

TERCERA SECCION
PODER EJECUTIVO
COMISION REGULADORA DE ENERGIA

RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

RESOLUCIÓN Núm. RES/776/2015

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE MEDICIÓN APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE POR DUCTO DE HIDROCARBUROS, PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS

RESULTANDO

Primero. Que con motivo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 20 de diciembre de 2013 (el Decreto en Materia de Energía), el Congreso de la Unión expidió la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014, en el mismo medio de difusión oficial.

Segundo. Que con fecha 31 de octubre de 2014, se publicó en el DOF el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento).

CONSIDERANDO

Primero. Que el Decreto en Materia Energética implicó un cambio paradigmático en el sector energético nacional en materia de hidrocarburos, toda vez que reformuló la organización industrial del sector al pasar de un modelo cuyas actividades estratégicas estaban reservadas al Estado por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, a uno con un alto grado de apertura a la participación privada en todos los segmentos de la cadena de valor, con el objeto de sentar las bases para el desarrollo de mercados de hidrocarburos eficientes y competitivos.

Segundo. Que en congruencia con lo anterior, la LH, en su Título Tercero, establece el marco principal de atribuciones de esta Comisión en la materia, mismo que abarca, entre otros aspectos, la regulación del transporte por ducto de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos:

- I. El artículo 48, fracción II, establece que las actividades señaladas en el presente Considerando se sujetarán al permiso otorgado previamente por parte de esta Comisión;
- II. El artículo 81, fracción I, inciso a, establece que corresponde a esta Comisión regular y supervisar el transporte y almacenamiento de Hidrocarburos y Petrolíferos;
- III. Dicho artículo 81, en su fracción I, inciso b) señala que esta Comisión regula y supervisa las actividades de transporte vinculado a ductos de Petroquímicos, y
- IV. El artículo 82, párrafo primero, señala que esta Comisión "...expedirá disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a que se refiere esta Ley, en el ámbito de su competencia, incluyendo los términos y condiciones a los que deberán sujetarse la prestación de los servicios; al igual que la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables, entre otros."

Tercero. Que, conforme al artículo 22, fracción II de la LORCME, los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética tienen la atribución de expedir, a través de su Órgano de Gobierno, así como de supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general o de carácter interno, aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia;

Cuarto. Que, en términos del artículo 131 de la LH, compete a la Secretaría de Energía y a esta Comisión interpretar y aplicar para efectos administrativos dicha ley en el ámbito de sus atribuciones. Asimismo, de conformidad con el artículo 3 del Reglamento, la interpretación y aplicación del mismo, para efectos administrativos, corresponde a la Secretaría de Energía y a esta Comisión, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Quinto. Que el artículo 84, fracciones III y IV, de la LH, señalan, entre otras cosas, que los Permisionarios de las actividades reguladas por esta Comisión deberán, según corresponda, entregar la cantidad y calidad de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, así como cumplir con la cantidad, medición y calidad conforme se establezca en las disposiciones jurídicas aplicables.

Sexto. Que el artículo 84, fracción XV, párrafo primero de la LH, establece como obligación de los Permisionarios de las actividades reguladas por esta Comisión, que deberán cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que la misma emita.

Séptimo. Que las disposiciones administrativas de carácter general materia de medición que se expiden mediante la presente Resolución tratan sobre la configuración de sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades, ya sea volumen o masa, de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos que se conducen por los sistemas de transporte por ductos en el país, y que son objeto de la regulación de esta Comisión y con ello promover un desarrollo eficiente de los mercados y de la industria, proteger los intereses de los usuarios y propiciar una adecuada cobertura nacional de tales servicios, de conformidad con el artículo 42 de la LORCME.

Octavo. Que en términos del artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, antes de la emisión de los actos administrativos a que se refiere el artículo 4 de dicha Ley, se requerirá la presentación de una Manifestación de Impacto Regulatorio ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer).

Noveno. Que mediante el oficio COFEMER/15/3862, de fecha 29 de octubre de 2015, la Cofemer emitió dictamen final respecto del proyecto de las presentes disposiciones administrativas de carácter general de conformidad con el artículo 69-J de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, X, XXIV y XXVII, 41, fracción I, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 5, segundo párrafo, 48, fracción II, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 81, fracciones I, incisos a) y b) y VI, 82, primer párrafo, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, 5, fracciones I y II, 10, 30, 31, 34, 68 y Transitorio Cuarto del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 3, 10 y 16, fracciones I y III, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión

RESUELVE

Primero. Se expiden las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicable a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, conforme al Anexo Único de esta Resolución.

Segundo. Inscríbase la presente Resolución bajo el Núm. **RES/776/2015** en el registro al que se refiere el artículo 22, fracción XXVI, inciso a), de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Tercero. Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación.

Cuarto. Hágase del conocimiento que el presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Quinto. La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

México, Distrito Federal, a 12 de noviembre de 2015.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Diez de Sollano.**- Rúbrica.- Los Comisionados: **Marcelino Madrigal Martínez, Noé Navarrete González, Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez, Jesús Serrano Landeros, Guillermo Zúñiga Martínez.**- Rúbricas

ANEXO ÚNICO DE LA RESOLUCIÓN Núm. RES/776/2015

CONSIDERANDO

Primero. Que con fecha 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto de Reforma Energética), y con motivo de dicha expedición, el Congreso de la Unión expidió la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), ambas publicadas el 11 de agosto de 2014 en el mismo medio de difusión oficial.

Segundo. Que con motivo de lo dispuesto en el Transitorio Cuarto de la LH, el 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento).

Tercero. Que conforme al artículo 22, fracción II de la LORCME, los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, a través de su Órgano de Gobierno, tienen la atribución de expedir, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general o de carácter interno, aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia;

Cuarto. Que en términos del artículo 131 de la LH, compete a esta Comisión, interpretar y aplicar para efectos administrativos dicha ley en el ámbito de sus atribuciones.

Quinto. Que el artículo 84, fracciones III y IV, de la LH, señalan, entre otras, que los Permisarios de las actividades reguladas por esta Comisión, entre ellas el transporte, deberán, según corresponda, entregar la cantidad y calidad de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, así como cumplir con la cantidad, medición y calidad conforme se establezca en las disposiciones jurídicas aplicables;

Sexto. Que el artículo 84, fracción XV, párrafo primero de la LH, establece como obligación de los Permisarios de las actividades reguladas por esta Comisión, cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que la misma emita.

Séptimo. Que las disposiciones administrativas de carácter general materia de medición que se expiden mediante la presente Resolución tratan sobre la configuración de sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades, ya sea volumen o masa, de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos que se conducen por los sistemas de transporte por ductos en el país, y que son objeto de la regulación de esta Comisión y con ello promover un desarrollo eficiente de los mercados y de la industria, proteger los intereses de los usuarios y propiciar una adecuada cobertura nacional de tales servicios, de conformidad con el artículo 42 de la LORCME.

Por lo anterior y con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 5, 22, fracciones I, II, III, IV, IX, X, XXIV, XXVI inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción I, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2 fracciones III, IV y V, 5, segundo párrafo, 48, fracción II, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 81, fracciones I, incisos a) y b) y VI, 82, primer párrafo, 84, fracciones II, III, IV y VI y XV, 95, 131 y Transitorio Décimo Quinto de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, 5, 10, 68, 72, 73, 74, 75 y 76 y Transitorio Cuarto del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 10 y 16, fracciones I y III, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía expide las siguientes:

**DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE MEDICIÓN
APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE POR DUCTO DE HIDROCARBUROS,
PETROLÍFEROS Y PETROQUÍMICOS**

CONTENIDO

Apartado 1. Disposiciones Generales

1. Alcance, Objeto y Ámbito de aplicación
2. Marco Jurídico aplicable
3. Definiciones y Acrónimos

Apartado 2. Sistema de Gestión de Mediciones

Sección A. Obligaciones del Permisario

4. Obligaciones del Permisario
5. Requisitos generales sobre los sistemas de medición
6. Implementación y operación del Sistema de Gestión de Mediciones.
7. Evaluación del Sistema de Gestión de Mediciones.

Apartado 3. Medición de Hidrocarburos en la Fase Gaseosa

8. Disposiciones generales

9. Diseño de la estación de medición

Sección A. Medición de la densidad

10. Disposiciones generales

11. Consideraciones de diseño

Sección B. Cromatografía en línea

12. Disposiciones generales

13. Relevancia de las mediciones de la composición del gas

14. Punto de muestreo

15. Línea de muestreo

16. Sistema para regular presión

17. Evaluación de la linealidad y repetibilidad del cromatógrafo

18. Mezcla de gases de calibración

Sección C. Densidad obtenida mediante cálculo termodinámico

19. Disposiciones generales

20. De la incertidumbre de medida

21. Medidas que deben tomarse antes de la medición

Sección D. Sistemas de medición de caudal por placa de orificio

22. Disposiciones generales

23. Aspectos de diseño

24. Tubos de medición

25. Fluctuaciones o pulsaciones del flujo

26. Instalación de tuberías

27. Acondicionadores de flujo

28. Diagnóstico y control de las presiones a través de la placa

29. Pruebas preoperativas

30. Inspección de la placa de orificio

31. Medidas adicionales que deben considerarse

Sección E. Medidores ultrasónicos de caudal

32. Disposiciones generales

33. Incertidumbre de medida

34. Características de los medidores

35. Medidas que deben considerarse en la instalación

36. Perfil del flujo

37. Calibración del medidor

38. Cambio del transductor

39. Implementación de rutinas en el proceso de calibración

40. Correcciones por presión y temperatura

Sección F. Diagnóstico de los medidores ultrasónicos bajo una estrategia de mantenimiento basada en sesgos de medida

41. Programa de mantenimiento con base en la detección de sesgos de medida

42. Relación de señal a ruido

43. Perfil del flujo

44. Velocidad del sonido

45. Estrategia en la implementación del programa de mantenimiento

Apartado 4. Sistemas de Medición de Petrolíferos Líquidos en Una Sola Fase

46. Consideraciones generales

47. Incertidumbre de medida

48. Tipo de medición

Sección A. Diseño de la estación de medición

49. Disposiciones generales

50. Sistemas de respaldo

51. Medición de presión y temperatura

Sección B. Patrones de referencia tipo tubería

52. Aspectos generales

53. Diseño del patrón

54. Incertidumbre del medidor de referencia tipo tubería

55. Medio de calibración del patrón

56. Determinación del volumen base

57. Frecuencia de calibración

Sección C. Medidores de caudal tipo turbina

58. Descripción general

59. Instalación y linealidad

60. Programa de verificaciones

61. Calibración mediante un patrón de referencia tipo tubería

62. Curvas de desempeño del medidor

63. Recalibración de la turbina de medición de caudal

64. Determinación del factor K

Sección D. Medidores ultrasónicos de caudal

65. Descripción general.

66. Calibración

67. Instalación del medidor

68. Acondicionadores de flujo

69. Estrategia de verificación

Sección E. Medidores Coriolis

70. Descripción general

71. Instalación del medidor

72. Ajuste inicial del medidor

73. Estrategia de verificación

Sección F. Medición de Densidad

74. Consideraciones generales

75. Instalación

76. Calibración

77. Recomendaciones operativas de la industria

78. Procedimiento para realizar la calibración

Sección G. Muestreo y análisis

79. Aspectos generales

80. Altos contenidos de agua

Apartado 5. Sistemas de Medición Multifásicos

81. Consideraciones generales:

82. Calibración realizada tierra adentro.

Apartado 6. Referencias normativas

Apartado 7. Referencias bibliográficas

ANEXO 1. Especificaciones metrológicas

ANEXO 2. CALIBRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA LÍQUIDOS EN UNA FASE

ANEXO 3. PERIODOS MÁXIMOS PERMISIBLES PARA LA RECALIBRACIÓN DE PATRONES E INSTRUMENTOS DE MEDIDA

ANEXO 4. PERIODOS MÁXIMOS PERMISIBLES PARA LA VERIFICACIÓN DE PATRONES E INSTRUMENTOS DE MEDIDA

ANEXO 5. CADENA DE TRAZABILIDAD TIPO PARA COMPOSICIÓN DE GAS NATURAL EXPRESADA COMO FRACCIÓN DE CANTIDAD DE SUSTANCIA

ANEXO COMPLEMENTARIO. ASPECTOS RELEVANTES SOBRE MEDICIÓN DE GAS CON CONTENIDO DE LÍQUIDOS

Apartado 1. Disposiciones Generales

1. Alcance, Objeto y Ámbito de aplicación

1.1. Estas Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición (DACG) tratan sobre la configuración de sistemas de medición utilizados para determinar las cantidades, ya sea volumen o masa, de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos que se conducen por los sistemas de transporte por ductos en el país, y que son objeto de la regulación de esta Comisión.

El uso del término "medición fiscal" en este documento se refiere al servicio al que el sistema de medición está destinado y no a la calidad de las mediciones en sí.

A lo largo de este documento se hace referencia a normas, internacionales ISO y extranjeras (API, AGA, British Standards, entre otras) que reflejan la buena práctica de la industria en el tema.

1.2. Estas DACG tienen como objeto establecer criterios generales sobre el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de medición, y deben interpretarse como condiciones mínimas que deben cumplirse dichos sistemas en los rubros citados, por lo tanto, no deben considerarse como prescriptivas.

1.3. Estas DACG deberán ser implementadas por los Permisarios que hayan obtenido o soliciten un permiso de transporte por ductos de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos emitido por la Comisión y que requieran instalar un sistema de medición y de forma subsidiaria por terceras personas que a nombre de un Permisario operen dichos sistemas para cuyo efecto suscribirán el o los acuerdos de voluntades respectivos que formarán parte de los permisos.

2. Marco Jurídico aplicable

2.1. Las presentes DACG se supeditan a la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley, el Reglamento, la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las Normas Oficiales Mexicanas y demás legislación aplicable.

2.2. En lo no previsto por estas DACG, o en caso de contradicción entre las DACG y el marco jurídico a que se refiere el párrafo anterior, se estará a lo establecido en dicho marco jurídico.

3. Definiciones y Acrónimos

Para efectos de las presentes DACG aplica, salvo que se indique lo contrario, las definiciones contenidas en:

- I. La Ley de Hidrocarburos y en el Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos;
- II. La Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento;
- III. La Norma Mexicana NMX-Z-055-IMNC-2009 Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM).

Además, aplican las que se listan a continuación, mismas que deberán entenderse en singular o plural según sea apropiado. En algunos casos se indica el término de uso preferente y un segundo como alternativa usado en la industria.

3.1. Amplitud de medida o rango: Diferencia entre los valores máximo y mínimo de un conjunto de resultados de medición (tomada de la norma mexicana NMX-Z-055).

3.2. Calibración: 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 (Adoptada de NMX-Z-055, 2.39).

Nota 1.- Una calibración puede expresarse mediante una declaración o una función, diagrama, curva o tabla de calibración. En algunos casos, puede consistir en una corrección aditiva o multiplicativa de la indicación con su incertidumbre correspondiente.

Nota 2.- No debe confundirse la calibración con el ajuste de un sistema de medida, a menudo llamado incorrectamente "auto-calibración", ni con la verificación de la calibración.

3.3. Caudal: Cantidad de un líquido o un gas que fluye a través de una determinada sección de un ducto por unidad de tiempo.

Nota 1.- La cantidad de líquido o gas puede expresarse en términos de su masa o su volumen.

Nota 2.- El término flujo se utilizará para indicar la acción y efecto de fluir.

3.4. Certificado de cumplimiento: El documento emitido por una Empresa Especializada en el que certifica el cumplimiento del Sistema de Gestión de Mediciones, así como del Sistema de medición en la actividad de transporte de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en sus aspectos de diseño, construcción, operación y mantenimiento con respecto de estas DACG.

3.5. Comisión: La Comisión Reguladora de Energía

3.6. Elemento primario: Dispositivo que genera señales para la determinación del caudal. Las señales generadas pueden ser de cualquier naturaleza, por ejemplo: mecánica, eléctrica u óptica (tomado del estándar ISO 4006, Measurement of fluid flow in closed conduits – Vocabulary and symbols).

3.7. Elemento sensor: Elemento de un instrumento o equipo de medida directamente afectado por la acción del fenómeno, cuerpo o sustancia portador de la magnitud a medir (tomada de NMX-Z-055, 3.8).

3.8. Empresa especializada: Proveedor de servicios de tercera parte e independiente del Permisionario, autorizado por la Comisión, con capacidad técnica para realizar la Evaluación de cumplimiento del Sistema de Gestión de Mediciones y del Sistema de medición con respecto de estas DACG.

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

Nota 1.- El concepto de error de medida puede emplearse:

- I. Cuando exista un único valor de referencia, como ocurre al realizar una calibración mediante un patrón cuyo valor medido tenga una incertidumbre de medida despreciable o cuando se toma un valor convencional, en cuyo caso el error es conocido.
- II. Cuando el mensurando se supone representado por un valor verdadero único o por un conjunto de valores verdaderos, de amplitud despreciable, en cuyo caso el error es desconocido.

Nota 2.- No debe confundirse el error de medida con un error en la producción o con un error humano (tomado de NMX-Z-055, 2.16).

3.10. Error sistemático de medida o error sistemático: Componente de la medida que, en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible (tomada de NMX-Z-055, 2.18).

Nota 1.- El error sistemático y sus causas pueden ser conocidas o no. Para compensar un error sistemático conocido puede aplicarse una corrección.

Nota 2.- El sesgo de medida es el valor estimado del error sistemático.

3.11. Especificación metrológica: Es el valor o los valores límite de una característica de un instrumento o de un sistema de medición que puede influir en los resultados de medición.

Nota.- Ejemplos de especificaciones metrológicas son el error, la incertidumbre y la repetibilidad máximas permitidas.

3.12. Estación de medición: Instalación que comprende los equipos, incluyendo las tuberías de entrada y salida, las válvulas de aislamiento y las estructuras utilizados para las mediciones de hidrocarburos en transferencia de custodia (tomada de EN 1776 Natural gas measuring stations).

