

Consideraciones sobre las mediciones del Gas Natural en Cuba

Autores: Dr.C José Franco Fernández; Ing. Armando Estévez Alonso
Empresa Tecnomática. Cupet
jose@tm.cupet.cu, aestevez@tm.cupet.cu

Resumen

En el artículo se presenta una revisión del Estado del Arte de la Medición del Gas Natural y su importancia en el mundo, este recurso natural tiene una utilización que va creciendo en nuestro país y necesita de una política de desarrollo de su aseguramiento metrológico que considere el incremento de la exactitud de la medición en función del valor del propio recurso. Se expone además información sobre los métodos y equipamiento de medición utilizados en su explotación, almacenamiento y transporte.

Palabras claves: medición del gas natural, calibración, trazabilidad, transferencia de custodia

Abstract

This article presents a review of the state of the art of natural gas measurement and its importance in the world. This natural resource has a use that is growing in our country and requires a development policy for its metrological assurance that considers the increase in measurement accuracy based in the value of the resource itself. Information is also exposed on the methods and equipment used in its exploitation, storage and transportation.

Key words: natural gas measurement, calibration, traceability, custody transfer

Introducción

Producto del desarrollo alcanzado por nuestro país en la explotación y uso de los recursos naturales, fundamentalmente los hidrocarburos y como resultado de importantes convenios de colaboración con otros países se abre paso aceleradamente el uso del gas natural obtenido en la prospección de yacimientos petrolíferos y de gas como tal, para la producción de energía eléctrica y para el consumo en los hogares y otros usos.

En Cuba existe una larga experiencia de explotación del gas manufacturado para uso doméstico y en los últimos años se ha sustituido por gas natural en forma de aire metanado, el cual se suministra a plantas de procesamiento y distribución y a una red de baja presión de consumidores domésticos. Su aseguramiento metrológico está basado en contadores de tipo membrana y se cuenta con un laboratorio para calibrar dichos contadores con varios instrumentos patrones del tipo campanas gasométricas (*Bell proveer*) con diferentes alcances de medición que llegan hasta 500 m³/h. La Empresa mixta "Energas SA" produce en sus plantas energía eléctrica a partir del uso del gas natural, cuentan con instrumentos para la medición de volumen y flujo de gas, fundamentalmente del tipo diferencial (placas de orificio), los cuales tienen garantizado su aseguramiento metrológico.

A partir de estos antecedentes y previendo el crecimiento de las inversiones relacionadas con la prospección conjunta con compañías de China y Rusia se hace necesaria la elaboración de una proyección para garantizar

niveles confiables de medición a nivel industrial y de transferencia de custodia, que cuenten además con el correspondiente aseguramiento metrológico nacional e internacional.

Estado del arte.

En el mundo actual se hace evidente el agotamiento de los recursos naturales, fundamentalmente de la reserva de petróleo, por lo que el uso del gas se ha incrementado a partir de posibilidades tecnológicas relacionadas con su transformación y transportación. La licuefacción, a pesar de ser compleja, es un hecho en todos los países productores que exportan este recurso que antes se quemaba en las antorchas cerca de los pozos. El crecimiento anual del consumo desde 1984 se ha elevado en 7,4 %. Algunas regiones, sobre todo las que tienen tradicionalmente la necesidad de calentarse durante el invierno, usan este recurso directo para estos fines y para el consumo doméstico desde épocas inmemorables. Por esta razón existe una tradición de medición del gas natural y una tendencia que cada día se hace más fuerte de aumento de la exactitud de los instrumentos de medición.

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos. La composición del gas natural puede tener grandes variaciones, estas caracterizan la calidad del mismo e influyen directamente en su poder calorífico. La siguiente tabla 1 muestra una composición típica del gas antes del proceso de refinación.

Tabla 1 Composición del gas natural.

Componente	Fórmula	Fracción, %
Metano	CH ₄	70 a 90
Etano	C ₂ H ₆	0 a 20
Propano	C ₃ H ₈	
Butano	C ₄ H ₁₀	
Dióxido de carbono	CO ₂	0 a 8
Oxígeno	O ₂	0 a 0,2
Nitrógeno	N ₂	0 a 5
Sulfuros de hidrógeno	H ₂ S	0 a 5
Gases raros	A, He, Ne, Xe	Trazas

El gas natural se mide y se comercializa en función del volumen o masa y su poder calorífico, que se expresa en las siguientes unidades (kilocalorías (kcal), megajoules (MJ), gigajoules (GJ) y unidades térmicas británicas (BTU)). En la figura 1 se presenta el esquema de medición del gas natural.

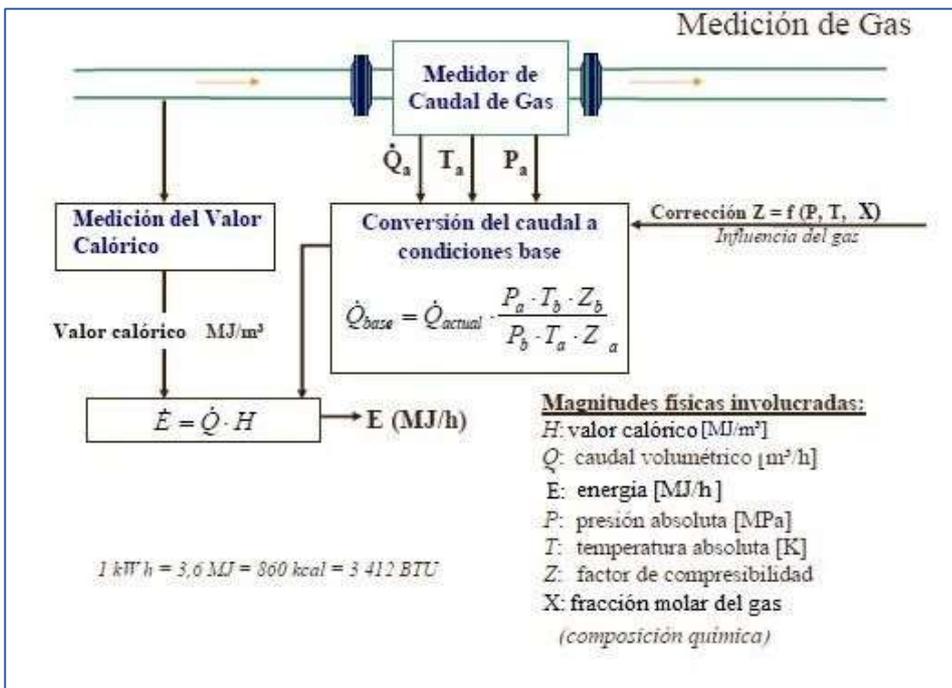


Fig 1 Esquema de medición del gas natural

A continuación, se presenta una información actualizada sobre las reservas, producción, consumo y comercio del gas natural. La fuente principal son las recopilaciones estadísticas de la compañía *British Petroleum* [6]. Las siguientes gráficas muestran las reservas internacionales de gas natural hasta 2019 y la producción y el consumo por áreas.

