	Unidades	Medición realizada	Requerimiento de la norma		Criterio	Observaciones
1	Borde del agujero	NA	NA	El filo no debe contar con golpes o efectos visibles	NA	Cumple	Cláusula 4.2 "El borde del agujero de la placa de orificio debe ser filoso y no contener defectos visibles a la vista."
2	Redondez del diámetro interno de la placa de orificio	μm	0.014	Para $dm > 1"$, la tolerancia será de $\pm 0.0005"$, por cada pulgada de diámetro	± 0.109	Cumple	Cláusula 4.3 "Ninguno de los cuatro a mas diámetros medidos pueden variar más que las tolerancias de la tabla 4.5"

3	Planicidad h	μm	0.07	$h \leq 0.0005(Dm - dm)$	$h \leq 0.71$	Cumple	Cláusula 4.1
4	Rugosidad Ra	μm	0.65	$Ra \leq 50$ micropulgadas	$Ra \leq 1.27$	Cumple	Cláusula 4.1 "La rugosidad superficial en las caras aguas arribas como debajo no debe exceder 50 micropulgadas"
5	Espesor del orificio e	Mm	5.62	e_{min} $e_- \geq 0.01dr$ ó $e_- \geq 0.005"$ e_{max} $e_+ \leq 0.02dr$ ó $e_+ \leq 1.125dr$ $e_+ \leq e_-$	$e_- = 2.19$ $e_+ = 7.26$ $e \leq 12.44$	Cumple	Cláusula 4.4 "El mínimo valor permitido del espesor del diámetro de la placa de orificio está definido por $e \geq 0.01 dr$ o $e \leq 0.125 dr$ "
6	Espesor de la placa E	Mm	9.51	$E_{min} = 4.445$ $E_{max} = 12.44$ $E_{recom} = 9.52$	-----	Cumple	Cláusula 4.5 "El valor mínimo, máximo y el recomendado para el espesor de la placa de orificio (E) para aceros inoxidable 316 y 304 se encuentra en la tabla 4.6"
7	Ángulo de buzamiento θ	(°)	45	$\Theta = 45 \pm 15$	$\theta_+ = 60$ $\theta_- = 30$	Cumple	Cláusula 4.6 "Valores permitidos para el ángulo de buzamiento"

8	Dimensión del ángulo de buzamiento ξ	Mm	3.88	$\xi \geq 1.59$	-----	Cumple	Cláusula 4.6 "De ser requerido un ángulo de buzamiento, su dimensión mínima de (E-e), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 1.59 mm"
9	Diámetro del agujero la placa de orificio	Mm	217.65	-----	-----	Cumple	Clausula 4.5
10	Rugosidad interna de la placa de orificio R_a	μm	3.62	Para $D > 12"$ $0.86 \leq R_a \leq 15.24$	$R_a \leq 15.24$ 4 $R_a \geq 0.86$	Cumple	Cláusula 5.1.1.1 "Para $D > 12"$. La rugosidad en el tubo de medición no debe exceder de 500 Micropulgadas, si la relación de los diámetros es mayor o igual que 0.6; La rugosidad mínima no debe ser menor que 34 micropulgadas para toda la relación de diámetro"
11	Diámetro de tubo D_r	Mm	363.29	$D_r \geq 50$	50	Cumple	Cláusula 5.1.2
12	Redondez del diámetro de la tubería	%	0.0006	$\left \frac{(\text{cualquier } D_{mi}) - D_m}{D_m} \right \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.25	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.1 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro medido interno de la tubería y cualquier otro diámetro de una distancia de un diámetro aguas arriba no debe de exceder del 0.25% de D_m "
13	Cilindricidad de la tubería Aguas arriba	%	0.024	$\frac{D_{mMax} - D_{mMin}}{D_m} \times 100$ $\leq 0.5\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.2 "La diferencia porcentual del diámetro interno máximo medido y el mínimo no debe de exceder de 0.5% de D_m "

14	Cilindricidad de la tubería Aguas abajo	%	0.046	$\frac{D_{mi} - D_m}{D_m} \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.2 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro interno medio y cualquier otro diámetro medio aguas abajo no debe exceder 0.5% de D_m "
15	Diámetro de las tomas de presión	Mm	$d_u=12.63$ $d_d=12.69$	$d=12.70 \pm 0.41$	$d_- = 12.3$ $d_+ = 13.1$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de las tomas de presión necesita estar dentro de un diámetro máximo de 0.516" para un diámetro nominal de tuberías de 4" o más"
16	Longitud de diámetro constante en las tomas de presión	Mm	$L_u=113.5$ $L_d=113.0$ 4	$L=2.5d$	$L_u=66.12$ $L_d=66.12$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de la toma de presión de permanecer constante en al menos 2.5 veces el diámetro de la toma"
17	Localización de las tomas de presión	Mm	$X_u=25.63$ $X_d=25.63$	$X=25.4 \pm 1.91$	$X=27.56$ $X_+=23.24$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El centro de las tomas de presión aguas arriba como aguas abajo deben estar ubicadas una pulgada (dentro de la tolerancia ± 1.91 de la cara más cercana de la placa de orificio"
18	Excentricidad de la placa montada en la tubería	Mm	$\epsilon_x = 0.14$ $\epsilon_y = 0.3$	$\epsilon = \frac{0.025D_m}{0.1+2.3\beta_m^4}$	$\epsilon_+ = 2.21$	Cumple	Cláusula 6.2.1 "El orificio de la placa de orificio necesita ser concéntrica a las tuberías adyacentes a la placa de orificio"

19	Relación de diámetros βr	Adimensional	0.6	$0.1 \leq \beta r \leq 0.75$	$\beta r \geq 0.1$ $\beta r \leq 0.75$	Cumple	Cláusula 2.1 "Esta norma está basada en βr entre 0.10 y 0.75"
20	Distancia de tubería aguas arriba de la placa	D	26.98D	$UL \geq 17D$	-	Cumple	Cláusula.5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas arriba"
21	Distancia de tubería recta entre la placa de orificio y el acondicionador de flujo	D	11.3D	$UL2 \geq 7.5D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta antes de instalar un acondicionador de flujo"
22	Distancia de tubería aguas debajo de la placa	D	9.43D	$DL \geq 3.9D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas abajo"

Tabla 6.5 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren 4

Con respecto a las placas del Tren-2, Tren-3 y Tren-4 como su tubería adyacente de cada una, se ha verificado que se encuentran conforme a lo estándares de diseño dimensional especificado en la Norma API 14 sección 3 parte 2, de todas maneras, se recomienda que se lleve un monitoreo y mantenimiento continuo para evitar anomalías a futuro.

Se debe contar con personal altamente calificado para el monitoreo y mantenimiento de estas, ya que se debe tener el mayor cuidado al momento de proporcionar un mantenimiento a las placas ya que están deben ser sacadas y posteriormente colocadas nuevamente en la tubería adyacente y están pueden ser dañadas el proceso.

Tener un monitoreo diario sobre las propiedades del gas, especialmente sobre porcentaje de sedimentos o partículas liquidas en la corriente del gas, para evitar

daño en la tubería adyacente como incrustaciones de sedimentos y/o mediciones inexactas ocasionadas por partículas ajenas al mensurando.

Verificar siempre que las tomas de presiones de encuentren libres de sedimentos, para que su funcionamiento sea el óptimo, por lo cual su limpieza debe ser periódica.

