

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA DETERMINACIÓN DE LA
DENSIDAD Y PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL, COMO
ESPECIFICACIÓN DE CALIDAD EN LAS ESTACIONES DE GNV.**

**ANDREA REY PINTO
CAROLINA HERRERA MARÍN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
2006**

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA DETERMINACIÓN DE LA
DENSIDAD Y PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL, COMO
ESPECIFICACIÓN DE CALIDAD EN LAS ESTACIONES DE GNV.**

**ANDREA REY PINTO
CAROLINA HERRERA MARÍN**

**Trabajo de investigación para optar el título de:
Ingeniero Químico**

**Director:
Dr. DIONISIO LAVERDE
Profesor UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA
2006**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. CALIDAD DEL GAS NATURAL	5
1.1INTRODUCCIÓN	5
1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS	5
1.3 ESPECIFICACIONES DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL	6
1.3.1 Poder calorífico	6
1.3.1.1 Determinación	6
1.3.2 Densidad	8
1.3.2.1 Determinación	8
1.3.3 Índice de Wobbe	9
1.3.4 Punto de rocío de los hidrocarburos	10
1.3.5 Punto de rocío del agua	10
1.4 FACTORES QUE INCIDEN EN LA CALIDAD DEL GAS	10
1.4.1 Intercambiabilidad	11
1.4.2 Punto de condensación	11
1.4.3 Los hidratos	11
1.4.4 Odoración	12
1.4.5 Otros contaminantes	12
1.5 ESPECIFICACIONES DEL GN PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	13
2. DESARROLLO METODOLÓGICO	15
2.1 REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	16
2.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DENSIDAD Y EL PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL.	16
2.3 BÚSQUEDA DE CORRELACIONES	17

2.4 DISEÑO DEL SOFTWARE	19
2.4.1 Selección del lenguaje	19
2.4.2 Diseño de interfaz gráfica	20
2.4.3 Base de Datos	21
2.5 DESARROLLO DEL SOFTWARE	22
2.5.1 Ecuaciones de correlación	22
2.5.2 Algoritmo del software	25
3. Descripción y validación del software	27
3.1 Requisitos mínimos	27
3.2 Descripción de las interfases del software	27
3.2.1 Introducción de la información	27
3.2.2 Interpolación spline	29
3.2.3 Estimación final de parámetros	29
3.3 Validación de Software	30
CONCLUSIONES	37
RECOMENDACIONES	38
BIBLIOGRAFÍA	39

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema de la metodología utilizada	14
Figura 2. Esquema del diseño del Software	19
Figura 3. Formato de información de los nueve gases de referencia	21
Figura 4. Algoritmo del software.	26
Figura 5. Inicio del software	28
Figura 6. Introducción de información	28
Figura 7. Interpolación Spline	29
Figura 8. Resultados finales	30
Figura 9. Comparación de la Densidad del Cromatógrafo y GNV density and Heating Value a las condiciones establecidas	34
Figura 10. Comparación del peso molecular del cromatógrafo y GNV density and Heating Value	34
Figura 11. Comparación del Hv del cromatógrafo y GNV density and Heating Value	35

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Parámetros de la calidad del gas	15
Tabla 2. Base de datos de nueve mezclas de referencia de gas natural	20
Tabla 3. Datos tomados de las cromatografías de diferentes campos productores de gas	31
Tabla 4. Resultados obtenido en la comparación entre GNV Density and Heatinh Value y la cromatografía	33
Tabla 5. Porcentaje de Confiabilidad de los resultados obtenidos por el Software.	36

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Determinación poder calorífico	42
Anexo B. Determinación de densidad	47
Anexo C. Comparación de estándares internacionales (sae j1616 e iso 15403)	54
Anexo D. Calculo densidad según la norma astm d 1070-85	57
Anexo E. Normatividad nacional (rut)	58
Anexo F. Métodos de ensayo para evaluar la calidad del gas en Colombia	65
Anexo G. Determinación del contenido de agua en el gas	66
Anexo H. Intercambiabilidad de gases	68
Anexo I. Otras correlaciones	82
Anexo J. Interpolación con un spline cúbico	85

RESUMEN

TITULO:

DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD Y PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL, COMO ESPECIFICACIÓN DE CALIDAD EN LAS ESTACIONES DE GNV.*

AUTORES:

ANDREA REY PINTO, CAROLINA HERRERA MARÍN**

PALABRAS CLAVES:

CALIDAD DE GAS NATURAL, PODER CALORÍFICO, DENSIDAD, ESTACIONES DE GAS NATURAL.

