

CNOGAS	COMITÉ TÉCNICO PROTOCOLO EVALUACIÓN DESEMPEÑO SISTEMAS ANÁLISIS DPHC
--------	---

AYUDA MEMORIA PROTOCOLO EVALUACIÓN DESEMPEÑO SISTEMAS ANÁLISIS DPHC.

FECHA:	30 de enero; 29 de octubre y 04 de diciembre de 2018
ELABORADA POR:	CNOGas

ITEM	NOMBRES	EMPRESAS
1	Erik Tapias/Héctor Bernal	ECOPETROL
2	Andrés Chaparro	CHEVRON
3	John Velosa	TGI
4	Mauricio Lora	PROMIGAS
5	Johny Bautista	GAS NATURAL
6	Remesis Gómez/Henry Posso	GASCARIBE
7	Virgilio Diaz Granados	TEBSA
8	Dulmar Tovar/Odair Contreras/César Ordoñez	LEWIS ENERGY
9	Fredi E. López S.	CNOGas

Las reuniones se realizaron en el Edificio Torre Central DAVIVIENDA pisos 5, oficina 532 del CNOGas en la ciudad de Bogotá. El orden del día acordado incluyó, en las diferentes reuniones, el análisis de varios aspectos relacionados con DPHC:

1. Protocolo evaluación desempeño sistemas análisis DPHC-Revisión resultados pruebas en campo
2. Análisis resultados pruebas y cromatografías muestras de gas campos Bullerengue (Sabanalarga), La Paz y Corrales (Sogamoso).
3. Revisión protocolo operativo aseguramiento metrológico DPHC.

1. REUNIONES COMITÉ TÉCNICO 30-enero, 29-octubre y 04-diciembre de 2018.

En la reunión del 30 de enero de 2018 se revisaron los resultados arrojados por (i) las pruebas realizadas en los campos de La Guajira, Cusiana y Cupiagua a los equipos para medición de DPHC y (ii) el análisis cromatográfico a muestras de gas natural en los campos de La Guajira, Cusiana y Cupiagua, trabajo desarrollado por el CDT del Gas. Se observó que: (i) existían diferencias entre en el resultado de la cromatografía de una muestra y su contra muestra. También en el resultado del punto de rocío de hidrocarburos, (ii) no se presenta repetibilidad en los equipos inspeccionados para medición de DPHC, (iii) las pruebas no se deben realizar con gas con bajo DPHC, por cuanto generan condensación, (iv) el nitrógeno usado en las pruebas en Cusiana aparentemente no era de alta pureza

CNOGAS	COMITÉ TÉCNICO PROTOCOLO EVALUACIÓN DESEMPEÑO SISTEMAS ANÁLISIS DPHC
--------	---

(presentaba humedad). Como conclusión final se propone realizar pruebas adicionales en otros campos. El Secretario Técnico quedó encargado de gestionar la aprobación de los costos de las pruebas y muestreo de gas y coordinar la realización de estos trabajos.

Culminadas las pruebas y muestreo de gas, en la reunión del 29 de octubre de 2018 se revisaron los resultados arrojados por (i) las pruebas realizadas en los campos Bullerengue (Sabanalarga), La Paz y Corrales (Sogamoso) a los equipos para medición de DPHC y (ii) el análisis cromatográfico a muestras de gas natural en los campos Bullerengue (Sabanalarga), La Paz y Corrales (Sogamoso), trabajo desarrollado por el CDT del Gas. Como resultado del análisis se evidenció lo siguiente: (i) los gases con bajos DPHC generan mucha dispersión en los resultados, (ii) incluir la descripción de los gases, la incertidumbre de la composición, rangos para errores en la medición de DPHC, (iii) manejar un gas de medio DPHC entre 0°C y 15°C, considerando que el de alto DPHV puede generar condensación de los elementos pesados y de bajo DPHC no pudiere alcanzar para las pruebas. Se revisa el texto del protocolo para la evaluación del desempeño de los sistemas para análisis de DPHC y se acuerda que: (i) TGI remitirá el 27 de noviembre del año en curso el protocolo ajustado según los comentarios en la presente reunión y (ii) convocar a reunión al Comité Técnico para el 04 de diciembre de 2018, con el propósito de culminar con el ajuste del protocolo y presentar para aprobación del Consejo la versión final.

En la reunión del 04 de diciembre de 2018, el Comité técnico, una vez revisados los comentarios de TGI y ajustado el documento, procede con la aprobación del protocolo para la evaluación del desempeño de los sistemas para análisis de DPHC y prepara presentación para el Consejo en la sesión plenaria ordinaria programada para el 12 de diciembre de 2018. Se nombra a John Velosa como ponente de la presentación a compartir con el Consejo.

El protocolo para la evaluación del desempeño de los sistemas para análisis de DPHC, en sus diferentes versiones de revisión forma parte de la presente acta.

MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS NATURAL PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GASODUCTOS – EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO PARA SISTEMAS DE ANÁLISIS DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN LÍNEA

1. INTRODUCCIÓN

Los aspectos regulatorios y técnicos disponibles para la industria en materia de medición de calidad de gas natural, particularmente en lo que respecta a medición y control de punto de rocío de hidrocarburos en aplicaciones de transferencia de custodia entre productores y transportadores, se encuentran contemplados en el capítulo 6 del Reglamento Único de Transporte (RUT) publicado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 1999.

De manera general, el capítulo 6 del RUT establece que el punto de rocío de hidrocarburo gas natural entregado por el productor al transportador no puede superar el valor de 45°F (aproximadamente 7,2 °C), para cualquier presión de entrega; dejando al Transportador la responsabilidad de monitorear dicho parámetro y eventualmente rechazar el gas recibido si no cumple con el límite definido, considerando las diferentes consecuencias que dicho rechazo podría ocasionar para los agentes. Por otro lado, en cuanto a las consideraciones técnicas para la medición de punto de rocío de hidrocarburo la regulación contempla aspectos generales como el método de medición (espejo enfriado automático), sin embargo, aspectos particulares del sistema como: condiciones de instalación de los equipos, gases de referencia y la exactitud que debe presentar el sistema no son considerados.

En consideración a lo anterior, en el año 2017 el Consejo Nacional de Operaciones de Gas Natural (CNO-Gas) a través de su Comité Técnico de Medición, el cual está integrado por especialistas de medición de las empresas miembro, dio inicio a un programa para la evaluación del impacto de diferentes parámetros operativos, de instalación y configuración en el desempeño metrológico de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea. El objetivo principal del programa fue la validación de las prácticas actuales de la industria con el fin de establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los sistemas a través de la aplicación de un “Protocolo Operativo de Prueba” desarrollado por el Comité Técnico de Medición, validando a partir de los resultados de campo obtenidos el error máximo permisible aplicable a los sistemas con la finalidad de garantizar para las partes la confiabilidad de las mediciones obtenidas.

El presente documento está basado en el “Protocolo Operativo de Prueba” desarrollado para la evaluación de desempeño de analizadores de punto de rocío de hidrocarburos, así como en los resultados obtenidos de su aplicación en campo. En total fueron siete (7) puntos de transferencia de custodia (Productor-Transportador) en los cuales se aplicó el “Protocolo Operativo de Prueba”; dichos puntos son una muestra representativa de los diferentes sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, considerando entre otros variedad de analizadores instalados, configuraciones y características del gas que miden, permitiendo de esta forma hacer extensivos los resultados a otros sistemas.

Considerando que la regulación contempla la posibilidad de seleccionar estándares de mayor exactitud a utilizar como método de referencia para los analizadores de punto de rocío de hidrocarburo, el documento descrito a continuación presenta una metodología aplicable en la inspección y verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, con la finalidad de determinar su desempeño e idoneidad para ser usado en aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural.

2. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

- 1.6 El presente documento establece las especificaciones técnicas y los procedimientos que son aplicables en la evaluación del desempeño de sistemas de análisis en línea del punto de rocío hidrocarburos que permita garantizar la confiabilidad de las mediciones obtenidas por estos sistemas, a través de la verificación del cumplimiento del error máximo permisible aplicable.
- 1.7 El alcance del presente documento se circunscribe a sistemas de análisis de punto de rocío de gas natural que emplean el método de espejo enfriado automático y que se encuentran instalados en sistemas de transferencia de custodia de gas natural, entre productor-transportador o transportador-transportador, independiente de la marca y configuración del mismo.
- 1.8 Para la aplicación del presente documento se considera parte del sistema de análisis de punto de rocío de gas natural los siguientes elementos:
 - 1.8.1 Analizador de espejo enfriado automático.
 - 1.8.2 Materiales de referencia (MR) certificados.
 - 1.8.3 Sistema de muestreo y líneas de conducción tanto de la muestra como del material de referencia (MR) certificado.
 - 1.8.4 Sistema de acondicionamiento de muestra: regulación, calentamiento y filtración.
- 1.9 Este procedimiento no aplica para la evaluación de desempeño de métodos numéricos empleados en la determinación de punto de rocío de hidrocarburo.
- 1.10 Para efectos de conversión de unidades en la aplicación de este procedimiento, se deben utilizar los factores de conversión del apéndice B del NIST Special Publication 811.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Los siguientes documentos normativos referenciados son indispensables para la aplicación de este documento. Para referencias fechadas, se aplica únicamente la edición citada. Para referencias no fechadas, se aplica la última edición del documento normativo referenciado (incluida cualquier corrección).