A continuación, se muestra la evaluación de las mediciones realizadas de los parámetros que fueron revisados del equipo de medición de placa de orificio del tren-5 junto a su tubería adyacente en comparación a los criterios especificados en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25] (Ver tabla 6.6)

N o.	Parámetro a revisar	Unidades	Medición realizada	Requerimiento de la norma		Criterio	Observaciones
1	Borde del agujero	NA	NA	El filo no debe contar con golpes o efectos visibles	NA	Cumple	Cláusula 4.2 "El borde del agujero de la placa de orificio debe ser filoso y no contener defectos visibles."
2	Redondez del diámetro interno de la placa de orificio	µm	0.014	Para $dm > 1$ ", la tolerancia será de ± 0.0005 ", por cada pulgada de diámetro	± 0.109	Cumple	Cláusula 4.3 "Ninguno de los cuatro a mas diámetros medidos pueden variar más que las tolerancias de la tabla 4.5"
3	Planicidad h	µm	0.07	$h \leq 0.0005(Dm - dm)$	$h \leq 0.71$	Cumple	Cláusula 4.1
4	Rugosidad Ra	µm	0.65	$Ra \leq 50$ micropulgadas	$Ra \leq 1.27$	Cumple	Cláusula 4.1 "La rugosidad superficial en las caras aguas arribas como debajo no debe exceder 50 micropulgadas"

5	Espesor del orificio e	Mm	5.62	e_{min} $e_- \geq 0.01dr$ ó $e_- \geq 0.005''$ e_{max} $e_+ \leq 0.02dr$ ó $e_+ \leq 1.125dr$ $e_+ \leq e_-$	$e_- = 2.19$ $e_+ = 7.26$ $e \leq 12.44$	Cumple	Cláusula 4.4 "El mínimo valor permitido del espesor del diámetro de la placa de orificio está definido por $e \geq 0.01 dr$ o $e \leq 0.125 dr$ "
6	Espesor de la placa E	Mm	9.51	$E_{min}=4.445$ $E_{max}=12.44$ $E_{recom}=9.52$	-----	Cumple	Cláusula 4.5 "El valor mínimo, máximo y el recomendado para el espesor de la placa de orificio (E) para aceros inoxidables 316 y 304 se encuentra en la tabla 4.6"
7	Ángulo de buzamiento θ	(°)	45	$\theta=45 \pm 15$	$\theta_+ = 60$ $\theta_- = 30$	Cumple	Cláusula 4.6 "Valores permitidos para el ángulo de buzamiento"
8	Dimensión del ángulo de buzamiento ξ	Mm	3.88	$\xi \geq 1.59$	-----	Cumple	Cláusula 4.6 "De ser requerido un ángulo de buzamiento, su dimensión mínima de ($E-e$), medida a lo largo del eje del orificio no debe ser menor que 1.59 mm"
9	Diámetro del agujero de la placa de orificio	Mm	221.86	-----	-----	Cumple	Clausula 4.5

10	Rugosidad interna de la placa de orificio R_a	μm	3.62	Para $D > 12''$ $0.86 \leq R_a \leq 15.24$	$R_a \leq 15.24$ 4 $R_a \geq 0.86$	Cumple	Cláusula 5.1.1.1 "Para $D > 12''$ ". La rugosidad en el tubo de medición no debe exceder de 50 Micropulgadas, si la relación de los diámetros es mayor o igual que 0.6; La rugosidad mínima no debe ser menor que 34 micropulgadas para toda la relación de diámetro"
11	Diámetro de tubo D_r	Mm	363.29	$D_r \geq 50$	50	Cumple	Cláusula 5.1.2
12	Redondez del diámetro de la tubería	%	0.0006	$\left \frac{(\text{cualquier } D_{mi}) - D_m}{D_m} \right \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.25	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.1 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro medido interno de la tubería y cualquier otro diámetro de una distancia de un diámetro aguas arriba no debe de exceder del 0.25% de D_m "
13	Cilindricidad de la tubería Aguas arriba	%	0.024	$\frac{D_{mMax} - D_{mMin}}{D_m} \times 100$ $\leq 0.5\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.1.2 "La diferencia porcentual del diámetro interno máximo medido y el mínimo no debe de exceder de 0.5% de D_m "
14	Cilindricidad de la tubería Aguas abajo	%	0.046	$\frac{D_{mi} - D_m}{D_m} \times 100$ $\leq 0.25\%$	0.5	Cumple	Cláusula 5.1.3.2 "El valor absoluto de la diferencia porcentual entre el diámetro interno medio y cualquier otro diámetro medio aguas abajo no debe exceder 0.5% de D_m "

15	Diámetro de las tomas de presión	Mm	$d_u=12.63$ $d_d=12.69$	$d=12.70\pm 0.41$	$d_-=12.3$ $d_+=13.1$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de las tomas de presión necesita estar dentro de un diámetro máximo de 0.516" para un diámetro nominal de tuberías de 4" o más"
16	Longitud de diámetro constante en las tomas de presión	Mm	$L_u=113.5$ $L_d=113.0$ 4	$L=2.5d$	$L_u=66.12$ $L_d=66.12$	Cumple	Cláusula 5.4.3 "El diámetro de la toma de presión de permanecer constante en al menos 2.5 veces el diámetro de la toma"
17	Localización de las tomas de presión	Mm	$X_u=28.3$ $X_d=28.3$	$X=25.4\pm 1.91$	$X=27.56$ $X_+=23.24$	No Cumple	Cláusula.5.4.3 "El centro de las tomas de presión aguas arriba como aguas abajo deben estar ubicadas una pulgada (dentro de la tolerancia ± 1.91 de la cara más cercana de la placa de orificio"
18	Excentricidad de la placa montada en la tubería	Mm	$\epsilon_x = 0.14$ $\epsilon_y = 0.3$	$\epsilon = \frac{0.025Dm}{0.1+2.3\beta_m^4}$	$\epsilon_+ = 2.21$	Cumple	Cláusula 6.2.1 "El orificio de la placa de orificio necesita ser concéntrica a las tuberías adyacentes a la placa de orificio"
19	Relación de diámetros βr	Adimensional	0.6	$0.1 \leq \beta r \leq 0.75$	$\beta r \geq 0.1$ $\beta r \leq 0.75$	Cumple	Cláusula 2.1 "Esta norma está basada en βr entre 0.10 y 0.75"

20	Distancia de tubería aguas arriba de la placa	D	26.98D	$UL \geq 17D$	-	Cumple	Cláusula.5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas arriba"
21	Distancia de tubería recta entre la placa de orificio y el acondicionador de flujo	D	11.3D	$UL2 \geq 7.5D$	-	Cumple	Cláusula 5.5 "Distancia mínima de tubería recta antes de instalar un acondicionador de flujo"
22	Distancia de tubería aguas debajo de la placa	D	9.43D	$DL \geq 3.9D$	-	Cumple	Cláusula 5.5.4 "Distancia mínima de tubería recta aguas abajo"

Tabla 6.6 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-5

El sistema de medición de placa de orificio del tren-5 y tubería Adyacente no cumple las especificaciones técnicas de la normatividad, referentes a las especificaciones y características dimensionales de la placa de orificio.

El parámetro de "Localización de las tomas de presión" no cumplió con el rango de tolerancia especificado en la Norma API 14 sección 3 parte 2 [25], Clausula 5.4.3.

Las tomas de presiones deben estar colocadas a 25.4[mm] con una tolerancia de ± 1.91 [mm] de la cara más cerca de la placa de orificio.

Se recomienda que lo antes posible se instale en nuevo equipo de medición y se verifique que cumpla con todos los parámetros, especialmente en de tomas de presión.

Ya que estas son elementos muy importantes pues registran la diferencial de presión que registra el computador de flujo en las cartas de presión.

Después de realizar el análisis y diagnóstico del sistema de medición en cuestión al diseño dimensional, se deberá verificar los procedimientos para calcular el gasto volumétrico, este deberá estar basado en la Norma API 14 sección 3 parte 3.

Por lo general, en campo esta norma ha sido olvidada y el gasto lo han calculado por un método de campo, el cual presenta un error.

6.3 Evaluación del procedimiento del cálculo del gasto

Se cuentan con dos métodos para el cálculo del gasto: el método API establecido en la Norma API 14 sección 3 parte 3 y el método de campo o método simplificado, sin embargo, solo el Método API está aprobado para su uso. Debido a la gran dificultad de usar el Método API, se ha usa más el otro método, el cual arrastra un error que a la larga representa un problema en la medición de hidrocarburos gaseosos.

El principal objetivo de esta evaluación es encontrar la diferencia de volúmenes que se contabilizan con el método de campo en relación al Método API y su porcentaje de error en cada tren como el porcentaje total de error en el sistema de medición de acuerdo a la Norma API 14 sección 3 parte 3.