3.13. Evaluación de cumplimiento: La determinación del grado de cumplimiento del Sistema de Gestión de Mediciones, así como del Sistema de medición aplicables a la actividad de transporte de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos con respecto de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General, que comprende de manera enunciativa y no limitativa, la evaluación del diseño, construcción, operación y mantenimiento de dicho Sistema de medición.

3.14. Factor de calibración o Factor K: Número que corresponde a la relación entre la cantidad de pulsos emitidos por un medidor de caudal y el volumen o la masa de fluido por unidad.

Nota 1.- Típicamente, es un valor que significa número de pulsos por unidad de volumen.

Nota 2.- Su valor es determinado por el fabricante y debe ser confirmado mediante la calibración del medidor de caudal contra un patrón de referencia.

3.15. Incertidumbre de medida o incertidumbre: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando.

Nota.- El parámetro puede ser, por ejemplo, una desviación típica, en cuyo caso se denomina incertidumbre típica de medida (o un múltiplo de ella) o una semiamplitud con una probabilidad de cobertura determinada (tomada de la NMX-Z-055,2.26).

3.16. Instrumento de medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones, ya sea solo o asociado a uno o varios dispositivos (tomada de la NMX-Z-055,3.1).

3.17. Mensurando: Magnitud que se desea medir (tomada de NMX-Z-055, 2.3).

3.18. Patrón de control: Patrón de medida dedicado exclusivamente a la verificación de las características metrológicas de otros patrones o instrumentos de medida, entre calibraciones sucesivas

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

Nota 1.- La "realización de la definición de una magnitud dada" puede establecerse mediante un sistema de medida, una medida materializada o un material de referencia.

Nota 2.- Un patrón se utiliza frecuentemente como referencia para obtener valores medidos e incertidumbres de medida asociadas a otras magnitudes de la misma naturaleza, con objeto de establecer la trazabilidad metrológica, mediante calibración de otros patrones, instrumentos o sistemas de medida (tomada de NMX-Z-055, 5.1).

3.20. Patrón de referencia de caudal o medidor maestro (master meter): Medidor de caudal que ha sido calibrado y es usado subsecuentemente para calibrar otros medidores de caudal; este es un tipo de patrón que puede permanecer en las instalaciones y bajo la custodia de un Permisionario (tomada de NMX-Z-055, 5.6).

Nota.- Los patrones de referencia de caudal deben calibrarse por un tercero independiente del Permisionario y debe asegurarse que mantenga las condiciones de la calibración.

3.21. Patrón de referencia tipo tubería o probador (pipe prover, compact prover): Instrumento utilizado para calibrar medidores dinámicos de caudal que se basa en el desplazamiento de un cuerpo y el volumen conocido de líquido contenido en un tubo de sección circular constante.

3.22. Permisionario: El titular de un permiso de transporte de acceso abierto, almacenamiento o distribución expedido por la Comisión.

3.23. Precisión de medida o precisión: Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto o de objetos similares, bajo condiciones especificadas (tomada de NMX-Z-055, 2.15).

3.24. Repetibilidad de medida o repetibilidad: Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones que incluyen el mismo procedimiento de medida, los mismos operadores, el mismo sistema de medida, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo objeto o de un objeto similar en un periodo corto de tiempo (tomada de NMX-Z-055, 2.20 y 2.21).

Nota 1.- La repetibilidad puede cuantificarse mediante parámetros estadísticos de dispersión como la desviación típica.

Nota 2.- La repetibilidad se debe a efectos aleatorios en el sensor o transductor, las condiciones de medición y el entorno.

3.25. Resolución: Mínima variación de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente de un instrumento (tomada de NMX-Z-055, 4.14).

3.26. Sistema de medición: Conjunto de instrumentos de medida y dispositivos auxiliares, que incluyen los sistemas electrónicos para coleccionar y procesar la información, las competencias del personal, materiales de consumo, procedimientos y otros documentos que tiene por objeto proporcionar valores medidos de los mensurandos, dentro de intervalos que previamente se han establecido (tomada de NMX-Z-055, 3.2).

Nota.- Los mensurandos concernientes a estas DAGC incluyen, pero no están limitados a, volumen, caudal volumétrico, caudal másico, masa, composición y poder calorífico.

3.27. Transferencia o enajenación: Acción mediante la cual se traspasa un hidrocarburo, petrolífero o petroquímico de un responsable de su custodia a otro.

3.28. Trazabilidad metrológica o trazabilidad: Propiedad de una medición que puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de dicha medición (tomada de NMX-Z-055, 2.41).

3.29. Tren de medición: Conjunto de sistemas de medición para determinar el caudal a las condiciones base y que forma parte de una estación de medición.

Acrónimos

Para los efectos de las presentes DACG, se utilizarán los acrónimos siguientes:

AGA	American Gas Association
API	American Petroleum Institute
ARM	Arreglo de Reconocimiento Mutuo del Comité Internacional de Pesas y Medidas
CIPM	Comité Internacional de Pesas y Medidas
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DGN	Dirección General de Normas
DOF	Diario Oficial de la Federación
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GPA	Gas Processors Association
GUM	Guide to Expression of Uncertainty in Measurements
ISO	International Standardization Organization
JCGM	Joint Committee for Guides in Metrology
LFMN	Ley Federal sobre Metrología y Normalización
LFPA	Ley Federal de Procedimiento Administrativo
LH	Ley de Hidrocarburos
LORCME	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
MGC	Mezcla de gases de calibración
MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards
MR	Material de referencia
MRC	Material de referencia certificado
NOM	Norma Oficial Mexicana
OIML	Organización Internacional de Metrología Legal
RLFMN	Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización
SGM	Sistema de Gestión de Mediciones
SI	Sistema Internacional de Unidades
VIM	Vocabulario Internacional de Metrología

Apartado 2. Sistema de Gestión de Mediciones

Sección A. Obligaciones del Permisionario

4. Obligaciones del Permisionario

4.1. Generalidades

Las Especificaciones metrológicas, a que se hace referencia en diversos puntos de estas DACG, deben ser congruentes con la práctica internacional de la industria, prioritariamente con las emitidas por la Organización Internacional de Metrología Legal y, a falta de éstas, con las emitidas por organismos internacionales o por asociaciones especializadas, en este orden de prioridad.

El permisionario de un sistema de transporte deberá implementar un Sistema de Gestión de Mediciones (SGM) o su equivalente, que constituye la administración y control de todas las actividades relativas a la medición, con objeto que el proceso correspondiente y los resultados obtenidos sean conformes con las Especificaciones metrológicas.

4.2. El Permisionario de un sistema de transporte podrá implementar un SGM que utilice un modelo equivalente al establecido en la norma mexicana NMX-EC-17025 o a la NMX-CC-10012-IMNC-2004 o las que las sustituyan.

4.3. El SGM deberá contener la organización y administración del Sistema de medición en términos de su estructura, funciones, responsabilidades, competencias de cada uno de sus elementos y sus interrelaciones.

4.4. El Permisionario deberá elaborar los documentos que describan el SGM e incluir su diseño, implementación, operación, desempeño y evaluación. Dichos documentos deben contener:

- I. Un manual donde se describa la organización del SGM y las generalidades de su operación.
- II. Los procedimientos que detallen las actividades del SGM en relación con los sistemas de medición que incluyan:
 - a) La selección, diseño, instalación, pruebas, manejo, operación, calibración y ajuste de los sistemas, vigilancia, mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo, así como la actualización o sustitución de los sistemas de medición;
 - b) La descripción, evaluación y actualización de las competencias del personal que opera los sistemas de medición;
 - c) El registro de indicaciones de los sistemas de medición, su procesamiento, la expresión de sus resultados, la estimación de las incertidumbres de medida; y,
 - d) Los mecanismos que validen y aseguren la confiabilidad de los resultados de medición de manera cotidiana y aquellos que demuestren la competencia técnica del operador del sistema.
- III. Los procedimientos que detallen las actividades del SGM en cuanto a su desempeño para la gestión, que incluyan:
 - a) La elaboración, aprobación, modificación, cancelación y conservación de los documentos del SGM;
 - b) La generación, codificación y preservación de los registros del desempeño de los sistemas de medida y del SGM;
 - c) La detección de desvíos de los sistemas de medición y del SGM de su comportamiento esperado, las acciones correctivas y preventivas consecuentes;
 - d) Los procesos de evaluación y de auditorías internas y externas, así como el procesamiento de sus resultados; y,
 - e) La revisión periódica, al menos anual, del SGM.
- IV. Los registros producidos por el SGM que den evidencia de la realización de las actividades que se establezcan en el SGM.

4.5. Las condiciones base a las cuales se deben realizar las mediciones, así como los reportes presentados a la CRE sobre el SGM, a que hacen referencia estas DACG, son $T=293.15\text{ K}$ (20 °C) y $P=101.325\text{ kPa}$.

4.6. El Permisionario deberá llevar a cabo el análisis de los riesgos asociados al SGM, implementará el sistema de gestión de riesgos correspondiente y mantendrá un registro de ambos; asimismo, se reservarán los recursos necesarios para aplicarlos en caso necesario.

4.7. El incumplimiento a las obligaciones derivadas de las presentes DACG, por parte de los Permisionarios y de los responsables de las actividades reguladas, será sancionado en los términos que establece la Ley de Hidrocarburos en su Título Cuarto, Capítulo I, artículo 86, fracción II, incisos a), c) y j).

5. Requisitos generales sobre los sistemas de medición

5.1. La selección, instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de medición deben planificarse de acuerdo con la regulación y normas vigentes reconocidas en la industria e incorporar los rubros siguientes:

- I. Poseer la capacidad adecuada para operar en los intervalos de medida de las magnitudes especificadas para hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, así como cumplir con las Especificaciones metrológicas a que se hace referencia en el Anexo 1 y en diversos puntos de estas DACG, que incluyen la repetibilidad, linealidad e incertidumbres de medida requerida, así como la trazabilidad metrológica apropiada.
- II. Estar instrumentados con redundancia en relación con las señales provenientes de los elementos primarios, con objeto de evitar las interrupciones del flujo de información proveniente de dichos elementos y facilitar su mantenimiento.
- III. Estar dotados de sistemas inalámbricos cuando se demuestre, en su caso, que su funcionamiento es igual o superior a los sistemas cableados, desde el punto de vista de su integridad física.
- IV. Ofrecer la posibilidad de instalar estabilizadores de flujo en caso de ser requeridos.

- V. Estar instalados de acuerdo a las recomendaciones de la industria y de modo que sus componentes sujetos a mantenimiento, inspección o calibración, incluyendo válvulas, sean accesibles y garanticen las condiciones apropiadas y seguras para la operación, mantenimiento, inspección y calibración de los sistemas de medición. Lo anterior, incluye el monitoreo de las condiciones ambientales como temperatura y humedad, así como el control de vibraciones, ruido acústico y electromagnético, en la medida de lo posible. En particular, deben asegurarse las condiciones de aislamiento térmico de los instrumentos que proporcionan la información de entrada para los cálculos requeridos para propósitos fiscales.
- VI. Implementar en las estaciones de medición, utilizadas para la enajenación de un producto o la transferencia de custodia, el número de trenes de medición en paralelo, tal que el flujo máximo de hidrocarburos pueda medirse con un tren de medición fuera de servicio, mientras que el resto funcione dentro de sus especificaciones de operación nominales.

5.2. El aseguramiento de la confiabilidad de los resultados del Sistema de medición debe planificarse de acuerdo con los requisitos de las regulaciones vigentes, con métodos validados y Normas aplicables en sus versiones actualizadas.

5.3. La calibración de todos los patrones y los instrumentos de medida debe llevarse a cabo de manera sistemática y periódica, a fin de que sus resultados sean metrológicamente trazables a las referencias metrológicas, según lo dispuesto en la LFMN y estas DACG.

5.4. Los patrones e instrumentos de medida deben ser calibrados antes de ser usados para los propósitos de estas DACG.

5.5. Las calibraciones de los patrones de referencia deben ser realizadas por laboratorios acreditados y aprobados en términos de la LFMN o, en su caso, por aquellos que no estando acreditados cuenten con la infraestructura necesaria para los fines de estas DACG, en términos de lo dispuesto en el Reglamento de la LFMN.

5.6. Durante las calibraciones realizadas por los laboratorios de calibración, debe observarse el contenido del Anexo 1 de estas DACG, sin perjuicio de lo indicado en el párrafo inmediato anterior.

5.7. Durante las calibraciones realizadas, se debe observar lo siguiente:

- I. El laboratorio de calibración debe disponer de personal capacitado, así como de procedimientos en el que se describan las actividades, los equipos y materiales requeridos, y los criterios de aceptación para cada una de las etapas principales del proceso de calibración. Los patrones de medida que se usen deben ser propiedad del laboratorio de calibración y mantenerse bajo su responsabilidad.
- II. El responsable del SGM será quien interactúe con el laboratorio de calibración para darle acceso al equipo que va a calibrarse y asegurar las condiciones en el sitio para realizar la calibración, incluyendo de manera enunciativa pero no limitativa, la disponibilidad de suministro de agua potable, energía eléctrica y un ambiente con condiciones controladas.
- III. El responsable del SGM debe cerciorarse que el sistema es hermético, del funcionamiento adecuado de las partes móviles, eléctricas, electrónicas y software, la disponibilidad de bombas y demás aspectos que incidan en el proceso de calibración.
- IV. El responsable del SGM debe asegurarse de mantener la estabilidad adecuada del caudal durante la calibración, en su caso.
- V. El Permisionario debe asegurar la disponibilidad en el sitio de las piezas de repuesto de uso frecuente como válvulas de repuesto de cuatro vías, válvulas tipo esfera, válvulas de control de flujo, sellos e interruptores para su reemplazo inmediato en caso de falla.
- VI. El Permisionario es la autoridad responsable de los aspectos de seguridad durante los procesos de calibración.
- VII. El laboratorio de calibración deberá entregar al responsable del SGM el reporte del resultado de la calibración en un plazo que no exceda de 5 días naturales, a fin de que los nuevos parámetros sean incorporados a los procesos de medición a la brevedad.

6. Implementación y operación del Sistema de Gestión de Mediciones.

6.1. El Permisionario deberá designar a la persona responsable de la implementación y adecuada operación del SGM, así como al personal especializado que auxiliará en dichas tareas.

Sus responsabilidades incluirán, entre otras, las siguientes:

- I. Asegurar que las actividades del SGM se apeguen a los procedimientos correspondientes.
- II. Elaborar los reportes e información sobre el SGM requeridos por la Comisión o por la Empresa especializada que los solicite como parte de una visita de verificación.

- III. Conservar la documentación relativa al SGM para su consulta por la Comisión, cuando ésta lo requiera, o para consulta de otros Permisionarios o usuarios del sistema de transporte permisionado.
- IV. Generar, organizar, implementar cambios, difundir, almacenar y dar seguimiento a toda la información derivada de la operación del SGM.

6.2. El Permisionario deberá atender y dar respuesta oportuna a los procesos de auditoría implementados por la Comisión u otras autoridades, en su caso.

6.3. El Permisionario deberá implementar un procedimiento para la atención inmediata de eventos o incidentes que afecten la operación normal del SGM y del Sistema de medición. Asimismo, el Permisionario deberá registrar las acciones preventivas y correctivas para solventar las causas que dieron origen al evento. Cuando el incidente ponga en riesgo la integridad de la transferencia de productos entre el Permisionario y los usuarios del sistema de transporte, se deberá dar aviso a la Comisión en un término de 3 días a partir de ocurrido el incidente, así como de las medidas implementadas para que el Sistema de medición retorne a su operación normal.

6.4. El Permisionario debe registrar cualquier cambio efectuado a los elementos que forman parte de su Sistema de medición que tengan un impacto en el cumplimiento de las Especificaciones metrológicas de dicho sistema.

6.5. El Permisionario debe implementar las medidas retributivas para compensar el incumplimiento de las Especificaciones metrológicas de las mediciones a su cargo cuando los intereses de otros usuarios del sistema de transporte hayan sido afectados.

6.6. El Permisionario deberá entregar a la Comisión, durante los primeros dos meses de cada año calendario, un Certificado de cumplimiento del estado que guardan el SGM implementado, así como el Sistema de medición, emitido por una Empresa especializada, de acuerdo a lo establecido en el numeral 7 de estas DACG.

7. Evaluación del Sistema de Gestión de Mediciones.

7.1. La Comisión evaluará el cumplimiento del SGM y el Sistema de medición con respecto de estas DACG mediante visitas de verificación u otras modalidades que considere apropiadas.

7.2. Las actividades para evaluar el cumplimiento del SGM y el Sistema de medición podrán ser realizadas por la propia Comisión o por las Empresas especializadas que autorice.

7.3. El alcance de las evaluaciones lo determinará la Comisión y podrá:

- I. Cubrir el SGM o solamente parte del mismo; y,
- II. Referirse a todas las disposiciones aplicables o a una parte de las mismas.

7.4. En los procesos de determinación del cumplimiento, la Comisión observará los requisitos, elementos y formalidades previstas en las disposiciones jurídicas aplicables, particularmente lo dispuesto en el Capítulo Único del Título Quinto de la LFMN y, supletoriamente, en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y el Código Federal de Procedimientos Civiles.

7.5. La determinación del cumplimiento del SGM podrá ser inicial, periódica o extraordinaria.

- I. La evaluación inicial será única, antes del inicio de la prestación del servicio de transporte por parte del Permisionario. En caso de tratarse de una instalación nueva, dicha evaluación tendrá un alcance que cubra todos los aspectos del SGM e incluirá un análisis documental y podrá considerar una visita de verificación, sin que ello implique la exclusión de otras modalidades de evaluación.
- II. Las verificaciones periódicas se llevarán a cabo en los plazos y términos que establezca la Comisión, ya sea por sí misma o mediante Empresas especializadas.
- III. Las verificaciones extraordinarias se implementarán cuando lo determine la Comisión o cuando hayan ocurrido incidentes que, en opinión de ésta, pongan en riesgo la confianza en los resultados del Sistema de medición. Como ejemplos pueden citarse desperfectos o cambios implementados a los Sistemas de medición o al SGM, accidentes ambientales, quejas recurrentes de los clientes del Permisionario o de otros usuarios del sistema de transporte.