ASTM D1142, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature.

ASTM D3764, Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems.

ASTM D5503, Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation.

ISO 10715, Natural gas. Sampling guidelines.

ISO 10723, Natural gas - performance evaluation for analytical systems.

ISO 6141, Gas analysis - Contents of certificates for calibration gas mixtures.

ISO 6142, Gas analysis - Preparation of calibration gas mixtures - Part 1: Gravimetric method for Class I mixtures.

API MPMS 14.1, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 – Natural gas Fluids Measurement, Section 1-Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

OIML D-10, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments.

NIST Special Publication 811 “Guide for the Use of the International System of Units (SI)”

GTC 51. Guía para la estimación de incertidumbre.

BIPM JCGM106:2012. Evaluation of measurement data-the role of measurement Uncertainty in conformity assessment

4. TERMINOLOGÍA

Punto de rocío de hidrocarburo: Es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas.

Temperatura cricondentérmica: Caso especial de punto de rocío de hidrocarburos en una corriente de gas natural, cuya estimación se obtiene mediante la utilización de métodos muy detallados.

Analizador de punto de rocío de hidrocarburo:

Sistema para análisis de punto de rocío de hidrocarburo:

Error máximo permisible: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido en esta norma para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

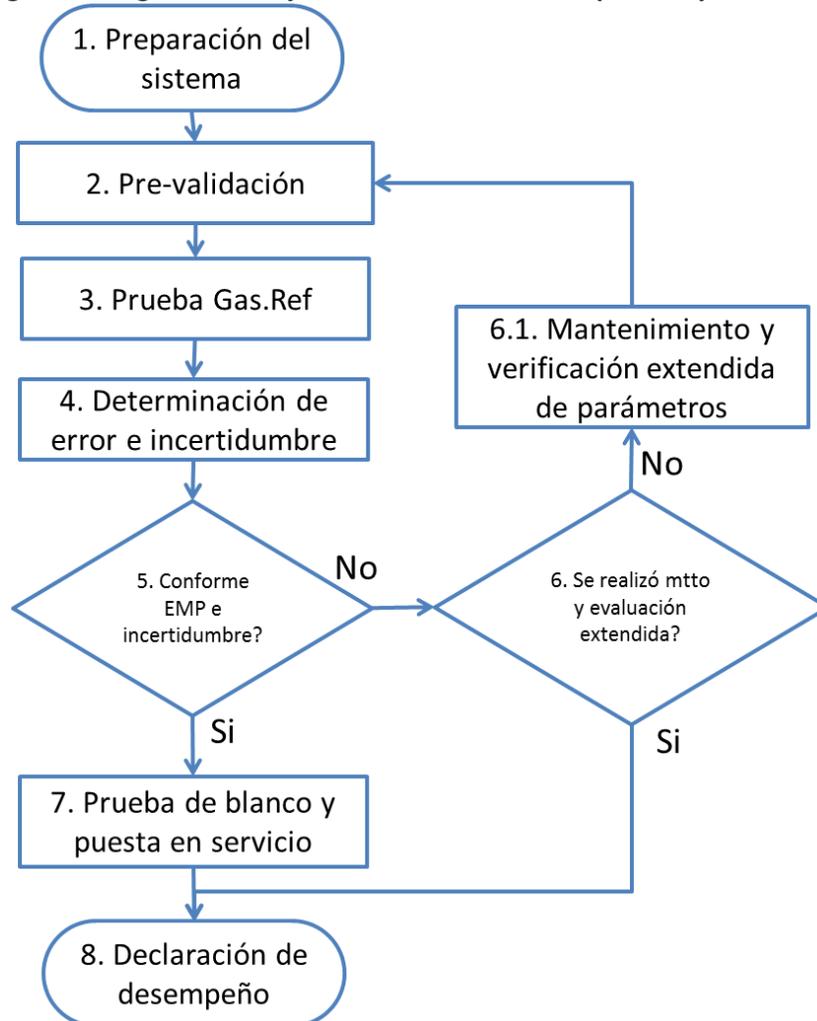
Material de referencia: Material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades especificadas, establecido como apto para su uso previsto en una medición o en un examen de propiedades nominales.

Material de referencia certificado: Material de referencia acompañado por la documentación emitida por un organismo autorizado, que proporciona uno o varios valores de propiedades especificadas, con incertidumbres y trazabilidades asociadas, empleando procedimientos válidos.

5. PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

En la figura 1 se encuentra un diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para lograr el objetivo de evaluación de desempeño de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, lo cual comprende de manera general tres etapas.

Figura 1. Diagrama de flujo – Procedimiento de inspección y verificación



- Etapa de Inspección del sistema, correspondiente al numeral 1 de la figura 1. Mediante el desarrollo de esta etapa se busca establecer si el analizador, la instalación, configuración y condiciones operativas, se encuentran conformes de acuerdo con los estándares técnicos aplicables en cada aspecto. Con el cumplimiento de estos requerimientos se busca mantener bajo control los diferentes parámetros que podrían influir en la calidad de los resultados obtenidos.
- Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño, correspondiente a los numerales 2 al 4 de la figura 1. La aplicación de los numerales mencionados permiten obtener de manera sistemática y estructurada los resultados de medición del analizador que serán empleados posteriormente para la evaluación del desempeño.
- Etapa de verificación y declaración del desempeño del sistema, numerales 5 al 8 de la figura 1. Posterior a la recopilación de los resultados de prueba se realiza la evaluación del desempeño del sistema mediante comparación con los criterios de verificación aceptados (error máximo permisible), considerando etapas intermedias de mantenimientos y verificación extendida de parámetros. Con el desarrollo de esta etapa se debe obtener una declaración de conformidad del sistema de análisis para la aplicación de medición de punto de rocío de gas natural en transferencia de custodia.

A continuación se describen cada uno de los numerales del procedimiento de inspección y verificación.

5.1 Etapa de inspección del sistema

Un sistema de análisis incorpora una selección y configuración de elementos complementarios aparte del analizador, por tal motivo se debe tener en cuenta que para la obtención confiable de una propiedad física o química representativa debe involucrar la totalidad de los elementos que conforman el sistema, entre los cuales se encuentran: sistema de muestreo, línea de conducción de la muestra, acondicionador de muestra, instrumentación, hardware, software e indicación.

En consideración a lo anterior, la aplicación del presente documento requiere que el sistema de análisis opere bajo condiciones específicas que incluyen el cumplimiento de los siguientes aspectos:

- Códigos eléctricos y de seguridad.
- Recomendaciones del fabricante.
- Condiciones operativas especificadas por el fabricante.
- Algoritmos de cálculo.
- Programas de mantenimiento y verificación.

A continuación se relacionan los diferentes parámetros a tener en cuenta en el proceso de preparación del analizador considerando los siguientes elementos: instalación, sistema de muestreo, configuración y gases de referencia. Los parámetros y condiciones encontradas en el proceso de preparación del sistema de análisis se deben registrar adecuadamente.

5.1.1 Instalación y configuración del analizador.

Con respecto a la instalación del analizador, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se debe verificar y registrar los siguientes parámetros, considerando en cada caso las recomendaciones del fabricante:

- Flujo de la muestra.
- Flujo de la línea de purga.
- Presión de operación.
- Temperatura ambiente de operación.
- Tiempo de análisis configurado para la prueba (debe ser inferior a 15 minutos).

Si alguno de los parámetros mencionados no se encuentra dentro de los límites establecidos por el fabricante, se debe proceder con el ajuste correspondiente y realizar el registro correspondiente de los valores, tanto antes como después de ajuste.

Adicional a los parámetros de configuración relacionados anteriormente, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se deben registrar las siguientes condiciones operativas del analizador, según se encuentren disponibles en la interfaz de comunicación del equipo:

- Lecturas iniciales para los parámetros de medición, tanto temperaturas de punto de rocío como las presiones correspondientes.
- Estado de los filtros. En caso de requerirse cambio de los mismos por tiempo de uso o por evidencia de suciedad, no se debería continuar con la aplicación del protocolo hasta que las condiciones de los elementos no se hayan mejorado.
- Temperaturas en calentador y espejo.
- Estado de las alarmas de mayor impacto en la medición del equipo.
- Condición de funcionamiento de sensor de presión, el cual se verificará con una prueba de cero y debe encontrarse en los límites de exactitud del fabricante.

