



Gases Del Caribe S.A- E.S.P



***PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
DE LA RESOLUCIÓN CREG 071 DE
1999
REGLAMENTO ÚNICO DE
TRANSPORTE (RUT)
TEMAS TÉCNICOS***

De acuerdo con lo establecido en los numerales 1.3 y 1.4 de la Resolución CREG 071 de 1999:

Numeral 1.3: “Cuando lo considere conveniente el Consejo Nacional de Operaciones de Gas Natural revisará la experiencia en los aspectos operativos y comerciales y enviará a la Comisión un informe sobre el resultado de las revisiones, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier observación o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de los Agentes y que no haya sido incluida en las propuestas de reformas.”

Numeral 1.4: “De conformidad con el artículo 20 del Decreto 1175 de 1999, en cumplimiento de las funciones de asesoría otorgadas por la Ley el Consejo Nacional de Operación desarrollará las siguientes funciones”, entre otras:

1. “Proponer a la CREG modificaciones al RUT”

En cumplimiento de sus funciones, el Consejo, en sus dos últimas reuniones celebradas el 29 de abril y el 17 de junio de 2003, ha tratado estos temas y propuesto un cronograma y una metodología para abordar el análisis de la actualización del RUT.

En desarrollo de lo establecido en el CNO-Gas, en reunión celebrada el día 25 de junio de 2003, en la ciudad de Bogotá, se establecieron los temas, procedimientos, compromisos y cronogramas para la discusión de dichos temas.

Con el objeto de desarrollar el primer punto del cronograma propuesto: Transoccidente S.A. E.S.P., EPM S.A. E.S.P., Gases del Caribe S.A. E.S.P., Surtigas S.A. E.S.P., Corelca S.A. E.S.P., Gas Natural S.A. E.S.P., Transoriente S.A. E.S.P., Transmetano S.A. E.S.P. y Promigas S.A. E.S.P. en su calidad de Agentes, ponen a consideración el siguiente documento modificadorio de los temas técnicos del RUT.

Este documento se desarrolló de acuerdo con los procedimientos establecidos e incluye los siguientes temas técnicos:

1. Definiciones
2. Objetivos y Alcance Técnico del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural
3. Características de las Conexiones
4. Medición Volumétrica
5. Calidad

Cada uno de los temas objeto de este análisis se desarrollará de acuerdo con la siguiente metodología:

- ✚ Planteamiento del Tema
- ✚ Razones de modificación o inclusión
 - Antecedentes
 - Experiencia del Sector
 - Referencias Internacionales
 - Adaptación a nuevas Tecnologías
 - Proyección futura (si aplica)
- ✚ Análisis
- ✚ Propuesta

A. MOTIVACIÓN GENERAL DEL TEMA.

1. INFRAESTRUCTURA DE LA CADENA DEL GAS

Para un mejor entendimiento del alcance técnico del RUT, es conveniente analizar la infraestructura física de la cadena de comercialización del Gas Natural. El diagrama No.1 muestra en forma general seis (6) sistemas que serán descritos a continuación:

- ✚ Instalaciones de Producción: Constituidas básicamente por pozos y los equipos necesarios para llevar los fluidos del yacimiento a superficie, separarlos y medirlos. Es un campo de acción específico de los Productores.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

- ✚ Instalaciones de Procesamiento: Su función es realizar el tratamiento del gas crudo de los campos de producción hasta un gas que cumpla con las especificaciones de calidad de gas necesarias para su comercialización, esta actividad puede ser realizada por los productores o por terceros. Dependiendo de las características físico-químicas del gas crudo pueden estar constituidos por los siguientes sistemas.
 - Plantas de endulzamiento.
 - Plantas de deshidratación.
 - Plantas de control del punto de rocío de hidrocarburos.
 - Sistemas de compresión

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

- ✚ Estaciones de Punto de Entrada: Conformada por los equipos necesarios para medir y verificar la calidad del gas a comercializar, están usualmente conformadas por:
 - Sistemas de medición de transferencia de custodia.
 - Equipos de análisis de parámetros de calidad.
 - Sistemas de transmisión de datos

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

- ✚ Sistemas de Transporte o Sistema Nacional de Transporte: Campo específico del Transportador constituidos por el conjunto de tuberías y equipos requeridos para el transporte del gas, pueden estar conformados por los siguientes sistemas:
 - Tuberías, accesorios de tubería y válvulas.
 - Sistemas de limpieza de tubería.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

- Estaciones compresoras de refuerzo.
- Sistemas de transmisión de datos.

Estaciones de Puntos de Transferencia: Su función es medir y verificar la calidad del gas transportado en los puntos donde se intercambian la custodia del Gas dos o mas Transportadores, constituidas típicamente por:

- Sistemas de medición de transferencia de custodia.
- Equipos de análisis de parámetros de calidad.
- Sistemas de transmisión de datos

Estaciones de Punto de Salida: Requeridas para medir, verificar la calidad y regular la presión del gas que recibe el remitente en el punto donde cesa la custodia del gas por parte del Transportador, consta fundamentalmente de lo siguiente:

- Sistemas de regulación de presión, si se requiere.
- Sistemas de medición de transferencia de custodia.
- Equipos o procedimientos de análisis de parámetros de calidad.
- Sistemas de transmisión de datos

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS NORMAS TÉCNICAS

Toda norma, regulación o especificación de carácter técnico debe estar sujeta a revisiones periódicas que permitan adicionarlas, modificarlas y corregirlas, conforme a la experiencia de su aplicación o la introducción de nuevos estándares internacionales o de nuevas tecnologías. Las características principales que deben tener las normas, regulaciones o especificaciones técnicas, son entre otras las siguientes:

- Debe tener un alcance definido en su aplicación.
- No puede dar lugar a interpretaciones.
- Debe ser aplicable en la práctica.
- Debe ser repetible en grados de incertidumbre conocidos.
- Debe establecer procedimientos estándares aprobados o métodos de uso frecuente y generalizado en la industria.
- Debe garantizar la seguridad a los usuarios y la protección a la infraestructura de manejo.

3. MEDICIÓN VOLUMÉTRICA.

La medición volumétrica del gas natural es casi siempre inferida de parámetros medidos tales como: presión diferencial, temperatura, presión estática, gravedad específica, velocidad, etc. El éxito para obtener una buena medición consiste en reproducir en campo las condiciones bajo las cuales se fundamentan los estándares de medición. Los siguientes factores, entre otros, deben considerarse donde apliquen:

- ✚ Reproducibilidad de los coeficientes de flujo.
- ✚ Incertidumbres de los parámetros medidos: temperatura, presión, gravedad específica, etc.
- ✚ Calidad del fluido a medir: sólidos, líquidos, etc.
- ✚ Geometría de los elementos primarios de flujo.
- ✚ Reproducibilidad de los perfiles de flujo.
- ✚ Límites de velocidad

Los medidores para efectos de Transferencia de Custodia deben cumplir con todos los requisitos señalados en las normas, de las cuales deberán exceptuarse aquellas alternativas que incrementan la incertidumbre de la medición.

Debido a la gran cantidad de factores que afectan los sistemas de medición de gas natural, el valor de la incertidumbre global del sistema de medición debe limitarse a máximos valores obtenidos en condiciones reales de campo.

4. CALIDAD.

A diferencia de la actividad comercial de los combustibles líquidos, en la cual se verifica la calidad de los productos en tanques donde pueden ser aceptados o rechazados, la comercialización de gas natural es dinámica y el producto pasa del vendedor al comprador en forma continua sin interrupciones lo cual requiere que la verificación de la calidad del producto se realice en tiempo real y de forma continua. Sin embargo, cualquier incumplimiento detectado en la verificación calidad, siempre será en tiempo pasado y podrá causar problemas de seguridad y de la infraestructura de la cadena de comercialización. Los principales factores generales a tener en cuenta en la especificación de calidad, son los siguientes:

- ✚ Garantizar seguridad.
- ✚ Proveer parámetros para la operación segura de los sistemas.
- ✚ Asegurar la protección de la infraestructura de la cadena de comercialización de gas natural.
- ✚ Establecer las bases para el procesamiento y tratamiento eficiente del gas.

B. ANTECEDENTES GENERALES.

En tres años de experiencia en la aplicación del RUT, se han detectado en términos generales los problemas técnicos, que a continuación señalamos:

- ✚ Inconsistencias con la terminología de uso internacional e inclusión de otras definiciones aclaratorias de la Resolución.
- ✚ Imprecisión en los límites de la aplicación técnica del RUT (¿cobija las estaciones de regulación?)

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Los objetivos de la Regulación no incluyen la esencia de establecer especificaciones de calidad, como es lo correspondiente a dar seguridad a los usuarios y protección de los sistemas.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

No es clara en cuanto a los equipos en línea necesarios para verificar los parámetros de calidad de gas natural.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Indefinición de equipos y procedimientos para medición y verificación de calidad en los de puntos de transferencia de custodia entre transportadores.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

En los aspectos de medición volumétrica, se han originado las siguientes controversias:

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

- o Método a seguir para la determinación de la presión barométrica.
- o Método de cálculo del factor de compresibilidad.
- o Utilización de opciones alternas de instalación de sistemas de medición propuestas en las normas AGA.
- o Metodología de medición de gas en los puntos de mezcla.
- o Inconsistencia entre el máximo error permitido global en el sistema de medición y los sus elementos secundarios.
- o Definición de los sistemas de medición que requieren monitoreo en tiempo real a través de sistemas de telemetría.

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

En lo concerniente a la calidad y verificación de la calidad del gas natural, las principales controversias se dan en los siguientes temas:

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

- o Parámetros de calidad que deben contar con analizadores en línea.
- o Elementos de verificación de calidad en los puntos de transferencia entre transportadores.
- o Revisión y análisis de los parámetros de las especificaciones de calidad.
- o Inclusión de otros parámetros.
- o Definición de Estándares y Normas aplicables.