7.6. En caso de tratarse de un sistema en operación, el Permisionario deberá asegurarse que el SGM implementado, o su equivalente, y su Sistema de medición cumplen con lo establecido en estas DACG.

7.7. Cuando se requieran mediciones o pruebas de laboratorio para realizar la determinación del cumplimiento, éstas deben ser efectuadas por laboratorios que cumplan con lo establecido en la LFMN y su Reglamento.

7.8. El Permisario debe dar acceso al personal de la Comisión, a la Empresa especializada o laboratorio acreditado autorizado para realizar la determinación del cumplimiento del SGM y del Sistema de medición, y proporcionar la información requerida de acuerdo a estas DACG, así como cumplir con las obligaciones que prevén las disposiciones jurídicas aplicables.

Apartado 3. Medición de Hidrocarburos en la Fase Gaseosa

8. Disposiciones generales

8.1. Este capítulo versa sobre la medición de flujo de hidrocarburos secos gaseosos, que provienen de las plantas procesadoras de gas. Por lo tanto, todas las mediciones deben realizarse en flujos monofásicos. La medición de gas húmedo es un caso específico de flujo multifásico tratado puntualmente en el Apartado 6 de estas DACG.

8.2. Las mediciones de caudal pueden realizarse en unidades de volumen o de masa, para lo cual es necesario fijar las condiciones base para el cálculo del volumen; para efecto de estas DACG, la temperatura y presión base se establecen como $t_b = 293.15 \text{ K}$ (20 °C) y $p_b = 101.325 \text{ kPa}$, respectivamente.

8.3. En el caso de transporte en sistemas de acceso abierto, en los que haya flujo de composición diversa, puede atribuirse a la mezcla un valor ponderado por energía o por composición de cada uno de los flujos que contribuyen a dicha mezcla; esto es, deben tomarse las medidas para medir la composición de la mezcla mediante cromatógrafo en línea.

8.4. La densidad del gas en el punto de medición puede determinarse mediante:

- I. Medición continua utilizando un densímetro.
- II. Una ecuación de estado termodinámico en forma conjunta con mediciones de la composición de gas, presión y temperatura.

8.5. Una práctica recomendable para la determinación de la densidad es utilizar dos métodos distintos en forma simultánea para corroborar los resultados en el sistema de medición. El uso de la densidad mediante cálculo termodinámico puede realizarse siempre y cuando se hayan cumplido ciertos criterios y se tomen las medidas establecidas en la Sección B de este Apartado.

9. Diseño de la estación de medición

9.1. Las estaciones de medición deben diseñarse para minimizar la posibilidad del transporte de líquido a los instrumentos de medición o que se produzca condensación que pueda alterar la medición de la fase gaseosa e incrementar la incertidumbre.

9.2. Instrumentación adicional

Se requiere instalar instrumentos adicionales para registrar la medición de los parámetros siguientes:

- I. Temperatura.
- II. Presión en la línea.
- III. Diferencial de presiones, en su caso.
- IV. Composición del gas mediante cromatógrafo.
- V. Densidad del fluido.
- VI. Densidad a condiciones base.

9.3. Inspección del sistema medición.

- I. Como parte del programa de mantenimiento debe implementarse, en forma sistemática, la revisión de los tubos de medición, para cerciorarse que no haya materiales contaminantes, partículas, erosión o corrosión. Debe también realizarse la revisión de los acondicionadores de flujo para remover depósitos o suciedad que puedan obstruirlos y aumentar la incertidumbre de las mediciones. Es recomendable el uso de dispositivos para inspeccionar internamente el estado de los tubos de medición, así como videocámaras con objeto de grabar y dejar evidencia adecuada del estado físico que guardan los componentes internos.
- II. Los termopozos de prueba deben ubicarse adyacentes a los puntos donde se localicen los sensores de temperatura, de tal forma que la temperatura medida del fluido pueda verificarse mediante la comparación con termómetros calibrados y certificados.

Sección A. Medición de la densidad

10. Disposiciones generales

Uno de los aspectos más relevantes en la medición es que el gas que entre al densitómetro sea representativo del gas en la línea, en relación a su temperatura, presión y composición. Esto es porque tanto la temperatura como la presión no se miden donde el densitómetro se encuentra ubicado, como es el caso más frecuente.

11. Consideraciones de diseño

11.1. A menos que la temperatura se mida directamente donde está el densitómetro, los sistemas de medición deben diseñarse para que:

- I. El efecto del medio ambiente con relación a la temperatura de la muestra del gas, normalmente de enfriamiento, sea minimizado. Esto puede significar mantener la línea de entrada del densitómetro en contacto directo con el tubo de medición. En algunos casos puede requerirse calentar la línea del densitómetro a la temperatura del gas.
- II. No haya pérdida de presión entre el densitómetro y el punto en el sistema donde la presión se mide normalmente. Todas las válvulas de aislamiento entre el densitómetro y el punto donde se mide la presión deben ser del tipo paso completo. Debe ser viable comprobar que exista flujo sin obstrucción a través del circuito del densitómetro.

11.2. Las instalaciones del densitómetro deben, además de cumplir con lo anterior, poder quitarse fácilmente y tener visible sus características de diseño y número de serie con objeto de facilitar el seguimiento técnico.

11.3. Los densitómetros que vayan a usarse en instalaciones costa afuera deben ser calibrados en periodos no mayores a 24 meses.

Sección B. Cromatografía en línea

12. Disposiciones generales

12.1. La determinación de la composición en la estación de medición y regulación debe realizarse, normalmente, mediante el uso de un cromatógrafo de gases en línea; el uso de otro método de ensayo requiere de la demostración de su equivalencia dentro de la incertidumbre requerida. En caso que no pueda usarse el cromatógrafo por alguna falla, deben proveerse también puntos donde se realice el muestreo manual para facilitar la toma de muestras y se envíen, en su caso, a un laboratorio acreditado.

12.2. La selección del tipo y modelo de cromatógrafo está en función de las prácticas del Permisionario, principalmente de las características y aplicaciones de la cadena de custodia del gas. Sin embargo, cuando así lo requiera la Comisión, debe evaluarse también la viabilidad de instalar un cromatógrafo que incorpore el análisis hasta C9+.

12.3. El análisis cromatográfico del gas natural en mediciones realizadas a partir del punto de inyección de los Centros de Procesamiento de Gas, deberá cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del gas natural, o con aquella que la sustituya. En consecuencia, la toma de muestra del gas deberá cumplir con dicha norma o con aquella que la sustituya.

13. Relevancia de las mediciones de la composición del gas

13.1. La medición con fines fiscales o de transferencia de custodia es de máxima relevancia para la enajenación, asignación de volúmenes por componente y determinación de las ventas en el tiempo, por las razones siguientes:

- I. El valor monetario del gas natural en el punto de su enajenación o transferencia de custodia está en función de su poder calorífico superior o como esté definido en los contratos. El poder calorífico se determina mediante un procedimiento descrito en normas ampliamente usadas en la industria, por ejemplo, la norma internacional ISO 6976, edición 1995, o la que la sustituya; su uso requiere la composición del gas natural.
- II. La asignación de volúmenes en un sistema de transporte de acceso abierto se efectúa con base en la masa de los componentes. En este supuesto, es necesario conocer la masa de cada uno de los elementos que participa en la asignación de volúmenes.
- III. La medición de la composición del gas se requiere para estimar sus propiedades físico-químicas, por ejemplo, densidad, temperatura de rocío, poder calorífico, factor de compresibilidad y viscosidad, entre otras, que pueden compararse con valores obtenidos mediante otros métodos, por ejemplo, un densímetro, medidor ultrasónico de gas, entre otros.

- IV. La variación de las ventas en el tiempo están definidas por el producto del precio del gas natural, en su valor monetario por energía, multiplicado por el poder calorífico por unidad de volumen, multiplicado por el volumen vendido en el tiempo; ambos volúmenes deben ser determinados a las condiciones base.

14. Punto de muestreo

14.1. La ubicación del punto donde se tome la muestra debe presentar las características siguientes (véase, por ejemplo, la norma internacional ISO 10715):

- I. El punto de muestreo debe realizarse en un sitio donde haya una mezcla homogénea del gas y asegurarse que no presente polvos u otros contaminantes.
- II. La probeta de muestreo debe situarse en la parte superior del tubo de medición e insertarse de tal forma que la muestra de gas se tome aproximadamente a un tercio del diámetro del tubo de la parte central del ducto.
- III. Las válvulas de aislamiento de la probeta de muestreo deben ser de paso completo.

15. Línea de muestreo

15.1. En el diseño de la línea de muestreo, deben considerarse los rubros siguientes:

- I. El sistema de manejo de la muestra debe diseñarse de forma que esta permanezca en la fase gaseosa desde el punto de toma hasta el lugar donde se ubique el cromatógrafo, considerando todo el rango de composiciones esperadas del gas. Es factible que se requiera instalar un medio para calentar la muestra con objeto de evitar que se produzca alguna condensación de líquidos, como resultado de una temperatura ambiental inferior a la de la muestra.
- II. La longitud de la línea del punto de toma de muestra al cromatógrafo debe ser la mínima posible y estar inclinada de forma que cualquier líquido que esté presente se deposite lejos del cromatógrafo.
- III. El diámetro de la línea de muestreo no debe ser menor de 3 mm.

15.2. El sistema de medición debe diseñarse considerando el intervalo de composiciones del gas que pueden presentarse. Cuando el gas provenga de diversas fuentes, deben establecerse los límites de la composición de gas esperados, con objeto de comprobar que los valores que van a medirse estén dentro del intervalo previsto de composiciones.

15.3. El tiempo de respuesta de una corrida cromatográfica, es decir, el tiempo necesario para obtener resultados de una corrida de la muestra en el cromatógrafo, debe ser típicamente de 4 a 10 minutos, aproximadamente, dependiendo del tipo de análisis C6+ o C9.

16. Sistema para regular presión

16.1. Los sistemas para regular la presión deben incorporar indicadores de presión y temperatura e indicador de flujo, por lo siguiente: en diversas ocasiones, por ejemplo, en aplicaciones fiscales, la presión de operación del gas es mucho mayor que la presión a la que opera un cromatógrafo y, por consiguiente, es necesario reducir la presión de la muestra en cuando menos un paso intermedio antes de poder analizar el gas. La posibilidad de que haya condensación de los hidrocarburos pesados, como resultado del efecto de enfriamiento Joule-Thompson, debe considerarse en la etapa de diseño, por ejemplo, el uso de reguladores térmicos o válvulas para evitar su ocurrencia.

17. Evaluación de la linealidad y repetibilidad del cromatógrafo

17.1. La norma internacional ISO 10723 establece un procedimiento para determinar la linealidad del modelo de calibración y la repetibilidad de respuesta de un cromatógrafo de gas. Puede escogerse un método equivalente a esta norma con objeto de determinar las características del sistema de medida.

17.2. El Permisionario deberá implementar un programa para verificar, en un lapso adecuado, la validez de sus calibraciones, el comportamiento sobre la linealidad y repetibilidad del cromatógrafo. La frecuencia para implementar la prueba podrá determinarse haciendo uso de publicaciones de amplia aceptación en la industria.

18. Mezcla de gases de calibración

18.1. La composición de la mezcla de gases de calibración (MGC) debe ser similar a la mezcla de gases del proceso que desea determinarse mediante el cromatógrafo. La MGC debe medirse en un laboratorio acreditado y aprobado y, en su caso, autorizado por la Comisión en la producción de materiales de referencia o MGC; el laboratorio acreditado debe emitir un certificado que detalle la composición de la MGC.

18.2. El certificado de la MGC debe indicar al menos, lo siguiente:

- I. La fecha de emisión del documento y el periodo de vigencia del certificado, el principio de medida del instrumento utilizado en la misma y el método de medida empleado.
- II. La identificación rastreable de la fuente de trazabilidad metrológica e incertidumbre de la fracción de cantidad de sustancia de cada componente; considerando que la incertidumbre es función de esta última.
- III. La temperatura mínima a la que fue almacenada y analizada la MGC, y la temperatura de rocío que corresponde a la MGC.
- IV. El número de serie del cilindro que contenga la mezcla de gases de calibración correspondiente.

18.3. Cilindros de gases para contener las mezclas de gases de calibración.

Los cilindros que contienen la MGC deben almacenarse verticalmente en el sitio donde se los utilizará, en un espacio cerrado, controlado térmicamente por encima de la temperatura de rocío de la MGC indicada en el certificado. Como medida de precaución, no debe asumirse que los recipientes fueron almacenados por encima de la temperatura de rocío durante su transporte al sitio donde se usarán. Con objeto de considerar los efectos de condensación retrógrada de los hidrocarburos pesados del gas, este deberá almacenarse cuando menos 24 horas a una temperatura mayor de la mínima establecida antes de ser usado.

18.4. El uso de la MGC a una temperatura inferior a la de rocío invalidará el valor de la MGC o del Material de Referencia Certificado (MRC) secundario o primario utilizado. El Permisionario debe contar con la evidencia objetiva necesaria para demostrar que no se miden o almacenan MGC o MRC a temperaturas inferiores a las de su punto de rocío.

Sección C. Densidad obtenida mediante cálculo termodinámico

19. Disposiciones generales

19.1. El uso de una ecuación de estado, como el único método para determinar la densidad del gas de proceso que se está midiendo, deberá documentarse para su trazabilidad y justificación en caso que sea requerida por la Comisión. Asimismo, cuando el Permisionario decida sustituir la medición de la densidad por el cálculo mediante un método termodinámico, se requerirá determinar la incertidumbre del nuevo proceso.

20. De la incertidumbre de medida

20.1. Cuando se calcula la densidad, la incertidumbre de la misma puede resultar, aproximadamente, hasta 3 veces mayor que cuando se utiliza un densitómetro, porque al calcular la incertidumbre en la determinación de la densidad se deben propagar las incertidumbres propias del gas de calibración, del cromatógrafo, de la presión y temperatura, así como las propias del modelo matemático empleado (ver, por ejemplo, el reporte de la American Gas Association, AGA R8). Un valor de incertidumbre alto de la densidad puede incrementar notablemente el valor de la incertidumbre del caudal a condiciones base en sistemas de medición con respuestas lineales (por ejemplo, si se usa un medidor ultrasónico, de turbina o desplazamiento positivo). En sistemas de medición por presión diferencial, el impacto que tiene la incertidumbre de la densidad en el cálculo del caudal a condiciones base es menor, debido al hecho de que el caudal es proporcional a la raíz cuadrada de la densidad.

20.2. La incertidumbre debe evaluarse siguiendo las recomendaciones establecidas en la norma mexicana NMX-CH-140:2002 (es equivalente el documento emitido por Joint Committee for Guide in Metrology, JCGM 100:2008) o, en su caso, en el documento JCGM 101:2008.

21. Medidas que deben tomarse antes de la medición

21.1. Cuando no se disponga de un método alternativo para verificar la densidad determinada mediante la medición directa, debe asegurarse que la configuración del sistema de medición es la apropiada, así como los instrumentos que midan la presión y, sobre todo, la temperatura.

Se requiere evaluar e implementar las medidas siguientes según sea pertinente:

- I. Cuando la composición, temperatura y presión se encuentren fuera de los límites establecidos por el reporte AGA R8, debe usarse una ecuación de estado alternativa. Si lo anterior no resulta viable, la incertidumbre adicional que resulte del uso de AGA R8 debe cuantificarse. Los sistemas nuevos o los que se actualicen deben considerar la norma internacional ISO 12213-1:2006, Tabla 1, para la inclusión de otros componentes adicionales a los incluidos en el AGA R8.
- II. Debe preverse un método para desechar mediciones que sean incongruentes o fuera de los rangos esperados. Por ejemplo, deben establecerse alarmas para valores inferiores o superiores de cada componente del gas, entre otros.

- III. Deben preverse medidas para tratar flujos contaminados por alguna sustancia, partículas, caídas de presión en el sistema y mal funcionamiento del cromatógrafo.
- IV. En caso de contarse con una medición alterna de la densidad, debe incorporarse una alarma cuando la diferencia entre el parámetro medido y el calculado sea mayor que un valor prestablecido.
- V. Debe verificarse el funcionamiento adecuado del cromatógrafo de gas en forma sistemática, ya que los resultados de la composición son muy relevantes en el proceso.

Sección D. Sistemas de medición de caudal por placa de orificio

22. Disposiciones generales

22.1. El diseño, instalación y operación de los sistemas de medición nuevos que usen placa de orificio deben apegarse a lo establecido en alguna norma ampliamente utilizada en la industria, como por ejemplo, la norma internacional ISO 5167:2003 o la norma API MPMS 14.3.

22.2. Debe asegurarse que las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de las placas de orificio sean las ediciones actualizadas, ya que con cierta frecuencia se implementan modificaciones. Esto es común en las ecuaciones relativas al coeficiente de descarga de la placa de orificio C , al coeficiente de expansibilidad del gas ϵ o las correcciones para la determinación de la temperatura aguas arriba y abajo de la placa; por lo anterior, es indispensable mantener actualizadas las normas de referencia y la configuración en los computadores de flujo (también conocidos como Unidad de Control Local, UCL).

22.3. En los puntos de entrada de un sistema de acceso abierto, que tengan instalados sistemas de medición de placa de orificio, debe ponerse especial atención para minimizar los errores sistemáticos de medida. En este sentido, es relevante que los usuarios de ese sistema de transporte instalen y operen sus sistemas utilizando una misma norma, inclusive la misma edición, con objeto de obtener una configuración y comportamiento homogéneos.

22.4. Cualquier cambio realizado o la aplicación de un nuevo procedimiento en un sistema, instalado y en operación bajo una norma de referencia, que haya sido aprobado por la Comisión, debe hacerse de su conocimiento para su aprobación.