5.1.2 Sistema de muestreo.

El sistema de muestreo conformado por: toma muestra, válvulas, líneas de conducción de muestra, unidad de acondicionamiento, reguladores, filtros, manómetros, etc., debe cumplir los requisitos establecidos en API MPMS 14.1 "Natural Gas Fluids Measurement, Section 1: Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer" y/o ISO 10715 "Natural gas -- Sampling guidelines".

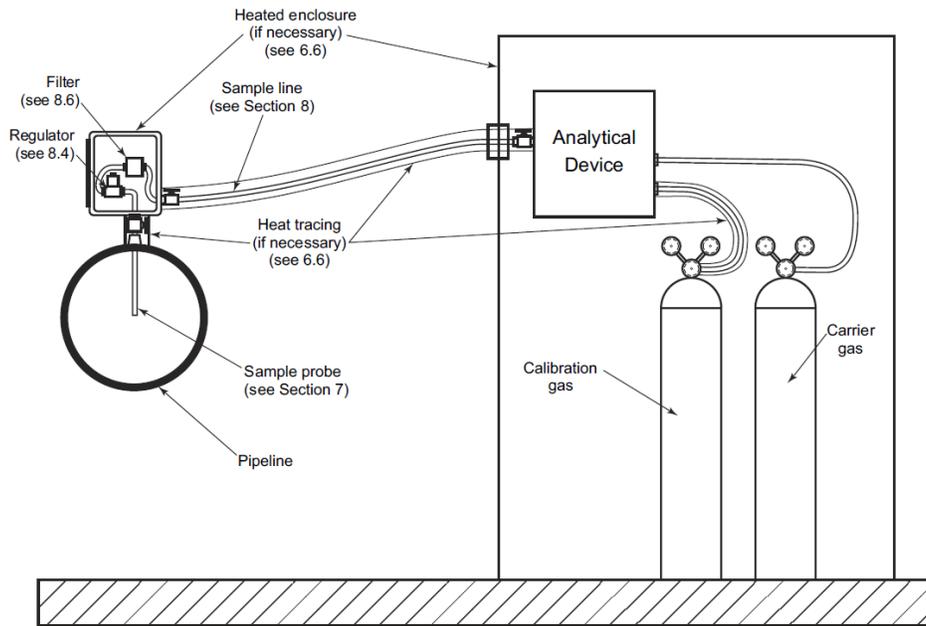
En la tabla 1 se relacionan los parámetros más relevantes que se deben evaluar en la etapa de preparación del sistema de análisis del sistema de muestreo, considerando el respectivo valor requerido por la normativa aplicable; los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados adecuadamente.

Tabla 1. Verificación sistema de muestreo

Parámetro	Valor requerido
La sonda de muestreo debe estar ubicada como mínimo 5D aguas abajo de la singularidad más cercana.	5D aguas abajo.
Longitud de inserción de la sonda dentro de la tubería, según API 14.1, numeral 8.1.	1/3 – 2/3 del diámetro de la tubería.
Longitud de la sonda, según API 14.1, numeral 7.4.1.	Ecuación numeral API 14.1 numeral 7.4.1
Sistema de muestreo debe contar con regulación calentada a una temperatura mínima de 75°F, la cual puede estar instalada con el analizador o en el punto de muestreo. Para el caso en el cual se haga la regulación con calentamiento en el punto de muestreo se debe colocar al tubing un sistema que garantice la temperatura de mínimo 75°F a la entrada del analizador.	Temperatura mínima a la entrada del analizador de 75°F.
El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador cuando éste forma parte integral del equipo. Cuando el regulador es externo al analizador, deberá garantizar una presión de salida dentro de los límites establecidos para la presión regulada, considerando las condiciones de presión de línea y de caudal requerido por el sistema (Flujo de muestra y by-pass).	El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador.
La longitud máxima de las líneas de tubing debe garantizar una muestra representativa en el analizador del gas que pasa por la tubería, siguiendo lo establecido en API 14.1, numeral 8.1.	Garantizar el tiempo en el cual la muestra representativa llega al equipo para su análisis.

En la figura 2 se encuentra la configuración típica de un sistema de muestreo continuo de gas para análisis en línea.

Figura 2. Configuración típica sistema de muestreo de gas en línea



5.1.3 Presión regulada.

La presión con la cual se regula la muestra de gas que llega al analizador debe ser tal que permita la medición de temperatura de punto de rocío cercana al punto cricondentérmico del gas, con una diferencia teórica que no puede ser mayor a 1°F (1,8°C).

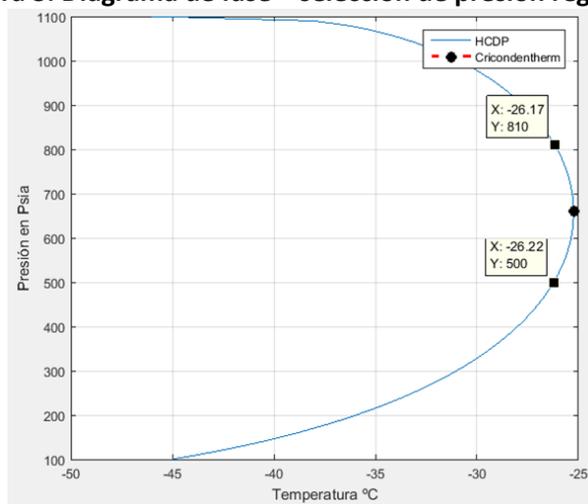
En la tabla 2 se relacionan los diferentes parámetros que se deben verificar cuando se está validando la presión regulada en un sistema de análisis durante la etapa de preparación del sistema. Los valores obtenidos en campo para cada uno de los parámetros deben ser registrados adecuadamente.

Tabla 2. Verificación presión regulada

Parámetro	Valor requerido
El método empleado para la validación de la Temperatura cricondentérmica y su correspondiente presión de regulación se realizará empleando SRK como ecuación de estado y cromatografía extendida como entrada.	SRK (ecuación de estado) y cromatografía extendida.
El intervalo de presión seleccionado para la regulación a la entrada del analizador debe permitir cálculo teórico de la temperatura cricondentérmica con una variación máxima menor a un 1°F (1.8°C).	Verificación en campo empleando diagrama de fase correspondiente (ver Figura 3).
La presión media para el ajuste del sistema de regulación debe ser validada con una frecuencia anual.	Valor medio de presión ajustado.

La figura 3 se muestra como ejemplo un esquema de la selección del margen de presión que podría utilizarse (entre 500 y 810 psia) para que la diferencia teórica entre el punto de rocío de hidrocarburo a la presión seleccionada y el punto cricondentérmico sea inferior a 1°F (1,8°C).

Figura 3. Diagrama de fase – selección de presión regulada



5.1.4 Gases de referencia

En la tabla 3 se encuentran los parámetros que deben evaluarse en la etapa de preparación del sistema de análisis con respecto al gas de referencia empleado en la verificación del analizador. Los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados adecuadamente.

Adicionalmente, se deben registrar los aspectos más importantes que identifican el gas de referencia: proveedor, serial cilindro, identificación certificado, fecha de fabricación, periodo de validez, temperatura cricondentérmica, etc.

Tabla 3. Verificación gas de referencia

Parámetro	Valor requerido
La presión máxima de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación.	No condensación. Verificado a través de diagrama de fase.
Si la regulación con calentamiento no se realiza a la entrada del analizador, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 75°F.	75°F
El nivel de exactitud para GN sintético debe ser similar al establecido en NTC 6167 para los gases a emplear en los cromatógrafos.	NTC 6167 o GPA 2198.
El gas de referencia debe ser preparado de acuerdo con ISO 6142 y certificado de acuerdo con los lineamientos dados en ISO 6141.	ISO 6141 e ISO 6142

Parámetro	Valor requerido
El certificado del gas de referencia debe contar con el valor de temperatura cricondentérmica aplicando la ecuación de estado SRK.	Valor de temperatura cricondentérmica certificado
El certificado debe contar con unidades en sistema inglés (Ej. BTU's, PIES ³ , °F, PSIG) y las condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F.	Sistema inglés y @ condiciones
El gas de referencia debe encontrarse en su periodo de validez al momento de desarrollar las pruebas.	Gas de referencia válido para su uso durante las pruebas
La temperatura cricondentérmica del gas de referencia debe permitir una adecuada medición en los analizadores sin comprometer la integridad del gas por condensación.	Temperatura cricondentérmica entre 0 y 10°F

Si el gas de referencia no cumple con la totalidad de los parámetros relacionados en la tabla no se debería emplear en la ejecución de las etapas posteriores.