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

C. DESARROLLO.

1. DEFINICIONES

Como lo indica el numeral 1.2.1 de la Resolución 071 de 1999, uno de los objetivos del RUT es “estandarizar prácticas y terminología para la industria del gas”, es por esta razón que esta parte del documento se desarrollaran algunas correcciones y adiciones a las definiciones presentadas en el numeral 1.1 del RUT.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

1.1. CONDICIONES ESTÁNDAR

Según el RUT:

“Definen el pié cúbico estándar como el volumen de gas contenido en un pié cúbico a una presión de 14.65 psia y a una temperatura de 60 °F. A estas condiciones se referirán los volúmenes y el poder calorífico transportado por el Sistema Nacional de Transporte”.

1.1.1. ANÁLISIS

De conformidad con el apéndice C-2 del reporte No. 8 de American Gas Association”: En la industria del gas, es común referirse al uso de tres terminologías para las condiciones de referencia, tomadas estas últimas como las condiciones de presión y temperatura bajo la cual se desarrolla y obtiene un paquete de valores de propiedades (poder calorífico, masa molar, etc). Esta terminología, es la siguiente:

- a)  Condiciones Base
- b)  Condiciones Normales
- e)  Condiciones Estándares

Con formato: Imagen con viñetas +
Nivel: 1 + Alineación: 0 cm +
Tabulación después de: 0,63 cm +
Sangría: 0,63 cm

Un número específico de condiciones de presión y temperatura son usadas como condiciones de referencia en la determinación de las propiedades volumétricas del gas (densidad, volumen específico o factor de compresibilidad). En la industria del gas en USA, es común referirse a las condiciones de referencia de 60 °F y 14.696 psia como condiciones estándares. En muchos países de Europa las condiciones de referencia de 59 °F y 14.696 psia son referidas como condiciones estándares. También en Europa, las condiciones de referencia de 32 °F y 14.696 psia son comúnmente referidas como condiciones normales. En USA la condición base de temperatura es usualmente 60 °F pero la condición de presión base varía no solamente con la región geográfica sino también de contrato a contrato.

Los algoritmos de cálculo y tablas de propiedades desarrolladas por AGA están basadas en la condiciones de referencia de 60 °F y 14.73 psia que son consideradas como condiciones estándares.

Con el fin de evitar confusiones y conflictos entre la aplicación de las normas AGA y el RUT, proponemos el siguiente cambio en la definición de Condición Estándar:

1.1.2. PROPUESTA

CONDICIÓN BASE DE MEDICIÓN: Son, para efectos de medición de volumen y cálculo de las propiedades volumétricas (con excepción de la densidad y la gravedad específica) del gGas en el Sistema Nacional de Transporte, una presión absoluta de 14,65 psia y una temperatura de 60 °F, equivalentes a 1,01 bares absolutos y 15.56 °C.

1.2. ESTACIONES DE MEDICIÓN (NUEVA).

1.2.1. ANÁLISIS.

Para concretar el alcance técnico de la Resolución y evitar interpretaciones en cuanto a las responsabilidades de su cumplimiento, se propone adicionar a la Resolución las siguientes definiciones:

1.2.2. PROPUESTA.

ESTACIONES DE PUNTO DE ENTRADA: Conjunto de bienes destinados a la ~~medición~~determinación y ~~verificación~~ del volumen, la energía ~~la~~ y la ~~calidad~~calidad del gas, que interconectan un Productor-Comercializador con el Sistema Nacional de Transporte ~~Transporte.eon un Productor-Comercializador.~~

ESTACIONES DE PUNTO DE SALIDA: Conjunto de bienes destinados a la ~~determinación~~ ~~medición~~ del volumen y la energía en las cuales se podrá verificar la ~~calidad~~ del gas, que ~~e~~ interconectan el Sistema Nacional de Transporte con un Distribuidor, un Usuario No Regulado, Un Sistema de Almacenamiento o cualquier Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.

ESTACIONES DE PUNTO DE TRANSFERENCIA: Conjunto de bienes destinados a ~~la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, quea la medición y verificación del gas e~~ interconectan dos o más Transportadores, en el Sistema Nacional de Transporte.

1.3. PUNTO DE TRANSFERENCIA (NUEVA).

1.3.1. ANÁLISIS.

Es el punto de interconexión de los gasoductos de diferentes Transportadores, en el cual cesan y se adquieren las responsabilidades correspondientes a transferencia de custodia del Gas Natural. En estos puntos la Regulación requiere definir, los siguientes aspectos:

- ✚ Propiedad de los equipos y responsabilidad de la medición del Gas.
- ✚ Equipos de análisis de calidad y responsabilidad de la verificación de la calidad.

1.3.2. PROPUESTA

PUNTO DE TRANSFERENCIA: ~~Según resolución CREG 084 de 2000 e~~Es el ~~p~~Punto en el cual se realiza la transferencia física de gas entre dos Sistemas de Transporte y a partir del ~~l~~ cual el transportador que recibe el gas asume la custodia del mismo.

Con formato: Imagen con viñetas +
Nivel: 1 + Alineación: 0 cm +
Tabulación después de: 0,63 cm +
Sangría: 0,63 cm

2. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

2.1. ANÁLISIS

De acuerdo con el numeral 1.2.1 y 1.2.2 del RUT:

Numeral 1.2.1 Objetivos:

“Las personas que están sometidas al presente Reglamento Único de Transporte (RUT), al implementarlo, aplicarlo e interpretarlo tendrán en cuenta que sus objetivos con relación al Sistema Nacional de Transporte son:

- ~~1.a)~~ 1.a) *Asegurar acceso abierto y sin discriminación*
- ~~2.b)~~ 2.b) *Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable.*
- ~~3.c)~~ 3.c) *Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de Gas.*
- ~~4.d)~~ 4.d) *Estandarizar prácticas y terminología para la industria del gas*
- ~~5.e)~~ 5.e) *Fijar normas y especificaciones de calidad del gas transportado.”*

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Numeral 1.2.2 Alcance:

“El Reglamento Único de Transporte que para todos los efectos se identificará como el RUT se le aplica a todos los Agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural”

“Los propietarios de gasoductos dedicados no se considerarán Transportadores...”

Como lo indicamos en el numeral 2 del literal A, una de las principales características de las normas, regulaciones o especificaciones técnicas, es la de garantizar la seguridad a los usuarios y la protección a la infraestructura de transporte y la de las instalaciones de los usuarios.

Adicionalmente, se requiere establecer en forma clara los límites de la aplicación de las disposiciones de carácter técnico previstas en el RUT.

En consecuencia, proponemos modificar y adicionar los objetivos del RUT en los siguientes términos:

2.2. PROPUESTA

Numeral 1.2.1 Objetivos:

Los Agentes sujetos del alcance del presente Reglamento Único de Transporte (RUT), tendrán en cuenta, al implementarlo y aplicarlo, que lossus objetivos del RUT con relación al Sistema Nacional de Transporte, son:

Con formato: Color de fuente: Fucsia

- a) Asegurar acceso abierto y sin discriminación
- b) Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable.
- c) Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de Gas.
- d) Estandarizar prácticas y terminología para la industria del gas
- e) Cumplir-Fijar las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado.
- f) Garantizar-Propender por la seguridad y la protección de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Numeral 1.2.2 Alcance:

El Reglamento Único de Transporte, que para todos los efectos se identificará como el RUT, se le aplica a todos los Agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural,-

Las d y isposiciones de carácter técnico previstas en el presente Reglamento serán de obligatorio cumplimiento en toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, incluidas las conexiones o Estaciones de Entrada, Salida y Transferencia. (1)
[OBJECCIÓN DE LOS PRODUCTORES]

Los propietarios de gasoductos dedicados no se considerarán Transportadores...

3. CONEXIONES Y ESTACIONES DE PUNTOS DE ENTRADA, SALIDA Y TRANSFERENCIA.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

3.1. ANÁLISIS

Según lo indicado en los numerales 3.4 Y 3.5 del RUT:

Numeral 3.4 Conexiones a Puntos de Salida:

“Exceptuando aquellas conexiones que a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 056 de 1999, mediante la cual se establece el nuevo régimen de cargos de transporte, se encuentren incluidas en la base de activos utilizada para calcular los cargos de Transporte de un Sistema de Transporte, los costos de conexión tendrán un tratamiento independiente de los cargos de transporte y serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas. En todo caso, el Transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de las conexiones que se encuentren incluidas en la base de activos utilizada con propósitos tarifarios.”

Numeral 3.5 Conexiones a Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte:

“Los costos de las conexiones a Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte así como su administración, operación y mantenimiento serán responsabilidad del Agente que entrega gas al Sistema Nacional de Transporte. Todo Punto de Entrada deberá contar con cromatógrafos de registro continuo para monitoreo permanente de la calidad de gas entregado, cuyo costo será asumido por el Productor-Comercializador respectivo, así como la responsabilidad por su operación y mantenimiento.”

Basados en lo expuesto en este documento, proponemos los siguientes cambios al numeral 3 del RUT.

3.2. PROPUESTA

Numeral 3.4 Conexiones ~~e-y~~ Estaciones de Punto de Salida:

Exceptuando aquellas conexiones ~~y~~ Estaciones de Punto de Salida que a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 057 de 1996, mediante la cual se establece el nuevo régimen de cargos de transporte, se encuentren incluidas en la base de activos utilizada para calcular los cargos de ~~t~~Transporte de un Sistema de Transporte, los costos de conexión ~~o de las~~ Estaciones de Punto de Salida tendrán un tratamiento independiente de los cargos de transporte y serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de las mismas. ~~En todo caso, El~~ Transportador será el responsable de la administración, operación y mantenimiento de las conexiones ~~o de las~~ Estaciones de Punto de Salida, que se encuentren incluidas en la base de activos utilizada con propósitos tarifarios.

