

Estudio de Vida Útil de Medidores de Gas

Tipo Diafragma de Uso Residencial

GERMÁN J. COVELLI SOLANO

Jefatura de Aseguramiento Metrológico. germanjc@gdo.com.co
Gases de Occidente S.A. ESP., Cali, Valle del Cauca - Colombia.

RESUMEN

Según el reporte de cobertura del servicio de gas natural del cuarto trimestre de 2018 emitido por el Ministerio de Minas y Energía, Colombia cuenta con más de 9,5 millones de usuarios residenciales conectados que utilizan medidores de gas tipo diafragma para medir su consumo. Desde 1977, cuando se iniciaron las primeras conexiones residenciales en la ciudad de Barranquilla, se instalaron medidores que hoy en día pueden tener más de 35 años en operación. En este artículo se presentan los resultados del estudio experimental en laboratorio y campo, destinado a evaluar el desempeño metrológico de los medidores de gas tipo diafragma. Los resultados del análisis para los medidores probados en campo muestran que una cantidad significativa de los medidores excedió los errores máximos permisibles (EMP) definidos en las normas técnicas colombianas para verificación posterior. Por otro lado, se evidencia que la mayoría de los medidores nuevos probados experimentalmente tienen asociadas derivas negativas, es decir tienden a medir menos volumen con el paso del tiempo.

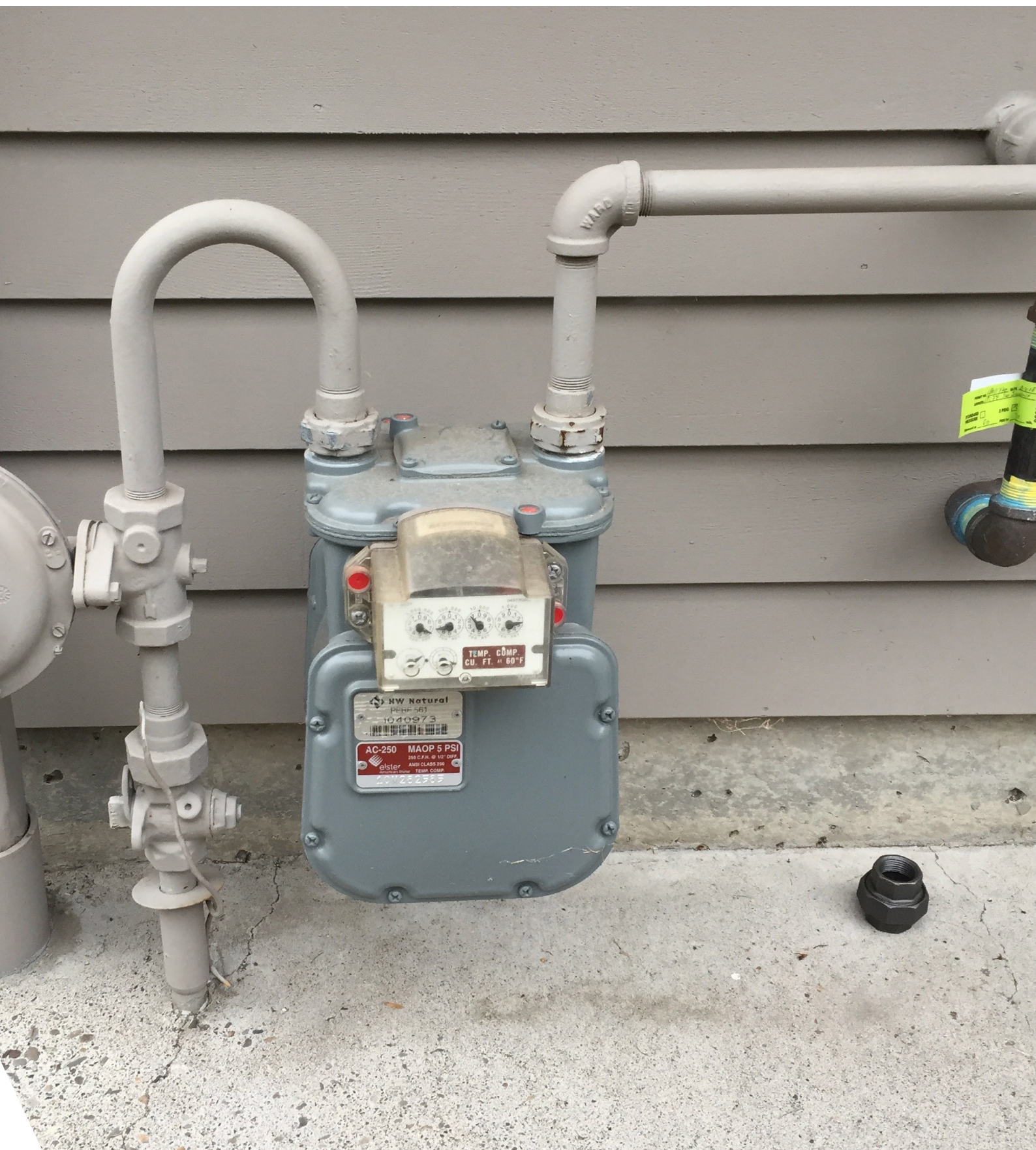
Palabras clave: *Medidor Diafragma, Desempeño Metrológico, Vida Útil, Gas Natural, Verificación Posterior, Máximos Errores Permisibles.*

ABSTRACT

According to the reported coverage of the natural gas service of the fourth quarter of 2018 issued by the Ministry of Mines and Energy, Colombia has more than 9,5 million connected residential users who use diaphragm gas meters to measure their consumption. In 1977 the first residential connections began in the city of Barranquilla, and the meters installed in that moment have been in operation for more than 35 years. This article presents the results of a experimental study in laboratory and field, aimed at evaluating the metrological performance of diaphragm gas meters. The results of the analysis for the meters tested in field show that a significant number of the meters exceeded the maximum permissible errors (EMP) defined in the Colombian technical standards. On the other hand, it is evidenced that most of the new experimentally tested meters have negative drifts associated, that is, they tend to measure less volume over time.