5.2 Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño

Una vez que se ha verificado la conformidad de los diferentes elementos que conforman el sistema de medición de punto de rocío de hidrocarburo, se procede con la etapa de toma de datos, la cual considera prevalidación y registro de datos con gas de referencia.

5.2.1 Prevalidación

Cuando un analizador es instalado inicialmente y después de haberse realizado un mantenimiento mayor, se debe realizar una prueba de diagnóstico para demostrar que el analizador cumple las especificaciones del fabricante o las condiciones de desempeño históricas. Esta prueba de diagnóstico puede requerir el ajuste del analizador para proporcionar un nivel de respuesta predeterminado de acuerdo con el material de referencia empleado. El ajuste puede realizarse mediante Hardware, Software, o la combinación de los dos.

En un sistema que se encuentra en operación, el diagnóstico puede realizarse mediante una prueba de blanco, para lo cual se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.

- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 14°F (-10°C) se da por terminada la prueba de diagnóstico con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de referencia.
- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 14°F (-10°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Los resultados correspondientes a las pruebas de diagnóstico en la etapa de prevalidación deben ser registrados adecuadamente, indicando si fue necesario realizar alguna etapa de ajuste con gas de referencia o mantenimiento de los elementos sensores.

5.2.2 Prueba con gas de referencia

Una vez la prevalidación del sistema de análisis entrega resultados satisfactorios durante la prueba de diagnóstico se procede con el desarrollo de la prueba con gas de referencia.

En el desarrollo de las pruebas con gas de referencia se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El gas de referencia a emplear debe haberse validado con resultados satisfactorios de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.
- La conexión del gas de referencia al analizador se debe realizar teniendo en cuenta las consideraciones de regulación de presión descritas en el numeral 5.1.3.
- Se debe mantener el gas de referencia instalado lo más cerca posible al analizador.
- Ajustar el flujo de gas de referencia al analizador de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, buscando el mínimo flujo que permita una operación confiable del analizador optimizando la cantidad de gas disponible en el cilindro.
- Registrar adecuadamente los parámetros iniciales de prueba: flujo de gas de referencia al analizador, presión en el cilindro de gas de referencia y presión regulada.
- Permitir el paso de gas de referencia a través del analizador confirmando que el equipo se encuentra operativo.
- Tomar mínimo 5 lecturas de temperatura de rocío de hidrocarburo entregadas por el analizador, así como la presión de gas correspondiente; dichos valores deben ser registrados 3 verificando que se haya identificado inequívocamente el gas de referencia asociado a estos resultados.
- De las lecturas tomadas, las primeras 2 serán consideradas como periodo de estabilización y por lo tanto no se tendrán en cuenta para la evaluación estadística posterior.

5.2.3 Cálculo de error de medición y estimación de incertidumbre asociada

Una vez recopilados los datos de la prueba, se realiza el proceso de tratamiento de dichos datos con la finalidad de determinar los errores promedio de medición y estimación de la incertidumbre asociada a dicho error. En esta etapa se deben considerar las siguientes recomendaciones:

- **Error de medición promedio:** el error de medición promedio se debe evaluar con los datos considerados como válidos tomados después del periodo de estabilización, para este cálculo se deben contar con mínimo tres (3) registros del analizador. El error debe indicarse en términos absolutos en unidades de temperatura, por ejemplo °F, se evalúa como la diferencia entre la indicación del analizador y el valor de referencia calculado para el gas de referencia a las condiciones de presión en las que se realizó la prueba.
- **Incertidumbre asociada al error de medición promedio:** En la estimación de la incertidumbre se deben seguir los lineamientos establecidos en la GTC 51 “Guía para la estimación de incertidumbre”, teniendo en cuenta las siguientes fuentes de incertidumbre:
 - Repetibilidad en la indicación del analizador (desviación estándar de las lecturas).
 - Resolución en la indicación del analizador.
 - Exactitud de medida declarada por el fabricante del analizador.
 - Incertidumbre asociada al método de espejo enfriado (0,5°F de acuerdo con ASTM D1142).
 - Incertidumbre asociada al método (RSK) empleado para la determinación del punto de rocío de referencia a partir de la cromatografía del gas (típicamente 1°F).
 - Incertidumbre asociada con la determinación del punto de rocío de referencia debido a la incertidumbre en la preparación del gas (típicamente 1°F si se consideran las condiciones establecidas en 5.1.4).

Como alternativa para la estimación de la incertidumbre se podrá emplear un enfoque aproximado considerando la combinación cuadrática de las diferentes fuentes de incertidumbre mencionadas anteriormente.

5.3 Etapa de verificación y declaración de desempeño del sistema

Esta etapa del proceso de evaluación de desempeño para los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, consiste en verificar si el error promedio de indicación del analizador se encuentra dentro del límite de error máximo permisible aplicable para el control del parámetro de calidad de gas. A partir de la verificación del error máximo permisible se busca contar con una declaración de desempeño del analizador en la cual se pueda expresar la idoneidad del sistema para ser empleado en aplicaciones de transferencia de custodia.

5.3.1 Error máximo permisible

El error máximo permisible (EMP) que podría ser razonablemente atribuible en el proceso de verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburos en gas natural empleando el método de espejo enfriado automático bajo las condiciones establecidas en el presente documento es 6°F.

En el proceso de verificación del error máximo permisible se debe tener en cuenta que la incertidumbre asociada al error promedio de indicación del analizador no debe ser superior a 1/3 del error máximo permisible.

5.3.2 Mantenimiento y evaluación de parámetros

Si como resultado del proceso de verificación el desempeño del sistema de análisis no permite dar cumplimiento al requisito de error máximo permisible (EMP), se debe proceder a realizar el mantenimiento y limpieza de los diferentes elementos que conforman el sistema de análisis y que se encuentran en contacto con la muestra de gas natural. Entre los elementos a verificar se encuentran los siguientes:

- **Sistemas de filtración:** de requerirse se debe realizar cambio de los elementos filtrantes empleados para el acondicionamiento de la muestra.
- **Celdas de medición:** debido al contacto permanente de las celdas de medición con el gas natural, se puede presentar contaminación de las mismas; el proceso de limpieza de estas celdas debe ser realizado por personal calificado.
- **Sistema de regulación:** debido al potencial de condensación que se presenta en la etapa de regulación de las muestras de gas, se debe verificar que los elementos se encuentren libres de cualquier líquido, comprobando adicionalmente que el sistema de calentamiento de la muestra funciona adecuadamente.

Adicional al mantenimiento y limpieza de los elementos, se debe realizar una verificación extendida de los parámetros operativos del analizador, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- **Suministro eléctrico:** Se debe confirmar que el analizador se encuentre operando dentro de los límites seguros definidos por el fabricante, considerando entre otros, no solo nivel de voltaje sino también calidad de la energía suministrada.

En general, se debe realizar la evaluación de los diferentes parámetros operativos del sistema para descartar factores que puedan estar afectando el desempeño del analizador.

5.3.3 Prueba de blanco y puesta en servicio

Si como resultado del proceso de verificación del desempeño del sistema de análisis se da cumplimiento al requisito de error máximo permisible (EMP), se procede a realizar la prueba de blanco en el analizador con la finalidad de purgar cualquier residuo de gas de referencia que pueda afectar las lecturas del gas de línea, la prueba de blanco es similar a la prueba de descrita en la etapa de prevalidación, la cual considera los siguientes aspectos:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 14°F (-10°C) se da por terminada la prueba de blanco con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de línea.

- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 14°F (-10°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Considerando que las pruebas se desarrollan sobre analizadores en línea que hacen parte de sistemas de transferencia de custodia, se debe garantizar que al finalizar el desarrollo de las actividades el sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo se encuentra operativo, con los parámetros recomendados por el fabricante y reportando señales a los agentes respectivos.

Como parte del protocolo de puesta en servicio del sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, se deben registrar adecuadamente los diferentes parámetros operativos con los cuales se deja en funcionamiento.

5.3.4 Declaración de desempeño

Si fueron obtenidos resultados satisfactorios en los procesos de inspección de los elementos que conforman el sistema (numeral 5.1) y en los procesos de verificación tanto del error máximo permisible como de la incertidumbre asociada (numeral 5.3.1), se procede a declarar el desempeño considerando que el sistema de análisis es conforme para la aplicación de medición de punto de rocío de hidrocarburo en puntos de transferencia de custodia de gas natural entre Productor-Transportador o Transportador-Transportador (según aplique).

De lo contrario, el sistema de análisis se declara como No Conforme.

6. CONTROL METROLÓGICO

La evaluación del desempeño de los analizadores se debe realizar al inicio de las operaciones de un punto de transferencia de custodia y siempre después de un mantenimiento mayor de los sistemas o una parada prolongada de los mismos.