Numeral 3.5 Conexiones ~~e-y~~ Estaciones de Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte:

Los costos de las conexiones o de las Estaciones de Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte así como su administración, operación y mantenimiento serán responsabilidad Productor-Comercializador Agente que entrega gas al Sistema Nacional de Transportedel Productor Comercializador y deberán tener, como mínimo:~~o los siguientes sistemas:~~

- ~~+~~a) Sistemas de medición de transferencia de custodia.
- ~~+~~b) Equipos de análisis en línea, para verificar las especificaciones de calidad del gas, según lo dispuesto en el numeral 6.3.1 del presente RUT.
- ~~+~~c) ~~Sistemas de transmisión~~Puerto de comunicación disponible para la transmisión de datos de volumen y parámetros de calidad a los Centros ~~principales-Principales~~ de Control del Transportador.

(2) [OBJECIONESERVACIONES DE Petrotesting]

Con formato: Fuente: Sin Cursiva

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Numeral 3.6. Estaciones de Puntos de Transferencia del Sistema Nacional de Transporte:

Salvo que la Estación de Transferencia esté incluida en la base tarifaria del Transportador ~~que entrega existente~~, los costos de ~~las conexiones o las~~ Estaciones de Puntos de Transferencia del Sistema Nacional de Transporte, así como su administración, operación y mantenimiento, serán responsabilidad del Transportador ~~que se conecte al adquiere la sistema de transporte existente y custodia del Gas y deberá instalar, n tener, como mínimo: los siguientes sistemas:~~

- ~~1-a)~~ Sistemas de medición de transferencia de custodia.
- ~~2-b)~~ Equipos de análisis en línea, para verificar las especificaciones de calidad del gas, según lo dispuesto en el numeral 6.3.1 del presente RUT. [PROPUESTA DE ECOGÁS]
- ~~3-c)~~ Puerto de comunicación disponible para la transmisión ~~Sistemas de transmisión~~ de datos de volumen y parámetros de calidad a los Centros principales de Control de los Transportadores involucrados.

(3) [PROPUESTA DE ECOGÁS]

4. MEDICIÓN

4.1 MEDICIÓN DE CANTIDADES DE ENERGÍA Y CALIDAD DEL GAS EN PUNTOS DE ENTRADA.

4.1.1. ANÁLISIS.

Según el numeral 5.2.1 del RUT:

Numeral 5.2.1 Medición de Cantidades de Energía y Calidad de Gas en Puntos de Entrada:

“Para realizar la medición de las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Puntos de Entrada, se dispondrán de cromatógrafos de registro continuo cuya propiedad, así como su operación y mantenimiento serán responsabilidad del Productor-Comercializador correspondiente. La responsabilidad de la Medición de Cantidades de Energía será del Transportador”

La redacción del numeral 5.2.1 del RUT podría dar lugar a la interpretación que el único equipo necesario para medir la Calidad es un cromatógrafo de registro continuo. Para evitar estas interpretaciones proponemos el siguiente texto:

4.1.2. PROPUESTA.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Numeral 5.2.1 Medición de Cantidades de Energía y Calidad de Gas en Puntos de Entrada:

~~Para realizar la medición de determinar las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Puntos de Entrada, el Productor-Comercializador Productor Comercializador dispondrá, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad, según lo dispuesto en el numeral 6.3.1 de la presente Resolución y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El Transportador utilizará la información suministrada por los equipos para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas. (4) La responsabilidad de la Medición de Cantidades de Energía será del Transportador.~~ [OBJECCIÓN DE Petrotesting]

Con formato: Color de fuente: Azul

Numeral 5.2.4 (Nuevo) Medición de Cantidades de Energía y Calidad de Gas en Puntos de Transferencia:

~~Para determinar las Cantidades de Energía y la Calidad del Gas en Puntos de En los Puntos de Transferencia, el propietario de la Estación de Transferencia dispondrá, a su costo, de todos los equipos en línea requeridos para medir el volumen y la calidad según lo dispuesto en el numeral 6.3.1 de la presente Resolución y será responsable de la operación y mantenimiento de los mismos. El Transportador no propietario de la Estación de Transferencia utilizará la información suministrada por los equipos para determinar la cantidad de energía y verificar la calidad del gas. la responsabilidad de la Medición de la Cantidades de Energía será del Transportador que adquiere la custodia del Gas.~~

4.2. MEDICIÓN VOLUMÉTRICA.

4.2.1. ANÁLISIS.

Según el numeral 5.3 del RUT:

Numeral 5.3 Medición Volumétrica:

“El volumen de Gas Natural entregado y tomado del Sistema de Transporte es el calculado por el Transportador a Condiciones Estándar a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas-AGA (“American Gas Association”).”

De conformidad con lo expuesto en la propuesta de cambio de la definición de Condiciones Estándar, por efectos de forma se propone el siguiente cambio:

4.2.2. PROPUESTA

Numeral 5.3 Medición Volumétrica:

El volumen de Gas Natural entregado y tomado del Sistema de Transporte es el calculado por el Transportador a las Condiciones Base de Referencia-Medición a partir de las variables determinadas por los equipos oficiales de medición, debidamente calibrados, empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante en los manuales específicos para cada tipo de medidor y las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas-AGA (“American Gas Association”) y del ANSI (“American National Standards Institute”).

4.3. SISTEMAS DE MEDICIÓN

4.3.1. ANÁLISIS

De acuerdo con el numeral 5.3.1 del RUT:

Numeral 5.3.1 Sistemas de Medición:

“Un sistema de medición constará de un elemento primario, elementos secundarios y otros elementos”

a) *“Elemento primario: Serán de carácter obligatorio y empleará los medidores homologados por el Ministerio de Desarrollo Económico – Superintendencia de Industria y Comercio- de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan o en su defecto se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas – “American Gas Association” (AGA), última edición.”*

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

b) *“Elementos Secundarios: Serán de carácter opcional si lo requiere cualquiera de las partes. Cuando se trate de manejo de volúmenes iguales o superiores a 100.000 PCD, o su equivalente en m³, podrán utilizarse elementos electrónicos con capacidad de computar el volumen que fluye por el medidor, almacenar la información de las variables de flujo y transmitirlas.”*

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

c) *“Otros Elementos: Transductores de presión y temperatura, celdas diferenciales, manómetros, termómetros, entre otros, necesarios para determinar la medición del Gas.”*

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Es importante estandarizar la terminología utilizada en la Regulación con el lenguaje normalmente utilizado a nivel internacional. De acuerdo con lo indicado en Manual de Petróleo, Mediciones Estándares, Sección 1 del Capítulo 21 (“Flow Measurement Using Electronic Metering System”) del “American Petroleum Institute”-API, los sistemas de medición consisten de:

Elemento Primario: define el tipo básico de medidor usado para la medición del gas, incluye, pero no está limitado a medidores de orificios, turbinas, rotativos o de diafragma.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Elementos Secundarios: son aquellos elementos transductores/transmisores que proporcionan datos, tales como: presión estática, temperatura, presión diferencial, densidad relativa y otras variables que son apropiadamente utilizadas como entradas a los elementos terciarios.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Elementos Terciarios: Es un computador electrónico, programado para calcular correctamente el flujo dentro de límites especificados, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Los sistemas de medición de Transferencia de Custodia se caracterizan por:

Cumplimiento estricto de estándares que cubren aspectos relacionados con la instalación, operación, prácticas de calibración y métodos de cálculo para la determinación de flujos volumétricos y másicos y que permiten reproducir dentro límites de incertidumbre conocidos, entre otros factores, los siguientes:

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

- o Coeficientes de descargas para medidores de orificio.
- o Perfiles de flujo.
- o Geometría de los medidores.
- o Calidad del fluido.

Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

Se requieren elementos secundarios de gran exactitud y precisión.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Los procesos de adquisición de datos y de cálculos con la menor intervención del factor humano.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

La incertidumbre global de medición debe ser la menor posible.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Algunos de los estándares utilizados en sistemas de medición de Transferencia de Custodia de Gas Natural, son los siguientes:

- AGA reporte No. 3: para medidores del tipo orificio.
- AGA reporte No. 7: para medidores del tipo turbina.
- AGA reporte No. 9: para medidores ultrasónicos.
- ANSI B109.1 y ANSI B109.2: para medidores tipo diafragma.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Es importante señalar que en el caso específico de medición de Gas con medidores tipo turbina, el reporte No. 7 de AGA relaciona configuraciones opcionales de instalación, pero advierte:

AGA reporte No.7 Numeral 3.2.2 Configuraciones Opcionales de Instalación para Medidores en Línea: “El uso de las configuraciones opcionales de instalación pueden resultar en altas incertidumbres de medición”

Fundamentados en lo anterior, recomendamos que los sistemas de medición de Transferencia de Custodia del Sistema de Transporte cumplan con los siguientes requisitos:

- ✚ Uso obligatorio de sistemas electrónicos de medición de flujo (EGM), para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCD o su equivalente en m³.
- ✚ Evitar la instalación de medidores de turbina utilizando las opciones de configuración a que hace referencia el numeral 3.2.2 del reporte No. 7 de AGA.