Keywords: *Diaphragm meter, metrological performance, shelf life, natural gas, subsequent verification, maximum permissible errors.*





1 INTRODUCCIÓN

En 1977 se comenzó a suministrar gas natural domiciliario en Barranquilla a través de la primera conexión otorgada por el Ministerio de Minas y Energía a la distribuidora Gases del Caribe S.A. Lo anterior estuvo ligado a la necesidad de cuantificar el volumen de gas en cada uno de los hogares que se conectaban, lo que conllevó la instalación de medidores de gas. Hoy en día, existen más de 9 millones de usuarios de gas natural de tipo residencial conectados en todo el país [1], los cuales tienen medidores de gas tipo diafragma para medir su consumo, algunos de ellos con más de 35 años de servicio.

Es importante que los usuarios reciban facturas “exactas” por la cantidad de gas que consumen en sus hogares, un equipo de medición que se encuentre dentro de los requerimientos metrológicos permitidos es la clave para garantizar que se reciba una facturación confiable.

Dentro de la enorme variedad de tecnologías que existen para medir volumen de gas, los medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma se han caracterizado por su instalación masiva (inclusive sobre las tecnologías emergentes con principio de medición ultrasónico), dentro de las principales razones que han favorecido su popularidad se encuentran: su bajo costo, la alta relación máximo/mínimo (“rangeabilidad”) y requerimientos de instalación simples, entre otros.

Actualmente algunos fabricantes de medidores de gas tipo diafragma estipulan un tiempo de vida útil de diez (10) años [2], alineados con las recomendaciones de la OIML R31 [3] y pruebas de durabilidad mecánica realizadas sobre los medidores. Sin embargo, el periodo de validez

legal de un medidor debe ser determinado por las autoridades de cada país.

En Colombia, no existe un lineamiento claro que defina periodo de validez de un medidor de gas tipo diafragma. No obstante, la NTC 2728 [4] (adopción modificada (MOD) por redacción de la norma OIML R31:1995) establecen lineamientos para la aprobación de modelo, la verificación inicial, verificación posterior. Dicha norma describe que si los medidores se someten a verificación posterior, se recomienda aplicar los límites de error en servicio. En este mismo numeral, se establece un intervalo de tiempo entre verificaciones de como máximo cinco (5) años (la OIML R31 recomienda 10 años).

Es claro entonces que al terminar el periodo de validez legal de un medidor se debe realizar la verificación posterior, ya sea para cada medidor de forma individual o usando métodos estadísticos. Una vez se obtengan los resultados, estos se comparan con los Errores Máximos Permisibles (EMP). Si el medidor cumple se podría extender el periodo de validez, y si el medidor no cumple se deberían tomar las acciones que garanticen una medición confiable.

Para validar el desempeño metrológico de los medidores de gas tipo diafragma instalados en la red de distribución de Gases de Occidente S.A. E.S.P. (GdO S.A. E.S.P.), se realizó un estudio de vida útil de medidores nuevos y usados, de algunas marcas instaladas y/o que potencialmente pueden ser instaladas en la red de distribución de GdO S.A. E.S.P.

El artículo presenta los resultados obtenidos al someter los medidores nuevos a ensayo de durabilidad y los usados a verificación posterior. Con lo anterior se busca proporcionar infor-

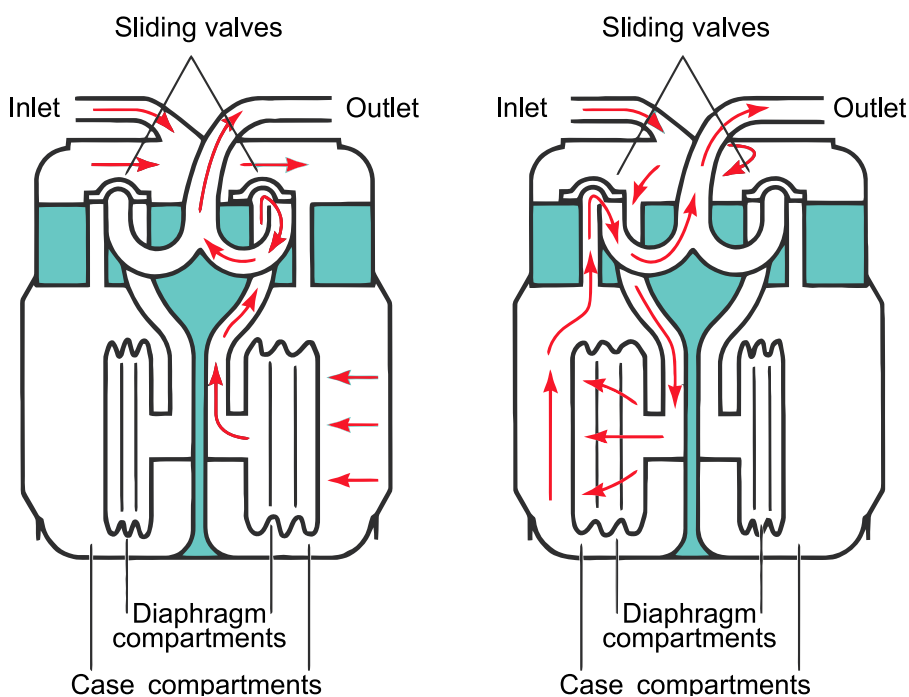


Figura 1. >> Principio de operación de un medidor tipo diafragma. Fuente: American Meter Company.

mación técnica a las diferentes compañías distribuidoras de gas sobre el posible desempeño metrológico de medidores tipo diafragma de uso residencial a lo largo de su vida útil.