De manera periódica la evaluación de desempeño de los sistemas para análisis de punto de rocío de hidrocarburo en sistemas de transferencia de custodia debería realizarse con una frecuencia comprendida entre una vez por mes y una vez cada seis meses, como máximo, siguiendo los lineamientos establecidos en la OIML D-10 para la determinación de la frecuencia de calibración.

 Consejo Nacional de Operación de Gas Natural	MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS NATURAL PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GASODUCTOS – EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO PARA SISTEMAS DE ANÁLISIS DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN LÍNEA	12-Diciembre-2018
---	---	-------------------

PROTOCOLO No 001 DE 2018

MEDICIÓN DE CALIDAD DE GAS NATURAL PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN GASODUCTOS – EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO PARA SISTEMAS DE ANÁLISIS DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO EN LÍNEA

Contenido

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	3
3.	REFERENCIAS NORMATIVAS.....	3
4.	TERMINOLOGÍA.....	4
5.	PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE DESMPEÑO.....	4
6.	CONTROL METROLÓGICO.....	14

El Consejo Nacional de Operación de Gas Natural, CNOGas, de conformidad con lo establecido en la Ley 401 de 1997 y en el Artículo 21 del Decreto 2100 de 2011, y

CONSIDERANDO:

a) Que el CNOGas en consideración con lo previsto en el artículo 21 del Decreto 2100 de 2011 encargó a un Comité Técnico el desarrollo de un Protocolo Operativo tendiente a normalizar aspectos técnicos-operativos relacionados con el aseguramiento metrológico de los equipos para medición de Dew Point de Hidrocarburos (DPHC).

b) Que en la Resolución CREG 077 de 1999, Reglamento único de Transporte, RUT, se contemplan aspectos generales como el método de medición (espejo enfriado automático), sin embargo, aspectos particulares del sistema como: condiciones de instalación de los equipos, gases de referencia y la exactitud que debe presentar el sistema no son considerados.

c) Que a partir del año 2017 el Comité Técnico dio inicio a un programa para la evaluación del impacto de diferentes parámetros operativos, de instalación y configuración en el desempeño metrológico de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea.

d) Que el programa desarrollado por el Comité Técnico consideró la compra de gases patrones certificados (Material de Referencia), pruebas en campo de equipos para medición de DPHC y muestreo

de gas para análisis cromatográficos en los campos de La Guajira, Cusiana, Cupiagua, Bullerengue, La Paz y Caramelo.

e) Que en la reunión plenaria ordinaria CNOGas No 147 realizada el 12 de diciembre de 2018 el Consejo aprobó la propuesta presentada (ponencia) por los miembros del Comité Técnico descrita en el presente Protocolo.

ACUERDA:

1. INTRODUCCIÓN

Los aspectos regulatorios y técnicos disponibles para la industria en materia de medición de calidad de gas natural, particularmente en lo que respecta a medición y control de punto de rocío de hidrocarburos en aplicaciones de transferencia de custodia entre productores y transportadores, se encuentran contemplados en el capítulo 6 del Reglamento Único de Transporte (RUT) publicado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 1999.

De manera general, el capítulo 6 del RUT establece que el punto de rocío de hidrocarburo gas natural entregado por el productor al transportador no puede superar el valor de 45°F (aproximadamente 7,2 °C), para cualquier presión de entrega; dejando al Transportador la responsabilidad de monitorear dicho parámetro y eventualmente rechazar el gas recibido si no cumple con el límite definido, considerando las diferentes consecuencias que dicho rechazo podría ocasionar para los agentes. Por otro lado, en cuanto a las consideraciones técnicas para la medición de punto de rocío de hidrocarburo la regulación contempla aspectos generales como el método de medición (espejo enfriado automático), sin embargo, aspectos particulares del sistema como: condiciones de instalación de los equipos, gases de referencia y la exactitud que debe presentar el sistema no son considerados.

En consideración a lo anterior, en el año 2017 el Consejo Nacional de Operaciones de Gas Natural (CNO-Gas) a través de su Comité Técnico de Medición, el cual está integrado por especialistas de medición de las empresas miembro, dio inicio a un programa para la evaluación del impacto de diferentes parámetros operativos, de instalación y configuración en el desempeño metrológico de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo en línea. El objetivo principal del programa fue la validación de las prácticas actuales de la industria con el fin de establecer los requerimientos técnicos que deben cumplir los sistemas a través de la aplicación de un “Protocolo Operativo de Prueba” desarrollado por el Comité Técnico de Medición, validando a partir de los resultados de campo obtenidos el error máximo permisible aplicable a los sistemas con la finalidad de garantizar para las partes la confiabilidad de las mediciones obtenidas.

El presente documento está basado en el “Protocolo Operativo de Prueba” desarrollado para la evaluación de desempeño de analizadores de punto de rocío de hidrocarburos, así como en los resultados obtenidos de su aplicación en campo. En total fueron siete (7) puntos de transferencia de custodia (Productor-Transportador) en los cuales se aplicó el “Protocolo Operativo de Prueba”; dichos puntos son una muestra representativa de los diferentes sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, considerando entre otros variedad de analizadores instalados, configuraciones y características del gas que miden, permitiendo de esta forma hacer extensivos los resultados a otros sistemas.

Considerando que la regulación contempla la posibilidad de seleccionar estándares de mayor exactitud a utilizar como método de referencia para los analizadores de punto de rocío de hidrocarburo, el documento descrito a continuación presenta una metodología aplicable en la inspección y verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, con la finalidad de determinar su desempeño e idoneidad para ser usado en aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural.

2. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

- 2.1 El presente documento establece las especificaciones técnicas y los procedimientos que son aplicables en la evaluación del desempeño de sistemas de análisis en línea del punto de rocío hidrocarburos que permita garantizar la confiabilidad de las mediciones obtenidas por estos sistemas, a través de la verificación del cumplimiento del error máximo permisible aplicable.
- 2.2 El alcance del presente documento se circunscribe a sistemas de análisis de punto de rocío de gas natural que emplean el método de espejo enfriado automático y que se encuentran instalados en sistemas de transferencia de custodia de gas natural, entre productor-transportador o transportador-transportador, independiente de la marca y configuración del mismo.
- 2.3 Para la aplicación del presente documento se considera parte del sistema de análisis de punto de rocío de gas natural los siguientes elementos:
 - Analizador de espejo enfriado automático.
 - Materiales de referencia (MR) certificados.
 - Sistema de muestreo y líneas de conducción tanto de la muestra como del material de referencia (MR) certificado.
 - Sistema de acondicionamiento de muestra: regulación, calentamiento y filtración.
- 2.4 Este procedimiento no aplica para la evaluación de desempeño de métodos numéricos empleados en la determinación de punto de rocío de hidrocarburo.
- 2.5 Para efectos de conversión de unidades en la aplicación de este procedimiento, se deben utilizar los factores de conversión del apéndice B del NIST Special Publication 811.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Los siguientes documentos normativos referenciados son indispensables para la aplicación de este documento. Para referencias fechadas, se aplica únicamente la edición citada. Para referencias no fechadas, se aplica la última edición del documento normativo referenciado (incluida cualquier corrección).

ASTM D1142, Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew-Point Temperature.

ASTM D3764, Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems.

ASTM D5503, Standard Practice for Natural Gas Sample-Handling and Conditioning Systems for Pipeline Instrumentation.

ISO 10715, Natural gas. Sampling guidelines.

ISO 10723, Natural gas - performance evaluation for analytical systems.

ISO 6141, Gas analysis - Contents of certificates for calibration gas mixtures.

ISO 6142, Gas analysis - Preparation of calibration gas mixtures - Part 1: Gravimetric method for Class I mixtures.

API MPMS 14.1, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 – Natural gas Fluids Measurement, Section 1-Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

OIML D-10, Guidelines for the determination of calibration intervals of measuring instruments.

NIST Special Publication 811 “Guide for the Use of the International System of Units (SI)”

GTC 51. Guía para la estimación de incertidumbre.

BIPM JCGM106:2012. Evaluation of measurement data-the role of measurement Uncertainty in conformity assessment

4. TERMINOLOGÍA

Temperatura de punto de rocío de hidrocarburo: Es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas.

Temperatura cricondentérmica: Caso especial de punto de rocío de hidrocarburos en una corriente de gas natural, cuya estimación se obtiene mediante la utilización de métodos muy detallados.

Analizador en línea de punto de rocío de hidrocarburo: Instrumentos necesarios para medir de forma automática y continua la temperatura de punto de rocío de hidrocarburo de una corriente de gas natural empleando técnicas de muestreo continuas.

Sistema para análisis en línea de punto de rocío de hidrocarburo:

Conjunto de elementos que son requeridos para obtener, registrar y transmitir la indicación de temperatura de punto de rocío de hidrocarburo de una corriente de gas natural, incluye sistema de muestreo, unidad de acondicionamiento de muestra, analizador en línea de punto de rocío de hidrocarburo y gases de referencia para la verificación periódica del analizador.