En consecuencia proponemos el siguiente texto:

4.3.2. PROPUESTA.

Numeral 5.3.1 Sistemas de Medición:

Los sistemas de medición emplearán medidores homologados por el Ministerio de Desarrollo Económico – Superintendencia de Industria y Comercio- de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las normas que lo modifiquen o sustituyan o, en su defecto, se emplearán las recomendaciones de la Asociación Americana de Gas – “American Gas Association” (AGA) y del la “American National Standards Institute” (ANSI), última edición, y constarán de:

- ~~a) Elemento primario: De carácter obligatorio que define el tipo básico Es el dispositivo esencial de medidor usado para la medición del gas; incluye, pero no está limitado a, medidores de orificios, turbinas, ultrasónicos, rotatorios o de diafragma.~~
- ~~b) a) Salvo acuerdo entre las partes, para elementos primarios del tipo turbina se evitará el uso de las configuraciones de instalación a que hace referencia el numeral 3.2.2. del reporte No.7 de AGA, en su edición de 1996.~~
- ~~b) Elementos Secundarios: Corresponden a los elementos registradores, transductores, o transmisores que proporcionan datos, tales como: presión estática, temperatura, presión diferencial, densidad relativa y son de carácter obligatorio para todos los sistemas.~~
- ~~c) Elemento Terciario: Corresponde a un computador electrónico, programado para calcular correctamente el flujo dentro de límites especificados de exactitud e incertidumbre, que recibe información del elemento primario y de los elementos secundarios. Es; es- de carácter obligatorio para el manejo de volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCBD (pies cúbicos base por día) o su equivalente en m³.~~

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

4.4. PROPIEDAD DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

4.4.1. ANÁLISIS

Del numeral 5.3.2 del RUT:

Numeral 5.3.2 Propiedad del Sistema de Medición:

“La propiedad de un Sistema de Medición será del Productor-Comercializador o del Remitente, según se trate de Puntos de Entrada o Puntos de Salida, respectivamente. Los costos de las instalaciones, equipos de medición, control remoto, telemetría del flujo de Gas y equipos para la toma de muestras para analizar la calidad del gas, como parte de los Sistemas de Medición, estarán a cargo del propietario de éste.”

“Los Agentes podrán adquirir los Sistemas de Medición al Transportador o a terceros, en todos los casos...”

“El Transportador podrá rechazar...”

Atendiendo las nuevas definiciones sugeridas en el numeral 1, literal C de este documento en cuanto a Estaciones y Punto de Transferencia y la necesidad de precisar los sistemas que requieren telemetría, proponemos los siguientes cambios:

4.4.2. PROPUESTA

Numeral 5.3.2 Propiedad de ~~las los Sistemas Estaciones~~ de Medición:

La propiedad de ~~las los Sistemas Estaciones~~ de Medición será ~~de~~:

- ~~1-a)~~ Del Productor-Comercializador en el Punto de Entrada.
- ~~2-b)~~ Del Remitente en los Puntos de Salida.
- ~~3-c)~~ Del Transportador que ~~adquiere-se conecta al sistema de transporte existente, la Custodia del Gas~~ en los Puntos de Transferencia.

~~Las inversiones en las instalaciones, equipos de medición, control remoto, telemetría del flujo de Gas y equipos de análisis en línea y toma de muestras para verificar la calidad del gas, como parte de los Sistemas de Medición, estarán a cargo del propietario de las Estaciones, así como su operación y mantenimiento.
Salvo acuerdo entre el Transportador y el Remitente, todas las Estaciones que manejen volúmenes iguales o mayores a 100.000 PCD o su equivalente en m³, deben tener telemetría.~~

Los Agentes podrán adquirir ~~losas Ssistemas de MmcEstaciones de Medición~~ al Transportador o a terceros, en todos los casos...

El Transportador podrá rechazar...

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

4.5. MEDICIÓN DE OTRAS VARIABLES.

4.5.1. ANÁLISIS

4.5.1.1 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FLUJO.

Según lo expresado en el numeral 5.4.2 del RUT:

Numeral 5.4.2 Determinación de la Presión de Flujo:

“La presión de flujo (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores de registro continuo con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador de flujo. En su defecto se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

- a) 1. *“Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.”*
- b) 2. *“Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas”.*
- c) 3. *“Cualquier otro procedimiento acordado por las partes.”*

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

La “American Gas Association” –AGA define la presión estática como la presión absoluta del fluido fluyendo, medida en uno de los orificios de las bridas o portaplatinas. La presión absoluta puede ser medida directamente o puede obtenerse adicionado a la presión manométrica medida la presión barométrica local.

En la mayoría de los sistemas de medición instalados en el país se mide la presión manométrica, es por eso que la determinación de la presión barométrica local es uno de los factores que puede generar errores en la determinación de los volúmenes De Gas, adicional a vieja costumbre de fijar una presión barométrica constante de 14.65 psia en toda la geografía del territorio nacional.

La presión barométrica es la presión ejercida por la columna de aire de la atmósfera y cambia con factores tales como: altitud, vientos, temperatura ambiente y humedad relativa. Sin embargo, el factor que más influye es la altitud.

La presión barométrica puede determinarse por diferentes métodos:

🚩 Medición directa en el sitio uso de barómetros en la localización específica.

🚩 Calculada usando la ecuación publicada en “Smithsonian Metereological Tables”

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

$$P_{atm} (psia) = 14.54 \left[\frac{55096 - (Elevación, ft - 361)}{55096 + (Elevación, ft - 361)} \right]$$

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

La diferencia de los procedimientos se muestra en la siguiente tabla:

	Barranquilla	Bogotá	Cali	Lebrija
Elevación (msnm)	4.0	2,600.0	995.0	1,015.0
P. Barométrica Real (psia)	14.63	10.91	13.13	12.80
P. Barométrica calculada (psia)	14.72	10.79	13.08	13.05
Desviación de la Presión Barométrica	0.65%	-1.13%	-0.34%	2.01%

El efecto de la presión barométrica sobre el cálculo de los volúmenes de Gas a diferentes condiciones de presión manométrica, se ilustra con el siguiente ejercicio:

- ✚ Medidor de 6.0 pulg. de diámetro nominal y 3.0" de diámetro de orificio de, midiendo con 50" de agua de presión diferencial a una temperatura de 60 °F.
- ✚ Factor de compresibilidad calculado mediante AGA 8 método detallado.
- ✚ Localización: Bogotá.
- ✚ Fluido: Gas Natural de la siguiente composición:

Compuestos	% Molar
Nitrógeno	1.6266
Dióxido de Carbono	0.0404
Metano	97.9715
Etano	0.2688
Propano	0.0517
i-Butano	0.0161
n-Butano	0.0072
i-Pentano	0.0053
n-Pentano	0.0013
Hexano	0.0111
Total	100.0000

Los resultados de los cálculos de volumen y las desviaciones respecto al valor real de la presión barométrica se muestran en las gráficas 1 y 2, respectivamente.

El análisis de los resultados permite concluir:

- ✚ La presión Barométrica afecta en mayor proporción la medición de volúmenes de Gas a bajas presiones.
- ✚ Los cálculos de volumen de gas utilizando los valores calculados de presión barométrica se desvían, en el rango de presiones estáticas de 1250 psig a 50 psig, entre un -0.01% y -0.10%, respectivamente.
- ✚ Los cálculos de volumen de gas utilizando valores constante de presión barométrica de 14.65 psia como se estipulaba anteriormente se desvían, en el rango de presiones estáticas de 1250 psig a 50 psig, entre un 0.17% y 3.11%, respectivamente.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Por el bajo impacto en el cálculo de los volúmenes de Gas, consideramos factible, para determinar la presión barométrica, el uso de la ecuación propuesta en “Smithsonian Metereological Tables”.

4.5.1.2 DETERMINACIÓN DE LA SUPERCOMPRESIBILIDAD DEL GAS.

De acuerdo con el numeral 5.4.3 del RUT

Numeral 5.4.3 Determinación de la Supercompresidilidad del Gas:

“La supercompresibilidad del gas será determinada por el Transportador utilizando la metodología establecida por la Asociación Americana de Gas –AGA (“American Gas Association”), en el manual para factores de supercompresibilidad para el Gas Natural (“Manual for the Determination of Supercompresibility for Natural Gas”), última edición.”

Para determinar el efecto del método de cálculo del factor de compresibilidad en la determinación de volúmenes de Gas, se utilizó los parámetros indicados en el ejercicio en diferentes condiciones de presión estática y temperatura. Se compararon el método Detallado, los métodos gruesos “Gross” propuestos en el AGA reporte No.8 y el conocido como NX-19, los resultados se muestran en las gráficas 3, 4 y 5.

El análisis de los resultados, permite concluir:

- | 🚩 Los volúmenes de gas calculados con el método NX-19 se incrementan respecto a los calculados con AGA 8 método Detallado a medida que aumenta la presión y la temperatura. Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

- | 🚩 Los volúmenes de gas calculados con los métodos “Gross” disminuyen respecto al calculado con el método Detallado a medida que se incrementa la presión. Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

- | 🚩 Las desviaciones observadas con relación al método Detallado, son las siguientes: Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm
 - Gross Método 1: del 0.0031% al -0.0127%
 - Gross Método 2: del 0.0031% al -0.0171%
 - NX-19 : del 0.0278% al 0.1298%Con formato: Con viñetas + Nivel: 2 + Alineación: 1,27 cm + Tabulación después de: 1,9 cm + Sangría: 1,9

De conformidad con los análisis anteriores, proponemos los siguientes cambios:

4.5.2. PROPUESTA.

Numeral 5.4.2 Determinación de la Presión de Flujo:

La presión de flujo (estática y diferencial) será determinada utilizando transductores de registro continuo con capacidad de suministro de información electrónica, la cual será manejada por el computador de flujo. En su defecto, se determinará a partir de la mejor información de campo, con la siguiente prioridad:

1. Transductores electrónicos ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
2. Transductores mecánicos o manómetros ubicados en la misma corriente de flujo de gas.
3. Cualquier otro procedimiento acordado por las partes.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Para la determinación de la presión barométrica local, podrá utilizarse la siguiente ecuación, propuesta en el Reporte No. 3 de AGA de 1992, Parte 3, ecuación 3-A.5, en "Smithsonian Meteorological Tables", utilizando para ello la elevación sobre el nivel del mar, medida y protocolizada por las Partes, para una localización en particular: propuesta en el Reporte No. 3 de AGA, parte 3, ecuación 3-A.5, de 1992:

$$P_{am} (psia) = 14.54 \left[\frac{55096 - (Elevación, ft - 361)}{55096 + (Elevación, ft - 361)} \right]$$

Numeral 5.4.3 Determinación del factor de Compresibilidad del Gas:

El factor de supercompresibilidad del gas será determinado por el Transportador utilizando los Métodos de caracterización establecidos por la Asociación Americana de Gas -AGA ("American Gas Association"), en el Reporte No. 8 ("Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases"), última edición.