22.5. El sistema de medición debe prepararse para lograr una incertidumbre expandida menor que 1% en las mediciones de caudal de gas a condiciones base; para lograr este objetivo, es imprescindible que el sistema de medición cumpla con todos los requisitos establecidos en las normas de referencia, de tal forma que a la incertidumbre del coeficiente de descarga C , no deba propagarse ninguna otra fuente de incertidumbre por incumplimiento de alguno de los requisitos establecidos en las normas de referencia.

23. Aspectos de diseño

23.1. El sistema de medición por placa de orificio debe diseñarse y ensamblarse de tal forma que se obtengan las incertidumbres más bajas referidas en la norma de referencia seleccionada, y apegarse a las condiciones límite establecidas, así como a los rubros siguientes:

- I. Durante el funcionamiento, y debido a las presiones diferenciales máximas que puedan generarse sobre la placa de orificio, debe evitarse que el pandeo plástico y las deformaciones elásticas de la placa impliquen una pendiente de deformación mayor que 1% (ver numerales 5.1.2.3 y 5.1.3.1 de la norma ISO 5167-2:2003).
- II. La contribución a la incertidumbre en la medición del caudal ocasionada por la deformación total de la placa de orificio debe ser inferior a 0.1%.
- III. En todo momento, las presiones diferenciales ejercidas sobre la placa de orificio deben estar dentro de las tolerancias establecidas por la norma ISO 5167 o la API MPMS 14.3.2, y dentro de todo el intervalo de medida de los transmisores de presión. Cuando se utilicen porta-placas con sellos elásticos, debe ponerse atención a que las cargas que actúen sobre la placa, ocasionadas por los diferenciales de presión, no produzcan movimientos que excedan las tolerancias establecidas.
- IV. Cuando la máxima presión diferencial a través del orificio exceda 500 mbar, se debe verificar que las condiciones en los numerales II a IV anteriores sean satisfechas.

24. Tubos de medición

24.1. En las estaciones de medición deben instalarse suficientes tubos de medición y asegurarse que, bajo las condiciones de caudal máximo, se tenga disponible, cuando menos, un sistema de medición de respaldo. Los tubos de medición no deben ubicarse en aquellos puntos donde exista posibilidad de acumulación de hidrocarburos líquidos.

24.2. El Permisario debe instalar válvulas de aislamiento adecuadas, de tal forma que las placas de orificio individuales puedan removerse de la configuración sin que tenga que sacarse fuera de operación el sistema de medición en su conjunto.

25. Fluctuaciones o pulsaciones del flujo

25.1. El sistema de medición con placa de orificio debe ubicarse en un punto donde se eviten, en la medida de lo posible, las pulsaciones en el flujo de gas para limitar su contribución a la incertidumbre de medición de caudal por debajo de 0.1%. Cuando la cancelación de las pulsaciones no sea factible, deben aplicarse las correcciones sugeridas en el documento ISO/TR 3313:1998; la incertidumbre de medición del caudal también debe recalcularse para considerar la contribución ocasionada por las pulsaciones.

26. Instalación de tuberías

26.1. Los sistemas de medición deben diseñarse y construirse de forma que aun con la posible presencia de válvulas, codos, y otros accesorios, aguas arriba y abajo de la placa de orificio, se cumpla con los requisitos de longitud de tubería recta establecidos en las normas ISO 5167-2:2003 o la API MPMS 14.3.2

27. Acondicionadores de flujo

27.1. Cuando se utilicen acondicionadores de flujo en el sistema de medición, tanto el tipo como la ubicación de estos accesorios deben adherirse al contenido de las normas de referencia. Su diseño debe prever la instalación de puertos de inspección instalados en las bridas que dan soporte al acondicionador de flujo; esta práctica debe formar parte del programa preventivo de mantenimiento que se realice en el sitio.

28. Diagnóstico y control de las presiones a través de la placa

28.1. Actualmente se ha vuelto una práctica común realizar una medición de presión adicional en algún punto aguas abajo de la placa de orificio donde se haya recuperado la presión (Steven, R., 2008). La incorporación de subrutinas para establecer un diagnóstico adecuado del caudal ha sido estudiado ampliamente en la industria como resultado de mediciones de presión adicionales, entre otras prácticas. La práctica aludida permite al operador del sistema de medición detectar desviaciones de las condiciones normales de operación y puede adoptarse como una medida de alerta y mantenimiento preventivo del sistema de medición. Es recomendable la instalación de un puerto adicional para medir esta presión en la fase de diseño, ya que resulta práctico y significará ventajas relevantes en las etapas operativas y de mantenimiento futuras del sistema de medición.

29. Pruebas preoperativas

29.1. Una vez instalado el sistema de medición mediante placa de orificio, se deben programar y realizar diversas pruebas para verificar, registrar y evidenciar, ante inspecciones y auditorías futuras, que el sistema cumple con los requisitos de las normas de referencia vigentes (ISO 5167:2003, API-MPMS 14.3).

29.2. Entre dichas pruebas están la inspección de las paredes internas del tubo de medición, la ubicación, dimensiones y acabado de las tomas de presión, y principalmente las dimensiones y acabado de la placa de orificio, como se describe con detalle en los numerales siguientes.

30. Inspección de la placa de orificio

30.1. Como medida preventiva durante el proceso de arranque inicial, si se considera que hay riesgo latente por la presencia de materiales extraños, partículas o residuos metálicos derivados del proceso de fabricación, debe considerarse el uso de unas placas que no sean las que se prevean instalar en forma definitiva, de tal forma que se evite cualquier daño al acabado y dimensiones precisas de la placa definitiva.

30.2. Debe prepararse un programa de inspección del sistema de medición con el detalle de las actividades que se prevean realizar para mantenerlo en óptimas condiciones.

30.3. Se recomienda implementar una estrategia y programa de mantenimiento basado en el control del estado que guarda la operación del sistema de medición.

30.4. Debe tenerse presente que aun cuando se implemente un programa de mantenimiento, como el mencionado en el párrafo que precede, se tienen que tomar medidas para aislar el elemento primario de medición, es decir la placa de orificio, para removerla, inspeccionarla y repararla en caso que el sistema de diagnóstico indique que hay daño o contaminación a la placa.

30.5. Una vez que se ha comprobado que la placa está diseñada e instalada conforme con la normatividad aplicable, al inicio de la puesta en operación de un sistema de medición se debe implementar un programa de inspección como sigue:

- I. Seis inspecciones de la placa a intervalos de un mes.
- II. Dos inspecciones de la placa a intervalos de 3 meses.

- III. Dos inspecciones de la placa a intervalos de 6 meses.
- IV. Una inspección anual.

El programa propuesto considera una reducción gradual en las tareas de inspección, sin embargo, el Permisionario podrá adoptar otro programa de acuerdo a su experiencia, el cual deberá estar documentado para su trazabilidad y cumplir con lo establecido en estas DACG.

30.6. Cuando se encuentre que la placa de orificio está contaminada o dañada, se deberán corregir los daños (debiendo considerarse incluso reemplazarla), y se revertirá a la frecuencia inmediata anterior de la secuencia indicada en el numeral 30.5. Si hay historial previo de contaminación frecuente de la placa o cuando el flujo de gas sea elevado, se deberá implementar una inspección minuciosa del sistema de medición.

30.7. Los aspectos relevantes de inspección en campo de una placa de orificio incluyen:

- I. La orientación correcta de la placa en el tubo de medición.
- II. Que la placa no se encuentre dañada en su superficie, principalmente en la cara aguas arriba.
- III. Que el borde circular del orificio en su cara aguas arriba no se encuentre desgastado o sin filo.
- IV. Que la placa esté plana y libre de depósitos.

31. Medidas adicionales que deben considerarse

31.1. En relación al maquinado y filo de la placa de orificio, la norma ISO 5167 establece un límite de hasta 0.000 4d, donde d es el diámetro del orificio. El informe técnico ISO/TR 12767:2007 establece que existe una relación aproximadamente lineal entre el radio de curvatura del filo de la placa y el coeficiente de descarga, C. En el límite de la tolerancia permitida puede esperarse una sobrestimación de C de 0.1%, de acuerdo a información recopilada de una cantidad considerable de calibraciones de placas de orificio.

31.2. El costo que puede representar el maquinado y una nueva calibración del sistema de medición es insignificante comparado con el costo de mediciones erróneas sistemáticas con las cuales el caudal pueda subestimarse en 0.1%. Por consiguiente, cuando existe daño al filo del borde del orificio en la cara aguas arriba, siempre debe maquinarse y calibrarse antes de volver a usarse.

31.3. Adicionalmente, hay ciertas medidas que deben adoptarse en el mantenimiento del tubo de medición cuando son frecuentes los depósitos, contaminación o daño a la placa de orificio. Por ejemplo, debe ponerse especial atención en revisar el interior del tubo de medición cuando menos 2 diámetros aguas arriba de la placa de orificio, así como al estado que presenten las tomas de presión diferencial.

31.4. Deben implementarse las medidas establecidas en las normas de referencia sobre la medición de la presión diferencial a través de la placa de orificio. Existen consideraciones específicas para los sistemas de medición en tierra firme y otras para aquellos que operan en estaciones costa afuera, que deben implementarse puntualmente con objeto de verificar su instalación y operación adecuadas.

Sección E. Medidores ultrasónicos de caudal

32. Disposiciones generales

32.1. El diseño, instalación y operación de los medidores ultrasónicos, que se usen como parte del sistema de medición, deben incorporar los criterios y recomendaciones establecidas en normas internacionales como British Standard BS 7965, ISO 12765, ISO 17089 o normas como American Gas Association AGA R9, así como las especificaciones del fabricante.

33. Incertidumbre de medida

33.1. El sistema de medición de caudal de gas natural, referido a condiciones base, mediante medidor ultrasónico, debe medir con incertidumbre expandida menor que 1%; este porcentaje global incluye las contribuciones relacionadas con las mediciones de caudal, temperatura, presión y densidad.

34. Características de los medidores

34.1. Los medidores ultrasónicos de múltiples trayectorias poseen la cualidad de integrar las mediciones de velocidad de las diversas trayectorias de la señal ultrasónica para lograr una mejor estimación de la velocidad promedio a través del medidor; sin embargo, el mal funcionamiento de alguno de los transductores puede implicar pérdidas de información y subsecuentemente un incremento en la incertidumbre de las mediciones. Por esta razón, es indispensable que el Permisionario mantenga siempre disponible al menos un transductor en reserva para posibles replazos.

34.2. Para un medidor ultrasónico, se recomienda definir el grado de redundancia del sistema en la etapa inicial de calibración de caudal, es decir, los emisores deben inducirse a fallar mediante la desconexión de los transductores correspondientes, de tal forma que el comportamiento del medidor pueda evaluarse en cada caso. Mediante este procedimiento puede determinarse en qué punto es necesario retirar el medidor ultrasónico del sistema, en caso de falla de uno o más emisores. Debe instalarse un número adecuado de trenes de medición, de tal forma que siempre se cuente con una ruta alterna y un medidor ultrasónico, calibrado y listo para operar en cualquier momento.

35. Medidas que deben considerarse en la instalación

35.1. El sistema de medición debe disponer de válvulas para aislar el medidor adecuadamente, de tal forma que pueda removerse sin necesidad de parar todo el sistema de medición o proceso. Debe también considerarse la situación en la que el medidor requiera ser removido si alguno de sus componentes falla o sea necesario recalibrarlo.

35.2. La estación de medición no debe ubicarse en un sitio sujeto a vibraciones externas o a niveles de ruido que puedan interferir con su funcionamiento.

35.3. Las secciones rectas de tubería aguas arriba y abajo del medidor deben seleccionarse, fabricarse e instalarse para garantizar el menor impacto posible en el funcionamiento o en la incertidumbre global del sistema.

35.4. En caso de utilizar acondicionadores de flujo, tanto el diseño como la ubicación en el sistema de medición deben ser consultados con el fabricante del medidor.

36. Perfil del flujo

36.1. Debe asegurarse que el perfil del flujo, durante el proceso de calibración del medidor, concuerde, lo más posible, con el perfil del flujo observado en el sistema donde va a operar. Si se decide instalar un acondicionador de flujo con el medidor, éste debe calibrarse con el mismo diseño de acondicionador y la misma configuración.

37. Calibración del medidor

37.1. El medidor ultrasónico debe calibrarse antes de ser instalado, lo cual debe realizarse en una instalación o laboratorio acreditado para llevar a cabo el proceso completo. Los resultados de medida de los patrones usados durante la calibración deben ser trazables a patrones nacionales o internacionales que gocen de reconocimiento internacional, de preferencia en el marco del Arreglo de Reconocimiento Mutuo (ARM) del Comité Internacional de Pesas y Medidas (CIPM).

37.2. Cuando no se adopte un programa de mantenimiento basado en la condición real del sistema de medición, el periodo de recalibración deberá determinarse en cada caso particular, para lo cual deberá aplicarse lo dispuesto en los Anexos II y III de estas DACG.

37.3. La experiencia recopilada con medidores ultrasónicos muestra que las desviaciones registradas se dan, más o menos, durante los primeros 6 meses de haber sido instalados. Aparentemente, la pared interna del medidor se impregna y se adapta a las propiedades del gas, por lo que la limpieza inicial debe evitarse y permitir que el medidor se asiente. Por lo anterior, los medidores deben calibrarse a partir del estado en que se encuentran, de tal forma que cualquier desviación registrada, con relación a la calibración previa, esté documentada. Cualquier alteración en las condiciones superficiales de la pared interna del medidor puede ocasionar errores de medición significativos.

37.4. En cada proceso de calibración se debe registrar la información siguiente:

- I. Los números de serie y declaración de trazabilidad de los resultados de medida del (de los) medidor(es) de referencia usado(s) en la calibración.
- II. Esquemas y detalle de la configuración de la tubería y válvulas utilizadas entre el medidor de referencia y el medidor que se esté calibrando, así como tipo y ubicación de los cambios de dirección y de diámetros en la tubería, entre otros.
- III. La ubicación y tipo de los acondicionadores de flujo en la línea de prueba.
- IV. Las propiedades termodinámicas del gas usado durante la calibración.
- V. Las condiciones de presión y temperatura a que se sometió el medidor durante la calibración.
- VI. La incertidumbre expandida, correspondiente al factor K o al factor de corrección FM.

37.5. Esta información debe conservarse cuando menos por 10 años y estar disponible en caso que sea requerida por la Comisión o durante un proceso de auditoría.

37.6. Deben realizarse entre 4 y 5 pruebas, cuando menos, para cada uno de 6 distintos caudales espaciados uniformemente entre los caudales mínimo y máximo del intervalo de medición del medidor.

37.7. Debe recurrirse a la interpretación estadística de la información obtenida de las calibraciones de los medidores ultrasónicos para determinar el número de pruebas para cada uno de los caudales probados durante el proceso de calibración. La incertidumbre correspondiente a la repetibilidad del proceso de calibración se reduce a medida que aumenta el número de pruebas efectuadas en forma inversamente proporcional a la raíz cuadrada del número de mediciones ($u = \frac{s}{\sqrt{N}}$); donde s es la desviación típica de la media, siempre y cuando el caudal permanezca constante durante las N mediciones realizadas.

38. Cambio del transductor

38.1. El cambio de los transductores y detectores o, en general, de los componentes electrónicos del sistema de medición implica la recalibración del medidor, a menos que el efecto de los dispositivos electrónicos haya sido cuantificado específicamente y sea insignificante. El Permisionario debe mantener disponibles todos los registros que evidencien la irrelevancia derivada de los cambios de cualquier componente del medidor de caudal, en su caso, cuando haya tomado la decisión de no recalibrar el medidor.

38.2. Los detectores y transductores ultrasónicos requieren una presión mínima para lograr un adecuado acoplamiento acústico, por lo que el Permisionario debe asegurarse de consultar y acatar las recomendaciones del fabricante.

39. Implementación de rutinas en el proceso de calibración

39.1. El uso de rutinas numéricas para compensar los efectos del medio ambiente y de las condiciones de proceso en el desempeño del medidor deben implementarse y procesarse dentro del computador de flujo y no dentro del sistema electrónico del medidor. De forma análoga, las rutinas implementadas para realizar correcciones a las mediciones de caudal, de acuerdo con los resultados de calibración, deben procesarse en el computador de flujo (o Unidad de Control Local, UCL). Debe usarse la interpolación lineal de punto a punto. Puede usarse un promedio ponderado basado en el caudal, siempre y cuando los factores de corrección obtenidos durante la calibración se localicen todos dentro de un intervalo de $\pm 0.1\%$ alrededor del valor promedio.

40. Correcciones por presión y temperatura

40.1. Se deben usar factores de corrección reconocidos en la industria para tratar diferencias entre la temperatura de calibración y la de operación. Los factores de corrección aplicados a la presión y temperatura deben estar respaldados mediante métodos que puedan ser auditados y rastreados de forma adecuada.

Sección F. Diagnóstico de los medidores ultrasónicos bajo una estrategia de mantenimiento basada en sesgos de medida

41. Programa de mantenimiento con base en la detección de sesgos de medida

41.1. La implementación de un programa de mantenimiento para los medidores ultrasónicos, basado en la detección de sesgos de medida, representa ventajas significativas en el sistema. La operación de los medidores ultrasónicos ha tenido avances relevantes relacionados con su estabilidad y las técnicas para procesar las señales electrónicas del sistema.

41.2. El diagnóstico proporcionado por los medidores ultrasónicos de gas puede clasificarse en función de la información que generan:

- I. Funcional: es la información relativa a la operación física del medidor.
- II. De proceso: es la información sobre las propiedades del fluido, perfil de flujo, entre otras.
- III. Comportamiento del sistema: es la información del sistema de medición en general.