DESCRIPCION:

La comercialización del gas natural es basada en la energía entregada al cliente. El valor del gas natural depende de la determinación exacta del índice del flujo de energía. Otro parámetro de calidad es la densidad la cual es importante en las E.G.N.V. con el fin de calcular el volumen real de gas que se distribuye. Para obtener estas propiedades la cromatografía de gas tradicionalmente ha sido usada para generar un ensayo de composición de las muestras del gas. Esta tecnología es demasiado costosa para ser usado por una amplia escala. Por tal razón se desarrolla un software para la determinación de la densidad y el poder calorífico del gas natural, en línea; basado en las correlaciones de Berihing et al. Donde las propiedades de medida de energía pueden ser determinadas con solamente unas medidas deductivas que caracterizan la composición de gas natural sin análisis de composición detallada, estas propiedades son: La velocidad del sonido, la concentración de CO₂ y N₂ a una temperatura y presión conocida. El acercamiento deductivo usa un spline-cúbico apto para ajustar la presión y temperatura de la base de datos de referencia para probar condiciones y una ecuación de regresión para predecir la densidad, el peso molecular y el poder calorífico (basado en el Informe de AGA el No 8 (AGA-8).

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenieras Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Química. Doctor Dionisio Laverde

ABSTRACT

TITLE:

DEVELOPMENT OF A SOFTWARE FOR THE DECISION OF THE DENSITY AND TO BE ABLE CALORIFIC OF THE NATURAL GAS, LIKE SPECIFICATION OF QUALITY IN THE STATIONS OF GNV.*

AUTORS:

ANDREA REY PINTO, CAROLINA HERRERA MARÍN**

KEYWORDS:

QUALITY OF NATURAL GAS, TO BE ABLE CALORFICO, DENSITY, STATIONS OF NATURAL GAS.

DESCRIPTION:

The marketing of the natural gas performs based on the energy dedicated to the client. The value of the natural gas depends on the exact determination of the index of the flow of energy. Another parameter of quality is the density which is important in the E.G.N.V. in order to calculate the real volume of gas that is distributed. To obtain these properties the gas chromatography traditionally has been used to generate a test of composition of the samples of the gas. This technology is too costly to be used by a wide scale. For such a reason a software develops for the determination of the density and the heating value of the natural gas, in line; based on the correlations of Berihing et .al. Where the properties of measurement of energy can be determined by only a few deductive measurements that characterize the composition of natural gas without analysis of detailed composition, these properties are: The speed of the sound, the concentration of CO₂ and N₂ to a temperature and known pressure. The inferential approach uses a cubic-spline fit to adjust the pressure and temperature of the reference database to sample conditions and a regression equation to predict molecular weight and heating value (based on the AGA Report No. 8 (AGA-8) Gross Characterization Method [American Gas Association (1994)].

* Project of Degree

** Faculty of Physical-Chemical Engineers, School of Chemical Engineering. Doctor Dionisio Laverde

INTRODUCCIÓN

En Colombia no se tiene un monitoreo real y constante de la calidad del gas natural en las estaciones de gas natural vehicular (E.G.N.V.), lo cual influye en la medida del volumen real de gas que se le vende al cliente. Los datos de densidad utilizados en estas estaciones son medidos dos veces al año, es decir, no se tiene en cuenta que la densidad del gas está cambiando continuamente, afectando el proceso de calibración de los equipos de distribución.

Una gran parte del gas natural producido en el mundo es usado como combustible, el valor intrínseco del gas se encuentra en la energía combustible química almacenada en sus moléculas de hidrocarburo (Poder Calorífico). Por esta razón, el gas natural típicamente es comprado y vendido basado en la cantidad de energía entregada al cliente. Lamentablemente no hay en este momento ningún medio práctico para medir el flujo de energía y la densidad del gas natural directamente y al instante.

La densidad y el poder calorífico del gas son comúnmente determinados por ensayo de composición. Este ensayo es, en general, un proceso tedioso y costoso, que requiere la recolección de una muestra representativa de gas y el análisis respectivo de la muestra mediante la cromatografía de gas.

Debido a lo anterior, la búsqueda de una técnica que permita determinar la densidad y el flujo de energía de una manera rápida, precisa y a bajo costo, sería una contribución importante y una alternativa a la solución del problema actual.