Los métodos conocidos como gruesos ("Gross") en el Reporte No. 8 de AGA no podrán utilizarse en los siguientes casos:

1. Cuando las características de la mezcla de gas estén por fuera de las establecidas en el Rango Normal de la Tabla No.1 de la citada Norma.
2. Cuando la temperatura de operación sea inferior a 32 °F o superior a 130 °F
3. Cuando la presión de operación sea superior a 1200 psia.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Previo acuerdo entre las Partes, el factor de Compresibilidad para el cálculo de las propiedades del gas a baja presión (100 psig) y bajos volúmenes (inferiores a 100.000 PCBD), podrá determinarse con el Método AGA-NX-19.

4.6. MÁRGENES DE ERROR EN LA MEDICIÓN.

4.6.1 ANÁLISIS.

Según lo previsto en el numeral 5.5.1 del RUT:

Numeral 5.5.1 Márgenes de Error en la Medición

“Una medición está dentro de los márgenes de error admisibles, cuando al efectuarse la verificación de la calibración del equipo de medición oficial (Transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del Transportador, se encuentra dentro de los siguientes límites:

- a) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) está dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$).*
- b) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calórico bruto, esa dentro del margen de error de más o menos el uno por ciento ($\pm 1\%$).*

Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los anteriores márgenes de error. Cuando la Medición sea inexacta, los equipos de medición serán calibrados con una precisión dentro de los márgenes de error establecidos.

Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en la Medición, afecta el volumen total medido, con una desviación superior a más o menos uno por ciento ($\pm 1\%$), o si por cualquier motivo los medidores presentan fallas en su funcionamiento de modo...”

Para analizar el tema de errores en la medición hay que incursionar en los conceptos de error e incertidumbre:

- ~~■ Error: Es la diferencia entre el valor medido y el valor convencionalmente verdadero, del objeto que se está midiendo.~~
- ~~■ Incertidumbre: Es la cuantificación de la duda que se tiene sobre el resultado de la medición.~~

~~La cuantificación de la incertidumbre global del sistema de medición está asociada a cada uno de las incertidumbres de los parámetros que afectan la medida, de acuerdo con la metodología ISO GUM esta definida con la siguiente expresión:~~

$$u^2(y) = \sum_{i=1}^n [c_i u(x_i)]^2 \approx \sum_{i=1}^n u_i^2(y)$$

~~Donde c_i es el coeficiente de sensibilidad y $u(x_i)$ son las incertidumbre de los parámetros involucrados.~~

~~La ecuación de flujo másico de un medidor de orificio, es la siguiente:~~

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: a, b, c, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

$$q_m = C_d E_v Y (\pi/4) d^2 \sqrt{2 g_c \frac{G_f M_{air} P_f}{Z_f R T_f} \Delta P}$$

Puesto que la Regulación admite errores admisibles de los elementos secundarios del $\pm 1.0\%$, intrínsecamente la incertidumbre de los elementos secundarios será del $\pm 1.0\%$.

Aplicando la metodología ISO GUM a un caso específico de un medidor de 6" de diámetro nominal con un β de 0.5 y las incertidumbres individuales de los elementos secundarios admitidos en la Regulación, los resultados de la incertidumbre global de medición, son:

CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE GLOBAL MEDIDOR DE ORIFICIO			
Parámetros	Incertidumbre $U_{95\%}$	Sensibilidad (c_i)	$(U_{95}C)^2$
Coefficiente de descarga (Cd)	0.44	1.00	0.1936
Factor de Expansión (Y)	0.03	1.00	0.0009
Diámetro del Orificio (d)	0.05	$2/(1-\beta^4)$	0.0114
Diámetro de la tubería (D)	0.25	$-2\beta^4/(1-\beta^4)$	0.0011
Presión diferencial (ΔP)	1.00	0.50	0.2500
Presión estática (P)	1.00	0.50	0.2500
Factor de compresibilidad (Z)	0.10	-0.50	0.0025
Temperatura de flujo (T)	1.00	-0.50	0.2500
Densidad relativa (G)	1.00	-0.50	0.2500
Sumatoria de Cuadrados	-		1.2095
Incertidumbre Global Estándar (%)			1.0998

La experiencia a nivel nacional e internacional demuestra que normalmente las desviaciones medidas en los elementos secundarios de medición (incluidos gravitómetros, calorímetros o cromatógrafos) están en el rango entre el 1% al 2%. Es por esta razón, que a nivel internacional se admiten márgenes de error hasta del 2% en cada una de las variables medidas, ver el Decreto 2255/92 de Argentina.

Aplicando, el ejercicio anterior a márgenes de incertidumbre del 2%, la incertidumbre global de medición sería:

CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE GLOBAL MEDIDOR DE ORIFICIO			
Parámetros	Incertidumbre $U_{95\%}$	Sensibilidad (c_i)	$(U_{95}C)^2$
Coefficiente de descarga (Cd)	0.44	1.00	0.1936
Factor de Expansión (Y)	0.03	1.00	0.0009

Diámetro del Orificio (d)	0.05	$2/(1-\beta^4)$	0.0114
Diámetro de la tubería (D)	0.25	$-2\beta^4/(1-\beta^4)$	0.0011
Presión diferencial (ΔP)	2.00	0.50	1.0000
Presión estática (P)	2.00	0.50	1.0000
Factor de compresibilidad (Z)	0.10	-0.50	0.0025
Temperatura de flujo (T)	2.00	-0.50	1.0000
Densidad relativa (G)	2.00	-0.50	1.0000
Sumatoria de Cuadrados	-	-	4.2095
Incertidumbre Global Estándar	-	-	2.0517

De conformidad con lo expuesto, se propone el siguiente cambio:

4.6.2. PROPUESTA

Numeral 5.5.1 Márgenes de Error en la Medición

Una medición será considerada exacta, cuando al efectuarse la verificación de la calibración del equipo de medición oficial (Transductores de presión estática y temperatura, celda de diferencial, etc.) por parte del Transportador, se encuentra dentro de los siguientes límites:

- a) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición de las variables del proceso de flujo de gas (presión estática y temperatura, celda diferencial, etc.) está dentro del margen de error de más o menos el dos por ciento ($\pm 2\%$).
- b) El porcentaje de variación de cualquier equipo de medición para determinar la gravedad específica y el poder calórico bruto, esa dentro del margen de error de más o menos el dos por ciento ($\pm 2\%$).

Una medición es inexacta si cualquiera de los porcentajes de variación de cualquier equipo de medición está por fuera de los anteriores márgenes de error. Cuando la Medición sea inexacta, los equipos de medición serán calibrados con una precisión dentro de los márgenes de error establecidos.

Si el error combinado de los diferentes equipos involucrados en la Medición, afecta el volumen total medido, con una desviación superior a más o menos dos por ciento ($\pm 2\%$), o si por cualquier motivo los medidores presentan fallas en su funcionamiento de modo...

5. CALIDAD.

5.1. CALIDAD DEL GAS

5.1.1 ANÁLISIS

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Numeral 6.3 Calidad del Gas

“El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las siguientes especificaciones de calidad:

Cuadro 7. Especificaciones de calidad del Gas Natural

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 7)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas se referencian a Condiciones Estándar.

Nota 2: El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme liquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.”

El análisis de las Especificaciones de Calidad incluirá una descripción de cada uno de los parámetros incluidos en las especificaciones, sus efectos y la comparación del valor establecido con otras Especificaciones Internacionales.

5.1.1.1 PODER CALORÍFICO SUPERIOR O BRUTO.

Es la cantidad de calor producida por la combustión completa e un Pie Cúbico de Gas con aire a una presión constante, donde los reactantes y productos de la combustión se enfrían hasta la misma temperatura y el vapor de agua formado por la combustión se condensa al estado líquido.

El siguiente cuadro muestra comparativamente el valor establecido en la Regulación frente a algunas referencias internacionales:

PODER CALORÍFICO SUPERIOR		
Especificación	Kcal/m ³	
	Mínimo	Máximo
Northern Natural Gas Co.	8,454.00	N/E
Pacific Gas Transmission Co.	8,454.00	N/E
Transwestern Pipeline Gas Co.	8,632.00	N/E
Florida Gas Transmission Co.	8,899.00	N/E
Southwest U.S Company	8,454.00	9,789.00
Midwest U.S Company	8,454.00	9,789.00
Southeast U.S Company	8,899.00	N/E
Western Australia GGT	8,480.00	10,100.00
Western Australia Alinta	8,910.00	10,100.00
Tenneco Pipeline Trans	8,960.00	N/E
NZS 5442	N/E	N/E
Nova Corporation of Alberta	8,605.00	N/E
Gas de France (3)	8,200.00	11,000.00
YPFB	9,200.00	N/E
ANP Portaria 41/98	8,000.00	12,500.00
ENARGAS Res. 622/98	8,850.00	10,200.00
Colombia	8,475.00	10,181.00

El análisis de los valores especificados en la Regulación colombiana frente a otras especificaciones, permite concluir que son adecuados y se encuentran dentro de los límites establecidos a nivel internacional.

La determinación de este parámetro puede realizarse directamente mediante el uso de calorímetros o a través de métodos analíticos y de cálculos, como se indican a continuación:

- Método analítico: Por cromatografía simple realizada según norma ASTM D-1945 o su similar GPA-2261.
- Procedimiento de cálculo: Como el propuesto en el apéndice F, parte 3 del reporte No. 3 de AGA. Valor que se debe corregir con el factor de compresibilidad calculado mediante el Método Detallado desarrollado en el reporte No. 8 de AGA.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

5.1.1.2 CONTENIDO LÍQUIDO.

Los Hidrocarburos condensables, son productos que durante el transporte, dependiendo de la presión y la temperatura de operación., pueden condensar. Principalmente forman parte de éstos los hidrocarburos de alto peso molecular, como ser los hexanos, heptanos, octanos, etc.