Este error deberá ser menor al 1% para poder estar apegado a los LTMH de la CNH [17]

Método API [26]

Para el método API se tienen las siguientes ecuaciones vistas en el capítulo Cuatro:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w)/(G_r Z_{f1} T_f)} \dots\dots(6.1)$$

Donde:

$C_d(FT)$ =Coeficiente de descarga.

E_v = Factor de corrección por velocidad de aproximación.

Y_1 = Factor de expansión corriente arriba.

d =diámetro de orificio [Pg]

P_{f1} = Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa [psi]

h_w = Presión diferencial [pg de H₂O]

Gr = Densidad relativa del gas real.

Z_s = Factor de compresibilidad a condiciones estándar.

Z_{f1} =Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa.

T_f =Temperatura a condiciones de flujo [R]

Q_v = Gasto volumétrico a condiciones estándar [MMft³/hora]

Los parámetros de E_v y Y_1 están dados por las siguientes ecuaciones:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \dots\dots\dots(6.2)$$

$$Y_1 = 1 - (0.41 + 0.35\beta^4) \frac{X_1}{k} \dots\dots\dots(6.3)$$

Donde:

$$X_1 = \frac{\Delta P}{N_3 P_{f1}} \dots\dots\dots(6.4)$$

$$N_3=27.707$$

Los demás datos tales como factores de compresibilidad del gas, gravedad específica, C_d , presiones y diferencial de presiones han sido medidos a través de muestreo.

A continuación, se obtendrán los Gastos para los medidores de orificio de cada tren:

Para el tren-1 se cuenta con los siguientes datos:

- ΔP de 78.0737 [pg de H₂O]
- Presión estática de 66.12 [kg/cm²] equivalente a 940.44795 [lb/in²]
- Diámetro de agujero de 8.678960 [pg].
- Diámetro de tubería adyacente de 14.312 [pg]
- Se cuenta con una relación Beta de 0.606411403
- Factor de compresibilidad a condiciones de flujo de 0.71539
- Factor de compresibilidad a condiciones estándar de 0.99563
- Una gravedad específica a condiciones estándar de 0.809
- Un Coeficiente de descarga de 0.60341
- Factor Isentrópico de 1.3000
- Temperatura de 24.3 °C equivalente a 535.41 [R]

Para calcular E_v y Y_1 Sustituyendo en Ec 6.2 y 6.3:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} = \frac{1}{\sqrt{1-0.6064114^4}} = 1.075348$$

$$Y_1 = 1 - [0.41 + 0.35(\beta^4)] \left[\frac{\left(\frac{\Delta P}{27.707 * p_f} \right)}{1.300} \right]$$

$$1 - [0.41 + 0.35(0.6064^4)] \left[\frac{\left(\frac{78.0737}{27.707 * 940.44} \right)}{1.300} \right] = 0.9989$$

Sustituyendo los valores medidos y los parámetros obtenidos en la Ec. 6.1 para la obtención del gasto volumétrico:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w) / (G_r Z_{f1} T_f)}$$

$$Q_v = 24 * 7709.61(0.6064)(1.070534)(0.9989)(8.679) \left[\sqrt{\frac{(940.44)(.9956)(78.80737)}{(.809)(.71539)(535.41)}} \right]$$

$$Q_v = 138.7595 [MMSFC/Día]$$

Para el tren-2 se cuenta con los siguientes datos:

- ΔP de 85.4297 [pg de H₂O]
- Presión estática de 66.12 [kg/cm²] equivalente a 940.44795 [lb/in²]
- Diámetro de agujero de 8.46385 [pg].
- Diámetro de tubería adyacente de 14.312 [pg]
- Se cuenta con una relación Beta de 0.5913814
- Factor de compresibilidad a condiciones de flujo de 0.71539
- Factor de compresibilidad a condiciones estándar de 0.99563
- Una gravedad específica a condiciones estándar de 0.809
- Un Coeficiente de descarga de 0.60351
- Un Factor Isentrópico de 1.3000
- Temperatura de 24.3 °C equivalente a 535.41 [R]

Para calcular E_v y Y_1 Sustituyendo en Ec 6.2 y 6.3:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} = \frac{1}{\sqrt{1-0.5913814^4}} = 1.067407$$

$$Y_1 = 1 - [0.41 + 0.35(\beta^4)] \left[\frac{\left(\frac{\Delta P}{27.707 * p_f} \right)}{1.300} \right]$$

$$1 - [0.41 + 0.35(0.5914^4)] \left[\frac{\left(\frac{85.43}{27.707 * 940.44} \right)}{1.300} \right] = 0.998858$$

Sustituyendo los valores medidos y los parámetros obtenidos en la Ec. 6.1 para la obtención del gasto volumétrico:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w)/(G_r Z_{f1} T_f)}$$

$$Q_v = 24 * 7709.61(0.5914)(1.067407)(0.9989)(8.464) \left[\sqrt{\frac{(940.44)(.9956)(85.429)}{(.809)(.71539)(535.41)}} \right]$$

$$Q_v = 137.03443 [MMSFC/Día]$$

Para el tren-3 se cuenta con los siguientes datos:

- ΔP de 79.5978 [pg de H₂O]
- Presión estática de 66.12 [kg/cm²] equivalente a 940.44795 [lb/in²]
- Diámetro de agujero de 8.6609 [pg].
- Diámetro de tubería adyacente de 14.312 [pg]
- Se cuenta con una relación Beta de 0.6051495
- Factor de compresibilidad a condiciones de flujo de 0.71539
- Factor de compresibilidad a condiciones estándar de 0.99563
- Una gravedad específica a condiciones estándar de 0.809
- Un Coeficiente de descarga de 0.60342
- Un Factor Isentrópico de 1.3000
- Temperatura de 24.3 °C equivalente a 535.41 [R]

Para calcular E_v y Y_1 Sustituyendo en Ec 6.2 y 6.3:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} = \frac{1}{\sqrt{1-0.6051495^4}} = 1.074652$$

$$Y_1 = 1 - [0.41 + 0.35(\beta^4)] \left[\frac{\left(\frac{\Delta P}{27.707 * p_f} \right)}{1.300} \right]$$

$$1 - [0.41 + 0.35(0.6051^4)] \left[\frac{\left(\frac{79.59787}{27.707 * 940.44} \right)}{1.300} \right] = 0.99882$$

Sustituyendo los valores medidos y los parámetros obtenidos en la Ec. 6.1 para la obtención del gasto volumétrico:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w) / (G_r Z_{f1} T_f)}$$

$$Q_v = 24 * 7709.61(0.6051)(1.07465)(0.9989)(8.6609) \sqrt{\frac{(940.44)(.9956)(79.5978)}{(.809)(.71539)(535.41)}}$$

$$Q_v = 139.36336 [MMSFC/Día]$$

Para el tren-4 se cuenta con los siguientes datos:

- ΔP de 85.0642 [pg de H₂O]
- Presión estática de 66.12 [kg/cm²] equivalente a 940.44795 [lb/in²]
- Diámetro de agujero de 8.56973 [pg].
- Diámetro de tubería adyacente de 14.312 [pg]
- Se cuenta con una relación Beta de 0.5987793
- Factor de compresibilidad a condiciones de flujo de 0.71539
- Factor de compresibilidad a condiciones estándar de 0.99563
- Una gravedad específica a condiciones estándar de 0.809
- Un Coeficiente de descarga de 0.60347
- Un Factor Isentrópico de 1.3000
- Temperatura de 24.3 °C equivalente a 535.41 [R]

Para calcular E_v y Y_1 Sustituyendo en Ec 6.2 y 6.3:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} = \frac{1}{\sqrt{1-0.5987793^4}} = 1.0712193$$

$$Y_1 = 1 - [0.41 + 0.35(\beta^4)] \left[\frac{\left(\frac{\Delta P}{27.707 * p_f} \right)}{1.300} \right]$$

$$1 - [0.41 + 0.35(0.5988^4)] \left[\frac{\left(\frac{85.0642}{27.707 * 940.44} \right)}{1.300} \right] = 0.99885$$