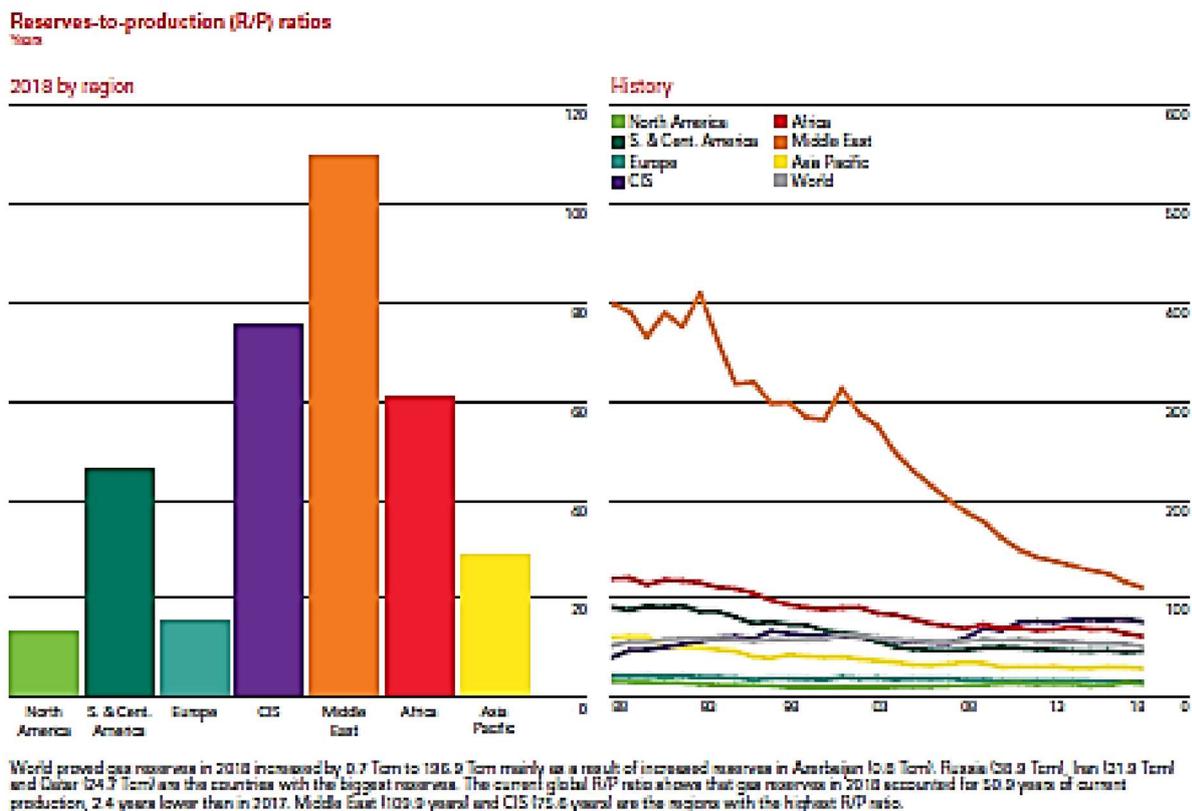
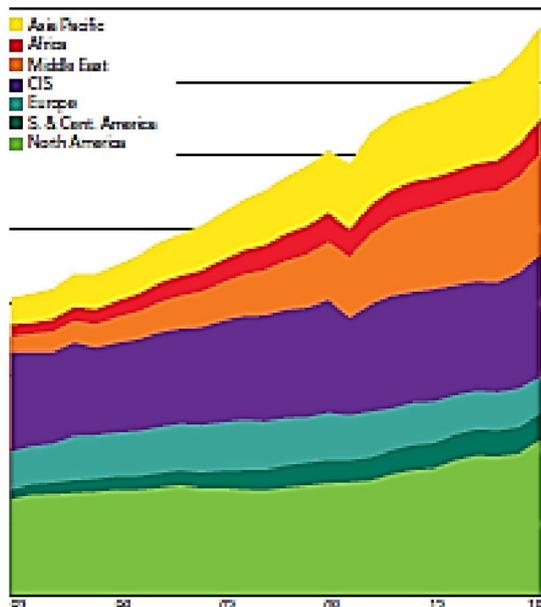


Fig. 2 Reservas mundiales de producción de gas natural

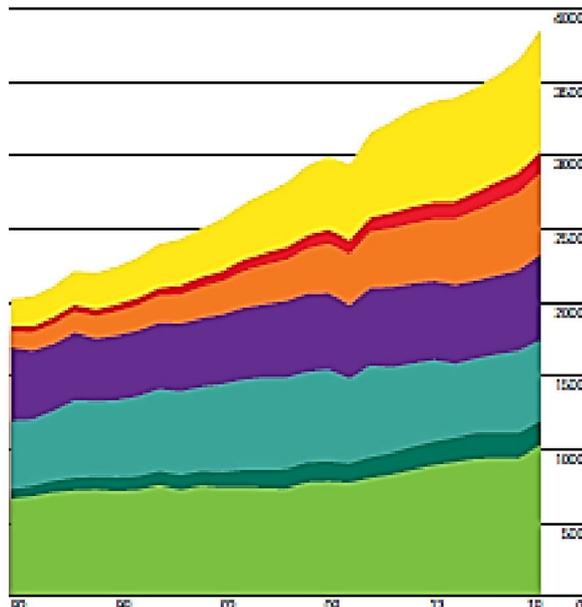
Natural gas: Production by region

Billion cubic metres



Natural gas: Consumption by region

Billion cubic metres



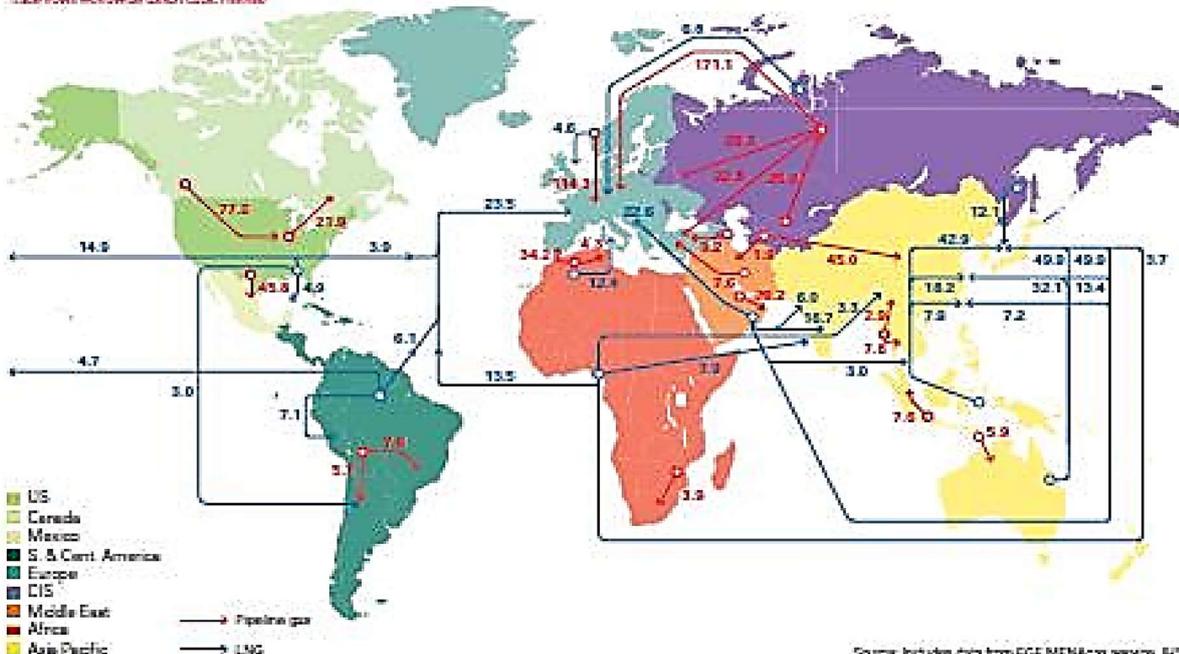
Gas production and consumption registered record-high volumetric increases in 2018. Production increased by 5.2%, the highest rate since 2010 and more than double the 10-year average growth rate of 2.3%. US (26 bcm) and Russia (24 bcm) accounted for almost two thirds of global growth. Similarly, gas consumption increased by 5.2%, with the US (78 bcm) registering the strongest growth on record. China also saw above-average growth of 17.7% (43 bcm).