2 EL MEDIDOR TIPO DIAFRAGMA

2.1 HISTORIA

Los medidores de diafragma encuentran sus raíces en el medidor de desplazamiento positivo de tipo húmedo desarrollado por Samuel Clegg a mediados de 1815 [5], quien después de mejorarlo, lo patentó como “New hydraulic gas meter”. En 1844, William Richards y el Sr. Croll patentaron el medidor de desplazamiento seco. Su medidor tenía dos diafragmas móviles, dos válvulas deslizantes y un índice dial. Thomas Glover mejoró el diseño, este medidor llegó a conocerse como “Glover two-diaphragm”. El diseño del medidor básico del Sr. Glover todavía

está en uso hoy en día.

Antes de 1990 se utilizaban medidores de gas con diafragma de origen natural, que generan errores significativos debido a la disminución del rendimiento del diafragma por el propio desgaste. Después de 1990 los diafragmas naturales fueron reemplazados por sintéticos, esperando que fueran más resistentes al desgaste, garantizando entonces un funcionamiento metrológico más estable.

Los medidores de gas tipo diafragma fabricados hoy representan más de 125 años de evolución del diseño (ver Figura 2). Las mejoras tecnológicas en los campos de fundición de aluminio, metalurgia en polvo, ingeniería plástica, diseño de sellos y los avances realizados en otros campos de la ingeniería como la electrónica y los sistemas de comunicación se han incorporado en los medidores más avanzados.

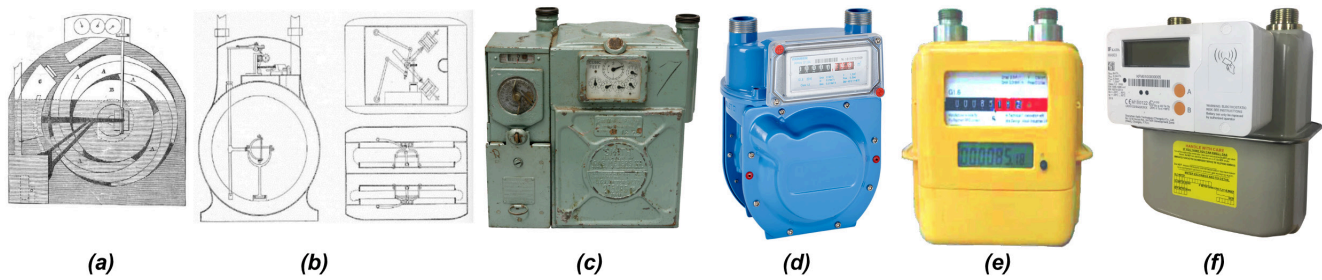


Figura 2. >> Evolución del medidor tipo diafragma: (a) Medidor cámara húmeda Samuel Clegg. (b) Medidor Richards y Croll. (c) Medidor Glover. (d) Medidor convencional [6]. (e) Medidor con odómetro digital [7]. (f) Medidor con antena de comunicación para transmisión de datos [8].

2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Los medidores de desplazamiento positivo operan llenando y vaciando una o más cámaras de volumen definido, siguiendo una secuencia regular (cíclica). El gas que fluye dentro del medidor llena el espacio interior de la carcasa y pasa hacia el lado abierto donde se encuentran las válvulas deslizantes de uno de los lados de la cámara de medición, el otro lado se encuentra conectado a la salida.

Las cámaras de medición se encuentran separadas por diafragmas y éstas a su vez son controladas por válvulas deslizantes. Durante la operación, la acción de una de las válvulas de la cámara provoca la acción de la válvula de la otra cámara de medición, cada una de las cámaras posee un volumen fijo definido. Por medio de acoplamientos de barras (eslabonamientos) los movimientos del diafragma son convertidos en movimientos rotativos a un cigüeñal (eje transmisor). El movimiento rotativo se transmite a un indicador de carátula que totaliza el volumen de gas que ha pasado a través del medidor.

2.3 DESEMPEÑO METROLÓGICO

El medidor de diafragma se caracteriza por presentar alto error de medición (de signo negativo – tendencia a indicar menos volumen del real) a caudales bajos, cerca de su límite de operación

inferior (Q_{\min}).

Existe una zona intermedia con un comportamiento óptimo (lineal), con error bajo y una tercera zona cerca del límite de operación superior (caudal máximo o Q_{\max}) donde el error empieza a aumentar nuevamente. En la Tabla 1 se pueden apreciar los EMP según la Norma Técnica Colombiana NTC 2728 [4].

Tabla 1. >> Errores máximos permisibles para medidores de gas tipo diafragma – NTC 2728 [4].

CAUDAL	MÁXIMOS ERRORES PERMITIDOS	
	VERIFICACIÓN INICIAL	EN SERVICIO
$Q_{\minimo} \leq Q < 0,1 Q_{\maximo}$	$\pm 3 \%$	$- 6 \%$ $+ 3 \%$
$0,1 Q_{\maximo} \leq Q < Q_{\maximo}$	$\pm 1,5 \%$	$\pm 3 \%$

La OIML R 137 [9] establece los EMP de los medidores de gas acorde con clases de exactitud (ver Tabla 2), estos EMP se pueden aplicar como criterio de aceptación en verificaciones iniciales o evaluación de modelo, para verificación posterior no está definida la aplicación de este criterio.

Tabla 2. >> EMP para medidores de gas en verificación inicial – OIML R137 [9].

FLOW RATE Q	DURING TYPE EVALUATION AND INITIAL VERIFICATION		
	ACCURACY CLASS		
	0.5	1	1.5
$Q_{min} \leq Q < Q_t$	$\pm 1 \%$	$\pm 2 \%$	$\pm 3 \%$
$Q_t \leq Q \leq Q_{max}$	$\pm 0,5 \%$	$\pm 1 \%$	$\pm 1,5 \%$

2.4 CAÍDA DE PRESIÓN

Un medidor de diafragma presenta una caída de presión proporcional al caudal que fluye por sus conexiones, la NTC 2728 [4] establece las caídas de presión máximas permitidas (ver Tabla 4), definiendo así criterios de diseño y desempeño claros, en especial para los reguladores de presión (aguas arriba) y los equipos o accesorios localizados aguas abajo del medidor.