Sustituyendo los valores medidos y los parámetros obtenidos en la Ec. 6.1 para la obtención del gasto volumétrico:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w) / (G_r Z_{f1} T_f)}$$

$$Q_v = 24 * 7709.61(0.598779)(1.07129)(0.9989)(8.5697) \left[\frac{(940.44)(.9956)(85.0642)}{(.809)(.71539)(535.41)} \right]$$

$$Q_v = 140.67482 [MMSFC/Día]$$

Para el tren-5 se cuenta con los siguientes datos:

- ΔP de 79.9175 [pg de H₂O]
- Presión estática de 66.12 [kg/cm²] equivalente a 940.44795 [lb/in²]
- Diámetro de agujero de 8.73545 [pg].
- Diámetro de tubería adyacente de 14.312 [pg]
- Se cuenta con una relación Beta de 0.6103584
- Factor de compresibilidad a condiciones de flujo de 0.71539
- Factor de compresibilidad a condiciones estándar de 0.99563
- Una gravedad específica a condiciones estándar de 0.809
- Un Coeficiente de descarga de 0.60336
- Un Factor Isentrópico de 1.3000
- Temperatura de 24.3 °C equivalente a 535.41 [R]

Para calcular E_v y Y_1 Sustituyendo en Ec 6.2 y 6.3:

$$E_v = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} = \frac{1}{\sqrt{1-0.6103584^4}} = 1.0775663$$

$$Y_1 = 1 - [0.41 + 0.35(\beta^4)] \left[\frac{\left(\frac{\Delta P}{27.707 * p_f} \right)}{1.300} \right]$$

$$1 - [0.41 + 0.35(0.6103584^4)] \left[\frac{\left(\frac{79.9175}{27.707 * 940.44} \right)}{1.300} \right] = 0.99891$$

Sustituyendo los valores medidos y los parámetros obtenidos en la Ec. 6.1 para la obtención del gasto volumétrico:

$$Q_v = 7709.61 C_d(FT) E_v Y_1 d^2 \sqrt{(P_{f1} Z_s h_w) / (G_r Z_{f1} T_f)}$$

$$Q_v = 24 * 7709.61(0.6103584)(1.0775663)(0.99891)(8.735) \left[\sqrt{\frac{(940.44)(.9956)(79.9175)}{(.809)(.71539)(535.41)}} \right]$$

$$Q_v = 143.68834 [MMSFC/Día]$$

Método de Campo

Para el método del gasto volumétrico en campo se utiliza la siguiente ecuación:

$$q = C_{f.p.o}(P * \Delta P)^{0.5} \dots\dots\dots(6.5)$$

Donde:

Q=Gasto volumétrico [MMSCFT]

C_{f.p.o}=Constante de Flujo de placa de orificio

P=Presión estática [Kg/cm²]

ΔP=Diferencial de Presión [pg de H₂O]

Vista en el capítulo 3 de esta Tesis, para dicha ecuación necesitamos de la Presión estática, de la diferencial de presiones medida por los medidores y la constante de flujo de cada placa de orificio.

- Para el tren-1 tenemos los siguientes datos:
 - ΔP (pg de H₂O)= 78.0737
 - Presión estática[kg/cm²]= 66.12
 - Constante de flujo de la placa de orificio= 1.9473

Sustituyendo en la ecuación:

$$q = C_{f.p.o}(P * \Delta P)^{0.5}$$

$$(1.9473)[(66.12*78.0737)^{0.5}]=\mathbf{139.910938[MMSCF/Día]}$$

- Para el tren-2 tenemos los siguientes datos:
 - ΔP (pg de H₂O)= 85.4297
 - Presión estática[kg/cm²]= 66.12
 - Constante de flujo de la placa de orificio= 1.870611

Sustituyendo en la ecuación:

$$q = C_{f.P.O}(P * \Delta P)^{0.5}$$

$$(1.870611)[(66.12*85.4297)^{0.5}]=\mathbf{140.589973[MMSCF/Día]}$$

- Para el tren-3 tenemos los siguientes datos:
 - ΔP (pg de H₂O)= 78.5978
 - Presión estática[kg/cm²]= 66.12
 - Constante de flujo de la placa de orificio= 1.9119

Sustituyendo en la ecuación:

$$q = C_{f.P.O}(P * \Delta P)^{0.5}$$

$$(1.9119)[(66.12*78.5978)^{0.5}]=\mathbf{138.70181[MMSCF/Día]}$$

- Para el tren-4 tenemos los siguientes datos:
 - ΔP (pg de H₂O)= 85.0642
 - Presión estática [kg/cm²]= 66.12
 - Constante de flujo de la placa de orificio= 1.8913

Sustituyendo en la ecuación:

$$q = C_{f.P.O}(P * \Delta P)^{0.5}$$

$$(1.8913)[(66.12*85.06421)^{0.5}]=\mathbf{141.840501[MMSCF/Día]}$$

- Para el tren-5 tenemos los siguientes datos:
 - ΔP (pg de H₂O)= 79.9175
 - Presión estática[kg/cm²]=66.12
 - Constante de flujo de la placa de orificio= 1.97667

Sustituyendo en la ecuación:

$$q = C_{f.P.O}(P * \Delta P)^{0.5}$$

$$(1.97667)[(66.12*79.9175)^{0.5}]=\mathbf{143.688344[MMSCF/Día]}$$

En Resumen, se muestra en la Tabla 6.7 la comparación de gastos volumétricos obtenido con cada metodología, la diferencia de volúmenes entre el método API y el método de Campo y el porcentaje de error en base al Método API.

	Gasto por Método API [MMSCF/Día]	Gasto por Método de Campo [MMSCF/Día]	Diferencia de Volumen [MMSCF/Día]	% de Error en base al Método API
Tren-1	138.759504	139.910938	1.1514334	0.83
Tren-2	137.03443	140.589973	3.55554248	2.59
Tren-3	139.363362	138.70181	-0.66155256	0.47
Tren-4	140.674821	141.840501	1.16567946	0.83
Tren-5	142.499384	143.688344	1.18895981	0.83
Total	698.331502	704.731565	6.40006259	0.91

Tabla 6.7 Comparación de los gastos volumétricos obtenidos con cada metodología

El método de campo está cuantificando una cantidad mayor de gas obtenida, aunque está es menor al 1% en su totalidad, se hace mención de carácter obligatorio que se use la Norma API 14 sección 3 parte 3 para el cálculo del gasto, ya que valerse de una constante de flujo dada por el fabricante de acuerdo al diseño dimensional de la placa de orificio no otorga la misma certidumbre que el método API, especificado en dicha norma.

Encontramos que el Tren-2 está notificando 3.556 [MMSCF/Día] que es 2.59% más de lo que realmente se está midiendo, se debe verificar nuevamente el sistema de medición, se debe demostrar que las tomas de presiones estén libres de sedimento, que estén funcionando adecuadamente y que las tomas registradas de presiones estática y presión diferencial sean las correctas, pues esto afectara el cálculo por ambos métodos. En cuestión del método de campo queda claro que se debe descartar pues la constante de flujo pudo ser calculada de manera errónea.

El operador petrolero deberá contar con un software para el cálculo del gasto mediante la norma API 14 sección 3 parte 3 y llevar registros diarios de los parámetros medidos a través del medidor y de los procedimientos del cálculo del gasto para cada medidor.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Los resultados obtenidos en los capítulos Cinco y Seis tanto como los conceptos estudiados en los capítulos Uno, Dos, Tres y Cuatro de este trabajo aportan la información necesaria para la verificación del correcto uso de un sistema de medición de gas con elemento primario tipo placa de orificio tanto en su diseño dimensional y su procedimiento de Cálculo del gasto acorde a los estándares establecidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Por ende, cualquier sistema de medición debe estar apegado a los estándares especificados en las Normas Internacionales y/o Nacionales para que cumplan con los LTMH emitidos por la CNH y así tener un sistema de medición confiable y apegado a la regulación del país, además que al aumentar la exactitud de la medición también se obtendrá un aumento de la calidad en los procesos precios y posteriores y un aumento del tiempo de vida de los sistemas de medición e instalaciones superficiales.
- Los resultados de este trabajo han determinado que el principal factor que afecta a la actividad de medición es el operador petrolero, esto debido al mal uso en el funcionamiento de los medidores, tales como:
 - No selecciona adecuadamente el elemento primario.
 - No realiza una adecuada instalación de los medidores.
 - Utilizan de manera inadecuada las instalaciones previas que deben garantizar un flujo sin arrastre de partículas de otro componente que no sea el del mesurando
 - Falta de información relevante como es la hoja de procedimientos para cálculo de gasto.
 - Falta de cuidado al manejar e instalar componentes propios del medidor
 - Toma de datos erróneos en campo.
 - Falta de aplicación de normas que rigen la medición.
- Es importante realizar en conjunto los dos análisis presentados, por un lado, el de diseño y por otro lado el del cálculo del gasto, ya que de esta forma se

podrá obtener un mejor diagnóstico, el cual permitirá tener una mayor visualización para la toma de decisiones. Como se pudo observar existen medidores que pueden tener un óptimo diseño y adecuada instalación, pero un incorrecto funcionamiento ya sea en sus sensores, computador de flujo o datos tomados por el operador, el cual acarreará problemas, los cuales se verán reflejados en la medición.