Fig. 3 Producción y Consumo por regiones

Las siguientes gráficas muestran los niveles de comercio y movimiento en el mundo de gas natural y gas natural licuado GN y GNL (siglas en inglés: NG y LNG). Para su transportación y comercialización el gas natural se licua, proceso que lo convierte en un líquido criogénico, su temperatura es de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica.

Major trade movements 2018

Trade flows worldwide (billion cubic metres)

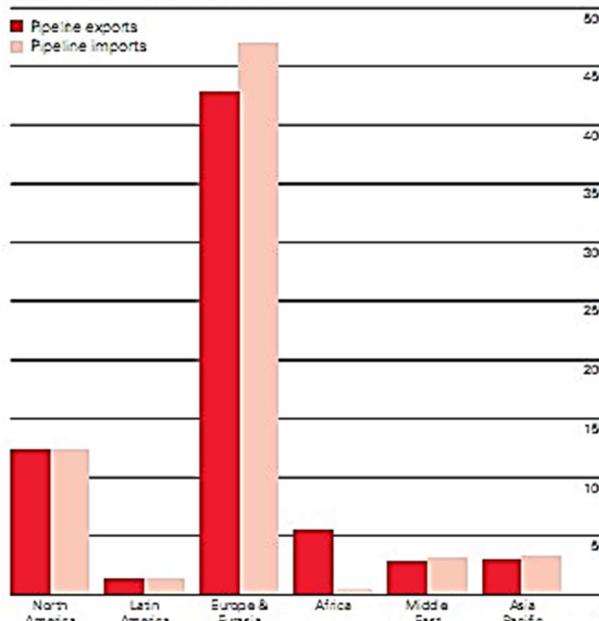


Source: Includes data from FGC MENA gas services, SAS.

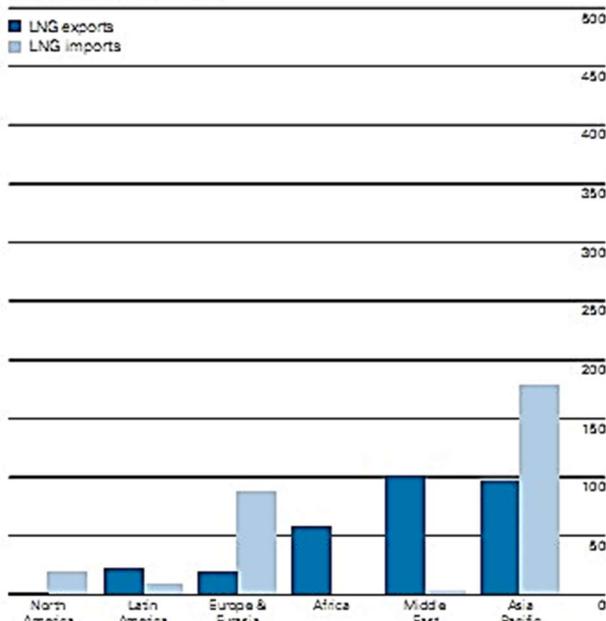
Fig.4 Niveles de comercio y movimiento en el mundo de gas natural y gas natural licuado

Natural gas trade

Pipeline exports and imports



LNG exports and imports



Natural gas trade grew by 10.1% in 2010, driven by strong growth (+22.6%) in LNG shipments. LNG exports are dominated by the Middle East region; Qatar (the world's largest LNG supplier) saw its exports grow by 53.2%. LNG now accounts for 30.5% of global gas trade. Pipeline shipments grew by 5.4%, led by growth in Russia. Europe and Eurasia accounts for roughly two-thirds of global pipeline gas trade.

Fig .5 Comercio de gas natural por ductos y GNL marítimo

Tabla 2. Equivalencias Gas Natural (GN) y Gas Natural Licuado (GNL) [5]

Conversiones / multiplicar por	1 billón de m ³ GN	1 billón de feet ³ GN	1 millón de toneladas de combustible equivalente	1 millón de toneladas GNL	1 trillón de unidades térmicas británicas BTU	1 millón de barriles de combustible equivalentes
1 billón de m ³ GN	1	35,3	0,86	0,735	34,121	5,883
1 billón de feet ³ GN	0,028	1	0,024	0,021	0,966	0,167
1 millón de toneladas de combustible equivalente	1,163	41,1	1	0,855	39,6830	6,842
1 millón de toneladas GNL	1,36	48,0	1,169	1	48,405	8,001
1 trillón de unidades térmicas británicas BTU	0,029	1,035	0,025	0,022	1	0,172
1 millón de barriles de combustible equivalentes	0,17	6,003	0,146	0,125	5,8	1

Las siguientes imágenes corresponden a barcos con construcción especial para la transportación de Gas Natural Licuado (GNL), se les llama buques gaseros o metaneros. [7]



Fig. 5 y Fig. 6 Buques de transporte de GN y GNL denominados comúnmente como “gaseros”

El primero es un barco con tanques esféricos, el segundo tiene tanques con membrana metálica expandible.

La transportación de grandes cantidades de gas natural se realiza de forma licuada, la cual posteriormente se regasifica para su transportación por ductos y uso en diferentes aplicaciones tecnológicas.

A continuación, se muestran los precios en dólares por millón de BTU (unidades térmicas británicas) [5].

Prices

US dollars per million Btu	LNG		Natural gas					Crude oil OECD countries CIF ⁶
	Japan CIF ¹	Japan Korea Marker (JKM) ²	Average German Import Price ³	UK (Heren NBP Index) ⁴	Netherlands TTF (DA Haren Index) ⁴	US Henry Hub ⁵	Canada (Alberta) ⁵	
1988	3.34	-	2.22	-	-	-	-	2.56
1989	3.28	-	2.00	-	-	1.70	-	3.01
1990	3.64	-	2.78	-	-	1.64	1.05	3.82
1991	3.99	-	3.23	-	-	1.49	0.89	3.33
1992	3.62	-	2.70	-	-	1.77	0.98	3.19
1993	3.52	-	2.51	-	-	2.12	1.69	2.82
1994	3.18	-	2.35	-	-	1.92	1.45	2.70
1995	3.46	-	2.43	-	-	1.69	0.89	2.96
1996	3.66	-	2.50	1.87	-	2.76	1.12	3.54
1997	3.91	-	2.66	1.96	-	2.53	1.36	3.29
1998	3.05	-	2.33	1.86	-	2.08	1.42	2.16
1999	3.14	-	1.88	1.58	-	2.27	2.00	2.98
2000	4.72	-	2.91	2.71	-	4.23	3.75	4.83
2001	4.64	-	3.67	3.17	-	4.07	3.61	4.08
2002	4.27	-	3.21	2.37	-	3.33	2.57	4.17
2003	4.77	-	4.06	3.33	-	5.63	4.83	4.89
2004	5.18	-	4.30	4.46	-	5.85	5.03	6.27
2005	6.05	-	5.83	7.38	6.07	8.79	7.25	8.74
2006	7.14	-	7.87	7.87	7.46	6.76	5.83	10.68
2007	7.73	-	7.99	6.01	5.93	6.95	6.17	11.95
2008	12.55	-	11.60	10.79	10.66	8.85	7.99	16.76
2009	9.06	5.28	8.53	4.85	4.96	3.89	3.38	10.41
2010	10.91	7.72	8.03	6.56	6.77	4.39	3.69	13.47
2011	14.73	14.02	10.49	9.04	9.26	4.01	3.47	18.56
2012	16.75	15.12	10.93	9.46	9.45	2.76	2.27	18.82
2013	16.17	16.56	10.73	10.64	9.75	3.71	2.93	18.25
2014	16.33	13.86	9.11	8.25	8.14	4.35	3.87	16.80
2015	10.31	7.45	6.72	6.53	6.44	2.60	2.01	8.77
2016	6.94	5.72	4.93	4.69	4.54	2.46	1.55	7.04
2017	8.10	7.13	5.62	5.80	5.72	2.96	1.60	8.97
2018	10.05	9.76	6.62	8.06	7.90	3.13	1.12	11.69

¹Source: EDMC Energy Trend.
²Source: S&P Global Platts ©2019, S&P Global Inc.
³Source: 1988-1990 German Federal Statistical Office, 1991-2018 German Federal Office of Economics and Export Control (BAFA).
⁴Source: ICIS Heren Energy Ltd.
⁵Source: Energy Intelligence Group, Natural Gas Week.
⁶Source: ©OECD/IEA 2019, Oil, Gas, Coal and Electricity, Quarterly Statistics www.iea.org/statistics.