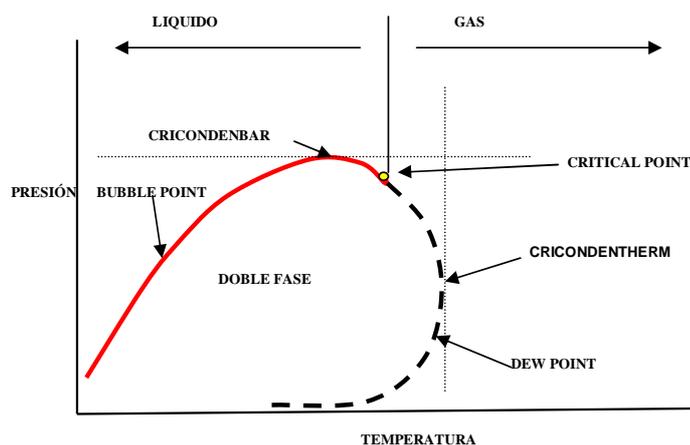
En términos generales la incidencia de los líquidos en la cadena del gas natural, entre otros, son:

- Reducen la eficiencia de transporte de gas natural.
- Inducen errores en la medición del gas.
- Causan daños en los sistemas de regulación y distribución.
- Causan daños en las turbinas de generación.
- Incrementan el riesgo de explosiones e incendios.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm, Punto de tabulación: No en 0,63 cm

La variable que mide la potencial condensación de hidrocarburos del Gas Natural es la temperatura del Punto de Rocío (“Dewpoint”), esta propiedad termodinámica es la temperatura a la cual un gas de composición específica, a una presión determinada, forma la primera gota de líquido.

La predicción del comportamiento de equilibrio líquido-vapor del gas natural se caracteriza mediante la envolvente de fase, como se muestra en dibujo de abajo.



El cricondentherm está definido como el máximo valor de temperatura de punto de rocío por encima del cual no puede coexistir la fase líquida.

La envolvente de fases del gas natural depende únicamente de la composición del gas, es por esta razón que para garantizar que no ocurra condensación, el gas debe tener una

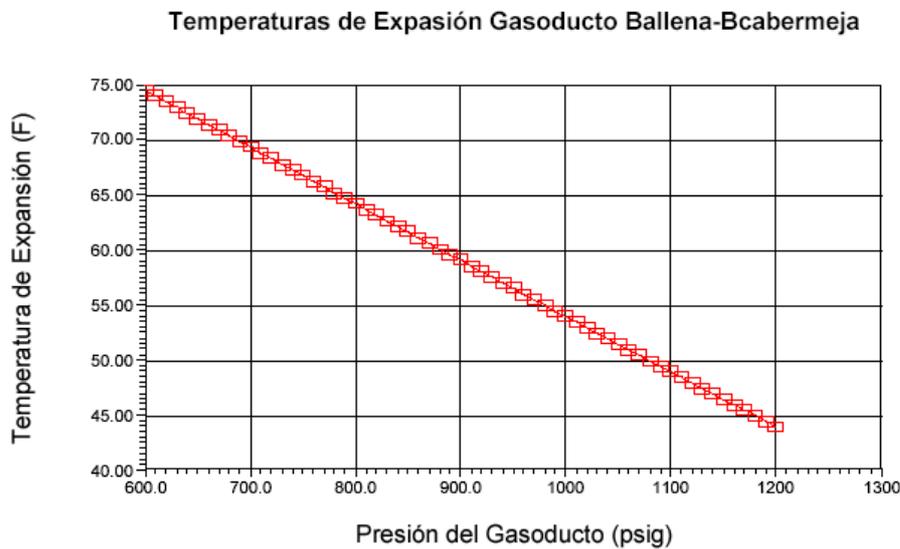
composición tal que los valores de la temperatura del punto de rocío no superen las mínimas temperaturas de operación del sistema.

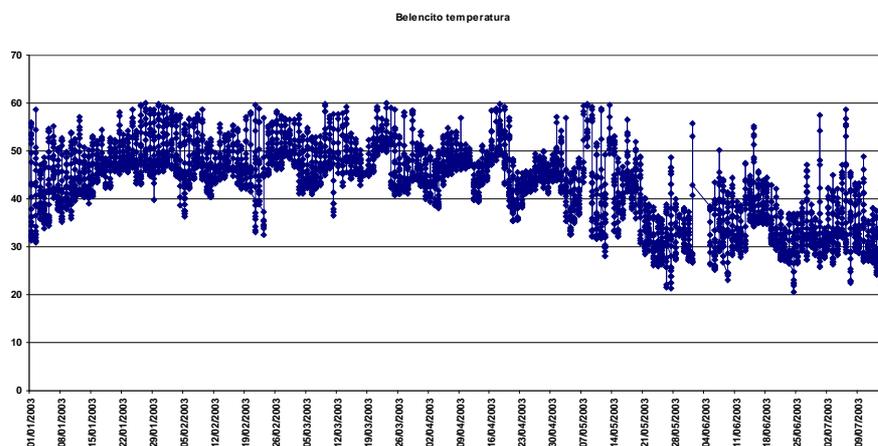
Es práctica de ingeniería especificar como máximo valor de temperatura de punto de rocío un valor inferior en 10 °F a la mínima temperatura de operación del sistema.

Las mínimas temperaturas de operación en la cadena de transporte y suministro de gas natural ocurren en las estaciones de regulación de presión producto del bien conocido efecto Joule Thompson. Los análisis realizados en las estaciones de regulación de presión, considerando los aspectos climáticos del territorio nacional, han demostrado que las mínimas temperaturas de operación en los procesos de expansión, son:

Tipo de Clima	Temperatura (°F)	Temperatura (°C)
Piso Térmico Cálido	45	7.22
Otros Pisos Térmicos	35	1.66

Las siguientes gráficas muestran los mínimos valores de temperatura en los puntos de expansión del gasoducto localizados en pisos térmicos diferentes.





En consecuencia los valores de temperatura de rocío a especificar, para evitar condensación de hidrocarburos en los puntos de regulación de presión y por consiguiente en el Sistema Nacional de Transporte, deberían ser:

Tipo de Clima	Temperatura (°F)	Temperatura (°C)
Piso Térmico Cálido	35	1.66
Otros Pisos Térmicos	25	-3.88

La siguiente tabla correlaciona estos valores con los de las referencias internacionales:

CONTENIDO LÍQUIDO	
Especificación	
Northern Natural Gas Co.	N/E
Pacific Gas Transmission Co.	Pto Rocío $\leq -9,5^{\circ}\text{C}$ a P > 55 Bar
Transwestern Pipeline Gas Co.	Libre de Líquidos
Florida Gas Transmission Co.	N/E
Southwest U.S Company	N/E
Midwest U.S Company	N/E
Southeast U.S Company	N/E
Western Australia GGT	Pto Rocío $\leq 0^{\circ}\text{C}$ a Presión de op.
Western Australia Alinta	Pto Rocío $\leq 0^{\circ}\text{C}$ de 25 a 87.2 Bar.
Tenneco Pipeline Trans	No condensados
NZS 5442	Pto Rocío $\leq 2^{\circ}\text{C}$ a 5 Mpa.
Nova Corporation of Alberta	Pto Rocío $\leq -10^{\circ}\text{C}$ a Presión de op.
Gas de France (3)	Pto Rocío $\leq -5^{\circ}\text{C}$ de 1 a 80 Bar.
YPFB	Pto Rocío $\leq 0^{\circ}\text{C}$ a 45 Kg/cm ² M.
ANP Portaria 41/98	N/E
ENARGAS Res. 622/98	Pto Rocío $\leq -4^{\circ}\text{C}$ a 5500 Kpa Abs.
Colombia	Libre de Líquidos (Cricodentherm)

La determinación de este parámetro puede realizarse directamente mediante el uso de medidores de puntos de rocío de hidrocarburos “Hydrocarbon Dewpoint Tester” o a través de métodos analíticos y de cálculos. Una amplia discusión de este tema se presenta en el anexo A de este documento, las principales conclusiones que se derivan del mismo, son:

1. El cálculo del punto de rocío de hidrocarburos (HDP) por el procedimiento analítico es muy sensible al contenido de fracciones de hidrocarburos pesados.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
2. Inicialmente el análisis debe extenderse por lo menos hasta los tetradecanos (C₁₄) y la experiencia determinara el grado de extensión del análisis de cada gas en particular.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
3. La escogencia adecuada de la ecuación de estado es fundamental en la exactitud del cálculo del HDP. Bajo la presunción de que en el Sistema Nacional de Transporte se manejan gases pobres la ecuación es recomendada es SRK.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
4. Para una mayor precisión del cálculo del HDP, los reportes de laboratorio deben incluir todos los compuestos detectados en la cromatografía y deben cuantificarse preferiblemente en porcentajes en peso con cuatro cifras decimales significativas.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
5. El análisis extendido debe cumplir todos los requisitos de las normas, guías o procedimientos establecidos.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
6. El grado de precisión de la medición directa del HDP depende de la sensibilidad del procedimiento de detección de la película líquida. Los equipos de detección automática garantizan una sensibilidad de 5.0 mg/m³, en esas condiciones la variación de la variable medida se encuentra dentro de los límites de precisión reportada de ±0.2 °F.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
7. No existe interferencia entre la medida del HDP y del WDP aún en condiciones de saturación con vapor de agua. Debe evitarse, mediante la instalación de sistema de filtrado que los líquidos puedan entrar al equipo de medición.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Las siguientes normas, guías o procedimientos, pueden utilizarse para el muestreo y análisis extendido del gas natural:

1. GPA 2166-86 “Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography”: hasta 1100 psig para gases húmedos, ninguna restricción para gases secos.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63
2. Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14: Natural Gas Fluid Measurement, Section 1: “Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer” was published in June of 2001.
Con formato: Numerado + Nivel: 1 + Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... + Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

3. GPA 2286-95 “Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures”:
Norma propuesta no aprobada, de amplio uso a nivel mundial por fabricantes de cromatógrafos y por laboratorios para análisis extendidos desde C₁ a C₁₄.
4. ISO 6975-97 “Natural Gas –Extended Analysis- Gas Chromatographic Method”:
Norma aprobada y publicada, estado 90.20, adoptada para análisis extendidos desde C₁ a C₁₆.