- En cuanto a la Norma API 14 sección 3 parte 2, se concluye que no solo es necesario tener el conocimiento teórico sobre esta, sino que también se deberá contar con personal altamente calificado para la correcta instalación y manejo del sistema de medición, en conjunto de un equipo especializado para toma de datos.
- Con respecto a la comparación que se realizó de los métodos para el cálculo del gasto en los equipos de medición (método de campo y método API), se concluye que el operador petrolero deberá en la medida de lo posible utilizar el método API ya que, aunque la diferencia está dentro de lo permitido por los LMTH a futuro puede ocasionar posibles sanciones por parte de órganos reguladores como la CNH al reportar un dato erróneo de la contabilización de hidrocarburos dentro de los ductos medidores.
- En general se concluye que es esencial conocer a la perfección los conceptos metroológicos utilizados en la industria petrolera, normas técnicas y lineamientos legales, para permitir tener resultados más confiables a la hora de toma de decisiones. Así mismo es importante que el operador petrolero tenga un adecuado manejo en el transporte e instalación de las partes que conforman al medidor y que este se cerciore de cada una de las partes del medidor (en nuestro caso específico medidor tipo placa de orificio) cumplan con la normatividad previamente establecida, para su instalación y correcto funcionamiento.

Recomendaciones

- Los Sistemas de Medición deben ser instalados y operados de tal manera que funcionen adecuadamente, de acuerdo al tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operación a que estén sometidos. De mismo modo, se recomienda tener un mantenimiento a los instrumentos empleados en el sistema de medición, una calibración y verificación para saber si están trabajando correctamente.
- Se recomienda a los operadores petroleros tengan un estricto control sobre el monitoreo de las actividades, desde la extracción hasta el transporte del mismo de pozo a puntos de custodia, contar con toda la documentación en formato digital y física.
- El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos, esta información se recomienda tenerla de forma física y electrónica, en caso de que el órgano regulador lo requiera. Además, tener la información, reportes, datos y cualquier información referida a los datos de producción, isométricos de las instalaciones, propiedades de los fluidos presentes, lo referente al equipo de medición, tales como, diagramas, certificados, etc.
- Se recomienda que durante las operaciones de instalación del sistema de medición este sea tratado de manera adecuada, evitando cualquier alteración o deformación en los parámetros analizados, tanto en la placa de orificio como en la tubería adyacente.

Tomando en cuenta los siguientes cuidados:

- Manejo y almacenaje de la placa de orificio (Evitar cualquier golpe o raspadura en cualquier parte de la geometría de la placa)

- Tuberías, placa, porta-placa, acondicionador de flujo y cualquier componente del tren debe ser colocado de forma correcta con respecto a la dirección del flujo.
 - Evitar modificaciones a último momento, tanto en tubería como en instalaciones del equipo.
-
- Con respecto a las anomalías presentadas en el diseño dimensional del sistema de medición se recomienda hacer el cambio de la placa de orificio y/o tubería adyacente de acuerdo a las especificaciones de la Norma, además que estos cambios deberán ser realizados en el tiempo establecido por los LTMH para no recibir una sanción por el incumplimiento de la regulación.
Se recomienda que los equipos de medición que hayan cumplido con esta norma se mantengan en constante monitoreo y mantenimiento para evitar daños en el equipo y/o tubería adyacente, tales como:
 - Corrosión
 - Perforación y fugas
 - Incrustación de sedimentos en el sistema de medición
 - Entre otras.
-
- Si el operador petrolero cuenta con los recursos económicos suficientes se recomienda ampliamente que realice un estudio en cuento a utilizar otras tecnologías emergentes, tales como son los medidores ultrasónicos.
 - Se recomienda que el operador petrolero tenga una vasta información acerca del procedimiento de cálculo para el gasto, ya que no cuenta con hojas con un procedimiento respectivo que asegure si realmente este se está llevando de manera adecuada
 - En general, se recomienda que el operador petrolero considere íntegramente la normatividad nacional e internacional, así mismo que este cuente con personal que cuente con aptitudes, habilidades, capacitación y entrenamiento necesario para la instalación y funcionamiento del sistema de medición. Y por

último que el operador petrolero establezca un estudio entre los pros y los contras que se pueden presentar al utilizar otro tipo de medidor y con esto, considerar el especialmente el costo-beneficio de utilizar o no medidores con tecnología más moderna, que arrojen datos más exactos a un mayor costo.

Relación de Figuras

Nombre	Página
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 2.1 Comportamiento de la viscosidad de gases naturales. 	13
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 2.2 Comportamiento de Bg vs Presión 	14
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 2.3 Comportamiento del flujo laminar y flujo turbulento 	17
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.1 Clasificación general de los medidores de flujo. 	20
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.2 Medidor de Flujo de Tiempo de Transito Portátil PTFM 1.0 para líquidos limpios con selección del Sensor para pequeños o grandes diámetros de tubería. 	21
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.3 Medidor de flujo tipo turbina. 	24
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.4 Medidor de tiempo de transito 	26
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.5 Diagrama general del choque de ondas de un medidor, efecto doppler. 	27
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.6 Medidor de presión diferencial 	28
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.7 Grafica de coeficiente de descarga en función del número de Reynolds 	30
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.8 Medidor de placa de orificio 	33
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 3.9 Tipos de placa de orificio. 	36

▪ Fig. 3.10 Corrección del perfil de flujo en el medidor tipo V-Cone	37
▪ Fig. 3.11 Tipos de medidor V-Cone	38
▪ Fig. 3.12 Orificios de alta y baja presión	39
▪ Fig. 3.13 Partes principales de un medidor tipo Venturi	43
▪ Fig. 3.14 Geometría de un medidor tipo Venturi	43
▪ Fig. 3.15 Tomas de presión para medidor tipo Venturi	44
▪ Fig. 3.16 Partes de un medidor de tobera	45
▪ Fig 3.17 Presiones consideradas para cálculo de gasto y velocidad en un tubo pitot	47
▪ Fig. 3.18 Medidor Vortex, Modelo Rosemount 8800DR	49
▪ Fig. 3.19 Medidor de flujo magnético, modelo Rosemount 8700	50
▪ Fig. 3.20 Diagrama general de un medidor tipo rotámetro	51
▪ Fig. 3.21 Representación de un proceso de medición de un flujo másico	53
▪ Fig. 3.22 Representación de la fuerza de coriolis y velocidad vertical del flujo en el externo de entrada del sensor.	55
▪ Fig. 3.23 Diagrama de variables que intervienen en el medidor de coriolis.	58