Note: CIF = cost+insurance+freight (average prices).

Fig.7 Precios internacionales del gas natural

Prices \$/mmBtu

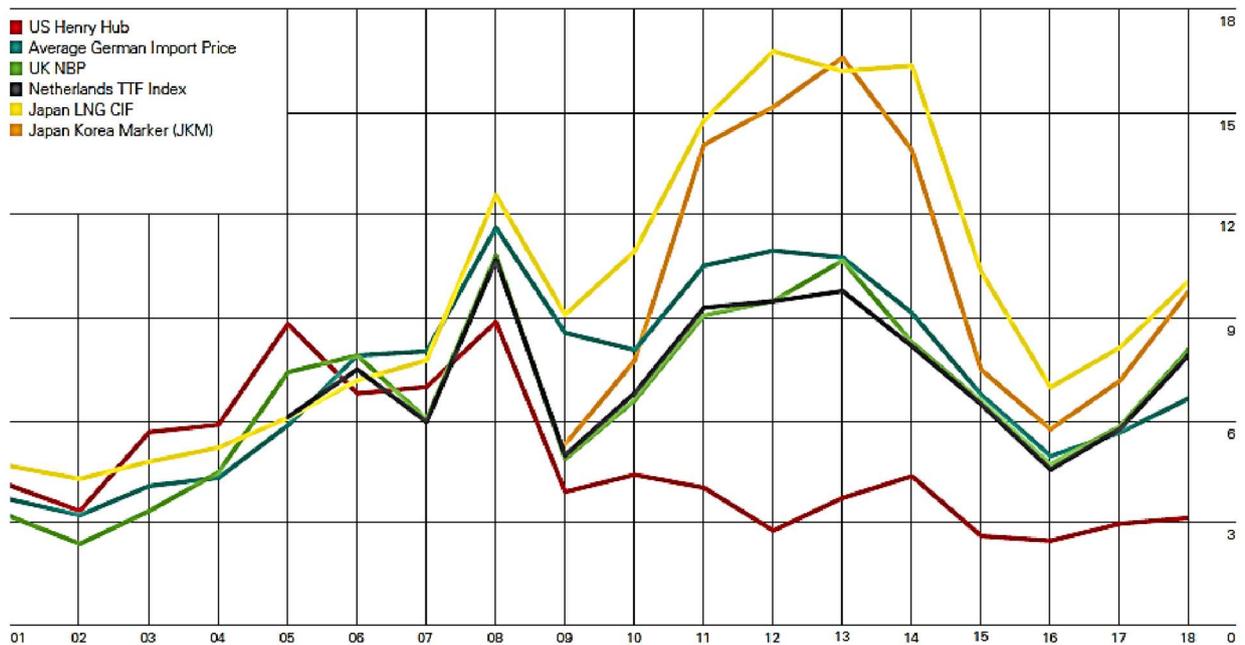


Fig 8 Gráficas de precios gas natural

Como se aprecia en los gráficos el precio promedio está cerca de 11 dólares por millón de BTU por lo que corresponde que 1 m³ tiene un precio de 313.66 USD y 1 tonelada de combustible equivalente (toe) corresponde 277.8 USD.

Medición de volumen del gas natural

Fundamentalmente en la medición del volumen de gas natural se utilizan los siguientes instrumentos de medición:

- Diferenciales (Placas de orificio, tubos de Venturi, tubos de Pitot)
- Metros contadores de desplazamiento positivo
- Turbinas
- Metros contadores del tipo Vortex
- Metros contadores del tipo Coriolis
- Metros contadores ultrasónicos

Cada uno de estos instrumentos o grupo de instrumentos tiene ventajas y desventajas que deben ser consideradas durante su selección y uso, resulta característico el incremento de la exactitud y consecuentemente los costos de los últimos.

El término exactitud está estrechamente relacionado con las condiciones de instalación del medidor, con las características propias del gas natural y de la instalación o rack de tuberías incluyendo válvulas, codos, cambios de diámetros, etc. que afectan el perfil dinámico del fluido por lo que algunos medidores necesitan obligatoriamente incorporar dispositivos de acondicionamiento del flujo.

A continuación, se presenta un ejemplo de cómo pueden variar los valores típicos de algunos de estos tipos de medidores [19].

De forma general, los errores de medición característicos respecto al valor medido del gas natural según diferentes fuentes, se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Comparación de las características metroológicas de los diferentes medidores.

Principio de Medición	Incertidumbre por calibración	Incertidumbre adicional por condiciones de instalación y operación
Placa de orificio	0.5 %	1% (debido a la presencia de vórtices, perfil de velocidad asimétrico, excentricidad, etc.)
D.P	0,4 %	0,2 % (resonancia, pulsaciones)
Turbina	0,3 %	0,2 % (perfiles de velocidad asimétricos, pulsaciones, etc.)
Ultrasónico	0,3 %	0,2 % (interferencias, efectos de instalación, ruido acústico por operación de válvulas, etc.)

Tabla 4. Errores de medición característicos de los instrumentos de medición del gas natural.

Nº	Principio de medición	Error % VM
1	Diferenciales	1 a 3
2	Desplazamiento Positivos	1,5
3	Ultrasónicos	0,5 a 1
4	Turbinas	0,5 a 1
5	Vortex	0,8 a 1
6	Coriolis	0,35 a 0,8
7	Ultrasónicos Patrones	0,2

Un ejemplo de distribución de instrumentos de medición del gas natural en la industria de un país cercano: México, con larga experiencia en la utilización de este recurso natural y característica de la primera década de los años 2000 [19] y que pudiera generalizarse a otros países del área incluyendo nuestro país, se presenta a continuación:

Estaciones de Medición PGPB

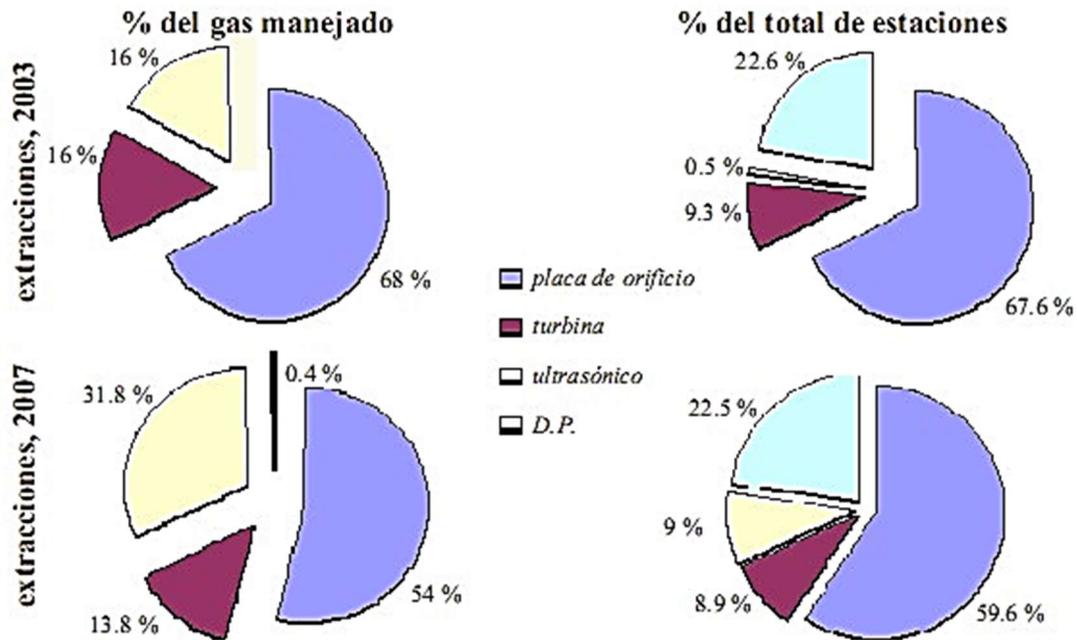


Fig. 9 Ejemplo de distribución de instrumentos de medición del gas natural

Como se aprecia en la figura 9, los instrumentos que garantizan errores mayores que 1 % están en el orden del 60 %, estos en la actualidad han cedido un espacio importante a otros medios de medición que tienen exactitudes mucho mejores en el orden de (0,2 a 0,5) %.

La situación internacional tiene una tendencia a la disminución de los errores de la instrumentación por el costo que representa la exactitud. Autores como Bowles E.B. [5] plantean la imperiosa necesidad de tener instrumentación más eficiente para disminuir los costos operativos al mínimo. Plantea, además, que si hasta hace unos 5 años un error en la medición de gas de 1 % era considerado suficiente, en la actualidad este puede técnicamente en la práctica, ser reducido a 0,25 %.

En el área hay ejemplos importantes de avance en el incremento de la exactitud de la medición del gas a través del uso cada vez mayor de otros instrumentos como son los de Coriolis, Vortex y Ultrasónicos, los cuales cuentan además con su correspondiente aseguramiento metrológico. El propio México [3] y otros como Colombia [8,13] muestran resultados en el desarrollo de capacidades de calibración de estos instrumentos y garantizan su uso en condiciones confiables.

Valoración económica de los errores de medición

¿Qué representa esto desde el punto de vista económico? Partiendo de la información de las citadas fuentes [3, 17] es posible realizar el siguiente análisis utilizando a los valores de precios actuales.

En el año 2018, México tuvo un consumo anual de gas natural de 77,0 millones de toneladas de combustible equivalente.

El poder calorífico promedio de una tonelada de combustible equivalente es de 39,7 millones de BTU.

El precio en USD por millón de BTU usando el precio promedio anual USA es de \$ 3,13 así, el valor del consumo en México, es de 3056,9 trillones de BTU por 3,3 millones de USD es de 10 087,77 millones de USD.

Es decir, que el costo del consumo es de 10 087,77 millones de USD

Entonces, vale la pena determinar el valor del error de los instrumentos y qué peso pueden tener en la relación costo-beneficio.

Un error de 0,2 % corresponde a 20,2 millones de USD.

Si se usa el precio promedio internacional del gas natural de 11 USD por millón de BTU, este mismo valor de error corresponde a 67,3 millones de USD.

Este análisis tiene la finalidad de ayudar a evaluar y visualizar la conveniencia del uso de instrumentos más precisos en determinadas etapas o puntos de medición fiscal y de cómo y de dónde costear el aseguramiento metrológico de las mediciones. No pretende ser un análisis costo-beneficio completo, pues el costo del equipamiento con parámetros de exactitud elevados impone gastos considerables.

Necesidades de aseguramiento metrológico.

El aseguramiento metrológico a la medición de gases, se debe plantear como una tarea compleja por cuanto en esta intervienen varias mediciones, patrones y materiales de referencia. A continuación, se presenta el esquema general para el aseguramiento metrológico de las mediciones del gas.

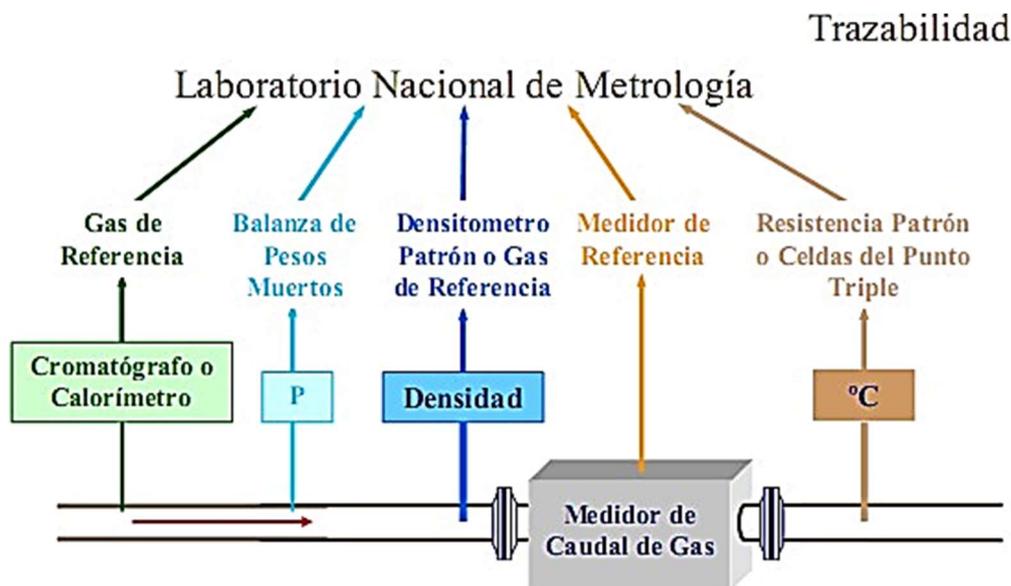


Fig. 10 Esquema básico para el aseguramiento metrológico de la medición del gas natural.

Como se puede apreciar las magnitudes principales que son flujo y composición del gas están en un nivel más alto en la cadena de trazabilidad, pues necesitan patrones de referencia.

El resto de las magnitudes son influyentes y tienen niveles de medición más bajos.

Magnitud Volumen y Flujo del Gas. Trazabilidad.

El esquema de trazabilidad ideal para la medición de gases (aire a baja presión) se muestra en la figura 11.

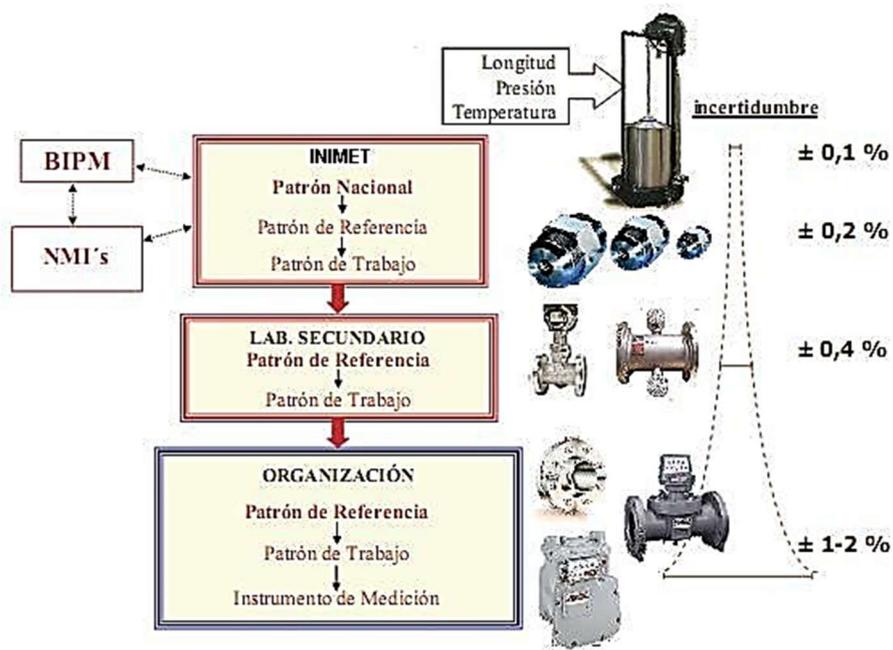


Fig 11. Esquema de trazabilidad a patrones Nacionales e Internacionales.