Error máximo permisible: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido en esta norma para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

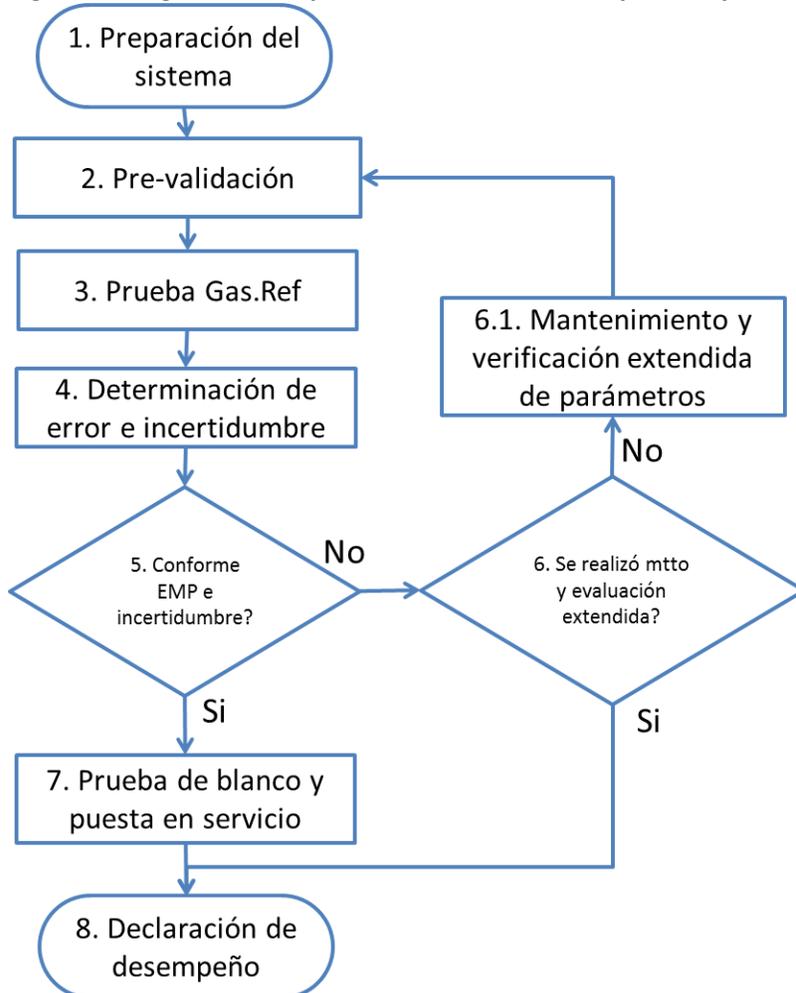
Material de referencia: Material suficientemente homogéneo y estable con respecto a propiedades especificadas, establecido como apto para su uso previsto en una medición o en un examen de propiedades nominales.

Material de referencia certificado: Material de referencia acompañado por la documentación emitida por un organismo autorizado, que proporciona uno o varios valores de propiedades especificadas, con incertidumbres y trazabilidades asociadas, empleando procedimientos válidos.

5. PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

En la figura 1 se encuentra un diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para lograr el objetivo de evaluación de desempeño de los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, lo cual comprende de manera general tres etapas.

Figura 1. Diagrama de flujo – Procedimiento de inspección y verificación



- Etapa de Inspección del sistema, correspondiente al numeral 1 de la figura 1. Mediante el desarrollo de esta etapa se busca establecer si el analizador, la instalación, configuración y condiciones operativas, se encuentran conformes de acuerdo con los estándares técnicos aplicables en cada aspecto. Con el cumplimiento de estos requerimientos se busca mantener bajo control los diferentes parámetros que podrían influir en la calidad de los resultados obtenidos.
- Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño, correspondiente a los numerales 2 al 4 de la figura 1. La aplicación de los numerales mencionados permiten obtener de manera sistemática y estructurada los resultados de medición del analizador que serán empleados posteriormente para la evaluación del desempeño.
- Etapa de verificación y declaración del desempeño del sistema, numerales 5 al 8 de la figura 1. Posterior a la recopilación de los resultados de prueba se realiza la evaluación del desempeño del sistema mediante comparación con los criterios de verificación aceptados (error máximo permisible), considerando etapas intermedias de mantenimientos y verificación extendida de parámetros. Con el desarrollo de esta etapa se

debe obtener una declaración de conformidad del sistema de análisis para la aplicación de medición de punto de rocío de gas natural en transferencia de custodia.

A continuación se describen cada uno de los numerales del procedimiento de inspección y verificación.

5.1 Etapa de inspección del sistema

Un sistema de análisis incorpora una selección y configuración de elementos complementarios aparte del analizador, por tal motivo se debe tener en cuenta que para la obtención confiable de una propiedad física o química representativa debe involucrar la totalidad de los elementos que conforman el sistema, entre los cuales se encuentran: sistema de muestreo, línea de conducción de la muestra, acondicionador de muestra, instrumentación, hardware, software e indicación.

En consideración a lo anterior, la aplicación del presente documento requiere que el sistema de análisis opere bajo condiciones específicas que incluyen el cumplimiento de los siguientes aspectos:

- Códigos eléctricos y de seguridad.
- Recomendaciones del fabricante.
- Condiciones operativas especificadas por el fabricante.
- Algoritmos de cálculo.
- Programas de mantenimiento y verificación.

A continuación se relacionan los diferentes parámetros a tener en cuenta en el proceso de preparación del analizador considerando los siguientes elementos: instalación, sistema de muestreo, configuración y gases de referencia. Los parámetros y condiciones encontradas en el proceso de preparación del sistema de análisis se deben registrar adecuadamente.

5.1.1 Instalación y configuración del analizador.

Con respecto a la instalación del analizador, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se debe verificar y registrar los siguientes parámetros, considerando en cada caso las recomendaciones del fabricante:

- Flujo de la muestra.
- Flujo de la línea de purga.
- Presión de operación.
- Temperatura ambiente de operación.
- Tiempo de análisis configurado para la prueba (debe ser inferior a 15 minutos).

Si alguno de los parámetros mencionados no se encuentra dentro de los límites establecidos por el fabricante, se debe proceder con el ajuste correspondiente y realizar el registro correspondiente de los valores, tanto antes como después de ajuste.

Adicional a los parámetros de configuración relacionados anteriormente, durante la etapa de preparación del sistema de análisis se deben registrar las siguientes condiciones operativas del analizador, según se encuentren disponibles en la interfaz de comunicación del equipo:

- Lecturas iniciales para los parámetros de medición, tanto temperaturas de punto de rocío como las presiones correspondientes.

- Estado de los filtros. En caso de requerirse cambio de los mismos por tiempo de uso o por evidencia de suciedad, no se debería continuar con la aplicación del protocolo hasta que las condiciones de los elementos no se hayan mejorado.
- Temperaturas en calentador y espejo.
- Estado de las alarmas de mayor impacto en la medición del equipo.
- Condición de funcionamiento de sensor de presión, el cual se verificará con una prueba de cero y debe encontrarse en los límites de exactitud del fabricante.

5.1.2 Sistema de muestreo.

El sistema de muestreo conformado por: toma muestra, válvulas, líneas de conducción de muestra, unidad de acondicionamiento, reguladores, filtros, manómetros, etc., debe cumplir los requisitos establecidos en API MPMS 14.1 “Natural Gas Fluids Measurement, Section 1: Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer” y/o ISO 10715 “Natural gas -- Sampling guidelines”.

En la tabla 1 se relacionan los parámetros más relevantes que se deben evaluar en la etapa de preparación del sistema de análisis del sistema de muestreo, considerando el respectivo valor requerido por la normativa aplicable; los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados adecuadamente.