▪ Fig. 3.24 Ilustración del efecto coriolis	60
▪ Fig. 4.1 Símbolos para la dimensión de placa de orificio	78
▪ Fig. 4.2 Placa de orificio salida de la planicidad (Medido en el borde del orificio y entre Diámetro interior de la tubería)	78
▪ Fig. 4.3 Método alternativo para la determinación de la salida de la placa de orificio desde la planicidad (Salida desde la planicidad= h_2-h_3)	79
▪ Fig. 4.4 Máximo orificio de la placa desde la planicidad	79
▪ Fig. 4.5 Mediciones de excentricidad	88
▪ Fig. 4.6 Diagrama de dimensiones de tubería con alineador y sin alineador de flujo	91
▪ Fig. 5.1 Diagrama representativo del sistema de medición	104
▪ Fig. 5.2 Diagrama del tren-1 de medición	105
▪ Fig. 5.3 Diagrama del tren-2 de medición	106
▪ Fig. 5.4 Diagrama del tren-3 de medición	107
▪ Fig. 5.5 Diagrama del tren-4 de medición	108
▪ Fig. 5.6 Diagrama del tren-5 de medición	109

▪ Fig. 5.7 Diagrama de placa de orificio del tren-1	111
▪ Fig. 5.8 Diagrama de placa de orificio del tren-2	112
▪ Fig. 5.9 Diagrama de placa de orificio del tren-3	113
▪ Fig. 5.10 Diagrama de placa de orificio del tren-4	114
▪ Fig. 5.11 Diagrama de placa de orificio del tren-5	115
▪ Fig. 6.1 Foto del daño ocasionado a la placa del tren-1	127

Relación de Tablas

○ Tabla 2.1 Tipos de flujo en tuberías por el número de Reynolds	16
○ Tabla 3.1 Clasificación por la fase que mide un medidor	22
○ Tabla 3.2 Clasificación de placas de orificio.	36
○ Tabla 3.3 Longitud de tramo recto corriente arriba para la tobera	46
○ Tabla 3.4 Longitud de tramo recto corriente abajo para la tobera.	46
○ Tabla 4.1 Contenido general de los LTMH	65
○ Tabla 4.2 Unidades utilizables para la medición	69
○ Tabla 4.3 Incertidumbres máximas dentro de la medición	71
○ Tabla 4.4 Normas comúnmente usadas para la medición de gas en medidor placa de orificio	76
○ Tabla 4.5 Tolerancia de redondez para diferentes placas	80
○ Tabla 4.6 Rangos de espesores y caídas de presión	83
○ Tabla 4.7 Relación de caídas de presión permanentes	84
○ Tabla 4.8 Valores máximos permitidos de la excentricidad	88
○ Tabla 4.9 Requerimientos mínimos de tubería recta	90
○ Tabla 4.10 Datos de rangos de composición	100

○ Tabla 5.1 Condiciones de diseño de las placas de orificio otorgados por el fabricante	117
○ Tabla 5.2 Datos recabados para los medidores de flujo con placa de orificio	118
○ Tabla 6.1 Instrumentación usada para la evaluación dimensional	119
○ Tabla 6.2 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-1	126
○ Tabla 6.3 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-2	131
○ Tabla 6.4 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-3	136
○ Tabla 6.5 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-4	140
○ Tabla 6.6 Evaluación de los parámetros del sistema de medición del tren-5	145
○ Tabla 6.7 Comparación de los gastos volumétricos obtenidos con cada metodología	155

Nomenclatura

Ecuación (2.1)	
ρ	Densidad
m	Masa
v	Volumen
Ecuación (2.2)	
γ	Gravedad específica
ρ	Densidad
ρ_{aire}	Densidad del aire
Ecuación (2.3)	
B_g	Factor de volumen del gas
Ecuación (2.4)	
P	Presión
V	Volumen
z	Factor de compresibilidad
n	Numero de moles
R	Constante Universal
T	Temperatura
Ecuación (2.5)	
Re	Numero de Reynolds
μ	Viscosidad dinámica
v	Velocidad de flujo
P	Densidad
D	Diámetro de la tubería
Ecuación (3.1)	
Ecuación (3.3)	

Ecuación (3.5)	
Q	Gasto
A	Área
v	Velocidad de flujo
Ecuación (3.2)	
v	Velocidad del fluido
C	Velocidad del sonido en el fluido
α	Angulo del haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería
D	Diámetro interior de la tubería
Δt	Tiempo de transito de la onda del transmisor al receptor
Ecuación (3.4)	
v	Velocidad del fluido
C	Velocidad del sonido en el fluido
α	Angulo del haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería
f_r	Frecuencia de onda recibida
f_t	Frecuencia transferida
Ecuación (3.6)	
P_1	Presión de entrada
P_2	Presión de salida
v_1	Velocidad de entrada
v_2	Velocidad de salida
ρ	Densidad del fluido
Ecuación (3.7)	
Q	Gasto

β	Relación entre los diámetros del orificio de la restricción y el diámetro de la tubería
d	Diámetro de orificio
ΔP	Diferencia de presiones entre el plano corriente arriba y corriente abajo
ρ	Densidad del fluido
Ecuación (3.8)	
v	Velocidad
C_d	Coeficiente de descarga
h	Altura
ρ	Densidad
Ecuación (3.9)	
Q_v	Gasto volumétrico
h	Altura
C_d	Coeficiente de descarga
A	Área transversal de la tubería
ρ	Densidad del fluido
Ecuación (3.10)	
Q_m	Gasto másico
C_d	Coeficiente de descarga
A	Área transversal de la tubería
h	Altura
ρ	Densidad del fluido
Ecuación (3.12)	
F_c	Factor de corrección
$P_{Operación}$	Presión de operación
$P_{Molecular\ Operación}$	Peso molecular de operación

$T_{operación}$	Temperatura de operación
$T_{Diseño}$	Temperatura de diseño
$P_{Diseño}$	Presión de diseño
$P_{Molecular\ Diseño}$	Peso molecular de diseño
Ecuación (3.13)	
Q_v	Gasto volumétrico a condiciones estándar.
$C_d(FT)$	Coeficiente de descarga a número de Reynolds.
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
Y_1	Factor de expansión corriente arriba.
d	Diámetro de orificio.
P_{f1}	Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa.
Z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar
Z_{f1}	Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa.
h_w	Presión diferencial.
T_f	Temperatura a condiciones de flujo.
Ecuación (3.14)	
q	Gasto
$C_{f.p.o}$	Constante de Flujo de Placa de Orificio
P	Presión Estática
ΔP	Diferencial de presión
Ecuación (3.15)	
q_m	Gasto másico
C	Coeficiente de descarga
ε	Coeficiente de expansibilidad

d	Diámetro del medidor
ρ	Densidad del fluido
P_1	Presión antes de pasar por el medidor
P_2	Presión después de pasar por el medidor
E	Coeficiente de velocidad de aproximación
Ecuación (3.16)	
ΔP	Diferencial de presión
P_1	Presión a la entrada
P_2	Presión a la salida
ρ	Densidad del fluido
v_1	Velocidad a la entrada
v_2	Velocidad a la salida
Ecuación (3.17)	
Q_{Real}	Gasto real
K	Coeficiente de gasto
A_2	Área que corresponde al menor diámetro de la tobera
g	Aceleración de la gravedad
γ	Densidad relativa del fluido
p_1	Presión en el orificio de alta presión
p_2	Presión en el orificio de baja presión
Ecuación (3.18)	
K	Coeficiente de gasto
C	Coeficiente de descarga
M	Coeficiente de velocidad de acercamiento
Ecuación (3.19)	
C	Coeficiente de descarga

Re	Número de Reynolds
Ecuación (3.20)	
P_{impacto}	Presión de impacto o total absoluta donde la velocidad del líquido es cero
P_{estatica}	Presión estática absoluta en el fluido
P	Densidad
v	Velocidad del fluido
Ecuación (3.21)	
v	Velocidad del fluido
P_{impacto}	Presión de impacto o total absoluta donde la velocidad del líquido es cero
P_{estatica}	Presión estática absoluta en el fluido
P	Densidad
Ecuación (3.22)	
Q	Gasto
A	Área
P_{impacto}	Presión de impacto o total absoluta donde la velocidad del líquido es cero
P_{estatica}	Presión estática absoluta en el fluido
ρ	Densidad
Ecuación (3.23)	
f	Frecuencia de los vórtices.
Sr	Número de Strouhal.
v	Velocidad media del fluido antes del elemento obstructor
m	La relación del área en forma de arco a los dos lados del dispositivo y el área del tubo.