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: 1, 2, 3, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

El análisis de lo especificado en la Regulación colombiana, permite concluir que su contenido es impreciso, da lugar a interpretaciones y no señala claramente los valores a cumplir:

5.1.1.3. CONTENIDO DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H₂S).

Es un gas tóxico de olor desagradable perceptible en concentraciones de 0.13 ppm, por encima de 4.6 ppm fatiga el sentido del olfato y exposiciones de 500 ppm son consideradas letales.

Adicionalmente, el H₂S en presencia de agua líquida produce corrosión y agrietamientos por esfuerzos “Stress Corrosion Cracking”. Una concentración de 4 ppm puede considerarse adecuada como límite máximo de especificación de calidad del gas natural.

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE H ₂ S	
Especificación	mg/m ³
Northern Natural Gas Co.	5.72
Pacific Gas Transmission Co.	5.72
Transwestern Pipeline Gas Co.	5.72
Florida Gas Transmission Co.	5.72
Southwest U.S Company	11.44
Midwest U.S Company	5.72
Southeast U.S Company	22.88
Western Australia GGT	5.00
Western Australia Alinta	2.00
Tenneco Pipeline Trans	11.50
NZS 5442	5.00
Nova Corporation of Alberta	23.00
Gas de France (3)	7.00
YPFB	5.00
ANP Portaria 41/98	20.00
ENARGAS Res. 622/98	3.00
Colombia	6.00

En términos generales se aprecia que el valor adoptado en la Regulación es adecuado.

5.1.1.4. CONTENIDO DE AZUFRE TOTAL.

Incluye mercaptanos, sulfuros orgánicos y sulfuro de hidrógeno. Límites en el orden de 15 ppm, se definen para reducir el impacto corrosivo. En la combustión son generadores de óxidos de azufre (SO_x), uno de los principales indicadores de la contaminación ambiental, componente de la lluvia ácida. En general el gas natural tiene contenidos muy bajos de compuestos de azufre.

Desde la perspectiva ambiental, el azufre y especialmente su producto de combustión SO₂ por reacciones con el oxígeno y el agua producen ácido sulfúrico que al disolverse con la lluvia dan lugar a la denominada lluvia ácida.

El gas natural con un contenido de azufre total máximo de 16 ppm no presentará ningún impacto en términos de lluvia ácida.

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE AZUFRE TOTAL	
Especificación	mg/m ³
Northern Natural Gas Co.	457.60
Pacific Gas Transmission Co.	228.80
Transwestern Pipeline Gas Co.	17.16
Florida Gas Transmission Co.	228.80
Southwest U.S Company	274.60
Midwest U.S Company	457.60
Southeast U.S Company	457.60
Western Australia GGT	10.00
Western Australia Alinta	10.00
Tenneco Pipeline Trans	115.00
NZS 5442	50.00
Nova Corporation of Alberta	115.00
Gas de France (3)	150.00
YPFB	50.00
ANP Portaria 41/98	80.00
ENARGAS Res. 622/98	15.00
Colombia	23.00

El valor adoptado en la Regulación colombiana es adecuado.

5.1.1.5. CONTENIDO DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂).

El Dióxido de Carbono, además de su acción corrosiva sobre la tubería (en combinación con el agua líquida), actúa como producto inerte reduciendo el contenido calórico del gas, en su utilización como combustible.

En la corrosión carbónica, como en toda aquella de tipo electroquímico, la existencia de agua libre es una condición necesaria; y tanto la cantidad como la calidad (contenido de sales) son factores determinantes del nivel de corrosión. Por ello es la importancia de una buena deshidratación.

La experiencia de campo realizada a nivel mundial indica:

- ✚ Presión parcial del CO₂: mayor a 30 psi, hay corrosión
- ✚ Presión parcial del CO₂: entre 15 y 30 psi, hay probabilidad de ocurrencia de corrosión
- ✚ Presión parcial del CO₂: menores a 3 psia, no hay corrosión

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Para una presión total de 1200 psia y en presencia de agua líquida, la anterior clasificación puede expresarse en función del contenido de CO₂, como sigue:

- ✚ Concentraciones de CO₂ superiores a 2.5% molar, ocasionan corrosión..
- ✚ Concentraciones de CO₂ entre 1.25 y 2.5% molar, pueden ocasionar corrosión.
- ✚ Concentraciones de CO₂ inferiores a 1.25%, no ocasionan corrosión.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE CO ₂	
Especificación	% Molar
Northern Natural Gas Co.	2.00
Pacific Gas Transmission Co.	2.00
Transwestern Pipeline Gas Co.	3.00
Florida Gas Transmission Co.	3.00
Southwest U.S Company	3.00
Midwest U.S Company	3.00
Southeast U.S Company	2.00
Western Australia GGT	3.60
Western Australia Alinta	4.00
Tenneco Pipeline Trans	3.00
NZS 5442	N/E
Nova Corporation of Alberta	2.00
Gas de France (3)	3.00
YPFB	1,5
ANP Portaria 41/98	2.00
ENARGAS Res. 622/98	2.00
Colombia	2.00

El valor adoptado en la Regulación colombiana es adecuado.

5.1.1.6. CONTENIDO DE NITRÓGENO (N₂).

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE NITRÓGENO	
Especificación	% Molar
Northern Natural Gas Co.	N/E
Pacific Gas Transmission Co.	N/E
Transwestern Pipeline Gas Co.	N/E
Florida Gas Transmission Co.	N/E
Southwest U.S Company	≤ 3
Midwest U.S Company	N/E
Southeast U.S Company	N/E
Western Australia GGT	N/E
Western Australia Alinta	N/E
Tenneco Pipeline Trans	N/E
NZS 5442	N/E
Nova Corporation of Alberta	N/E
Gas de France (3)	Según la zona (*)
YPFB	2.00
ANP Portaria 41/98	N/E
ENARGAS Res. 622/98	N/E
Colombia	3.00

Si la regulación define el contenido total de inertes de un gas, la especificación del valor máximo del contenido de nitrógeno no tiene sentido.

5.1.1.7. CONTENIDO DE INERTES.

Los Inertes incluyen principalmente al Nitrógeno y al Dióxido de Carbono, ya que otros como el Helio y el Argón se encuentran tan solo en niveles de trazas, reducen el contenido calórico del gas; esto es menos calorías para un mismo volumen de gas que otro de similares características pero que no contenga inertes.

El nitrógeno, es generador de óxidos de nitrógeno (NO_x) formadores de la lluvia ácida. Ahora bien, el gran aporte a la generación de NO_x en la combustión del gas natural está dado por el nitrógeno contenido en el aire utilizado en la combustión, y su posibilidad de reducción esta acotada al diseño tecnológico de los quemadores de gas natural.

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE INERTES	
Especificación	% Molar
Northern Natural Gas Co.	N/E
Pacific Gas Transmission Co.	N/E
Transwestern Pipeline Gas Co.	4.00
Florida Gas Transmission Co.	3.00
Southwest U.S Company	N/E
Midwest U.S Company	4.00
Southeast U.S Company	N/E
Western Australia GGT	7.00
Western Australia Alinta	5.00
Tenneco Pipeline Trans	N/E
NZS 5442	N/E
Nova Corporation of Alberta	N/E
Gas de France (3)	N/E
YPFB	3,5
ANP Portaria 41/98	4.00
ENARGAS Res. 622/98	4.00
Colombia	5.00

El valor especificado es adecuado.

5.1.1.8. CONTENIDO DE OXIGENO (O₂).

El oxígeno no es un componente que se encuentre normalmente presente en el gas natural, puede causar corrosión significativa a bajos niveles de concentración.

Se recomiendan límites máximos de concentraciones de oxígeno del orden de 10 ppmv

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE OXIGENO	
Especificación	% Molar
Northern Natural Gas Co.	2.00
Pacific Gas Transmission Co.	0.40
Transwestern Pipeline Gas Co.	0.20
Florida Gas Transmission Co.	0.25
Southwest U.S Company	1.00
Midwest U.S Company	N/E
Southeast U.S Company	0.50
Western Australia GGT	0.20
Western Australia Alinta	0.20
Tenneco Pipeline Trans	0.20
NZS 5442	0.10

Nova Corporation of Alberta	0.40
Gas de France (3)	0.50
YPFB	0.20
ANP Portaria 41/98	0.50
ENARGAS Res. 622/98	0.20
Colombia	0.10

El valor especificado es adecuado.

5.1.1.9. CONTENIDO DE AGUA.

El Agua, en estado líquido, origina perjuicios en el transporte y en la tubería, por la formación de hidratos de gas y por su acción corrosiva sobre el material.

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

MÁXIMO CONTENIDO DE AGUA	
Especificación	mg/m ³
Northern Natural Gas Co.	96.00
Pacific Gas Transmission Co.	65.00
Transwestern Pipeline Gas Co.	112.00
Florida Gas Transmission Co.	112.00
Southwest U.S Company	112.00
Midwest U.S Company	12.00
Southeast U.S Company	112.00
Western Australia GGT	48.00
Western Australia Alinta	48.00
Tenneco Pipeline Trans	112.00
NZS 5442	100.00
Nova Corporation of Alberta	65.00
Gas de France (3)	75.00
YPFB	95.00
ANP Portaria 41/98	80.00
ENARGAS Res. 622/98	65.00
Colombia	97.00

El valor especificado es adecuado.