Los instrumentos de referencia, específicamente para gas natural a alta presión, pueden ser: Probadores de Pistón para gases (*piston prover*), Instalaciones de toberas críticas estacionarias y portátiles, así como contadores ultrasónicos como las que a continuación se muestran.

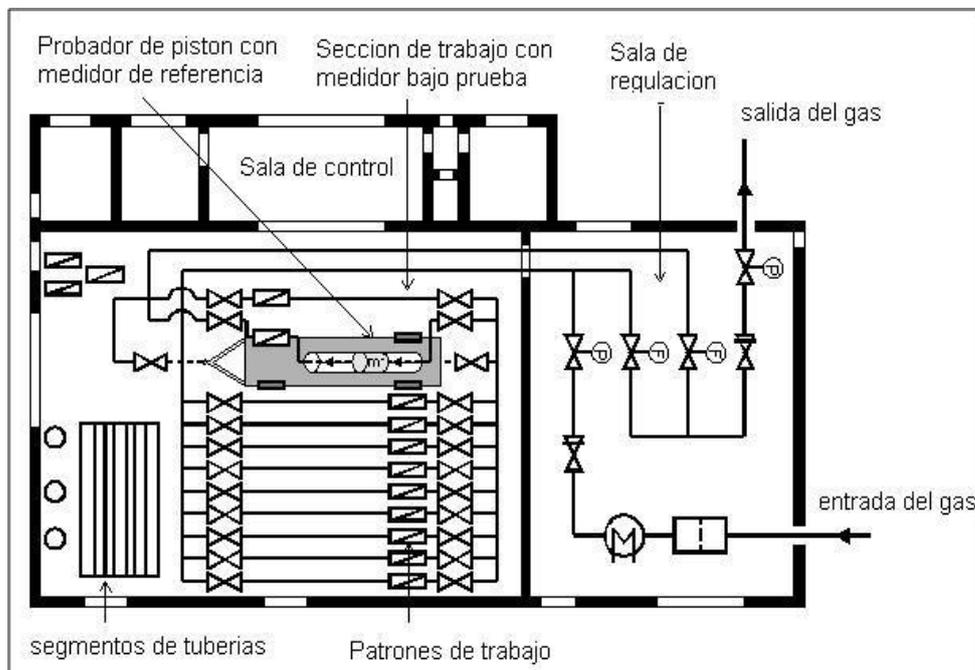


Fig. 12 Esquema funcional del laboratorio para calibración de medidores de gas natural de Alemania



Fig. 13 Sala patrones de trabajo y medidores en referencia

(Imágenes cortesía PTB Instituto de Física Aplicada de Alemania)



Fig.14 Probador de pistón con medidor de calibración

La instalación que se muestra [23] tiene como patrón principal un probador de pistón de alta presión, el cual es trazable a través de mediciones dimensionales de la cámara del pistón. Este está conectado a un medidor de referencia que puede ser un ultrasónico, constituyendo esta combinación el patrón primario de gas natural. En la foto se muestra el de "Pigsar"- Patrón Nacional de alta presión de Alemania. Una versión simplificada de este laboratorio puede ser una solución a considerar para establecer un esquema de trazabilidad nacional.

La medición dinámica del gas natural se caracteriza porque se realiza a alta presión por cuanto el gas se bombea para desplazarlo de un punto a otro, por esta razón y por razones de seguridad operacional la instalación o laboratorio de medición debe estar preferentemente ubicada en la zona de circulación de las conductoras del gas, en las que se garantice una presión estable, se debe construir a partir de una derivación de la conductora en forma de "by pass" con salida o retorno a la propia línea conductora.

Para cubrir rangos menores de instrumentos que están presentes en la Industria se puede utilizar otro tipo de instalaciones que trabajan también con aire a baja presión como son:

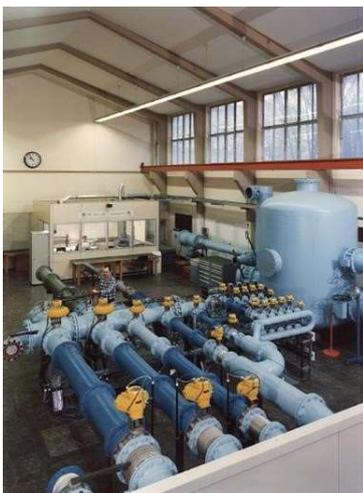


Fig. 15 Estación con toberas críticas



Fig.16 Estación portátil con toberas críticas

(Imágenes cortesía del PTB de Alemania y del SMU de Eslovaquia respectivamente)

A continuación, se presentan las alternativas para la trazabilidad de los distintos tipos de medidores de gas

Alternativas de Trazabilidad



Trazabilidad

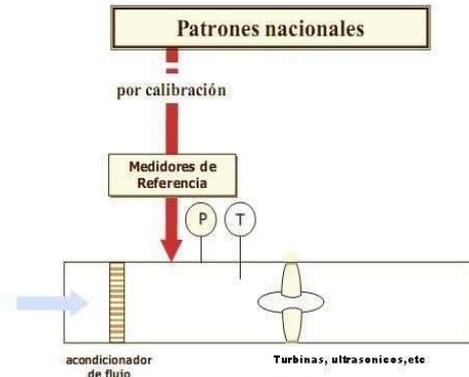


Fig. 17 Trazabilidad de medidores diferenciales

Fig.18 Trazabilidad medidores tipo turbina

Los esquemas más utilizados para la realización de confirmación metrológica, basándonos en la experiencia de los países que explotan estos recursos apuntan hacia la creación de estaciones o puntos de medición con esquemas como los que se presentan a continuación, además de facilidades como “by pass” para la operación segura de montaje de los metros que se calibran o verifican.

Confirmación Metrológica

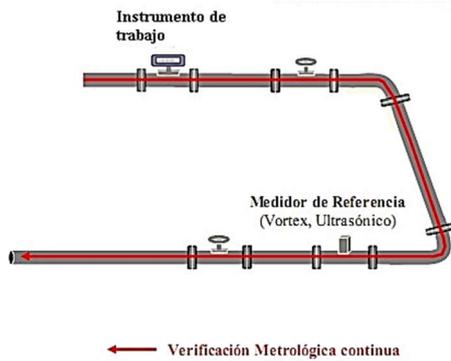


Fig.19 Verificación continua de ambos medidores en serie

Confirmación Metrológica



Fig. 20 Esquema tipo “Z”.