42. Relación de señal a ruido

42.1 La relación de señal a ruido (SNR, signal to noise ratio) puede usarse como una medida de la calidad de las señales ultrasónicas. La distribución del SNR entre los transductores puede indicar la fuente de algún problema, por ejemplo:

- I. Una diferencia entre el SNR aguas arriba y abajo del medidor puede deberse a la presencia de alguna fuente de ruido ultrasónico; frecuentemente se trata de una válvula con una caída de presión relevante. La presencia de una válvula o alguna otra fuente de ruido ultrasónico puede confirmarse examinando la configuración física de la estación de medición.
- II. Si todos los transductores muestran un SNR bajo, entonces la ocurrencia de sesgos de medida puede explicarse por la presencia de ruido eléctrico.

- III. Si sólo un par de transductores muestran ruido en la señal, y está presente tanto en las señales aguas arriba y abajo del medidor, los transductores pueden estar acústicamente acoplados al cuerpo del medidor por la presencia de líquido en los puertos de medición.

42.2 El rendimiento de un medidor de flujo ultrasónico se define como la relación entre los pulsos recibidos y los transmitidos.

43. Perfil del flujo

43.1. Dependiendo de la configuración del medidor, existen varias técnicas para determinar el perfil del flujo a través del medidor. Las mediciones de velocidad de las diferentes trayectorias pueden confirmar la simetría del perfil, la presencia de vórtices y también servir de base para una estimación estadística de la turbulencia en el flujo.

43.2. Un cambio en el perfil de flujo puede indicar un cambio en la viscosidad del fluido o en la rugosidad de la pared interna del tubo de medición.

44. Velocidad del sonido

44.1. La determinación de la velocidad del sonido es el diagnóstico más relevante, ya que mediante este parámetro se puede inferir el funcionamiento adecuado de todo el sistema de medición.

44.2. La velocidad del sonido del gas medida en cada una de las trayectorias de sonido del medidor ultrasónico puede compararse con el valor obtenido mediante el cálculo teórico de la velocidad del sonido, a partir de las mediciones de la composición del gas (con un cromatógrafo en línea), la temperatura y presión del gas. La experiencia en la industria muestra que una diferencia mayor que 0.21% entre el valor medido de la velocidad del sonido del gas y el obtenido mediante el cálculo teórico puede ser indicativo de errores en la medición de la temperatura y/o presión, en la operación del cromatógrafo o en la operación del medidor ultrasónico de flujo.

44.3. Cuando la diferencia entre estos dos valores de la velocidad del sonido es menor que 0.21%, puede asumirse que los elementos del sistema de medición producen mediciones consistentes de velocidad del sonido.

45. Estrategia en la implementación del programa de mantenimiento

45.1 Cuando el Permisionario considere conveniente implementar un programa y estrategia de mantenimiento del sistema de medición basado en la detección de sesgos, deberá tener la información siguiente:

- I. Tipo de medidor y dispositivos electrónicos asociados.
- II. Historial de calibración del medidor posterior al periodo inicial de mantenimiento programado.
- III. Características del equipo asociado, como cromatógrafo, densitómetro, entre otros, con el historial de estabilidad en la medición de los dispositivos relevantes.

45.2 Se requiere que el operador del sistema de medición conozca de antemano el intervalo dentro del cual pueda variar cada uno de los parámetros de diagnóstico, a que hace referencia la sección de Diagnóstico de los medidores y mantenimiento basado en sesgos; si se exceden dichos intervalos se requerirá la evaluación del sistema, incluso el retiro del medidor ultrasónico y su recalibración. Con excepción de los valores medidos y determinados de la velocidad del sonido del gas, los límites de variación de los parámetros de diagnóstico podrán consultarse con el fabricante.

45.3 El Permisionario deberá elaborar un plan de mantenimiento que considere la metodología y frecuencia con la que deberán ejecutarse las pruebas de diagnóstico, así como la definición de las medidas que se implementarán en caso que los parámetros de diagnóstico salgan frecuentemente fuera de los rangos preestablecidos. Del análisis de esta información, debe poder establecerse las necesidades de recalibración.

Apartado 4. Sistemas de Medición de Petrolíferos Líquidos en Una Sola Fase

46. Consideraciones generales

46.1. Esta sección está enfocada al diseño y operación de los sistemas de medición de hidrocarburos líquidos que se encuentran exclusivamente en una sola fase. Por tanto, el diseño de la estación de medición debe centrarse en que el hidrocarburo se mantenga por encima de su presión de vapor, sin que exista la posibilidad de que éste se encuentre presente en el sitio del medidor.

46.2. Muchas estaciones de medición en los sistemas de transporte cuentan con medidores tipo turbina, Coriolis o ultrasónicos para medir el volumen de los hidrocarburos líquidos, además de sistemas de referencia para la calibración de los medidores de caudal y de equipos de medición de densidad en línea y de muestreo automático.

47. Incertidumbre de medida

47.1. Los sistemas de medición utilizados en el transporte de hidrocarburos líquidos, para fines fiscales o de transferencia de custodia, deben ser capaces de medir el volumen a condiciones base con una incertidumbre expandida de medida igual o menor que 0.25%; este porcentaje incluye las incertidumbres de las mediciones de caudal, temperatura, presión, densidad, contenido de agua y sedimentos, principalmente, en su caso.

47.2. Los valores de incertidumbre de medida asociados a los sistemas de descarga de los buque-tanques deben analizarse caso por caso y están en función de las características de los sistemas de medición utilizados.

48. Tipo de medición

48.1. El flujo de un hidrocarburo líquido puede determinarse en masa o en volumen. El petróleo crudo, el GLP y otros petrolíferos se comercializan en unidades de volumen, esto es, en litros (L) para las transacciones domésticas o en barriles (bbl) en las operaciones de comercio internacional. En cuanto a la asignación de volúmenes o capacidad de un ducto, la medición en unidades de masa resulta muy relevante, ya que el valor derivado de la enajenación se asigna a cada parte con fundamento en la masa, con algún ajuste derivado de la calidad del hidrocarburo.

48.2. La medición en masa puede realizarse en forma directa o mediante la medición del volumen y la densidad del líquido; ésta debe hacerse a las condiciones de presión y temperatura en el punto donde se encuentre ubicado el medidor de caudal.

48.3. Cuando la cantidad medida se exprese en unidades de volumen, deben establecerse las condiciones base; temperatura, $t_b = 293.15 \text{ K}$ ($20 \text{ }^\circ\text{C}$) y presión absoluta, $p_b = 101.325 \text{ kPa}$.

48.4. Los factores de corrección de volumen aplicados en la medición deben ser representativos del fluido; pueden usarse para este propósito los algoritmos sugeridos en el API-MPMS Capítulo 11. Asimismo, el método utilizado para determinar la densidad debe introducir un sesgo mínimo en la determinación del caudal en unidades de masa.

48.5. Los valores de las constantes K usadas para calcular la densidad a condiciones de base deben ser representativas del fluido que se está midiendo; pueden usarse para este propósito las constantes sugeridas en el API-MPMS Capítulo 11.

Sección A. Diseño de la estación de medición

49. Disposiciones generales

49.1. Cuando se transporte crudo o petrolíferos que provengan de distintos puntos de producción con propiedades físico-químicas diversas y no se encuentren adecuadamente mezclados antes de su medición, es recomendable instalar distintas estaciones de medición para los distintos fluidos.

49.2. Las estaciones de medición deben tener instalado un cabezal a la entrada y, de ser necesario, uno a la salida para asegurarse que se tienen condiciones homogéneas de flujo dentro de la estación de medición.

49.3. La estación de medición debe diseñarse de forma que puedan retirarse diversos elementos sin tener que parar el sistema completo. Esto es particularmente importante cuando los elementos del sistema deben ser retirados en forma rutinaria para ser revisados y recalibrados.

50. Sistemas de respaldo

50.1. Algunas actividades de mantenimiento, por ejemplo, el retiro del elemento primario del sistema de medición, pueden requerir remover el tubo de medición. De no ser factible el retiro del sistema de medición, se deberá disponer de un segundo tubo de medición como respaldo cuando la estación de medición se encuentre operando a su caudal nominal máximo.

50.2. En aquellos casos donde sea factible programar los mantenimientos al sistema de medición, no será necesario el sistema de respaldo.

51. Medición de presión y temperatura

51.1. Los puntos de medición de la presión y temperatura deben seleccionarse para asegurarse que estas magnitudes sean representativas de las condiciones que prevalecen en el medidor de caudal. Por lo tanto, deben ubicarse lo más cercano posible a este, sin que interfiera en su operación.

51.2. Los termopozos deben estar situados junto a los puntos de medición de la temperatura, de tal forma que pueda verificarse mediante la comparación con termómetros calibrados, cuyos resultados de medida sean trazables a patrones nacionales.

51.3. Cuando un medidor de caudal se opera a una temperatura y presión distintas a las que fue calibrado, pueden producirse errores de medición significativos, por lo que se recomienda la recalibración del medidor de caudal cuando existan diferencias significativas entre las condiciones de calibración y de operación.

51.4. Cuando se apliquen rutinas numéricas o se modifiquen para realizar ajustes al elemento primario por presión y temperatura, deberán registrarse y estar disponibles para su revisión durante una visita de verificación o cuando la Comisión lo requiera.

Sección B. Patrones de referencia tipo tubería

52. Aspectos generales

52.1. Los patrones de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover) tienen un efecto relevante en la medición, sin embargo, su adquisición, instalación y operación es generalmente costosa.

52.2. El medidor de referencia permite la calibración en sitio del elemento primario de medición de caudal y constituye la solución óptima para minimizar la incertidumbre en la medición.

53. Diseño del patrón

53.1. El diseño bidireccional del patrón disminuye las posibilidades de errores sistemáticos de medida al permitir a la esfera o al pistón viajar dentro de la tubería en ambas direcciones.

53.2. La sección de tubería que contiene al volumen calibrado debe estar protegido internamente. Las uniones bridadas dentro del volumen calibrado deben hacer contacto metal con metal y debe haber continuidad óptima del flujo a través del patrón, minimizando la excentricidad en las uniones bridadas.

53.3. El circuito hidráulico del sistema de calibración debe estar provisto de conexiones para facilitar la calibración del patrón con equipo adecuado, por ejemplo, con cualquiera de las siguientes opciones: a) patrones volumétricos de cuello graduado o, b) un medidor de referencia de caudal (medidor maestro o master meter).

53.4. La metodología aceptada para la calibración, esto es la determinación del volumen a condiciones base, del patrón de referencia, es conocida como método de desplazamiento de agua (del inglés water-draw method).

53.5. El volumen base puede determinarse gravimétrica o volumétricamente. Por lo general, la incertidumbre en una calibración gravimétrica es la menor, ya que no le afectan las propiedades de escurrimiento del agua, sin embargo, la implementación del método gravimétrico en el sitio donde se encuentran instalados los patrones de referencia tipo tubería puede resultar muy complicada, por lo que la técnica más usada es la conocida como transferencia volumétrica.

54. Incertidumbre del medidor de referencia tipo tubería

54.1. Las normas aplicables de la industria han establecido la repetibilidad de las mediciones en $\pm 0.02\%$, independientemente del medio de calibración utilizado. No se ha podido establecer o rastrear el origen y validez de este valor, pero en ocasiones se puede obtener fácilmente y, en otras, solo después de múltiples repeticiones.

54.2. Los reportes de trabajos recientes han documentado que el valor de repetibilidad de 0.02% no es fácil de obtener, sobre todo cuando en los patrones se utiliza un hidrocarburo como medio para llevar a cabo la calibración. Para la calibración de petróleo crudo, los análisis establecen que, a un nivel de confianza de 95% , las técnicas actuales sólo pueden determinar el volumen base de un patrón de referencia tipo tubería con una repetibilidad de 0.04% del valor de volumen. Cuando se utiliza agua, la repetibilidad puede ser del orden de 0.02% , debido principalmente a los escurrimientos durante el proceso de calibración.

54.3. La calibración de un patrón de referencia tipo tubería debe realizarse con incertidumbre expandida igual o menor que 0.04% , referido al volumen base del patrón, a las condiciones referencia de temperatura igual a 293.15 K (20 °C) y presión absoluta igual a 101.325 kPa ; la incertidumbre referida incluye la de los patrones de calibración, la repetibilidad del proceso de calibración, y las mediciones de temperatura y presión, principalmente.

54.4. Cuando el resultado de la calibración del patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover) se ubica dentro de los límites del intervalo de incertidumbre expandida de la calibración previa, entonces el valor de la calibración puede aceptarse y considerarse válido.

54.5. Cuando el resultado de calibración difiere de la calibración previa por más del valor de incertidumbre citado en el numeral anterior, debe efectuarse una verificación realizando varios intentos para distintos caudales, que difieran aproximadamente entre sí alrededor del 25% .

55. Medio de calibración del patrón

55.1. Se recomienda el uso de agua como medio de calibración del medidor cuando se desee mayor estabilidad en la temperatura del líquido. Sin embargo, se debe asegurar que el agua no contenga aire que induzca errores en la medición.

55.2. El patrón de referencia tipo tubería debe ser sometido a un procedimiento de limpieza antes de iniciar su calibración. Cualquier cantidad de cera que se deposite en las paredes internas del medidor de referencia permanecerá ahí, cuando se drene antes de la calibración con agua, y sólo se disolverá cuando se utilice un hidrocarburo y se instale en servicio nuevamente. El problema puede agravarse cuando la temperatura del agua utilizada para calibrar sea menor que la temperatura normal de operación del medidor de referencia con producto.

56. Determinación del volumen base

56.1. En el proceso de calibración de los patrones de referencia tipo tubería, la industria ha aceptado, como representativo, el promedio que resulte de 5 mediciones consecutivas del volumen base, con un intervalo de variación máximo de $\pm 0.01\%$ respecto del valor promedio. El objetivo es que se tengan condiciones estables de todos los parámetros que inciden en la calibración. Dependiendo de las condiciones del fluido, a veces es difícil obtener esta amplitud de variación.

56.2. Existen otros métodos para determinar el volumen base de un patrón de referencia tipo tubería, por ejemplo, si se usa un método de análisis estadístico reconocido en la industria. El número de calibraciones requeridas estará en función de la incertidumbre que se desee obtener.

57. Frecuencia de calibración

57.1. La frecuencia de las calibraciones debe basarse, en la medida de lo posible, en un análisis de costo/beneficio; es decir, el costo de las calibraciones debe compararse con el impacto económico que podría tener una medición errónea que pudiese ocurrir en forma realista. Otra forma de analizar el problema es evaluar el beneficio que representa disminuir la incertidumbre de las mediciones; claramente, esto es una función del volumen de producto que se conduce por el sistema de que se trate.

57.2. De cualquier forma, los cálculos deben basarse en:

- I. Estimar cuál es el costo del medidor de referencia que posea la incertidumbre deseada.
- II. El impacto económico que se tendrá con este sistema de medición.
- III. Una estimación de cuál podría ser la mayor desviación, basada en el resultado obtenido de las 5 calibraciones consecutivas realizadas.

57.3. Es recomendable que la primera recalibración se realice a los 6 meses de haberse instalado un sistema nuevo. Si el resultado de la segunda calibración se encuentra dentro de los límites del intervalo de incertidumbre expandida de la calibración previa, entonces la siguiente calibración podrá realizarse a los 12 meses.

57.4. La recalibración debe realizarse con mayor frecuencia que la anual, cuando el volumen a través de la estación de medición es muy grande o cuando haya habido una pobre reproducibilidad en la determinación del volumen base del patrón.

57.5. Los Anexos II y III de estas DACG contienen las recomendaciones de los periodos máximos de recalibración y de verificación de patrones e instrumentos de medición, los cuales podrán aplicarse en la medida que el Permisionario haya demostrado con la documentación y trazabilidad requeridas que la reproducibilidad de largo plazo en estos equipos y/o sistemas de medición sea adecuada para lograr los valores de incertidumbre objetivo.

57.6. La calibración debe ser realizada por un laboratorio acreditado

57.7. El proceso de calibración del patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover) debe ser realizado por un laboratorio que cumpla con lo establecido en la LFMN y su Reglamento.

57.8. La calibración de un medidor de referencia es la actividad más relevante dentro de un Sistema de medición, ya sea que se trate de una transferencia de custodia o para fines fiscales; por lo anterior, el personal involucrado en el proceso de calibración debe observar el contenido de las disposiciones de estas DACG, así como las recomendaciones específicas contenidas en los capítulos 4, 11 y 12 del API-MPMS, referentes a la calibración de patrones de referencia tipo tubería.

Sección C. Medidores de caudal tipo turbina

58. Descripción general

58.1. Un medidor tipo turbina es un dispositivo para medir el caudal, que posee un rotor que mide la velocidad del líquido que está fluyendo a través de su estructura interna. El líquido ocasiona que el rotor gire con una velocidad tangencial proporcional a la velocidad promedio del fluido, que se asume proporcional al caudal volumétrico, lo cual es cierto si el área transversal de flujo permanece constante. El movimiento del rotor puede detectarse mediante un mecanismo eléctrico que produce pulsos cada vez que un álabe de la turbina cruza el campo magnético generado por una bobina. El número de pulsos emitidos por la turbina es directamente proporcional al volumen que pasa a través de la misma; la constante que relaciona la cantidad de pulsos por unidad de volumen se determina al calibrar la turbina por comparación con un patrón de referencia del tipo volumétrico.

58.2. Las ventajas principales de estos instrumentos son:

- I. Posee precisión y resolución muy altas.
- II. Presentan buen comportamiento lineal (especialmente con productos refinados).
- III. Amplio intervalo de medición de caudal (especialmente con productos refinados).

58.3. Algunas desventajas:

- I. Requieren acondicionamiento del flujo.
- II. No presentan un buen desempeño con fluidos viscosos.
- III. Si se operan fuera del intervalo de medición pueden dañarse mecánicamente.
- IV. Son muy susceptibles a partículas contaminantes o flujos muy variables.
- V. Su comportamiento es afectado por la presencia de flujo rotacional y perfiles de velocidad no uniformes, ocasionados por configuraciones de los ductos aguas arriba y abajo del medidor, válvulas, filtros, juntas desalineadas, entre otras obstrucciones.