Tabla 3. >> WME permisible para medidores de gas – OIML R137 [9].

CAUDAL Q	DURANTE LA EVALUACIÓN DE MODELO Y VERIFICACIÓN INICIAL		
	CLASE DE EXACTITUD		
	0.5	1	1.5
WME	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$	$\pm 0,6$

Tabla 4. >> Caídas de presión permisibles para medidores de gas tipo diafragma – NTC 2728 [4].

$Q_{m\acute{a}ximo}$ [m ³ /h]	Valores máximos permitidos en caída de presión por el medidor	
	Medidor nuevo Pa	Medidor en servicio Pa
1 hasta 10 inclusive	200	220
16 hasta 65 inclusive	300	330
100 hasta 1 000 inclusive	400	440

3 DISEÑO DEL EXPERIMENTO

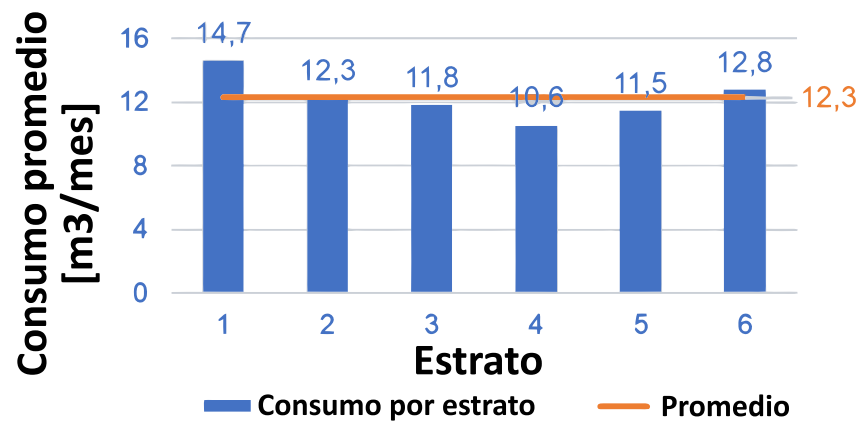
3.1 MEDIDORES NUEVOS

3.1.1 SELECCIÓN DE MEDIDORES Y MUESTRA

El principal objetivo de esta fase fue seleccionar diferentes marcas de medidores de gas tipo diafragma en las denominaciones que se utilizan en la red de GdO S.A. E.S.P: G1.6 ($Q_{max} = 2,5$ m³/h), G2.5 ($Q_{max} = 4,0$ m³/h) y G4.0 ($Q_{max} = 6,0$ m³/h), para lo cual se contactaron los principales fabricantes y proveedores de medidores de gas presentes en el país. Se logró la participación de 7 modelos G1.6, 4 modelos G2.5 y 3 modelos G4.0. Sin embargo, teniendo en cuenta que más del 98% de los medidores instalados corresponden a la designación G1.6, se delimitó el alcance de este estudio solo a dicha designación.

El proceso de selección de la muestra se realizó acorde con numeral 7.2.3.1 de la NTC 2728 [4] y la NTC 2859 [10], para lo cual cada fabricante dispuso de un lote de medidores nuevos, de este lote fue seleccionada de manera aleatoria la

Figura 3. >> Promedio de consumos por estratos para la ciudad analizada.



muestra. En total se colectaron 35 medidores (5 por cada modelo presentado).

3.1.2 MÉTODO DE ENSAYO

El ensayo de durabilidad consiste en establecer una línea base de errores del medidor a diferentes caudales. Luego, someter el medidor a un flujo de gas continuo durante un período de tiempo y a unas condiciones determinadas, para posteriormente determinar nuevamente los errores y compararlos contra los errores iniciales, evaluando los criterios de desempeño definidos. Adicionalmente, se verifica que los errores obtenidos antes y después del ensayo de durabilidad se encuentren dentro de los EMP descritos en la NTC 2728 [4].

3.1.3 TIEMPO DE SIMULACIÓN

Teniendo en cuenta las estadísticas de consumo residencial de 7 meses (06/2017 a 02/2018) para una de las principales ciudades del Valle del Cauca, en la cual GdO S.A. E.S.P. distribuye gas natural residencial, se determinó un consumo promedio de 12,3 m³/mes.

Lo anterior permitió determinar un posible consumo de volumen de gas por medidor de aproximadamente 1476 m³ en 10 años, es decir que se simularía un consumo de 10 años en aproxi-

madamente 738 horas a un caudal de 2 m³/h acorde con OIML R 137 [9] ($0,8 Q_{\max}$ para medidores sometidos a ensayo de durabilidad).

Para simular el consumo de 10 años, correspondiente al periodo de validez reportado en la OIML R31 [3], se requieren 736 horas, por lo tanto, se adoptó como primera evaluación el ensayo de durabilidad acelerada de la norma mexicana NOM-014-SCFI-1997. Cumplido el tiempo del ensayo de durabilidad, se definieron periodos de verificación posterior cada 360 horas (simulando 5 años de operación). Se verificaron los EMP en Q_{\min} , $0,2Q_{\max}$ y Q_{\max} hasta completar un tiempo de simulación de 30 años, equivalente a 2160 horas.

Tabla 5. >> Tiempos y volúmenes simulados para medidores en Laboratorio – Caudal de prueba 2 m³/h.

Tiempo de prueba horas	Tiempo de operación simulado años	Volumen simulado m³
0	0	0
720	10	1440
1080	15	2160
1440	20	2880
1800	25	3600
2160	30	4320

3.1.4 INFRAESTRUCTURA METROLÓGICA PARA

EL ENSAYO

Para el ensayo de durabilidad se acondicionó una infraestructura para instalar los 35 medidores de gas al mismo tiempo en un cuarto de condiciones ambientales de temperatura y humedad controladas. Como fluido de ensayo se usó aire a presión regulada proveniente de un compresor.