d	Frente de amplitud del dispositivo.
Ecuación (3.24)	
m	La relación del área en forma de arco a los dos lados del dispositivo y el área del tubo.
D	Diámetro total del dispositivo
d	Frente de amplitud del dispositivo
Ecuación (3.25)	
q	Gasto
m	La relación del área en forma de arco a los dos lados del dispositivo y el área del tubo.
d	Frente de amplitud del dispositivo
D	Diámetro total del dispositivo
Sr	Número de Strouhal.
f	Frecuencia de los vórtices.
Ecuación (3.26)	
Qm	Gasto másico
ρ	Densidad
Qv	Gasto volumétrico
Ecuación (3.27)	
F	Fuerza
m	Masa
a	Aceleración
Ecuación (3.28)	
a_c	Aceleración de Coriolis
V_h	Velocidad del fluido a lo largo del tubo

Ω	Velocidad angular
Ecuación (3.29)	
F_c	Fuerza de Coriolis
m	Masa del fluido
V_h	Velocidad del fluido a lo largo del tubo
Ω	Velocidad angular
Ecuación (3.30)	
M	Momento oscilatorio
F_1	Fuerza 1
F_2	Fuerza 2
r_1	Distancia 1
r_2	Distancia 2
Ecuación (3.31)	
F_1	Fuerza 1
F_2	Fuerza 2
F_c	Fuerza de Coriolis
Ecuación (3.32)	
r_1	Distancia 1
r_2	Distancia 2
r	Distancia resultante
Ecuación (3.33)	
M	Momento oscilatorio
F_c	Fuerza de Coriolis
r	Distancia resultante

Ecuación (3.34)	
M	Momento oscilatorio
m	Masa del fluido
V_h	Velocidad del fluido a lo largo de tubo
r	Distancia resultante
Ecuación (3.35)	
L	Longitud del lazo
Δt	Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro.
Ecuación (3.36)	
Q_m	Gasto másico
M	Masa del fluido
Δt	Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro
Ecuación (3.37)	
V_h	Velocidad del fluido a lo largo de tubo
M	Masa del fluido
Q_m	Gasto Másico
L	Longitud del lazo.
Ecuación (3.38)	
M	Momento oscilatorio
r	Distancia resultante
Q_m	Gasto másico
L	Longitud del lazo.
ω	Velocidad angular (movimiento del tubo)
Ecuación (3.39)	
M	Momento oscilatorio

K_r	Resorte de torsión
θ	Desplazamiento angular
Ecuación (3.40)	
Q_m	Gasto másico
K_r	Resorte de torsión
θ	Desplazamiento angular
L	Longitud del lazo
ω	Velocidad angular (movimiento del tubo)
r	Distancia resultante
Ecuación (3.41)	
V_V	La velocidad del tubo en el punto medio de su recorrido
Δt	Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro.
r	Distancia resultante
Ecuación (3.42)	
L	Longitud del lazo
ω	Velocidad angular (movimiento del tubo)
Δt	Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro.
r	Distancia resultante
Ecuación (3.43)	
K_r	Resorte de torsión
L	Longitud del lazo
ω	Velocidad angular (movimiento del tubo)
Δt	Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro.
r	Distancia resultante

Ecuación (3.44)	
Q_m	Gasto másico
K_r	Resorte de torsión
Δt	Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro.
r	Distancia resultante
Ecuación (4.1)	
α_1	Coeficiente lineal de expansión térmica para el material de la placa de orificios
d_r	Diámetro del agujero placa de orificio calculado a la temperatura de referencia (T_r)
d_m	Diámetro del agujero placa de orificio medido a T_m
T_m	Temperatura de la placa de orificios en el momento de las mediciones de diámetro
T_r	Temperatura de referencia de la placa de orificio de diámetro interior.
Ecuación (4.2)	
D_r	Diámetro interno del tubo medidor de referencia calculado a la temperatura de referencia (T_r)
D_m	Diámetro interno de tubo medidor medido a temperatura (T_m)
T_r	Temperatura de referencia del diámetro interno del tubo medidor
T_m	Temperatura del tubo medidor en el tiempo en el que se miden los diámetros
α_2	coeficiente lineal de expansión térmica para el material del tubo medidor
Ecuación (4.3)	

D_m	Diámetro interno de tubo medidor medido a temperatura (T_m)
Ecuación (4.4)	
D_m	Diámetro interno de tubo medidor medido a temperatura (T_m)
Ecuación (4.5)	
D_m	Diámetro interno de tubo medidor medido a temperatura (T_m)
β_m	Relación de diámetros
ε_x	Excentricidad
Ecuación (4.6)	
ε_x	Excentricidad
X'	Distancia del diámetro de la tubería al orificio (derecho)
X	Distancia del diámetro de la tubería al orificio (Izquierdo)
Ecuación (4.7)	
L	longitud de la sonda recomendada
F_m	factor de masa virtual
OD	diámetro exterior de la sonda
ID	Diámetro interior de la sonda
S	Número de Strouhal
V	velocidad del fluido
E	módulo de elasticidad del material de la sonda
P	densidad del material de la sonda
Ecuación (4.8)	
q_m	Gasto másico
C_d	Coeficiente de descarga

E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
Y	Factor de expansión.
d	Diámetro del orificio
g_c	Constante de aceleración gravitacional
$\rho_{t,p}$	Densidad absoluta a condiciones de presión y temperatura de flujo
ΔP	Diferencial de presión
Ecuación (4.9)	
q_m	Gasto másico
N_1	Número de componentes de la mezcla
C_d	Coefficiente de descarga
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
Y	Factor de expansión.
d	diámetro de orificio
$\rho_{t,p}$	diámetro de orificio
ΔP	Diferencial de presión
Ecuación (4.10)	
q_v	Gasto volumétrico a condiciones de flujo.
q_m	Gasto másico
$\rho_{t,p}$	Densidad absoluta a condiciones de presión y temperatura de flujo
Ecuación (4.11)	
Q_b	Gasto volumétrico a condiciones base.
q_m	Gasto másico
ρ_b	Densidad a condiciones base
Ecuación (4.12)	

Q_m	Gasto másico.
$C_d(FT)$	Coeficiente de descarga a número de Reynolds.
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
Y_1	Factor de expansión corriente arriba.
d	Diámetro de orificio.
P_{f1}	Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa.
h_w	Presión diferencial.
Gr	Densidad relativa del gas real.
T_f	Temperatura a condiciones de flujo.
Ecuación (4.13)	
Q_v	Gasto volumétrico a condiciones estándar.
$C_d(FT)$	Coeficiente de descarga a número de Reynolds.
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
Y_1	Factor de expansión corriente arriba.
d	Diámetro de orificio.
P_{f1}	Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa.
Z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar
Z_{f1}	Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa.
h_w	Presión diferencial.
T_f	Temperatura a condiciones de flujo.

Ecuación (4.14)	
Q_b	Gasto volumétrico a condiciones base.
Q_v	Gasto volumétrico a condiciones estándar.
P_s	Presión a condiciones estándar.
T_b	Temperatura a condiciones base.
Z_b	Factor de compresibilidad a condiciones base.
P_b	Presión a condiciones base.
T_s	Temperatura a condiciones estándar
Z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar.
Ecuación (4.15)	
d	Diámetro de orificio.
d_r	Diámetro del agujero de la placa de orificio calculada a temperatura de referencia.
α_1	Coeficiente de expansión térmica de la placa.
T_f	Temperatura del fluido a condiciones de flujo.
T_r	temperatura de referencia de la placa de orificio
Ecuación (4.16)	
D	Diámetro interior de tubo medidor calculado a la temperatura de flujo
D_r	Diámetro interno del tubo medidor calculado a la temperatura de referencia.
α_2	Coeficiente de expansión térmica del tubo medidor.
T_f	Temperatura del fluido a condiciones de flujo.
T_r	temperatura de referencia de la placa de orificio
Ecuación (4.17)	
β	Relación de diámetros,

d	Diámetro de orificio.
D	Diámetro interior de tubo medidor calculado a la temperatura de flujo
Ecuación (4.18)	
$C_d(FT)$	Coeficiente de descarga a número de Reynolds.
$C_i(FT)$	Coeficiente de descarga en la tubería infinito a número de Reynolds para medidor con tomas en brida
β	Relación de diámetros
Re_D	Numero de Reynolds
Ecuación (4.19)	
$C_i(FT)$	Coeficiente de descarga en la tubería infinito a número de Reynolds para medidor con tomas en brida.
$C_f(CT)$	Coeficiente de descarga en la tubería infinito a número de Reynolds para medidor de orificio acuñador con toma
Ecuación (4.20)	
$C_f(CT)$	Coeficiente de descarga en la tubería infinito a número de Reynolds para medidor de orificio acuñador con toma
β	Relación de diámetros
Ecuación (4.21)	
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación
β	Relación de diámetros
Ecuación (4.22)	
Re_D	Numero de Reynolds
qm	Gasto másico.
μ	Viscosidad absoluta