Fig.21 Ejemplo instalación Krohne [4]

Ahora bien, partiendo de la idea de que esta industria asociada a la importación del gas y a la explotación de las capacidades locales está solo en su comienzo de desarrollo, se puede garantizar también la verificación de los instrumentos de medición en puntos críticos o de transferencia fiscal con patrones de referencia que se calibren en el extranjero y que de esta forma se garantice la trazabilidad a los patrones internacionales. Esta variante tiene como inconveniente principal el movimiento de patrones al extranjero con sus altos costos asociados, además de la poca independencia. Los patrones de alta exactitud hay que calibrarlos obligatoriamente en Europa (Holanda, Alemania, Reino Unido, Francia) o Asia (Japón, China, Taipéi) los cuales tienen capacidades de medición que garantizan la trazabilidad.

Otra solución a considerar en una etapa inicial de desarrollo, hasta contar con una facilidad de calibración con trazabilidad al Instituto Nacional de Metrología (INM) puede ser la utilización de instrumentos de medición de volumen y flujo como metros de tipo Coriolis y Vortex, los cuales tienen exactitudes entre 0,35 % y 0,8 % y pueden ser calibrados con líquido, respetando las leyes de semejanza de la mecánica de los fluidos, lo cual se admite tanto en la normativa AGA 11 como en otros documentos relacionados que fundamentan esta solución. [1, 3,14]

A continuación, se muestran ejemplos de medición del gas natural con metros de tipo Coriolis [21]



Fig. 22 y Fig. 23 Instalaciones de calibración con flujómetros Coriolis “Micromotion de Emerson” para gas natural.

El resto de la medición de las variables volumen y flujo se debe realizar con placas de orificio, las cuales pueden tener un aseguramiento total sin grandes inversiones, son instrumentos de larga explotación y están adecuados para el trabajo en redes automatizadas, etc.

Composición del gas por cromatografía

La composición del gas se determina por cromatografía y tiene la finalidad de determinar la calidad (densidad) del gas para el cálculo del valor calórico del mismo. Los cromatógrafos para su correcto funcionamiento necesitan ser calibrados con gases patrones los que constituyen materiales de referencia certificados. La precisión en la cromatografía depende de la calidad de los gases y del equipo utilizado.



Fig. 24 Cromatografía de gases



Fig.25 Gases patrones y cromatografía en campo

Gas Natural Licuado

El gas natural licuado (GNL) es un producto de los denominados criogénicos, que por sus características tienen un tratamiento diferente. A continuación, se presenta el esquema de la transferencia y custodia desde el barco metanero, se incluyen las mediciones y las relaciones para la obtención de la transferencia energética. [18]



Fig.26 Terminal de descarga y almacenamiento de GNL [15]

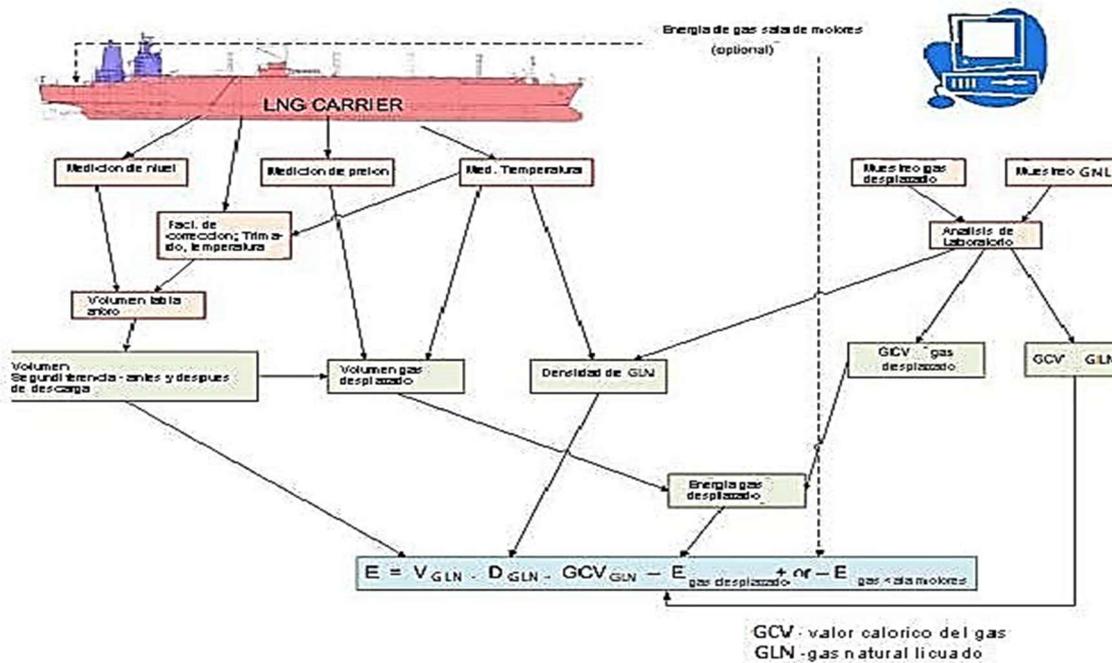


Fig. 27 Esquema de realización de transferencia fiscal GNL. [18]

Como se aprecia en el dibujo, la transferencia fiscal se realiza en unidades de energía transferida y puede incluir hasta la energía consumida en la propia transferencia en la sala de motores para el bombeo del gas. Como especificidad, el volumen se calcula teniendo en cuenta la tabla de aforo, la densidad y las correcciones por temperatura, presión y por el trimado de buque.

El gas natural licuado, por ser líquido, se mide durante su transferencia y almacenamiento como líquido criogénico. Por esta razón el instrumento de medición para la transferencia suele ser un contador del tipo Coriolis, que es un instrumento paramétrico que permite medir, además, la densidad. Asimismo puede integrarse a sistemas de medición de temperatura, presión y analizadores de gases, y de esta forma, ofrecer una medición de todos los parámetros necesarios para el cálculo de la transferencia.

Los metros de Coriolis se pueden calibrar con patrones volumétricos de ciclo cerrado para productos criogénicos o contra metros patrones o de referencia. De este último tipo, ya hay algunos como el que se muestra en la foto y que es parte de la inversión ejecutada en la Refinería de Cienfuegos para calibrar contadores de combustibles claros. La trazabilidad de este y de otros patrones que conforman el grupo se garantiza en el Laboratorio de Calibración de Productos Claros de Cupet. [12]



Fig.28 Metro contador patrón portátil de Coriolis



Fig.29 Laboratorio de Calibración de Productos Claros de CUPET

La calidad del GNL se determina por cromatografía. Se toman muestras del GNL durante las descargas al 25 %, 50 % y 75 % de la cantidad descargada. También se determina la composición del vapor del GNL. Para completar los análisis de calidad se determinan por cromatografía las concentraciones de azufre y mercurio en el GNL.

Almacenamiento del GNL [17]

El GNL se almacena a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a presión atmosférica en tanques criogénicos especiales para baja temperatura. El típico tanque de GNL tiene doble pared: una pared externa de hormigón armado, recubierto con acero al carbono, y una pared interna de acero niquelado al 9%. La seguridad y la resistencia son las consideraciones de diseño primarias al construir estos tanques, los cuales se diseñan para soportar terremotos y fuertes vientos. Desde el punto de vista metrológico es necesario realizar las mediciones para el aforo y elaborar las tablas correspondientes de estos tanques, antes de colocarles los recubrimientos de concreto, pues de otra forma la medición tendría que ser interior, lo que la hace prácticamente imposible después de su puesta en marcha por razones tanto tecnológicas como de seguridad humana.



Fig. 30 Tanques para almacenamiento del gas natural licuado GNL.

Por cuanto la instalación de almacenamiento (tanques) en tierra puede y debe tener control automatizado de la medición, la recepción puede ser también contra capacidad en tierra; el error de los tanques de tierra siempre es mucho menor que el error de las capacidades de transporte como barcos, etc. Y puede ser también comparable al de los metros de transferencia y custodia.