3.2 MEDIDORES USADOS

Desde un punto de vista técnico, determinar el desempeño metrológico de medidores de gas instalados en una red de distribución es algo complejo, debido a que existen factores que

pueden afectar el desempeño metrológico durante su vida útil, como lo son: (i) la calidad de fabricación, (ii) el tiempo de operación, (iii) el consumo promedio del medidor, (iv) el entorno de instalación del medidor, y (v) la correcta selección del medidor, entre otras.

Para nuestro proceso, la selección de la muestra tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- (a) Año de instalación: los medidores seleccionados deben tener más de 5 años desde su instalación. Adicionalmente, la muestra debe contener medidores de



Figura 4. >> Medidores en ensayo de durabilidad.



Figura 5. >> Medidores en calibración – Banco B-SONiC con patrones tipo boquillas sónicas. Acreditación 10-LAC-060 del Organismo Nacional de Acreditación – ONAC.

Figura 6. >> Medidores en verificación posterior – Patrones volumétricos calibrados en Laboratorio Acreditado ONAC.



- diferentes edades.
- (b) Modelo del medidor: el tamaño del medidor debe corresponder con la designación G1.6 de tal manera que concuerde con la definida para el estudio experimental en laboratorio.
- (c) El ciclo de facturación: por cuestiones de logística, se definió un solo ciclo de facturación sobre el cual se realizaría la selección de la muestra.

Lo anterior permitió obtener un lote de 9735 me-

didores, de los cuales se seleccionó de manera aleatoria una muestra de 289 medidores, en cinco (5) marcas diferentes y con tiempos de operación desde 6 hasta 19 años desde su instalación.

Para determinar los errores de cada uno de los medidores, se llevó a cabo la calibración in situ (ver Figura 6), utilizando un medidor volumétrico como patrón de referencia. Los medidores de referencia fueron calibrados en laboratorio acreditado por ONAC, logrando una incertidum-

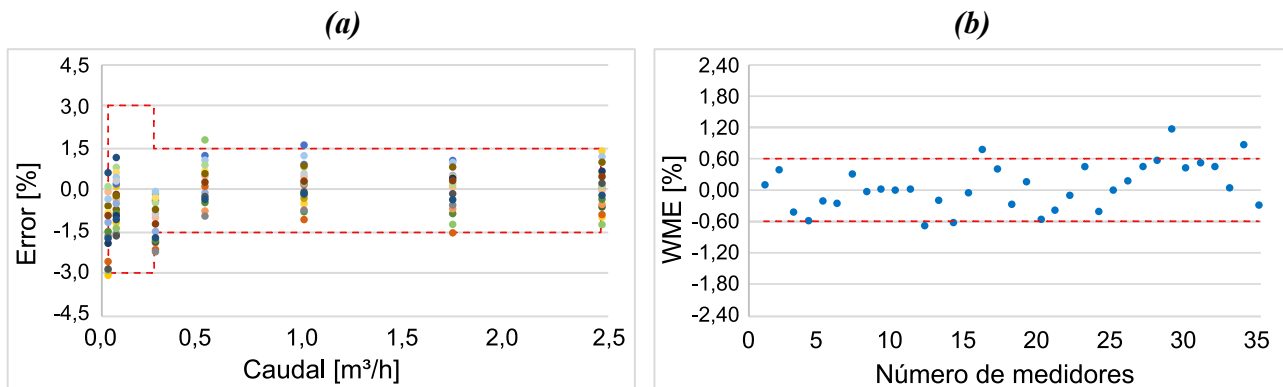


Figura 7. >> (a) Errores de los medidores antes del ensayo de durabilidad. (b) WME calculado a partir de Q_{min} , $0,2Q_{max}$ y Q_{max} .

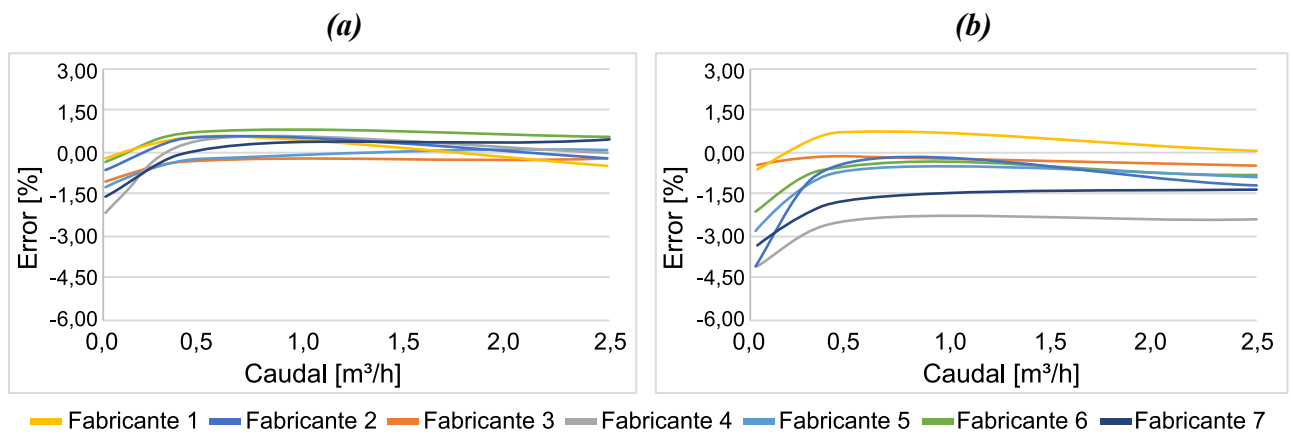


Figura 8. >> Errores promedio por fabricante: (a) antes del ensayo de durabilidad. (b) después del ensayo de durabilidad.

bre de calibración in situ del orden de 0,73 % con un nivel de confianza del 95% ($k = 2$). De igual manera, para aquellos medidores que fueron encontrados fuera de los EMP se realizó un proceso de confirmación mediante calibración en laboratorio acreditado por ONAC.