5.1.1.10. CONTENIDO DE POLVOS Y MATERIAL EN SUSPENSIÓN.

Las partículas sólidas y líquidas, básicamente provocan abrasión en la tubería, en los cilindros de los compresores recíprocos, en los alabes de las turbinas y en los asientos de las válvulas; también son responsables de la obstrucción de medidores y tuberías de señales de instrumentación de orificios. Dentro de esta categoría podemos incluir a las arenas o sílice, residuos de petróleo, escoria, óxido de hierro, productos

químicos utilizados en el procesamiento del gas (glicoles, aminas, antiespumantes, etc.) y aceites lubricantes de equipos compresores.

La siguiente tabla correlaciona los valores especificados en la Regulación colombiana con los de las referencias internacionales:

PARTÍCULAS LÍQUIDAS Y SÓLIDAS	
Especificación	
Northern Natural Gas Co.	Libre de
Pacific Gas Transmission Co.	Libre de
Transwestern Pipeline Gas Co.	Libre de Sólidos
Florida Gas Transmission Co.	Libre de
Southwest U.S Company	N/E
Midwest U.S Company	N/E
Southeast U.S Company	N/E
Western Australia GGT	N/E
Western Australia Alinta	N/E
Tenneco Pipeline Trans	N/E
NZS 5442	N/E
Nova Corporation of Alberta	Libre de
Gas de France (3)	N/E ≤ 5 mg/m ³
YPFB	Exento de
ANP Portaria 41/98	Libre de
ENARGAS Res. 622/98	≤ 100 l/MMm ³ ≤ 22,5Kg/MMm ³
Colombia	≤ 1.6 mg./m ³ y Φ ≤ 15 micrones

A pesar que la Regulación colombiana señala un valor para este parámetro, su medición ha sido impracticable, por las siguientes razones:

- ✚ El mínimo tamaño de partículas detectables con sensores ultrasónicos de partículas es de 15 micrones.
- ✚ Los costos de cada prueba utilizando el procedimiento denominado "Laser Isokinetic Sampling Probe" (LISP) que permitiría determinar con exactitud el contenido de sólidos del gas, es del orden de US\$ 35.000

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0 cm + Tabulación después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63 cm

Si la frecuencia de medición de este parámetro fuera de una vez cada mes, los costos anuales ascenderían a US\$ 450.000, valor que sustenta mejor inversiones en sistemas de filtración.

En términos generales el análisis de las Especificaciones de Calidad de Gas Natural en Colombia, permite:

- ✚ Los parámetros generales tales como: poder calorífico, contenido de H₂S, azufre total, CO₂, N₂, inertes y contenido de vapor de agua, están dentro de los límites establecidos internacionalmente.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0,63 cm + Tabulación después de: 1,27 cm + Sangría: 1,27 cm

- ✚ Falta establecer otros parámetros de calidad, tales como: impurezas diferentes a sólidos e índice de wobbe.
- ✚ Falta determinar los valores a cumplir de la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos.
- ✚ Falta definir los procedimientos estándares, para la medición de los parámetros de calidad.

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0,63 cm + Tabulación después de: 1,27 cm + Sangría: 1,27 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0,63 cm + Tabulación después de: 1,27 cm + Sangría: 1,27 cm

Con formato: Imagen con viñetas + Nivel: 1 + Alineación: 0,63 cm + Tabulación después de: 1,27 cm + Sangría: 1,27 cm

Para resolver estas inquietudes, proponemos el siguiente cambio:

5.1.2 PROPUESTA

Numeral 6.3 Calidad del Gas

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las siguientes especificaciones de calidad (ver cuadro):

Nota 1: Todas las propiedades volumétricas están referenciadas a Condiciones Base de Referencia (14.65 psia y 60 °F)

Nota 2: El Gas Natural se entregará con una calidad tal que no forme hidrocarburos líquidos, ni en el gasoducto, ni en las Conexiones o Estaciones de Salida. Entendiéndose como Piso Térmico Calido los comprendidos entre 0 y 1000 metros de altura sobre el nivel del mar y Otros Pisos Térmicos aquellos de altura superiores a 1000 msnm.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂ y N₂.

Nota 4: Para preservar los sistemas de transporte de impurezas sólidas y líquidas, el Productor-Comercializador instalará, operará y mantendrá en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte equipos de separación y filtrado con una eficiencia de remoción: 100% de sólidos de 10 micrones o mayores y el 99% de sólidos entre 3 y 9 micrones; 100% de partículas líquidas de 8 micras o mayores y el 99.5% de partículas líquidas entre 0.5 y 8 micrones. Los registros de presión diferencial y verificación de los elementos filtrantes estarán disponibles ante el requerimiento de las partes involucradas.

Nota 5: Según Resolución 0321 de 2002 del Ministerio de Desarrollo Económico

Salvo acuerdo entre las Partes, el Productor comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de

entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Sí el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá Rechazar el Gas en el Punto de Entrada.

Las Notas 1, 2, 3, 4 y 5 reemplazan al las del cuadro del numeral 6.3 de la Resolución vigente.

ESPECIFICACIONES (Nota 1)	Sistema Internacional	Sistema Inglés	Método de Análisis
Máximo Poder Calorífico Superior (GHV)	42.8 MJ/m ³	1,150 BTU/PC	Calorímetros o Cromatografía en línea (Normas ASTM D-1945 o su similar GPA-2261).
Mínimo Poder Calorífico Superior (GHV)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/PC	Calorímetros o Cromatografía en línea (Normas ASTM D-1945 o su similar GPA-2261)
Punto de Rocío de Hidrocarburos para pisos térmicos cálidos @ cualquier presión (Nota 2)	2.0 °C	35 °F	Medidor de punto de rocío de hidrocarburos en línea (Norma del Bureau of Mines).
Punto de Rocío de Hidrocarburos para otros pisos térmicos @ cualquier presión (Nota 2)	-4.0 °C	25 °F	Medidor de punto de rocío de hidrocarburos en línea (Norma del Bureau of Mines).
Máximo contenido de H ₂ S	6 mg./m ³	0.25 grano/100PC	Medidor en línea por reacción del acetato de plomo. (Norma ASTM 4084).
Máximo contenido de Azufre Total	23 mg./m ³	1.0 grano/100PC	Medidor en línea por reacción del acetato de plomo. (Norma ASTM 4084).
Máximo contenido de CO ₂ (% volumen)	2.0	2.0	Cromatografía en línea (Normas ASTM D-1945 o su similar GPA-2261).
Máximo contenido de Inertes (% volumen) (Nota 3)	5.0	5.0	Cromatografía en línea (Normas ASTM D-1945 o su similar GPA-2261).
Máximo contenido de oxígeno (% volumen)	0.1	0.1	Cromatografía en línea (Normas ASTM D-1945 o su similar GPA-2261).
Máximo contenido de vapor de agua	97 mg./m ³	6.0 Lbs/MPC	Higrómetro en línea
Máximo contenido de polvos y material en suspensión	(Nota 4)	(Nota 4)	
Máximo Índice de Wobbe. (Nota 5)	54.7 MJ/m ³	1,469.7 BTU/PC	
Mínimo Índice de Wobbe	39.1 MJ/m ³	1,050.6 BTU/PC	
Bacterias	Libre	Libre	Métodos de cultivo bacterial
Gomas y Elementos formadores de Goma	Libre	Libre	
Máxima Temperatura de Entrega	49 °C	120 °F	
Mínima Temperatura de Entrega	4.5 °C	40 °F	

5.2. VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD

5.2.1. ANÁLISIS

Numeral 6.3.1 Verificación de la Calidad

“Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el Transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad: Para la verificación de la calidad del gas el Productor-Comercializador deberá instalar en los Puntos de Entrada, analizadores en línea que permitan determinar como mínimo:

- a) Poder calorífico del gas.
- b) Dióxido de carbono.
- c) Nitrógeno
- d) Oxígeno.
- e) Gravedad específica.
- f) Cantidad de vapor de agua
- g) Sulfuro de hidrógeno y
- h) Azufre total.

En el Punto de Salida el Transportador deberá estar en capacidad...”

En el transcurso de este documento hemos reiterado la naturaleza dinámica y continua de operaciones de suministro y de transporte del Gas Natural. Atendiendo lo anterior, la definición de Punto de Transferencia y lo consignado en el cuadro de Especificaciones de calidad, proponemos el siguiente cambio:

5.2.2.

Numeral 6.3.1 Verificación de la Calidad

Es responsabilidad del Transportador verificar la calidad del gas que recibió. Si no existe una acción de Rechazo el Transportador acepta que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el Productor-Comercializador deberá instalar en los Puntos de Entrada los siguientes equipos, como mínimo:

- a) Cromatógrafo.
- b) Medidor de punto de hidrocarburos “Hydrocarbon Dewpoint Tester”
- c) Higrómetro
- d) Analizador de sulfuro de hidrógeno.
- e) Analizador de azufre total.

En el Punto de Transferencia es responsabilidad del Transportador que adquiere la custodia de gas verificar la calidad del gas que recibió. Si no existe una acción de rechazo el Transportador adquiriente acepta que este cumple con las especificaciones de calidad. Para verificar la calidad del gas, el Transportador podrá acceder a la calidad del

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

Con formato: Numerado + Nivel: 1 +
Estilo de numeración: a, b, c, ... +
Iniciar en: 1 + Alineación: Izquierda +
Alineación: 0 cm + Tabulación
después de: 0,63 cm + Sangría: 0,63

gas en el Punto de Entrada mediante reportes del Transportador que cede la custodia o mediante telemetría de los analizadores del Punto de Entrada. Como mínimo deberá instalar en línea un higrómetro.

El Transportador que recibe en el Punto de Entrada dará aviso inmediato a los Remitentes y demás transportadores involucrados cuando reciba un gas por fuera de especificaciones.

En el Punto de Salida el Transportador deberá estar en capacidad...