Conclusiones

- 1.- El gas natural tiene un elevado valor, por lo que su correcta medición tiene vital importancia para el desarrollo de esta industria, así como para su uso racional.
- 2.- El incremento de la exactitud de las mediciones impacta directamente en los costos y permite generar beneficios económicos importantes. Los principales operadores del gas natural invierten razonablemente en equipamiento que garantice una mejor medición de este recurso. Como se aprecia en el ejemplo presentado, un incremento en la exactitud de las mediciones a partir del uso de instrumentos con mayor precisión permite beneficios de decenas de millones de dólares que retornan la inversión en tiempos relativamente cortos.
- 3.- En dependencia del alcance y envergadura de la producción, importación y uso del recurso gas se necesita estructurar la propuesta de aseguramiento metrológico. Se debe crear un laboratorio o estación de calibración primaria sólo para el gas natural a alta presión, compuesta fundamentalmente por un patrón de tipo probador de pistón (*piston prover*) con un medidor de referencia integrado, los cuales se controlen mutuamente y la trazabilidad principal sea a la magnitud dimensional: la capacidad calculada de la cámara

del pistón a partir de sus dimensiones físicas. Contando con esta instalación se puede, participando en ciclos de comparación con otros NMI garantizar la trazabilidad internacional.

4.-Se debe equipar el laboratorio con algunos patrones secundarios para realizar la verificación en puntos críticos de transmisión, estos pueden ser ultrasónicos, que muestran las mejores exactitudes del mercado o del tipo toberas críticas portátiles. La medición en las líneas industriales y de transferencias internas se puede realizar utilizando instrumentos de medición del tipo diferencial.

5.- La medición del gas natural licuado se debe realizar con instrumentos de medición de líquidos criogénicos, fundamentalmente con medidores de Coriolis. La calibración de los mismos se puede garantizar con una instalación volumétrica criogénica de circuito cerrado o utilizando medidores maestros. La recepción puede ser con este tipo de instrumentos o por capacidad de tanques de almacenamiento con sus correspondientes sistemas automáticos de medición. La trazabilidad al SI se debe estructurar partiendo del Laboratorio de Calibración de Productos Claros de Cupet.

El presente artículo pretende sólo ser una ayuda en el complejo proceso de toma de decisión para proyectar y realizar el aseguramiento metrológico de la medición del Gas Natural en la industria petrolera cubana, la cual necesita de forma racional medir eficientemente sus producciones y gestionar las mejoras y el perfeccionamiento de su equipamiento metrológico, en función del alcance y volumen de las inversiones previstas en el desarrollo de la propia Industria.

Referencias bibliográficas

1. AGA Report Nº 11 API MMS Chapter 14.9 *Measurement of Natural gas by Corolis Meter*. American Gas Association, 400 N Capitol Street, NW, 4 Floor Washington DC 20001
2. AGA Report Nº 8 *Compressibility factor of Natural Gas and related Hydrocarbons Gases*. American Gas Association, 400 N Capitol Street, NW, 4 Floor Washington DC 20001
3. Arias Romero R. "Calibración de medidores de flujo de gas natural". División de Flujo y Volumen CENAM, Seminario de Gas Natural, Lima Perú, 2009.
4. Aaron N. Johnson, "NIST Measurement Service, Natural Gas Flow Calibration Service (NGFCS) NIST Special Publication 1081". U.S. Department of Commerce. Technology Administration. National Institute of Standard and Technology
5. Bowles Edgar B. "Metering Matters- Inaccurate Gas Measurement Can Cost Thousands". Southwest Research Institute. PE Volume 106 Issue 4 2020. <https://www.power-eng.com/coal/metering-matters150-inaccurate-gas-measurement-can-cost-thousands/#gref>
6. BP Statistical Review of World Energy June 2019 en: www.bp.com/statistical_review_of_world...
7. Buques GNL 13 abril, 2008 | <https://es.wikipedia.org/wiki/Metanero> Escrito en Wikipedia Barcos, Marina Mercante; <https://funkoffizier.com/2008/04/13/buques-lpg-y-lng/>
8. Covelli German J "Facilidades Tecnológicas para brindar Trazabilidad a las Mediciones de Gases en Colombia. Revista Metrología a su Alcance. Metflu_No0206. https://www.cdtdegas.com/images/Descargas/Nuestra_revista/MetFlu2/metflu_No0206Mediciones_Gases.pdf
9. Drenthen Ian, Kurt Martin, Vermeulen Marcel. "Verification Ultrasonic gas flowmeters" KROHNE Oil & Gas, Breda Netherlands, CEESI Ultrasonic Seminar, June 2009
10. EURAMET ENERGY 2009 – TOPIC 10 Metrology for Liquefied Natural Gas (LNG). (Programa de Euramet para el desarrollo de la metrología de Gas natural) www.emrponline.eu/energycall/docs
11. Franco J. "Curso Internacional Mediciones de Volumen y Flujo", INIMET, Cuba 2010
12. Franco J.; Turiño E.; Mendoza R.; Pérez F.; Hugues A.; Tamayo J.; Estévez A.; Hernández M.; León JA.; Hernández J.; Romero JL., Pascual P.; Hernández JM., "Laboratorio de Calibración de CUPET 2017" https://www.researchgate.net/publication/329626441_Laboratorio_de_Calibración_de_CUPET_2017, Oct 15 2019.

13. García LE, Covelli GJ , “Desarrollo del Banco de Calibración para Medidores de Gas a Alto Caudal de la Corporación CDT de gas” Simposio de Metrología CENAM México 2010
14. Helga Linnartz “Vortex and Coriolis flow meters in gas application” White Paper. Endress+ Hauser BV Nikkelstraat 6-12, 1411 AK Naarden, The Netherlands, 2005
15. Hudson Lun, Frank Filippone, Diana Cobos, Marcel Poser, “Design and construction aspects of post tensioned LNG storage tanks in Europe and Australasia”. <http://www.contech.co.nz/>.
16. James E. Gallagher “Natural gas measurement handbook”, 2006 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas.USA
17. KOGAS Gas Technology Corporation “Design and analysis of above-ground full containment LNG storage tanks” http://www.lusas.com/case/civil/lng_tank_design.html
18. LNG CUSTODY TRANSFER HANDBOOK THIRD EDITION version 3.01, GIIGNL 2011 (International Group of Liquefied Natural Gas Importers – Paris, France) www.giignl.org
19. Lusinger Vogely H. “Medición de gas natural” Presentación en: www.simet.gob.mx/fip/publico/
20. M.P. Vander Beek “Metrological Challenges Associated with LNG (Liquefied Natural Gas)” Draft 12009 NEL Netherlands 2009. www.daniamet.dk/...docs/showdoc.
21. Mohamed Al-Torairi: Saudi Aramco; Chandramohan MC: Emerson Process Management; Marc Buttler: Emerson Process Management, “Case Study result on Natural Gas Custody transfer measurement with Corolis Meters in Saudi Arabia”. NSFMW Tensberg, Norway October ,2015
22. Oswin Kerkhof, VSL Measurements in the trade of LNG Improving measurement methods & Standards Dutch Metrology Institute. Botlek Studiegroep, 7 April 2011.
23. Rainer Kramer, Bodo Mickan, Hans- Jürgen Hotze, Dietrich Dopheide “The German High-Pressure *Piston Prover* at pigsar- the German fundamental standard for natural gas at high pressure conditions” FLomeko 2003 Colorado USA
24. Reyes Vaillant Osmel “Curso mediciones de flujo de Gas” Cupet, 2006, Cuba
25. Test Report Number NMI-12200340, Project Number 12200340, Certin BV. Hugo de Grootplein 1, 3314 EG Dordrecht, The Netherlands