59. Instalación y linealidad

59.1. Los medidores de turbina deben instalarse de acuerdo a las recomendaciones y especificaciones del fabricante.

59.2. Aunque es factible detectar cambios en el rendimiento de los medidores mediante la calibración en sitio, el efecto de esos cambios puede minimizarse mediante una adecuada selección de medidores que sean relativamente insensibles a las variaciones en el flujo y en la viscosidad.

59.3. En algunas aplicaciones, las condiciones de proceso pueden ser inestables. Cuando se requieren realizar mediciones de flujos que provienen de diversos campos de producción, la viscosidad del producto puede variar a medida que la contribución de cada campo cambie una vez que los flujos se mezclen.

59.4. La linealidad de un medidor de turbina debe situarse en $\pm 0.15\%$ dentro del intervalo de caudales de operación.

60. Programa de verificaciones

60.1. La estrategia y programa de verificaciones que deseen implementarse juegan un papel relevante en el diseño del Sistema de medición. El Permisionario debe emplear uno de los 3 métodos siguientes para la verificación periódica de los medidores de turbina:

- I. Calibración mediante un patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover).
- II. Desmantelamiento y recalibración en una instalación que pueda mostrar la trazabilidad metrológica de los resultados de medición del patrón de referencia.
- III. Comparación con un medidor de caudal de referencia (master meter)

60.2. Los Anexos II y III de estas DACG incluyen los intervalos máximos establecidos por la Comisión para la ejecución de tareas de recalibración y verificación periódicas. El Permisionario puede establecer periodos más cortos, según se derive de sus programas de mantenimiento.

61. Calibración mediante un patrón de referencia tipo tubería

61.1 Este ha sido el método preferido ya que representa la solución óptima para minimizar la incertidumbre de una medición mediante la calibración en el punto de ubicación del elemento primario con una intervención mínima del operador.

61.2. El factor K de un medidor es la relación entre el número de pulsos emitidos por el medidor y el volumen de fluido que ha pasado por este y que es medido por el patrón de referencia, de tal manera que el factor K es el número de pulsos por unidad de volumen (litro, metro cúbico o barril).

61.3. El factor K programado en el computador de flujo –típicamente aquel que resulte de la última calibración– debe ser representativo del factor K bajo las condiciones de operación. Es decir, el factor K, determinado a las condiciones de operación, puede variar sólo un valor predeterminado δ respecto del valor obtenido durante la última calibración. El valor de δ se fija en la etapa de diseño del sistema de medición y está sujeto a la condición de mantener la incertidumbre de medida del volumen a condiciones base en un valor menor que 0.25%; típicamente, esta variación permisible δ se establece en 0.1%.

62. Curvas de desempeño del medidor

62.1 Para cada tipo de fluido debe generarse una curva de desempeño que relacione el factor K del medidor y el caudal, especialmente cuando el medidor funcione dentro de un intervalo amplio de caudales, incluyendo mediciones por debajo del 50% del caudal máximo. Esto permitirá al operador conocer la variación de caudal que producirá una variación del factor K mayor que el valor de δ preestablecido; de tal forma que se pueda programar una señal de alerta para realizar una recalibración en caso de estar operando en estos valores de caudal.

62.2 Las curvas de desempeño deben cubrir un intervalo de medición de 10% al 100% del caudal máximo y típicamente se requieren 5 corridas para cada caudal en el mencionado intervalo. Cuando no sea posible cubrir dicho intervalo, el Permisionario podrá implementar un método, registrarlo con la adecuada trazabilidad y presentarlo en caso que sea requerido por una Empresa especializada durante una visita de verificación o por la Comisión.

63. Recalibración de la turbina de medición de caudal

63.1. Debe determinarse también la sensibilidad del factor K respecto de las variaciones de la temperatura, presión y densidad, con objeto de fijar las “alarmas” a los límites de variación de estos parámetros, que producirían un cambio del factor K mayor al límite máximo de variación predeterminado δ .

63.2. La frecuencia de recalibración de un medidor de caudal en una estación de medición de exportación de crudo se establece, en términos generales, de tal forma que no más de 5% de las calibraciones rutinarias muestren una desviación mayor a la δ preestablecida en la fase de diseño.

64. Determinación del factor K

64.1. El factor K debe determinarse mediante la calibración del medidor bajo ciertas condiciones de caudal, temperatura, presión, densidad y viscosidad similares a aquellas que estarán presentes durante la operación.

64.2. El método generalmente utilizado para determinar el factor K, es el promedio que resulte de 5 mediciones consecutivas a un caudal preestablecido; dicho método es el siguiente:

- I. Los valores del factor K del medidor de cada una de las 5 mediciones deben ubicarse todas dentro de un intervalo cuya amplitud máxima sea de 0.05%, respecto del valor medio de las 5 mediciones.
- II. Pueden usarse métodos estadísticos adecuados cuando las condiciones de flujo sean inestables e impidan que el método anterior de 5 mediciones consecutivas sea aplicado. El factor K puede determinarse utilizando métodos de análisis estadístico, por ejemplo, aquellos detallados en el capítulo 13 del Manual of Petroleum Measurement Standards de la American Petroleum Institute (API).
- III. No debe perderse de vista que el objetivo de las calibraciones es proporcionar al computador de flujo un factor K que sea representativo del obtenido por el medidor bajo las condiciones normales de operación. Debe evitarse la práctica de utilizar condiciones operativas que no son normales en el medidor, con el propósito de obtener un factor K repetible que sea aceptable.

Sección D. Medidores ultrasónicos de caudal

65. Descripción general.

65.1. Los medidores ultrasónicos obtienen el caudal de líquido mediante la medición de los tiempos de tránsito de pulsos de sonido de alta frecuencia. Los tiempos de tránsito se miden a partir de pulsos de sonido que viajan diagonalmente a través del ducto, aguas abajo en la dirección del flujo y aguas arriba en contra del flujo de líquido. La diferencia en estos tiempos se relaciona con la velocidad promedio del fluido a lo largo de múltiples trayectorias acústicas.

65.2. Se requiere del uso de algoritmos numéricos para calcular la velocidad axial promedio del flujo y el caudal volumétrico de líquido a las condiciones que prevalecen en la línea a través del medidor.

66. Calibración

66.1. Estos medidores deben ser calibrados antes de ser instalados en el sitio de trabajo. La calibración debe ser ejecutada en un laboratorio acreditado cuyos patrones de referencia puedan evidenciar trazabilidad en los resultados de medida; el laboratorio debe ser aprobado por la Comisión.

66.2. Deben tomarse las medidas para asegurarse que, durante el proceso de calibración, el perfil de velocidades del flujo, en el punto donde se encuentre el medidor, sea representativo del perfil que va a "ver" el medidor durante su operación con el producto.

66.3. Otro aspecto relevante es la selección del fluido de calibración. Lo más adecuado resulta cuando se calibra el medidor con un fluido similar al producto que va a medirse. Cuando esto no es viable, la práctica recomienda determinar la respuesta del medidor en términos del número adimensional de Reynolds.

$$Re = \frac{4Q_v}{\pi D \nu}$$

Donde: Q_v es el caudal volumétrico, D es el diámetro interno del medidor de caudal y ν es la viscosidad cinemática del fluido.

66.4. El medidor debe calibrarse dentro del intervalo de medición de caudal previsto y poner especial atención al caudal en que el medidor va a operar normalmente. El medidor debe calibrarse para 6 caudales distintos, espaciados uniformemente dentro del intervalo preestablecido. Se permite la interpolación para estimar los factores de corrección aplicables en aquellos caudales no cubiertos durante la calibración. Con objeto de proporcionar un seguimiento adecuado ante futuras verificaciones implementadas por la Comisión o auditorías realizadas por otras autoridades, la información relativa a las calibraciones y puntos interpolados deberá guardarse en el computador de flujo.

67. Instalación del medidor

67.1. Las secciones de tubo recto, aguas arriba y abajo del medidor, deben fabricarse e instalarse de forma que proporcionen un perfil de velocidad homogéneo que tenga un impacto mínimo en la incertidumbre del medidor. Normalmente, debe consultarse al fabricante del medidor sobre la longitud de tubería recta que requiere dicho medidor.

68. Acondicionadores de flujo

68.1. El uso de acondicionadores de flujo va contra una de las principales ventajas de usar los medidores ultrasónicos, es decir, aquella de no ocasionar pérdidas de energía. Sin embargo, su uso puede resultar necesario cuando la instalación esté limitada por espacio y no puedan instalarse los tramos rectos necesarios de tubería aguas arriba del medidor.

68.2. Debe consultarse con el fabricante si se está considerando incorporar acondicionadores de flujo como parte del sistema de medición, el arreglo propuesto y dónde deben instalarse.

69. Estrategia de verificación

69.1. Hay tres formas para implementar un programa de verificaciones periódicas del medidor ultrasónico:

- I. Mediante un patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover).
- II. Mediante un medidor de caudal de referencia (master meter).
- III. Retiro y recalibración periódicos.

69.2. En caso de usar un medidor de referencia, debe ser calibrado en una instalación apropiada, de tal forma que la trazabilidad de los resultados de medida esté garantizada.

69.3. La calibración de los medidores ultrasónicos en sitio, mediante un patrón de referencia tipo tubería, es el método preferido, ya que se realiza a las condiciones de uso del medidor y actualmente representa un método bien establecido y de la menor incertidumbre. En los medidores ultrasónicos no se tiene la inercia física presente en los medidores de turbina y los primeros son más adecuados para caudales en los que se tienen comportamientos transientes, ya que su respuesta es inmediata. Por ello, el método tradicional para determinar el factor K utilizado en los medidores de turbina no resulta adecuado para los ultrasónicos. Pueden usarse, sin embargo, métodos estadísticos para determinar un factor K adecuado.

69.4. El contenido del capítulo 5.8 del API-MPMS proporciona las guías necesarias para determinar la cantidad de repeticiones necesarias para determinar el valor del factor K .

69.5. Puede usarse un medidor de caudal de referencia (master meter) para verificar periódicamente el medidor ultrasónico. Cuando se proponga usar otro medidor ultrasónico, el operador debe demostrar que se han tomado medidas adecuadas para evitar un error sistemático en ambos medidores. El medidor de referencia posiblemente posea una incertidumbre de medición similar al medidor instalado.

69.6. Durante una calibración del medidor ultrasónico, por comparación con un medidor de caudal de referencia, deben aplicarse las correcciones por temperatura y presión en ambos medidores para considerar las diferencias de densidad del fluido entre los dos medidores.

69.7. Cuando se prefiera el retiro y recalibración del medidor en forma periódica, el intervalo entre calibraciones sucesivas deberá apegarse a lo establecido en las normas aplicables. Puede también recurrirse al uso de diagnósticos para determinar el intervalo entre calibraciones o adoptar un método de mantenimiento basado en el riesgo que toma en cuenta el costo total del proceso de calibración, de acuerdo a la práctica internacional de la industria. Cualquiera que sea la estrategia, será la Comisión quien apruebe el procedimiento.

Sección E. Medidores Coriolis

70. Descripción general

70.1. Los medidores de caudal tipo Coriolis operan bajo el principio en física de que se generan fuerzas inerciales cuando una partícula, en un cuerpo que está en rotación, se mueve respecto del cuerpo en una dirección hacia o en dirección opuesta del centro de rotación.

70.2. Los medidores Coriolis miden el caudal másico y la densidad del fluido. Consisten de un sensor y un transmisor. Un sensor típico tiene uno o dos tubos a través del cual se desplaza el fluido. El tubo o tubos se hacen vibrar a sus frecuencias naturales o de resonancia mediante un mecanismo electromagnético. En el fluido se generan fuerzas de Coriolis que ocasionan una ligera torsión en el tubo; es la magnitud de la torsión la que se detecta y se relaciona con el flujo másico.

70.3. El transmisor Coriolis energiza el sensor, procesa la señal de salida de dicho sensor como respuesta a ese caudal de masa y genera otras señales al equipo auxiliar que son representativas del caudal másico y de la densidad del fluido.

70.4. Este tipo de medidores deben ser calibrados, antes de su instalación, en un laboratorio acreditado, o aprobado por la Comisión, que cuente con patrones de referencia cuyos resultados de medición sean trazables a los patrones nacionales en todo el intervalo de medición del medidor Coriolis.

70.5. Puede usarse agua como fluido de calibración, si esta se realiza en modo de medición de masa. Si el medidor es usado para medir volumen, entonces el medidor debe ser calibrado con el fluido de trabajo, a las condiciones de temperatura y presión cercanas a las condiciones de operación.

70.6. Un medidor Coriolis calibrado en modo de medición de masa puede ser usado para estimar el volumen, siempre y cuando el equipo haya sido también calibrado en modo de densidad, en un intervalo amplio de valores de densidad. A partir de las mediciones de masa y densidad, el volumen puede ser calculado, por ejemplo, en un computador de flujo, usando los valores corregidos de masa y densidad enviados por el transmisor del medidor Coriolis.

71. Instalación del medidor

71.1. El comportamiento de un medidor Coriolis no es afectado por el perfil del flujo en el medidor, de tal forma que la configuración de la tubería aguas arriba y abajo del medidor es menos relevante que con otro tipo de medidores. De cualquier forma, es una buena práctica evitar cualquier perturbación del flujo con objeto de realizar mediciones con el nivel de incertidumbre adecuado.

71.2. La caída de presión a través de un medidor Coriolis es relativamente elevada. Con objeto de minimizar la evaporación súbita de los hidrocarburos ligeros y la subsecuente degradación en el comportamiento del medidor presentes en el producto, debe ponerse especial atención en el diseño del sistema de medición con objeto de mantener el líquido arriba de la presión de vapor en su paso por el medidor. Las válvulas de control de flujo instaladas en serie con el medidor deben colocarse aguas abajo de este.

71.3. Adicionalmente, el medidor debe anclarse firmemente para evitar que las vibraciones de la instalación induzcan errores adicionales en la medición. Debe consultarse a los fabricantes del equipo para obtener información puntual sobre una instalación o condiciones operativas específicas.

72. Ajuste inicial del medidor

72.1. De inicio, debe realizarse un ajuste de reconocimiento de flujo cero. Para ejecutarse deben seguirse minuciosamente las recomendaciones del fabricante. Todo el sistema debe llenarse con el fluido de trabajo y llevarlo a las condiciones normales de presión y temperatura; una vez alcanzadas estas condiciones, es necesario cerrar herméticamente la válvula de seccionamiento instalada aguas abajo del medidor, con la finalidad de establecer una condición de flujo nulo a través del sistema.

73. Estrategia de verificación

73.1. La estrategia elegida juega un papel relevante y debe considerarse en la fase de diseño del sistema de medición.

73.2. Hay tres formas de implementar un programa de verificaciones para los medidores Coriolis:

- I. Mediante un patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover).
- II. Mediante un medidor de referencia calibrado (master meter).
- III. Retiro y recalibración periódicos.

73.3. El uso de un medidor de referencia calibrado (master meter) para verificar en forma periódica el comportamiento de un medidor Coriolis está bien documentado y se recomienda consultar el Capítulo 5.6 del API-MPMS para implementar el procedimiento correcto.

73.4. El medidor de referencia (master meter) debe calibrarse antes de ser usado para la verificación de otros medidores. La calibración debe ser ejecutada por un laboratorio acreditado o aprobado por la Comisión; los resultados de la calibración deben ser trazables a las unidades base del Sistema Internacional de Unidades.

73.5. Para evitar posibles errores sistemáticos, será necesario, normalmente, quitar y recalibrar el medidor de referencia en forma periódica. Cuando la instalación cuente con los arreglos de calibración para el medidor de referencia, la calibración podrá realizarse en sitio.

73.6. Es viable también, la calibración de un medidor Coriolis con un patrón de referencia tipo tubería, incluso del tipo compacto, fijo o portátil. Sin embargo, la incertidumbre asociada a este procedimiento es mayor en relación a la que se obtendría por comparación directa de volúmenes, ya que la densidad en el punto donde se ubica el medidor debe determinarse. Cabe mencionar que para obtener incertidumbres más bajas y mejores mediciones, es necesario instalar un densitómetro en línea y evitar usar la densidad obtenida mediante el medidor Coriolis. Esto, a su vez, proporciona una fuente alterna para verificar la desviación en la medición de la densidad mediante el medidor Coriolis.

73.7. Cuando se prefiera el retiro y recalibración del medidor en forma periódica, el intervalo entre calibraciones sucesivas deberá apegarse a lo establecido en las normas aplicables. Puede también recurrirse al uso de diagnósticos de desempeño del medidor para determinar el intervalo entre calibraciones. La ejecución de dichos diagnósticos puede servir para identificar la ocurrencia de errores sistemáticos, que pongan de manifiesto la necesidad de recalibrar al medidor.

73.8. Algunos medidores pueden requerir de interpolación lineal, principalmente cuando operen a bajos caudales, cerca del límite inferior del intervalo de medición previsto. Dicha interpolación debe realizarse mediante el computador de flujo.

Sección F. Medición de Densidad

74. Consideraciones generales

74.1. Para realizar una medición de la densidad en forma sistemática, dentro de las tolerancias aceptadas en la industria, se deberá consultar e implementar el Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 9.1.

75. Instalación

75.1. Normalmente deben instalarse dos densitómetros en serie con una alarma que registre una diferencia de medición mayor o igual que 1.0 kg/m^3 entre ambos, programada en el computador de flujo. Cuando se instale un solo medidor, el computador de flujo debe enviar alarmas cuando se registren valores de densidad mayores o menores que los prestablecidos. Cuando no resulte viable instalar dos densitómetros, deberá disponerse del densitómetro en línea y de equipo de laboratorio (por ejemplo un hidrómetro) para medir la densidad a condiciones base del producto. El Permisionario deberá registrar diariamente las diferencias entre ambos sistemas, con la finalidad de mantener un control adecuado en las mediciones de densidad. Cuando se registre una diferencia de medición mayor o igual que 1.0 kg/m^3 entre ambos, se deberá iniciar la investigación

correspondiente, implementar las medidas para resolver la discrepancia y registrar los cambios para futuras verificaciones.