4 RESULTADOS

4.1 MEDIDORES NUEVOS

El error de indicación para cada uno de los me-

didores de la muestra fue determinado en los caudales: Q_{\min} , $3Q_{\min}$, $0,1Q_{\max}$, $0,2Q_{\max}$, $0,4 Q_{\max}$, $0,7Q_{\max}$ y Q_{\max} acorde con la NTC 2728 [3], antes y después del ensayo de durabilidad acelerada.

Así mismo, para evidenciar el error promedio que puede llegar a tener un medidor tipo diafragma, para la verificación inicial se calculó el error medio ponderado (WME), que es determinado en función de los caudales de prueba y los errores porcentuales, de acuerdo con siguiente ecuación:

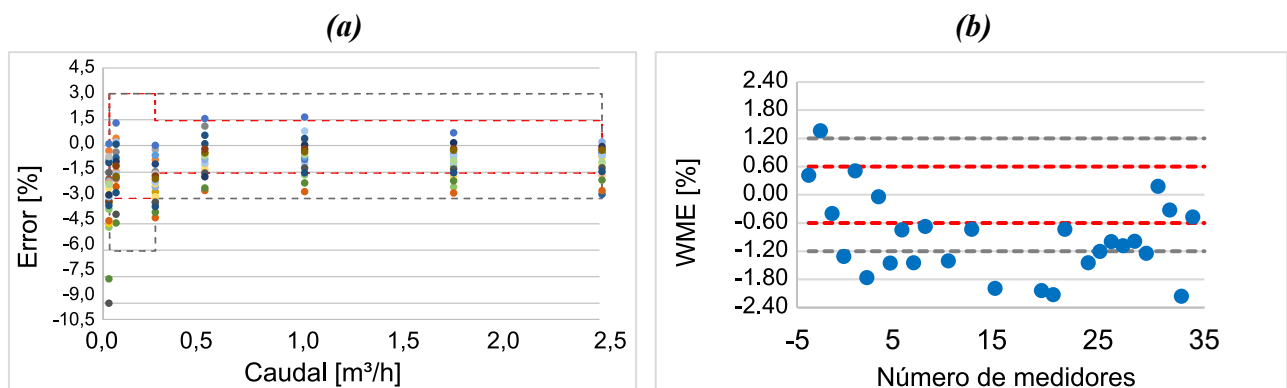


Figura 9. >> (a) Errores de los medidores después del ensayo de durabilidad acelerada 720 horas. (b) WME.

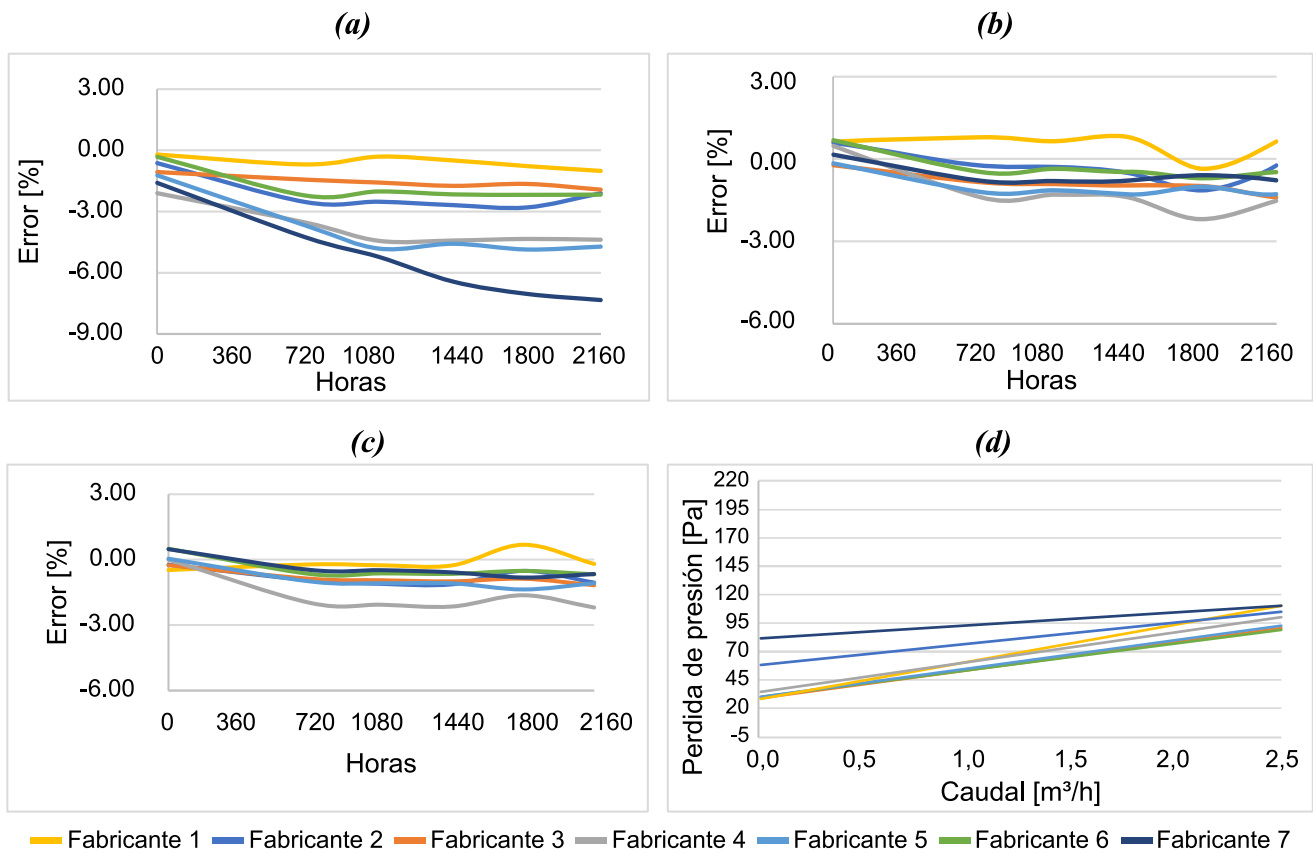


Figura 10. >> Promedio de los errores (a) en Q_{min} , (b) en $0,2Q_{max}$ y (c) en Q_{max} , desde la verificación inicial hasta 2160 horas de prueba. (d) Caída de presión en los caudales Q_{min} y Q_{max} después de durabilidad.