D	Diámetro interno de tubo medidor calculado a temperatura de flujo T_f
Ecuación (4.23)	
Y_1	Factor de expansión basado en la presión estática absoluta aguas arriba
β	Relación de diámetros
X_1	Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas arriba
k	Exponente isentrópico
Ecuación (4.24)	
X_1	Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas arriba
ΔP	Diferencial de presión
P_{f1}	Presión estática absoluta en el orificio de toma de presión diferencial aguas arriba
Ecuación (4.24)	
Y_2	Factor de expansión basado en la presión estática absoluta aguas abajo
X_2	Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas abajo
β	Relación de diámetros
k	Exponente isentrópico
Z_{f1}	Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa

Z_{f2}	Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa
Ecuación (4.26)	
X_2	Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas abajo.
ΔP	Diferencial de presión
P_{f2}	Presión estática absoluta en el orificio de toma de presión diferencial aguas abajo
Ecuación (4.27)	
h_w	Presión diferencial.
P_f	Presión a condición de flujo.
Ecuación (4.28)	
P_{f1}	Presión de flujo corriente arriba de la placa.
P_{f2}	Presión de flujo corriente arriba de la placa.
Ecuación (4.29)	
Z	Factor de compresibilidad
B_{mix}	Coeficiente para cálculo de compresibilidad.
C_{mix}	Coeficiente para cálculo de la compresibilidad.
D	Presión de flujo corriente arriba de la placa.
Ecuación (4.30)	
d	Densidad molar
P	Presión
R	Constante universal de los gases
Z	Factor de compresibilidad

Ecuación (4.31)	
P	Presión
d	Densidad molar
R	Constante Universal de los gases
T	Temperatura
B_{mix}	Coeficiente para cálculo de la compresibilidad.
C_{mix}	Coeficiente para cálculo de la compresibilidad.
Ecuación (6.1)	
Q_v	Gasto volumétrico a condiciones estándar.
$C_d(FT)$	Coeficiente de descarga a número de Reynolds.
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación.
Y_1	Factor de expansión corriente arriba.
d	Diámetro de orificio.
P_{f1}	Presión a condiciones de flujo corriente arriba de la placa.
Z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar
Z_{f1}	Factor de compresibilidad a condición de flujo corriente arriba de la placa.
h_w	Presión diferencial.
T_f	Temperatura a condiciones de flujo.
Ecuación (6.2)	
E_v	Factor de corrección por velocidad de aproximación
β	Relación de diámetros
Ecuación (6.3)	
Y_1	Factor de expansión basado en la presión estática absoluta aguas arriba

β	Relación de diámetros
X_1	Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas arriba
k	Exponente isentrópico
Ecuación (6.4)	
X_1	Relación entre la presión diferencial de presión estática absoluta en la toma de presión aguas arriba
ΔP	Diferencial de presión
P_{f1}	Presión estática absoluta en el orificio de toma de presión diferencial aguas arriba
Ecuación (6.5)	
q	Gasto
$C_{f.p.o}$	Constante de Flujo de Placa de Orificio
P	Presión Estática
ΔP	Diferencial de presión

Referencias

1. Centro Español de Metrología, “Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales y términos asociados (VIM). Tercera Edición en español, 2012.
2. Rocío M. Marbán, Julio A. Pellecer C., “Metrología para no metrologos”, Segunda Edición, 2002.
3. Rober L. Mott, “Mecanica de fluidos”, Sexta Edición, Pearson Education, México,2006.
4. Jean-Francois Dulhsote, “Guia de instrumentación”, Escuela de Ingeniería Mecánica-ULA.
5. Ian Atkinson, Michel Berard, Trey Lowe, Kerry Willimson, “Un nuevo horizonte en mediciones de flujo másico”, 2005
6. Gustavo Villalobos Ordaz, “Medición de flujo placas de orificio, toberas de flujo y tubos venturi”, Noriega Limusa, México D.F.1999.
7. Carlos Banzer S., “Correlaciones Numéricas P.V.T”, Instituto de Investigaciones Petroleras, Universidad del Zulia, Maracaibo, Enero 2008.
8. William D. McCain, “The properties of Petroleum Fluids”, Second edition, PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA 1989.
9. Julian C. Smith, Warren L. McCabe, “Operaciones básicas de Ingeniería Química”, Editorial Reverte, 2003.
10. Dirección General Pemex Gas y Petroquímica Básica (2015), “Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex”, Disponible en: [http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos+procesadores+de+gas+\(CPG\)/SProdNuevoPemex.htm](http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos+procesadores+de+gas+(CPG)/SProdNuevoPemex.htm), [Acceso 16 de Febrero del 2016]
11. Dirección General Pemex Gas y Petroquímica Básica, “Procesos industriales en CPG Nuevo Pemex”, México 2006.

12. Mario Gil Macías, “Medición de aceite y gas en la industria petrolera”, UNAM, México D.F., 2005.
13. Iván Durán Atilano, “Medición de fluidos por efecto de Coriolis”, UNAM, México D.F., Abril 2010.
14. Ing. Jesús Botello Torres, “Mejores Prácticas para la Medición de Hidrocarburos”, Emerson Process Management S. A. de C. V., Foro de Lineamientos de Medición, México 2012.
15. Ana Karenina del Ángel del Ángel, “Gestión Integral de la Medición de Hidrocarburos” UNAM, México D.F. ,2012.
16. José Eduardo Avilés López y Edson Alberto Pérez Amaya, “Análisis de la Medición de Hidrocarburos en el Activo Integral de Producción Macuspana-Muspac” UNAM, México D.F. ,2014.
17. Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos”, México, Septiembre 2015.
18. Comisión Nacional de Hidrocarburos, “Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, Anexo II Referencias Normativas”, México, Septiembre 2015.
19. Guillermo C. Domínguez Vargas, “La medición en México y su nueva regulación”, México D.F., Septiembre 2012.
20. Centro Nacional de Metrología, “Informe técnico DMM/710/149/10”, CPG Nuevo Pemex, Tabasco, Noviembre 2011.
21. Centro Nacional de Metrología, “Informe técnico DMM/710/151/10”, CPG Nuevo Pemex, Tabasco, Noviembre 2011.
22. Daniel Measurement and Control Inc., “Certificate of Registration, Design and Manufacturer of flow measuring products and system: FE-3501-A a FE-3501-e”, Houston, Texas 2010.

23. Medidor de flujo multifásico, Watheford. Disponible en: <[http://ep-weatherford.com/PDF/Literature/5234 Optical Multiphase Flowmeter Spanish.pdf](http://ep-weatherford.com/PDF/Literature/5234_Optical_Multiphase_Flowmeter_Spanish.pdf)> [Acceso 18 de Abril del 2016]
24. Ramiro Perez Palacio. "Ingeniería de gas natural", Venezuela, Enero 1995.
25. API. American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 14-Natural Gas Fluids Measurement, Section 3.- Concentric, Square-Edged Orifice Meters, Part 2.-Specification and Installation Requirements, Third Edition, February 1991.
26. API. American Petroleum Institute. Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 14-Natural Gas Fluids Measurement, Section 3.- Concentric, Square-Edged Orifice Meters. Third Edition, August 1992.
27. AGA-American Gas Association, Report No 8. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Second Edition, November 1992; 2nd Printing July 1994.