75.2. Los densitómetros deben instalarse de acuerdo a las especificaciones del fabricante y ubicarse lo más cerca posible del medidor de caudal. Los puntos de medición deben estar prestablecidos, de tal forma que las condiciones de temperatura y presión en el densitómetro sean conocidas. Adicionalmente, es necesario limpiar el sistema con solventes cuando se presenten depósitos de cera, lo cual puede ocasionar errores de medición.

76. Calibración

76.1. Los densitómetros deben recalibrarse cada 12 meses; cuando se usen dos densitómetros, la calibración debe alternarse de tal forma que al concluir 6 meses siempre se calibre uno de ellos.

77. Recomendaciones operativas de la industria

77.1. En el Reino Unido, en un estudio desarrollado durante 2004 y 2005 relativo a la medición de densidad, se recopiló información sobre la operación y ciertos problemas que se presentan en el procedimiento de calibración aplicado a los densitómetros. Las principales recomendaciones de dicho estudio son las siguientes:

- I. Los densitómetros deben ser calibrados a las condiciones termodinámicas previstas, es decir, en forma simultánea a la presión y temperatura, utilizando uno o más fluidos de referencia a los que se haya determinado la densidad en todo el rango previsto de presión y temperatura, con una incertidumbre que no exceda 0.01% referida a patrones nacionales o internacionales.
- II. Las rutinas numéricas de interpolación o los modelos de densidad, presión y temperatura utilizados para determinar la densidad del fluido de referencia a las condiciones de calibración, deben producir una densidad del fluido con una incertidumbre combinada que no exceda 0.015% (que resulta de las contribuciones por los datos experimentales del fluido de referencia y la subrutina numérica).
- III. La instalación donde se realice la calibración debe mantener la temperatura del líquido de referencia en el densitómetro dentro de ± 0.02 °C, y medirla con una incertidumbre que no exceda 0.05 °C.
- IV. La instalación donde se realice la calibración debe mantener la presión del líquido de referencia en el densitómetro dentro de ± 0.05 bar, y medirla con una incertidumbre que no exceda 0.10 bar.
- V. La ecuación que se utilice para calcular la densidad desde el densitómetro puede usarse siempre y cuando se usen valores optimizados de diversos coeficientes que hayan sido determinados en un laboratorio de calibración que cumpla con los requisitos ya mencionados.

77.2. El uso de materiales de referencia de densidad certificada puede ser válido para asegurar la trazabilidad de los resultados de medición de densidad en línea. La calibración en sitio de los densitómetros puede ser realizada por el método de comparación, usando como referencia un patrón que, a su vez, haya sido calibrado usando materiales de referencia de densidad certificada. En CENAM se producen dos líquidos de referencia de densidad certificada que cubren un intervalo de densidad desde 790 kg/m³ hasta 1000 kg/m³. Los valores de densidad se certifican con incertidumbres del orden de 0.002%.

78. Procedimiento para realizar la calibración

78.1. Se requiere disponer de instalaciones en las que puedan obtenerse las condiciones de estabilidad de presión y temperatura requeridas para lograr los niveles de incertidumbre deseados.

78.2. Es indispensable que los resultados de calibración de los densitómetros pueda ser implementada en los computadores de flujo a través de la modificación de las constantes de calibración o a través del uso de factores de corrección de densidad; dichos factores deben obtenerse a las condiciones de presión y temperatura característicos del sistema de medición.

78.3. Puede llevarse a cabo una calibración limitada, utilizando 3 fluidos, que caracterice el funcionamiento del densitómetro en un intervalo prestablecido de presiones y temperaturas.

78.4. Debe realizarse una calibración completa y sistemática, cuando el intervalo de las condiciones de proceso es más amplio que el considerado mediante la calibración limitada referida en el párrafo anterior.

Sección G. Muestreo y análisis

79. Aspectos generales

79.1. Las estaciones de medición deben tener instalados sistemas de muestreo automáticos que sean proporcionales al caudal. Dichos sistemas pueden proporcionar muestras diarias y semanales que deben ser posteriormente analizadas en laboratorios acreditados. En donde no se cuente con sistemas de muestreo en línea, se deberá realizar el análisis mediante un laboratorio acreditado.

79.2. El diseño de los sistemas automáticos de muestreo debe apegarse a las normas propias de la industria, por ejemplo, la norma internacional ISO 3171. El objetivo de dicho sistema es producir una muestra representativa del producto para que posteriormente sea analizada.

79.3. Se deben instalar líneas de muestreo con indicadores de flujo para comprobar que se tienen condiciones iso-cinéticas.

79.4. Los sistemas de muestreo automáticos deben incluirse en los programas de mantenimiento periódico e implementar las recomendaciones del fabricante en relación a los procedimientos y a la frecuencia.

79.5. Las mediciones relativas a la cantidad de agua y sedimentos deben ser realizadas en un laboratorio acreditado según la norma ISO 17025.

79.6. El operador debe garantizar la disponibilidad de un número suficiente de recipientes para el almacenamiento, transporte y homogeneización de las muestras.

80. Altos contenidos de agua

80.1. El desempeño de los medidores de caudal pueden verse afectados por un alto contenido de agua. A menos que los medidores hayan sido calibrados en sitio, es posible la ocurrencia de errores de medición sistemáticos debido a la presencia de agua.

80.2. Los sistemas de muestreo para aplicaciones de una sola fase están diseñados para contenidos de agua menores que 1% en volumen, de tal forma que contenidos de agua mayores que este porcentaje pueden ocasionar errores de medición y un incremento en la incertidumbre de medición del volumen a condiciones base. Esto puede dificultar alcanzar el valor objetivo de 0.25% como la incertidumbre de medición de volumen de hidrocarburos líquidos a condiciones base.

80.3. Aquellas aplicaciones que impliquen la presencia de contenidos de agua superiores a 2%, en volumen, por periodos prolongados, deben ser registradas con la adecuada trazabilidad, y presentadas a una Empresa especializada o a la Comisión cuando lo requieran.

Apartado 5. Sistemas de Medición Multifásicos

81. Consideraciones generales:

81.1. Pueden instalarse sistemas multifásicos cuando por razones económicas no resulta viable instalar y operar un sistema de una sola fase.

81.2. Los siguientes rubros deben documentarse con objeto de probar adecuadamente el concepto de medición multifásica:

- I. Se deben describir detalladamente los principios de operación y mantenimiento del sistema. Es importante hacer notar que el operador o permisionario debe establecer compromisos de servicios de mantenimiento con el fabricante de los Medidores de Flujo Multifásico (MFM), con el objeto de realizar los ajustes periódicos que son necesarios para el adecuado funcionamiento del medidor, en forma congruente con la variación de las concentraciones de los fluidos.
- II. Debe evaluarse la posibilidad de verificar periódicamente los medidores multifásicos con respecto de un separador de flujo u otro dispositivo que se tome como referencia.
- III. Se debe incorporar equipo redundante como sensores primarios y probar la efectividad del diseño del sistema de medición.

81.3. Los siguientes rubros deben documentarse con objeto de describir el concepto de medición multifásica:

- I. Se debe proponer un modelo de PVT (modelo termodinámico del fluido para predecir el comportamiento presión-volumen-temperatura del yacimiento, en su caso) y metodología de muestreo con objeto de realizar cálculos confiables de PVT.
- II. Debe describirse la metodología y frecuencia de muestreo del modelo PVT para actualizarlo y validarlo, en el entendido de que esta información es esencial para el buen funcionamiento de los MFM.
- III. En caso de utilizar varios trenes de medición en paralelo, deben usarse ductos de entrada al sistema adecuados para garantizar condiciones similares de flujo a través de cada tren de medición.
- IV. El sistema debe tener la flexibilidad adecuada para medir flujos que presenten diversas fracciones de la fase gaseosa.

- V. Debe describirse la metodología de calibración prevista. Es importante destacar que el permisionario debe evaluar con detalle la información relacionada con la incertidumbre de medición del MFM, ya que las condiciones de calibración pueden ser diferentes en gran medida de las condiciones de operación; cabe mencionar, por otro lado, que las especificaciones metrológicas establecidas por los fabricantes se basan normalmente en datos de carácter experimental.

81.4. Dependiendo del principio de funcionamiento del MFM, el permisionario debe, cuando menos, realizar los siguientes tipos de mediciones, con el propósito de verificar o diagnosticar el estado de funcionamiento de alguno(s) de los componentes del MFM:

- I. Mediciones de carácter dimensional.
- II. Calibración del sensor de presión diferencial.
- III. Verificación de la frecuencia de rayos gamma mediante el uso de diferentes fluidos.

Las verificaciones que debe realizar el Permisionario no deberán limitarse a las referidas en los incisos anteriores, sino ceñirse a todas aquellas que el fabricante recomiende.

82. Calibración realizada tierra adentro.

82.1. La Comisión podrá requerir al Permisionario la realización de una calibración del MFM antes de aprobar su uso en aplicaciones determinadas. Con propósitos de transparencia y para confirmar el desempeño del MFM, puede resultar conveniente que el fabricante del MFM no cuente con la información técnica referente al sitio de calibración. La idea principal es comparar la respuesta del MFM con las mediciones de los patrones de referencia en cada una de las fases (aceite, agua y gas), en diferentes regímenes de flujo y diversas concentraciones y anticipar las condiciones que se puedan presentar.

82.2. Comparación del MFM con un separador de prueba

La Comisión podrá aceptar el uso de un separador de prueba para verificar el estado de funcionamiento de un MFM, siempre y cuando los resultados de medición en cada una de las fases en el separador de prueba sean trazables a patrones nacionales o internacionales.

82.3. Durante la comparación entre un MFM y el separador de prueba, las condiciones de temperatura y presión pueden variar significativamente del MFM hasta el separador; por esta razón, la comparación entre ambos sistemas se debe plantear en modo de medición de masa, en cada una de las tres fases presentes, en su caso, en el flujo extraído.

Apartado 6. Referencias Normativas

1. API-MPMS Chapter 4. Proving systems.
2. API-MPMS Chapter 5. Metering
3. API-MPMS Chapter 6. Metering Assemblies
4. API-MPMS Chapter 7. Temperature Determination
5. API-MPMS Chapter 8. Sampling
6. API-MPMS Chapter 9. Density Determination
7. API-MPMS Chapter 10. Sediment and Water
8. API-MPMS Chapter 11. Physical Properties Data (Volume Correction Factors)
9. API-MPMS Chapter 12. Calculation of Petroleum Quantities
10. API-MPMS Chapter 14. Natural Gas Fluids Measurements
11. API-MPMS Chapter 15. Guidelines for the use of the International System of Units (SI) in the Petroleum and Allied Industries.
12. API-MPMS Chapter 20. Allocation Measurement. First Edition, September 1993, Reaffirmed, September 2011.
13. AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meter. 2006
14. AGA Report No. 8. Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases. 1994
15. AGA Report No. 9. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. 2007
16. AGA Report No. 10. Speed of sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases
17. AGA Report No. 11. Measurement of Gas by Coriolis Meter. Second Edition.
18. DECC. Guidance Notes for Petroleum Measurement. Issue 9.1, January 2015, United Kingdom.

19. Norwegian Petroleum Directorate. Regulations Relating to Measurement of Petroleum for Fiscal Purposes and for Calculation of CO₂-Tax (The Measurement Regulations). November 1, 2001.
20. NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.
21. NMX-Z-055-IMNC-2009, Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM).
22. NMX-CH-140:2002, Guía para la expresión de incertidumbre en mediciones.
23. JCGM 100:2008, Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement
24. JCGM 101:2008, Evaluation of measurement data –Guide to the expression of uncertainty in measurement – Propagation of distributions using a Monte Carlo Method.
25. ISO 3171:1988. Petroleum liquids – Automatic pipeline sampling.
26. ISO 5168:2005. Measurement of fluid flow – Procedures for the evaluation of uncertainties. ISO 5167-1:2003. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 1 General principles and requirements.
27. ISO 5167-2:2003. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 3 Orifice plates
28. ISO 5167-4:2003, Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 4 Venturi tubes
29. ISO 4006:1991. Measurement of fluid flow in closed conduits –Vocabulary and symbols
30. ISO 17089-1:2012. Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic meters for gas –. Part 1: Meter for custody transfer and allocation measurement.
31. ISO 17089-2:2012. Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic meters for gas –. Part 2: Meters for industrial applications.
32. ISO 10790:2015. Measurement of fluid flow in closed conduits – Guidance to the selection, installation and use of Coriolis flowmeters (mass flow, density and volume flow measurements).
33. ISO 6141:2015. Gas analysis – Contents of certificates for calibration gas mixtures.
34. ISO 6143:2001. Gas analysis – Comparison methods for determining and checking the composition of calibration gas mixtures.
35. ISO 6974-1:2012. Natural gas – Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography – Part 1: General guidelines and calculation of composition
36. ISO 6975:1997. Natural gas – Extended analysis – Gas-chromatographic method
37. ISO 6976:1995/Cor 3:1999. Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition
38. ISO 10715:1997. Natural gas – Sampling guidelines
39. ISO 14532:2014. Natural gas – Vocabulary
40. ISO 18089-1:2010. Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic meters for gas – Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement.
41. ISO/TR 11583:2012. Measurement of wet gas flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits.
42. ISO/TR 3313:1998. Measurement of fluid flow in closed conduits – Guidelines on the effects of flow pulsations on flow measurement instruments.
43. ISO/TR 12767:2007. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices – Guidelines on the effect of departure from the specifications and operating conditions given in ISO 5167.
44. ISO/TR 12765:1998. Measurement of fluid flow in closed conduits –Methods using transit-time ultrasonic flowmeters.

Apartado 7. Referencias bibliográficas

1. Department of Energy and Climate Change (DECC); Guidance Notes for Petroleum Measurement, Issue 9.1, January 2015, United Kingdom.

2. The Norwegian Petroleum Directorate (NPD); Regulations Relating to Measurement of Petroleum for Fiscal Purposes and for Calculation of CO₂-Tax (The Measurement Regulations), November 1, 2001.
3. Reader-Harris, M., Hodges, D. and Gibson, J., Venturi-Tube Performance in Wet Gas Using Different Test Fluids, 24th International North Sea Flow Measurement Workshop, October, 24-27, 2006.
4. Steven, R., Horizontally Installed Differential Pressure Wet Gas Meter Performance Review, 2006.
5. Steven, R., Diagnostic methodologies for generic differential pressure flow meters, NSF MW, October 2008, St. Andrews, Scotland, UK.
6. Steven, R., et. al., Horizontally-Installed Orifice Plate Response to Wet Gas Flows, 2011.
7. Hall, Andrew, et. al., A Discussion on Wet Gas Flow Parameter Definitions, 2009.
8. Reader-Harris, M., and Graham, E., An Improved Model for Venturi Tube Over-Reading in Wet Gas, 27th International North Sea Flow Measurement Workshop, October, 20-23, 2009.
9. Steven, R., Kinney, J., Britton, C., Direct test comparisons of ultrasonic and differential pressure meter responses to wet natural gas flow, ISFFM 2015, Arlington, VA.

Transitorios

Primero. Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General entrarán en vigor al día hábil siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo. Se otorga a los Permisionarios de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, hasta un plazo de ciento ochenta días naturales siguientes a la fecha de entrada en vigor de las presentes disposiciones para cumplir con la totalidad de las condiciones y obligaciones establecidas en este instrumento administrativo.

ANEXO 1. Especificaciones Metrológicas

Tabla 1. Especificaciones metrológicas para los sistemas de medición de caudal de hidrocarburos líquidos en una sola fase.

	Resolución	Repetibilidad	Linealidad	EMP	Incertidumbre
Medidor de caudal	0.1 L	0.05%	± 0.15%	± 0.3%	0.1%
Medidor de temperatura	0.05 °C			± 0.18 °C	0.05 °C
Medidor de presión					
p/MPa < 1	5 kPa			± 30 kPa	10 kPa
1 < p/MPa < 4	0.5%			± 3%	1%
p/MPa > 4	20 kPa			± 120 kPa	40 kPa
Medidor de densidad	0.5 kg/m ³			± 3 kg/m ³	1 kg/m ³
Para cálculo de CTL o CPL					
Volumen a condiciones base					0.25%

Nota 1: los valores de incertidumbre contenidos en la tabla se expresan con una probabilidad de cobertura del orden de 95.45%.

Nota 2: EMP se refiere al Error Máximo Permisible; CTL: factor de corrección por temperatura en el líquido; CPL: factor de corrección por presión en el líquido.

Tabla 2. Especificaciones metrológicas para los sistemas de medición de caudal de hidrocarburos gaseosos en una sola fase, usando medidores de caudal de tipo dinámico (turbina, ultrasónico, desplazamiento positivo).

	Resolución	Repetibilidad	Linealidad	EMP	Incertidumbre
--	------------	---------------	------------	-----	---------------

Medidor de caudal $q_{\min} < q_i < q_t$ $q_t < q_i < q_{\max}$		0.05%	$\pm 0.15\%$	$\pm 4\%$ $\pm 2\%$	0.7%
Medidor de temperatura	0.05 °C			± 0.18 °C	0.05 °C
Medidor de presión $p/\text{MPa} < 1$ $1 < p/\text{MPa} < 10$	1 kPa 1 kPa			$\pm 0.3\%$	0.1%
Medidor de densidad	0.001 kg/m ³	0.02%		$\pm 0.5\%$	0.15%
Volumen a condiciones base					1%

Nota: q_t representa el caudal de transición; q_{\min} el caudal mínimo y q_{\max} el caudal máximo; todos según las especificaciones del fabricante.

ANEXO 2. Calibración de los sistemas de medición para líquidos en una fase

Aspectos generales

El procedimiento de calibración del patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover) debe ser realizado por un laboratorio acreditado en términos de la LFMN y su Reglamento. El laboratorio y su personal deben tener amplia experiencia y contar con el equipo adecuado para llevar a cabo el procedimiento de calibración referido.

Las calibraciones de todos los patrones e instrumentos de medida deben apegarse a las condiciones establecidas en estas DACG y, particularmente, las de los medidores de referencia, dada su relevancia para el desempeño de los sistemas de medición utilizados para efectos fiscales o la transferencia de custodia de un producto.