$$WME = \frac{\sum_{i=1}^n k_i E_i}{\sum_{i=1}^n k_i} \quad \text{Ecuación 1}$$

Con:

$$k_i = Q_i / Q_{max} \quad \text{para } Q_i \leq 0,7 Q_{max}$$

$$k_i = 1,4 - Q_i / Q_{max} \quad \text{para } 0,7Q_{max} < Q_i \leq Q_{max}$$

donde:

k_i = factor de ponderación al caudal Q_i ;
 E_i = el error al caudal Q_i .

La deriva promedio en cada uno de los caudales se calculó con la siguiente ecuación:

$$\text{Deriva} = \text{Error}_{720h} - \text{Error}_{0h} \quad \text{Ecuación 2}$$

En la Figura 7-a se presentan los resultados de las calibraciones iniciales realizadas para cada uno de los medidores. La verificación de los EMP determinó que el 28% de los medidores evaluados estuvieron por fuera de los límites permisibles, principalmente en el caudal de transición ($0,1Q_{max}$). En la Figura 7-b se observa que el 17% de los medidores evaluados se encuentran por fuera del WME permisible. Adicionalmente, el 40% presentaron un WME negativo, es decir miden menos volumen.

En la Figura 8-a y b se presentan los resultados de los errores promedio agrupados por fabricante, antes y después del ensayo de durabilidad (720 horas). Se observa que los errores

promedio en 6 de los 7 fabricantes (31 de los 35 medidores evaluados) tuvieron una deriva negativa, es decir que tienden a medir menos volumen con el paso del tiempo.

En la Figura 9-a se presentan los resultados de las calibraciones realizadas (después del ensayo de durabilidad) para cada uno de los medidores. La verificación de los EMP determinó que el 20% de los medidores evaluados estuvieron por fuera de los límites permisibles. Se evidenció que la mayor deriva del error se presentó en el Q_{\min} .

En la Figura 9-b se observa que, si en un caso hipotético se evaluará el WME en verificación posterior y asumiendo que corresponde a dos veces el valor permisible en verificación inicial, el 60% de los medidores se encontrarían por fuera del WME permisible (asumiendo una tolerancia máxima de dos veces el WME inicial). En esta evaluación, el 91% de los medidores presentaron un WME con valor negativo.

La Figura 10-a, b y c, muestra los promedios

de los errores de los medidores sometidos a ensayo, agrupados por fabricante y caudal de prueba. Se observa nuevamente que se produce un error promedio negativo para los caudales analizados, es decir que el error promedio aumenta a medida que aumentan las horas de operación del medidor, siendo la condición más crítica la presentada en Q_{\min} , en donde se presenta la mayor variación del error con el paso del tiempo. La Figura 10-d presenta la pérdida de presión en Q_{\min} y Q_{\max} de los medidores durante la calibración realizada a las 2160 horas. En la Tabla 6 se presentan las derivas del error promedio agrupado por cada fabricante evaluado en la calibración de las 720 horas. Esta desviación fue calculada a partir del promedio de los errores de los medidores por cada caudal de calibración.

4.2 MEDIDORES USADOS

Los medidores usados fueron calibrados en caudal de $0,2Q_{\max}$. Los resultados del proceso de verificación posterior se presentan a continuación. La Tabla 7 muestra los resultados agrupa-

Tabla 6. >> Deriva promedio de los medidores por fabricante después de 720 horas.

Fabricante	Deriva promedio						
	Q_{\min}	$3Q_{\min}$	$0,1Q_{\max}$	$0,2Q_{\max}$	$0,4Q_{\max}$	$0,7Q_{\max}$	Q_{\max}
1	-0,486	0,036	0,286	0,180	0,280	0,224	0,258
2	-1,906	-0,964	-1,07	-0,842	-0,760	-0,686	-0,718
3	-0,37	-0,668	-0,636	-0,578	-0,468	-0,586	-0,620
4	-1,436	-1,096	-1,62	-1,842	-1,348	-1,504	-1,982
5	-2,454	-1,468	-1,098	-1,026	-0,922	-0,986	-1,044
6	-1,898	-1,622	-1,442	-1,286	-1,254	-1,160	-1,158
7	-2,662	-1,162	-0,962	-0,876	-0,822	-0,868	-0,951

Tabla 7. >> Resultados de la verificación posterior agrupados por edad de los medidores.

Grupo	Edad de los medidores [años]		Número de medidores verificados	Resultados obtenidos			
				Promedio de error [%]	Conformes	No conformes	Con fuga
A	6	a 9	122	-0,69	120	2	0
B	10	a 14	111	0,23	103	6	2
C	15	a 19	56	0,61	33	18	5

Tabla 8. >> Resultados de la verificación posterior agrupados por fabricantes.

Fabricante	Número de medidores verificados	Resultados obtenidos					
		Promedio de error [%]	Errores negativos	Errores positivos	Conformes	No conformes	Con fuga
Fabricante 1	199	1,02	55	139	177	17	5
Fabricante 2	13	-0,63	9	2	11	0	2
Fabricante 3	2	4,67	1	1	1	1	0
Fabricante 4	58	-1,38	48	10	52	6	0
Fabricante 5	17	1,17	5	12	15	2	0

dos por edad de los medidores. Se observa que para los medidores del grupo A (los de menor edad), del total de medidores verificados, el 2% fue evaluado como no conforme, para los medidores del grupo B el 7% y para los medidores del grupo C el 41%.