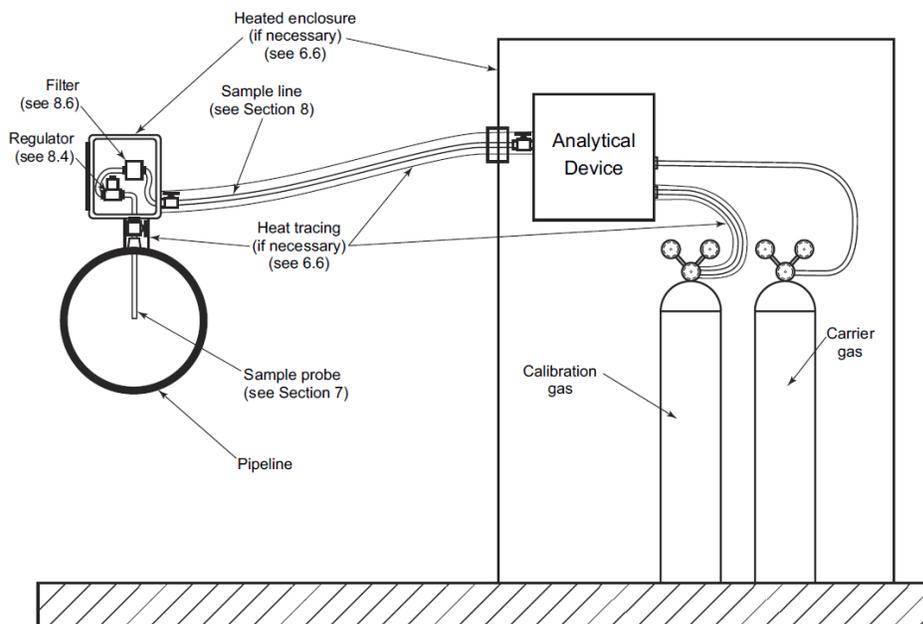
Tabla 1. Verificación sistema de muestreo

Parámetro	Valor requerido
La sonda de muestreo debe estar ubicada como mínimo 5D aguas abajo de la singularidad más cercana.	5D aguas abajo.
Longitud de inserción de la sonda dentro de la tubería, según API 14.1, numeral 8.1.	1/3 – 2/3 del diámetro de la tubería.
Longitud de la sonda, según API 14.1, numeral 7.4.1.	Ecuación numeral API 14.1 numeral 7.4.1
Sistema de muestreo debe contar con regulación calentada a una temperatura mínima de 75°F, la cual puede estar instalada con el analizador o en el punto de muestreo. Para el caso en el cual se haga la regulación con calentamiento en el punto de muestreo se debe colocar al tubing un sistema que garantice la temperatura de mínimo 75°F a la entrada del analizador.	Temperatura mínima a la entrada del analizador de 75°F.
El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador cuando éste forma parte integral del equipo. Cuando el regulador es externo al analizador, deberá garantizar una presión de salida dentro de los límites establecidos para la presión regulada, considerando las condiciones de presión de línea y de caudal requerido por el sistema (Flujo de muestra y by-pass).	El regulador de presión deberá cumplir con las recomendaciones del fabricante del analizador.

Parámetro	Valor requerido
La longitud máxima de las líneas de tubing debe garantizar una muestra representativa en el analizador del gas que pasa por la tubería, siguiendo lo establecido en API 14.1, numeral 8.1.	Garantizar el tiempo en el cual la muestra representativa llega al equipo para su análisis.

En la figura 2 se encuentra la configuración típica de un sistema de muestreo continuo de gas para análisis en línea.

Figura 2. Configuración típica sistema de muestreo de gas en línea



5.1.3 Presión regulada.

La presión con la cual se regula la muestra de gas que llega al analizador debe ser tal que permita la medición de temperatura de punto de rocío cercana al punto cricondentérmico del gas, con una diferencia teórica que no puede ser mayor a 1°F (1,8°C).

En la tabla 2 se relacionan los diferentes parámetros que se deben verificar cuando se está validando la presión regulada en un sistema de análisis durante la etapa de preparación del sistema. Los valores obtenidos en campo para cada uno de los parámetros deben ser registrados adecuadamente.

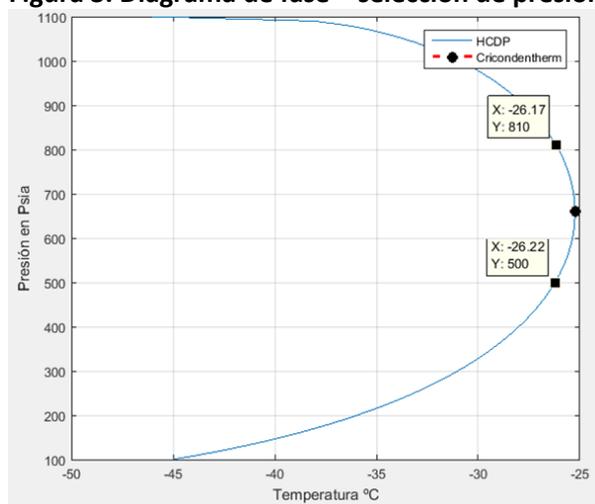
Tabla 2. Verificación presión regulada

Parámetro	Valor requerido
El método empleado para la validación de la Temperatura cricondentérmica y su correspondiente presión de regulación se realizará empleando SRK como ecuación de estado y cromatografía extendida como entrada.	SRK (ecuación de estado) y cromatografía extendida.
El intervalo de presión seleccionado para la regulación a la entrada del analizador debe permitir cálculo teórico de la temperatura cricondentérmica con una variación máxima menor	Verificación en campo empleando diagrama de fase correspondiente (ver

Parámetro	Valor requerido
a un 1°F (1,8°C).	Figura 3).
La presión media para el ajuste del sistema de regulación debe ser validada con una frecuencia anual.	Valor medio de presión ajustado.

La figura 3 se muestra como ejemplo un esquema de la selección del margen de presión que podría utilizarse (entre 500 y 810 psia) para que la diferencia teórica entre el punto de rocío de hidrocarburo a la presión seleccionada y el punto cricondentérmico sea inferior a 1°F (1,8°C).

Figura 3. Diagrama de fase – selección de presión regulada



5.1.4 Gases de referencia

En la tabla 3 se encuentran los parámetros que deben evaluarse en la etapa de preparación del sistema de análisis con respecto al gas de referencia empleado en la verificación del analizador. Los valores encontrados en campo durante la verificación deben ser registrados adecuadamente.

Adicionalmente, se deben registrar los aspectos más importantes que identifican el gas de referencia: proveedor, serial cilindro, identificación certificado, fecha de fabricación, periodo de validez, temperatura cricondentérmica, etc.

Tabla 3. Verificación gas de referencia

Parámetro	Valor requerido
La presión máxima de llenado del cilindro debe ser tal que durante su transporte, almacenamiento y uso no se presente condensación.	No condensación. Verificado a través de diagrama de fase.
Si la regulación con calentamiento no se realiza a la entrada del analizador, se debe regular y calentar dicha muestra hasta mínimo 75°F.	75°F
El nivel de exactitud para GN sintético debe ser similar al establecido en NTC 6167 para los gases a emplear en los cromatógrafos.	NTC 6167 o GPA 2198.
El gas de referencia debe ser preparado de acuerdo con ISO	ISO 6141 e ISO 6142

Parámetro	Valor requerido
6142 y certificado de acuerdo con los lineamientos dados en ISO 6141.	
El certificado del gas de referencia debe contar con el valor de temperatura cricondentérmica aplicando la ecuación de estado SRK.	Valor de temperatura cricondentérmica certificado
El certificado debe contar con unidades en sistema inglés (Ej. BTU's, PIES ³ , °F, PSIG) y las condiciones de referencia deben ser: 14,65 PSIA y 60°F.	Sistema inglés y @ condiciones
El gas de referencia debe encontrarse en su periodo de validez al momento de desarrollar las pruebas.	Gas de referencia válido para su uso durante las pruebas
La temperatura cricondentérmica del gas de referencia debe permitir una adecuada medición en los analizadores sin comprometer la integridad del gas por condensación.	Temperatura cricondentérmica entre 0 y 10°F

Si el gas de referencia no cumple con la totalidad de los parámetros relacionados en la tabla no se debería emplear en la ejecución de las etapas posteriores.

5.2 Etapa de toma de datos de prueba, cálculo y estimación de parámetros de desempeño

Una vez que se ha verificado la conformidad de los diferentes elementos que conforman el sistema de medición de punto de rocío de hidrocarburo, se procede con la etapa de toma de datos, la cual considera prevalidación y registro de datos con gas de referencia.

5.2.1 Prevalidación

Cuando un analizador es instalado inicialmente y después de haberse realizado un mantenimiento mayor, se debe realizar una prueba de diagnóstico para demostrar que el analizador cumple las especificaciones del fabricante o las condiciones de desempeño históricas. Esta prueba de diagnóstico puede requerir el ajuste del analizador para proporcionar un nivel de respuesta predeterminado de acuerdo con el material de referencia empleado. El ajuste puede realizarse mediante Hardware, Software, o la combinación de los dos.

En un sistema que se encuentra en operación, el diagnóstico puede realizarse mediante una prueba de blanco, para lo cual se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 14°F (-10°C) se da por terminada la prueba de diagnóstico con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de referencia.

- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 14°F (-10°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Los resultados correspondientes a las pruebas de diagnóstico en la etapa de prevalidación deben ser registrados adecuadamente, indicando si fue necesario realizar alguna etapa de ajuste con gas de referencia o mantenimiento de los elementos sensores.