Se deberán considerar los pasos siguientes en el proceso de calibración:

- I. El laboratorio acreditado debe disponer de un procedimiento en el que se describan las actividades, los equipos y materiales requeridos, los responsables y los criterios de aceptación para cada una de las etapas principales del proceso.
- II. El responsable del SGM será quien interactúe con el laboratorio acreditado para darle acceso al equipo por calibrar y asegurar las condiciones en el sitio para realizar la calibración, incluyendo, de manera enunciativa mas no limitativa, la disponibilidad de suministro de agua potable, energía eléctrica y un ambiente con condiciones controladas, de requerirse.
- III. El responsable del SGM debe asegurar la disponibilidad en el sitio de las piezas de repuesto frecuente, como válvulas de repuesto de 4 vías, sellos, interruptores y válvulas tipo esfera, para su reemplazo inmediato en caso de falla.
- IV. El laboratorio acreditado debe llevar consigo los patrones volumétricos de cuello graduado para realizar la calibración; estos equipos deben contar con un certificado de calibración donde se constate que los resultados de medición de los patrones poseen trazabilidad hacia los patrones nacionales de medición.
- V. El laboratorio acreditado deberá llevar consigo también los instrumentos para medir la presión y la temperatura, tanto en el patrón de referencia tipo tubería como en los patrones volumétricos de cuello graduado. Todos los instrumentos de medición deben contar con certificado de calibración emitido por un laboratorio acreditado donde se constate que los resultados de los instrumentos de medición poseen trazabilidad hacia los patrones nacionales de medición.

- VI.** El laboratorio acreditado podrá suministrar el sistema de circulación requerido para llenar las tuberías y para hacerlo circular a través del patrón de referencia tipo tubería.
- VII.** El laboratorio acreditado debe confirmar el buen estado de la esfera que será utilizada en el tubo de medición y, de ser necesario, realizar el inflado de la misma hasta que el diámetro de la esfera se sitúe entre 1.02 y 1.05 veces el diámetro del tubo.
- VIII.** El personal asignado por parte del Permisionario se debe cerciorar que las válvulas de 4 vías no presenten fugas, que el sistema esté hermético, que los termopozos se encuentren limpios, que el sistema se encuentre lleno completamente del fluido de trabajo y que todo el aire haya sido extraído de las tuberías, entre otros, rubros.
- IX.** Antes de iniciar con las corridas de calibración, el laboratorio acreditado debe asegurar que tanto el patrón de referencia tipo tubería, los patrones volumétricos de cuello graduado y el fluido que se usará para la calibración hayan alcanzado un nivel de equilibrio térmico; para este propósito deben realizarse varios ejercicios de recirculación. Las diferencias de temperatura deben ser menores que 0.5 °C. En muchas ocasiones, este nivel de equilibrio térmico exige que las operaciones sean realizadas en horario nocturno.
- X.** En el caso de patrones de referencia tipo tubería compactos (compact provers) el laboratorio acreditado deberá determinar el volumen del patrón para cada una de las dos posiciones relativas del medidor bajo calibración: a) instalación aguas abajo del patrón o b) aguas arriba del patrón.
- XI.** Disponer de una bomba de potencia adecuada para realizar una prueba hidráulica al sistema para verificar la hermeticidad del medidor de referencia con el medidor certificado.
- XII.** Tener la instalación eléctrica adecuada, así como implementar las medidas de seguridad ya que se utilizarán diversos líquidos como glicol, agua potable, entre otros.
- XIII.** El Permisionario es, en todo momento, responsable de los aspectos de seguridad durante los procesos de calibración.

Durante el proceso de calibración, el Permisionario debe mantener un flujo estable en el sistema de medición. El laboratorio acreditado deberá aplicar el procedimiento establecido en estas DACG y entregar el reporte del resultado del proceso de calibración al Permisionario.

Una vez que la calibración del patrón de referencia tipo tubería haya sido concluida, el Permisionario deberá retirar todos los elementos ajenos a la estación de medición y poner especial atención para no alterar el arreglo de válvulas, bridas, tubería de entrada o salida del medidor, posición de los pozos de medición, entre otros.

ANEXO 3. Periodos máximos permisibles para la recalibración de patrones e instrumentos de medida

Tabla 1. Medición de Flujo de Hidrocarburos Líquidos en una fase

Patrones	Periodo máximo	Patrón de calibración
Patrón de referencia tipo tubería (pipe prover) Bidireccional, Unidireccional	5 años	<ul style="list-style-type: none"> • Patrón Volumétrico de cuello graduado • Medidor de caudal de referencia (master meter). Sólo en casos donde no puedan usarse los patrones volumétricos de cuello graduado.
Patrón de referencia tipo tubería (compact prover)	3 años	<ul style="list-style-type: none"> • Patrón Volumétrico de cuello graduado
Medidor de caudal de referencia (master meter) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Desplazamiento positivo ▪ Coriolis 	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Patrón Volumétrico de cuello graduado • Patrón de referencia tipo tubería (unidireccional o bidireccional) • Patrón primario de tipo gravimétrico
Instrumentos de medición		
Sensores/transmisores de temperatura	2 años	Sensores tipo Pt-100 de referencia + baño termostático
Sensores/transmisores de presión	2 años	Manómetros de referencia + bomba hidráulica para generar presión

Densitómetro	1 año	Líquidos de referencia de densidad certificada
Medidor de caudal	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Patrón de referencia tipo tubería (pipe prover) • Patrón de referencia tipo tubería (compact prover) • Medidor de caudal de referencia (master meter)

Tabla 2. Medición de Flujo de Gases en una fase

Patrones	Periodo máximo	Patrón de calibración
Medidor de caudal de referencia (master meter) Ultrasónico	5 años	<ul style="list-style-type: none"> • Patrón primario de tipo gravimétrico • Sistema PVTt • Medidores de caudal de referencia
Instrumentos de medición		
Sensores/transmisores de temperatura	2 años	Sensores tipo Pt-100 + baño termostático
Sensores/transmisores de presión y presión diferencial	2 años	Manómetros de referencia + bomba hidráulica para generar presión
Densitómetro	1 año (costa adentro) 2 años (costa afuera)	Líquidos de referencia de densidad certificada
Medidor de caudal	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de caudal de referencia (master meter)
Cromatógrafo	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Mezclas de Gases de Referencia Certificadas • Mezclas de Gases de Calibración

ANEXO 4. Periodos máximos permisibles para la verificación de patrones e instrumentos de medida**Tabla 1.** Medición de Flujo de Hidrocarburos Líquidos en una fase

Patrones	Periodo máximo	Aspecto a verificar
Patrón de referencia tipo tubería (pipe prover) Bidireccional, Unidireccional	3 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Integridad de la válvula de 4 vías • Integridad de las válvulas de seccionamiento • Integridad de la esfera • Integridad del recubrimiento interior del patrón • Tiempo de actuación de la válvula de 4 vías
Patrón de referencia tipo tubería (compact prover)	3 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de operación del cilindro de gas • Integridad del sello del pistón • Integridad de las válvulas de seccionamiento • Funcionamiento del mecanismo de retorno del pistón
Medidor de caudal de referencia (master meter)	6 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Repetibilidad + Error de medida en caudal preponderante.
Instrumentos de medición		
Sensores/transmisores de temperatura	6 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Repetibilidad + Error de medida

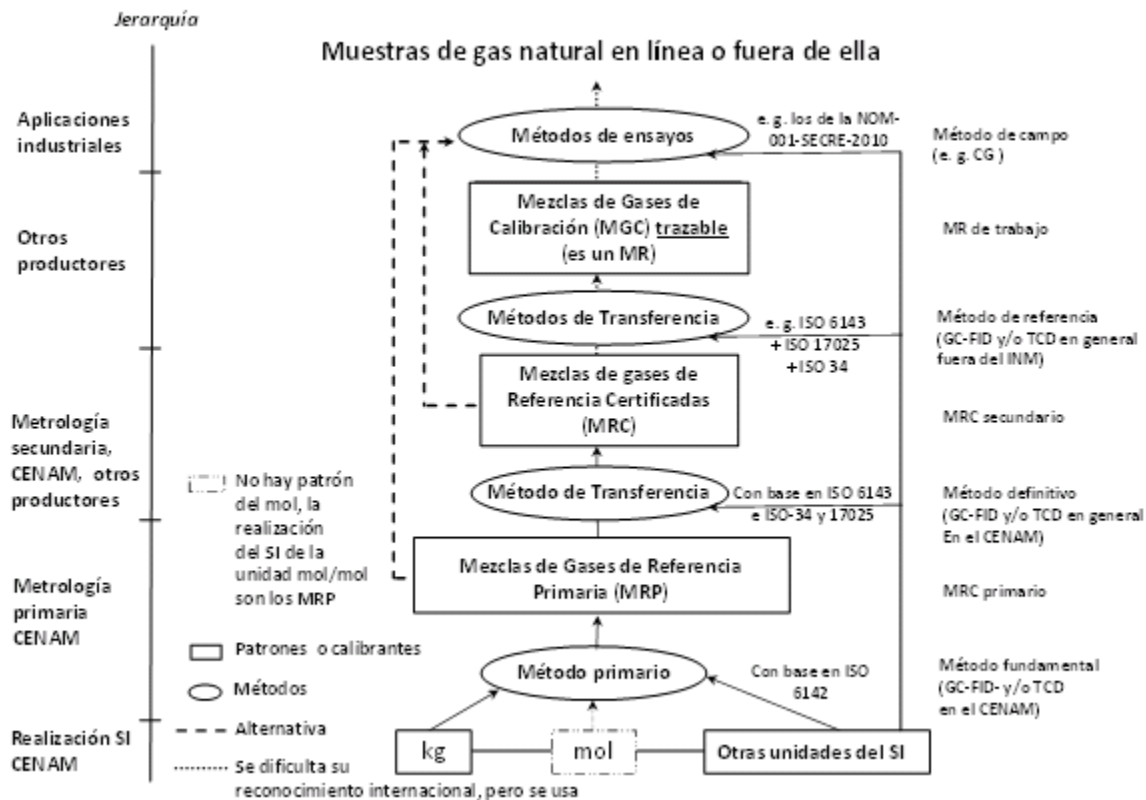
Sensores/transmisores de presión	6 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Repetibilidad + Error de medida
Densitómetro	6 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Repetibilidad + Error de medida
Medidor de caudal	1 mes	<ul style="list-style-type: none"> • Repetibilidad + Error de medida en caudal preponderante

Tabla 2. Medición de Flujo de Gases en una fase

Patrones	Periodo máximo	Aspecto a verificar
Medidor de caudal de referencia (master meter) Ultrasónico	1 año 3 meses	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad del sonido en flujo nulo. • Velocidad en diferentes trayectorias • Inspección del estado de limpieza • Nivel de turbulencia • Relación señal/ruido • Ganancia • Integridad de las válvulas de seccionamiento
Instrumentos de medición		
Sensores/transmisores de temperatura	6 meses	Sensores tipo Pt-100 + baño termostático
Sensores/transmisores de presión y presión diferencial	6 meses	Manómetros de referencia + bomba hidráulica para generar presión
Densitómetro	1 año	Líquidos de referencia de densidad certificada
Medidor de caudal <ul style="list-style-type: none"> • Turbina • Desplazamiento positivo • Ultrasónico • rotativo 	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de caudal de referencia (master meter)
Placas de orificio	1 año	<ul style="list-style-type: none"> • Medición del radio de curvatura del borde de entrada de la placa de orificio • Rugosidad superficial de la placa de orificio, lado aguas arriba • Medición del diámetro interno de la placa de orificio. • Planicidad de la placa
Cromatógrafo	1 semana	<ul style="list-style-type: none"> • Curva de calibración

ANEXO 5. Cadena de trazabilidad tipo para composición de gas natural expresada como fracción de cantidad de sustancia

Diagrama que muestra la forma de transferir la exactitud de las mediciones de composición de gas natural, partiendo de los patrones nacionales hasta los sistemas de medición instalados en las estaciones de medición de los Permisionarios.



ANEXO COMPLEMENTARIO. Aspectos relevantes sobre Medición de Gas con Contenido de Líquidos

1. Consideraciones generales

1.1. Según concluye Steven y colaboradores (2015), el gas húmedo representa una condición de flujo muy adversa y constituye un reto a las capacidades de medición, prácticamente de todas las tecnologías de medición de flujo de gas; en la medición de gas natural húmedo, ningún medidor puede alcanzar las especificaciones de desempeño que se lograrían en condición de flujo de gas sin humedad.

1.2. La incertidumbre que puede obtenerse mediante el uso de medidores de caudal de gas con contenido de líquidos depende de las condiciones en sitio y puede resultar difícil determinarla. Sin embargo, puede minimizarse con una adecuada selección del medidor, calibración, mantenimiento y la aplicación de las mejores prácticas de la industria. La medición de gas con contenido de líquidos es un caso de flujo multifásico y deben aplicarse las medidas que se tomarían para un flujo en dichas condiciones.

2. Medidores de presión diferencial

2.1. Cuando el gas con contenido de líquido pasa a través de un medidor de presión diferencial, la presencia de líquido produce una mayor caída de presión. Como resultado de ello, el medidor sobrestima el caudal de gas. Hay varios factores que influyen en la medición como: a) el parámetro de Lockhart-Martinelli, b) la relación de densidad de gas a líquido, c) el número de Froude densiométrico, y d) la relación de agua a líquidos totales, entre otros.

2.2. Los medidores de caudal de presión diferencial tipo Venturi son los más usados en aplicaciones de gas húmedo; un número importante de expresiones matemáticas se han desarrollado para corregir el problema de sobre-estimación del caudal por el efecto de la presencia de líquidos en la corriente de gas.

3. Correlaciones usadas

3.1. En la década de los 70, Chisholm publicó una correlación de aplicación general para flujo en dos fases para medidores de placa de orificio que ha sido utilizada como base en varias correlaciones derivadas posteriormente. En ese trabajo se reportó que el caudal sobrestimado en los medidores de placa de orificio depende del parámetro Lockhart-Martinelli y de la relación de densidades gas/líquido.

3.2. Steven, en 2007, sugirió que el parámetro de Chisholm reemplazara al viejo parámetro de Lockhart-Martinelli, pero propuso que este parámetro conservara el nombre de Lockhart-Martinelli para evitar problemas debido a su uso extendido en la industria del gas. Este parámetro, ahora conocido como Lockhart-Martinelli Modificado, y referido como XLM, podría convertirse en el método normalizado; este parámetro está definido como:

$$X_{LM} = \frac{m_l}{m_g} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}}$$

Donde: m_l es la masa del líquido, m_g es la masa del gas y $\frac{\rho_g}{\rho_l}$ es la relación de densidades.

4. Correlación usada en Medidores Venturi

4.1. Reader-Harris et. al., (2006) y Steven (2006) encontraron que la respuesta de los medidores de presión diferencial de gas con contenido de líquidos está influenciada por las propiedades físicas del líquido. En un trabajo posterior, Reader-Harris y Graham (2009) ampliaron el estudio de Chisholm e incluyeron las propiedades físicas del líquido. Esta correlación es actualmente una de las más utilizadas, ya que considera un intervalo mayor de parámetros del medidor y condiciones de gas con contenido de líquidos. Básicamente, Reader-Harris y Graham modificaron el modelo de Chisholm para introducir un factor de corrección y el recálculo del exponente n , como una función del número de Froude.

4.2. La formulación propuesta por Reader-Harris y Graham funciona adecuadamente para los siguientes intervalos: $0.4 \leq \beta \leq 0.75$; $0 \leq X \leq 0.3$; $3 < Fr_{gas}$; $0.02 < \rho_{1, gas}/\rho_{liq}$; $D \geq 50$ mm; donde β es la relación de diámetros d/D , X es el parámetro Lockhart-Martinelli, según se define en la cláusula 3.2 de este Anexo; Fr es el número de Froude del gas y D es el diámetro de la tubería.

5. Correlación usada en Medidores de Placa de Orificio

5.1. Steven (2011) desarrolló una correlación aplicable a medidores de placa de orificio para medidores de 25 mm (1 pulgada) y 100 mm (4 pulgadas) de diámetro, que puede usarse dentro de un intervalo amplio de valores de β .

5.2. El uso de correlaciones en la medición de gas con contenido de líquidos debe evaluarse cuidadosamente, ya que la variación de los parámetros o el uso de dichas correlaciones fuera de las condiciones bajo las cuales fueron realizados los estudios y experimentos o validación de los modelos, puede resultar en estimaciones erróneas de medición.

5.3. Asimismo, la determinación de propiedades termodinámicas como las densidades del líquido y del gas debe llevarse a cabo con muestras que sean efectivamente representativas, mediante análisis en laboratorio. El diseño y la operación del sistema de muestreo deben planificarse cuidadosamente para tomar la muestra que produzca los resultados correctos. En principio, una estimación del contenido de líquido puede obtenerse si el flujo de gas se conduce a un separador. En el trabajo de Reader-Harris y Graham (2009), se hace uso de la caída de presión a través del tubo Venturi para determinar el líquido del gas húmedo. Esto tiene la ventaja de prescindir de una técnica separada para determinar el líquido del flujo de gas.

5.4. El Informe Técnico Internacional ISO/TR 11583 incluye las recomendaciones técnicas para corregir los resultados de medición en flujo de gas húmedo, cuando se usan medidores del tipo de presión diferencial (placa de orificio o tubos Venturi), por lo que las estaciones de medición donde se hallen instalados sistemas de medición por presión diferencial deben incluir algoritmos de corrección en los computadores de flujo, basados en el contenido del informe ISO/TR 11583.

5.5. Por lo anteriormente expuesto, en caso de tener la presencia de gas con contenido de líquidos, el Permisionario deberá evaluar detalladamente el uso de otras tecnologías, diferentes a las de presión diferencial, para medir gas natural húmedo, en tanto se encuentren disponibles las referencias internacionales que documenten la forma de realizar correcciones por el efecto del contenido de humedad.