La Tabla 8 contiene los resultados agrupados por fabricante. Para el Fabricante 1 el 70% de los medidores verificados presentó error positivo. Por otra parte, para el Fabricante 4 el 83% de los medidores presentó error negativo. Lo anterior es congruente con los errores promedios obtenidos de +1,02% y -1,38% respectivamente.

Se evidenció que los errores promedio para los medidores ensayados en laboratorio describen la curva de error típica de la tecnología, con una tendencia a tener errores negativos entre Q_{\min} y $3Q_{\min}$, y errores lineales: positivos entre el $0,2Q_{\max}$ y $0,4Q_{\max}$ y cercanos a cero entre $0,7Q_{\max}$ y Q_{\max} .

Los resultados de las pruebas realizadas en laboratorio para medidores nuevos muestran que el error medio ponderado (calculado en la verificación inicial a partir de los 3 caudales de prueba) es muy cercano a cero. Sin embargo, asumiendo el concepto hipotético de comparación para los medidores después del ensayo de

5 CONCLUSIONES

durabilidad acelerada (720 horas), el WME fue de -1,36%, lo anterior se puede traducir en una tendencia del medidor a medir menos volumen de gas a favor del usuario.

Se evidenció que una parte de los medidores ensayados en verificación inicial no cumple con los EMP definidos en la NTC 2728, principalmente en $0,1Q_{max}$, $0,2 Q_{max}$ y $0,4Q_{max}$.

Para el ensayo de medidores nuevos, se evidenció que la mayor deriva del error ocurre en Q_{min} .

En el ensayo de durabilidad acelerada, todos los medidores cumplieron con la caída de presión permisible. Después de las 1080 horas, uno de los medidores sobrepasó los 220 Pa y después sufrió bloqueo mecánico.

Los resultados de las verificaciones posteriores muestran que para los medidores con más de 15 años de operación (grupo C) se encontró que el 41% estuvo por fuera de los EMP. Para medidores entre 10 y 15 años (grupo B) el 7% y para medidores entre 5 y 10 años (grupo A) el 2%.

El Fabricante 1 y el Fabricante 4 representan el 88,9% de los medidores verificados. Para el primero, el error promedio fue positivo. Para el segundo, el error promedio fue negativo. Estas tendencias se presentaron en la verificación realizada tanto en laboratorio como in situ.

En total se verificaron 289 medidores, de los cuales 256 fueron declarados conformes, es decir un 88,6% del total. Un total de 33 medidores fueron declarados como no conformes, lo que corresponde al 11,4%. De los 33 declarados como no conformes 7 se encontraron con fuga en el cuerpo del medidor.

La NTC 2728 no establece el periodo de validez legal de un medidor, solo hace referencia al intervalo de tiempo entre verificaciones posteriores. Esta misma referencia recomienda para la verificación posterior al final del periodo de validez, que el medidor pueda evaluarse con los límites de error de la verificación inicial (ver Tabla 1) si se va a volver a instalar en la red para un nuevo periodo. Por otra parte, la OIML R137-1 presenta los EMP para verificación posterior, dejando claro que la autoridad nacional puede decidir qué errores máximos permisibles para la verificación posterior o en servicio se implementan.

Los resultados presentados en este estudio permiten concluir que es necesario mantener un adecuado control metrológico en los medidores nuevos y en los medidores en servicio a través de procesos como la verificación inicial y la verificación posterior, en favor de la protección tanto del usuario como de la distribuidora, garantizando de esta manera mediciones y equipos de medida confiables.

6. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Minas y Energía "Cobertura del servicio de gas natural – I trimestre de 2018", Fecha de consulta: 27 de julio de 2018.
https://www.minminas.gov.co/documents/10192/23981020/190618_reporte_consolidado_GN_2018_i.pdf/73996f2f-f3a7-4d90-abad-2f0dc3de0024
- [2] GDO S.A. ESP "Aceptación de Modelo de Medidores". Certificados AMM-001-2018,

- AMM-002-2018, AMM-002-2019, AMM-004-2019.
- [3] OIML R31 "Diaphragm gas meters", 1995.
- [4] ICONTEC. NTC 2728 "Medidores de Gas Tipo Diafragma", 2005.
- [5] Monica Sabina Crainic. S.C. AEM S.A., Research Department "A short history of diaphragm gas meters". Part 1 "Description of the prior art". ROMANIA 15-16 April 2010, page 172-188.
- [6] Metrex S.A. "Medidor para gas G1.6 tipo diafragma" Fecha de consulta: 30 de julio de 2018.
<http://www.metrex.com.co/photo/show/title/icontec-ntc-3727/src/@random50af8e3ad3c5e>
- [7] Zhejiang Cangnan Instrument Group CO. LTD. "Diaphragm Gas Meter". Fecha de consulta: 30 de julio de 2018.
http://www.zjcnyb.cn/en/products_inner_112.html
- [8] HONEYWELL "Thermis-Alpha". Fecha de consulta: 30 de julio de 2018.
[https://www.elster-instromet.com/en/product-details/1174/en/themis-alpha?fid=F032EA0A896F40B486350FF21BE30E5E#sbox0=;](https://www.elster-instromet.com/en/product-details/1174/en/themis-alpha?fid=F032EA0A896F40B486350FF21BE30E5E#sbox0=)
- [9] OIML R137 "Gas Meter". Part 1: "Metrological and technical requirements"; Part 2: "Metrological controls and performance tests", 2012
- [10] ICONTEC. NTC 2859 "Procedimientos de muestreo para inspección por atributos", 2007.
- [11] NOM-014-SCFI-1997 "Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P. con capacidad máxima de 16 m³/h con caída de presión máxima de 200 Pa".