5.2.2 Prueba con gas de referencia

Una vez la prevalidación del sistema de análisis entrega resultados satisfactorios durante la prueba de diagnóstico se procede con el desarrollo de la prueba con gas de referencia.

En el desarrollo de las pruebas con gas de referencia se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- El gas de referencia a emplear debe haberse validado con resultados satisfactorios de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.
- La conexión del gas de referencia al analizador se debe realizar teniendo en cuenta las consideraciones de regulación de presión descritas en el numeral 5.1.3.
- Se debe mantener el gas de referencia instalado lo más cerca posible al analizador.
- Ajustar el flujo de gas de referencia al analizador de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, buscando el mínimo flujo que permita una operación confiable del analizador optimizando la cantidad de gas disponible en el cilindro.
- Registrar adecuadamente los parámetros iniciales de prueba: flujo de gas de referencia al analizador, presión en el cilindro de gas de referencia y presión regulada.
- Permitir el paso de gas de referencia a través del analizador confirmando que el equipo se encuentra operativo.
- Tomar mínimo 5 lecturas de temperatura de rocío de hidrocarburo entregadas por el analizador, así como la presión de gas correspondiente; dichos valores deben ser registrados 3 verificando que se haya identificado inequívocamente el gas de referencia asociado a estos resultados.
- De las lecturas tomadas, las primeras 2 serán consideradas como periodo de estabilización y por lo tanto no se tendrán en cuenta para la evaluación estadística posterior.

5.2.3 Cálculo de error de medición y estimación de incertidumbre asociada

Una vez recopilados los datos de la prueba, se realiza el proceso de tratamiento de dichos datos con la finalidad de determinar los errores promedio de medición y estimación de la incertidumbre asociada a dicho error. En esta etapa se deben considerar las siguientes recomendaciones:

- **Error de medición promedio:** el error de medición promedio se debe evaluar con los datos considerados como válidos tomados después del periodo de estabilización, para este cálculo se deben contar con mínimo tres (3) registros del analizador. El error debe indicarse en términos absolutos en unidades de temperatura, por ejemplo °F, se evalúa como la diferencia entre la indicación del analizador y el valor de referencia calculado para el gas de referencia a las condiciones de presión en las que se realizó la prueba.
- **Incertidumbre asociada al error de medición promedio:** En la estimación de la incertidumbre se deben seguir los lineamientos establecidos en la GTC 51 “Guía para la estimación de incertidumbre”, teniendo en cuenta las siguientes fuentes de incertidumbre:
 - Repetibilidad en la indicación del analizador (desviación estándar de las lecturas).

- Resolución en la indicación del analizador.
- Exactitud de medida declarada por el fabricante del analizador.
- Incertidumbre asociada al método de espejo enfriado (0,5°F de acuerdo con ASTM D1142).
- Incertidumbre asociada al método (RSK) empleado para la determinación del punto de rocío de referencia a partir de la cromatografía del gas (típicamente 1°F).
- Incertidumbre asociada con la determinación del punto de rocío de referencia debido a la incertidumbre en la preparación del gas (típicamente 1°F si se consideran las condiciones establecidas en 5.1.4).

Como alternativa para la estimación de la incertidumbre se podrá emplear un enfoque aproximado considerando la combinación cuadrática de las diferentes fuentes de incertidumbre mencionadas anteriormente.

5.3 Etapa de verificación y declaración de desempeño del sistema

Esta etapa del proceso de evaluación de desempeño para los sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, consiste en verificar si el error promedio de indicación del analizador se encuentra dentro del límite de error máximo permisible aplicable para el control del parámetro de calidad de gas. A partir de la verificación del error máximo permisible se busca contar con una declaración de desempeño del analizador en la cual se pueda expresar la idoneidad del sistema para ser empleado en aplicaciones de transferencia de custodia.

5.3.1 Error máximo permisible

El error máximo permisible (EMP) que podría ser razonablemente atribuible en el proceso de verificación de sistemas de análisis de punto de rocío de hidrocarburos en gas natural empleando el método de espejo enfriado automático bajo las condiciones establecidas en el presente documento es 6°F.

En el proceso de verificación del error máximo permisible se debe tener en cuenta que la incertidumbre asociada al error promedio de indicación del analizador no debe ser superior a 1/3 del error máximo permisible.

5.3.2 Mantenimiento y evaluación de parámetros

Si como resultado del proceso de verificación el desempeño del sistema de análisis no permite dar cumplimiento al requisito de error máximo permisible (EMP), se debe proceder a realizar el mantenimiento y limpieza de los diferentes elementos que conforman el sistema de análisis y que se encuentran en contacto con la muestra de gas natural. Entre los elementos a verificar se encuentran los siguientes:

- **Sistemas de filtración:** de requerirse se debe realizar cambio de los elementos filtrantes empleados para el acondicionamiento de la muestra.
- **Celdas de medición:** debido al contacto permanente de las celdas de medición con el gas natural, se puede presentar contaminación de las mismas; el proceso de limpieza de estas celdas debe ser realizado por personal calificado.
- **Sistema de regulación:** debido al potencial de condensación que se presenta en la etapa de regulación de las muestras de gas, se debe verificar que los elementos se encuentren libres de cualquier líquido, comprobando adicionalmente que el sistema de calentamiento de la muestra funciona adecuadamente.

Adicional al mantenimiento y limpieza de los elementos, se debe realizar una verificación extendida de los parámetros operativos del analizador, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- **Suministro eléctrico:** Se debe confirmar que el analizador se encuentre operando dentro de los límites seguros definidos por el fabricante, considerando entre otros, no solo nivel de voltaje sino también calidad de la energía suministrada.

En general, se debe realizar la evaluación de los diferentes parámetros operativos del sistema para descartar factores que puedan estar afectando el desempeño del analizador.

5.3.3 Prueba de blanco y puesta en servicio

Si como resultado del proceso de verificación del desempeño del sistema de análisis se da cumplimiento al requisito de error máximo permisible (EMP), se procede a realizar la prueba de blanco en el analizador con la finalidad de purgar cualquier residuo de gas de referencia que pueda afectar las lecturas del gas de línea, la prueba de blanco es similar a la prueba de descrita en la etapa de prevalidación, la cual considera los siguientes aspectos:

- Se debe emplear nitrógeno grado 5 como blanco. No se debe emplear gas con calidad diferente debido a que esto puede alterar considerablemente el resultado de las mediciones.
- Permitir un periodo de estabilización en el cual el nitrógeno debe fluir a través del analizador por un tiempo de entre 30 a 40 minutos, la presión con la cual ingresa el nitrógeno al analizador debe encontrarse entre 30 y 50 psig.
- Una vez transcurrido el periodo de estabilización, se deben registrar las lecturas de temperatura de rocío entregadas por el analizador.
- Si en tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas se obtienen valores inferiores a 14°F (-10°C) se da por terminada la prueba de blanco con resultado Satisfactorio y se procede con la prueba con gas de línea.
- Si las tres lecturas de temperatura de rocío consecutivas presentan valores superiores a 14°F (-10°C) se da por finalizada la prueba con resultado No Satisfactorio. En tal caso se deberá proceder a realizar un mantenimiento del analizador considerando las recomendaciones del fabricante.

Considerando que las pruebas se desarrollan sobre analizadores en línea que hacen parte de sistemas de transferencia de custodia, se debe garantizar que al finalizar el desarrollo de las actividades el sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo se encuentra operativo, con los parámetros recomendados por el fabricante y reportando señales a los agentes respectivos.

Como parte del protocolo de puesta en servicio del sistema de análisis de punto de rocío de hidrocarburo, se deben registrar adecuadamente los diferentes parámetros operativos con los cuales se deja en funcionamiento.

5.3.4 Declaración de desempeño

Si fueron obtenidos resultados satisfactorios en los procesos de inspección de los elementos que conforman el sistema (numeral 5.1) y en los procesos de verificación tanto del error máximo permisible como de la incertidumbre asociada (numeral 5.3.1), se procede a declarar el desempeño considerando que el sistema de análisis es conforme para la aplicación de medición de punto de rocío de hidrocarburo en puntos de transferencia de custodia de gas natural entre Productor-Transportador o Transportador-Transportador (según aplique).

De lo contrario, el sistema de análisis se declara como No Conforme.

6. CONTROL METROLÓGICO

La evaluación del desempeño de los analizadores se debe realizar al inicio de las operaciones de un punto de transferencia de custodia y siempre después de un mantenimiento mayor de los sistemas o una parada prolongada de los mismos.

De manera periódica la evaluación de desempeño de los sistemas para análisis de punto de rocío de hidrocarburo en sistemas de transferencia de custodia debería realizarse con una frecuencia comprendida entre una vez por mes y una vez cada seis meses, como máximo, siguiendo los lineamientos establecidos en la OIML D-10 para la determinación de la frecuencia de calibración.