El gas natural, en gran parte, está compuesto de hidrocarburos de parafina que tienen propiedades que son independientes debido a la estructura molecular similar. Esta interdependencia puede ser explotada para caracterizar la energía del hidrocarburo sin realizar un ensayo de composición detallada. Primero, las concentraciones de diluyente (Nitrógeno y Dióxido de carbono) en una mezcla de gas natural pueden ser cuantificados porque no tienen ningún contenido de energía, aunque estos contribuyen a la masa y cambian las propiedades de caracterización del gas. Estos diluyentes pueden ser medidos con una instrumentación de exactitud menor, ya que normalmente se encuentra en una proporción pequeña en relación a los demás constituyentes de la mezcla de gas natural. Segundo, los componentes hidrocarburos restantes del gas (la mayoría de la mezcla de gas) pueden ser caracterizados por propiedades deductivas sin la diferenciación de especies. Para tal caracterización deductiva es usado el Método de caracterización Gross, descrito en la Asociación Americana de gas (AGA) en el informe N° 8 ^[2], el cual es una ecuación de estado para calcular la densidad del gas natural (Factor de compresibilidad), además, este método puede ser modificado usando otros parámetros de caracterización que pueden ser medidos más fácilmente y menos costosos que los dos parámetros identificados en el informe N°8.

En el desarrollo de la técnica de medida los autores seleccionaron las siguientes propiedades deductivas: la Velocidad del sonido del gas, la concentración de dióxido de carbono y la concentración de nitrógeno. Si la cantidad de dióxido de carbono y nitrógeno en la mezcla de gas natural puede ser cuantificada separadamente, entonces la característica de la velocidad de sonido puede ser usada para caracterizar los componentes del hidrocarburo en total. Las propiedades deductivas son usadas como entradas para una correlación de regresión de datos que calcula las propiedades necesarias, químicas y termodinámicas, tales como el peso

molecular, el valor del poder calorífico en base masa, la densidad estándar, el poder calorífico molar ideal de Gross y el poder calorífico estándar volumétrico, que es el producto de la densidad estándar y el poder calorífico en base masa.

El desarrollo del algoritmo de correlación se puede respaldar con el diseño de un prototipo para medir la temperatura del gas, la presión, la velocidad del sonido y las concentraciones de dióxido de carbono y nitrógeno, los cuales son los datos de entrada al algoritmo, esta unidad se puede construir de componentes disponibles en el comercio. Este prototipo se podría configurar para retirar el gas de una tubería, en los alrededores de un caudalímetro, el gas primero pasa por una válvula de reducción de presión, para luego entrar en el prototipo donde mide las variables de entrada al programa. El prototipo, junto con el programa, resulta ser una herramienta económica para calcular las especificaciones de la calidad del gas requeridas.

El desarrollo exitoso y la aplicación del programa de cálculo de la densidad y medida de la energía, de bajo costo, beneficiará la industria del gas natural. Dependiendo de los resultados del algoritmo se pueden obtener varios usos en la industria del gas natural:

- En las diferentes estaciones de servicio de gas natural vehicular utilizan medidores de CORIOLIS, los cuales son másicos, por lo tanto utilizando la densidad obtenida, se puede calcular el volumen de gas entregado al cliente.
- En el transporte se puede utilizar para obtener el poder calorífico, ya que esta es la principal característica que se utiliza para su comercialización.

- Facilita la transferencia justa de energía de combustible para los motores de gas natural (CNG) en las estaciones de servicio.

1. CALIDAD DEL GAS NATURAL

1.1 INTRODUCCIÓN

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha evolucionado más desde los años 70, la cual actualmente representa la quinta parte del consumo energético mundial. El gas natural es la mezcla de hidrocarburos gaseosos en la que predomina fundamentalmente el metano (en proporción superior al 80%), que se encuentra en la naturaleza en yacimientos subterráneos, bien solo o bien compartiendo los mismos con petróleo.

Los estándares de calidad del gas natural para propósitos generales están basados en el criterio de utilización segura, en una amplia variedad de aplicaciones mientras se mantiene seguro su transporte a través del gasoducto. Por esta razón se han creado normas con el fin de garantizar al consumidor final el gas que recibe, por esto, se establecen límites de calidad de los diferentes parámetros como: Poder calorífico, contenido de azufre, CO₂, N₂, inertes, contenido de agua, temperatura de entrega y material particulado.

1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS

El potencial de energía del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el valor BTU. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el valor BTU del gas natural. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su valor en BTU.

Diversos análisis sobre el valor BTU del gas natural son realizados en cada etapa de la cadena del producto. Se utilizan para esto analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de gas natural, separando el gas natural en sus componentes identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten en valor calorífico bruto en BTU por pie cúbico.

1.3 ESPECIFICACIONES DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL

El objetivo de fijar las especificaciones del gas natural conlleva a garantizar la seguridad de los usuarios mediante una operación eficiente de los equipos, proveer los parámetros para la operación segura, económica y proteger la infraestructura de transporte y distribución. De igual manera, las especificaciones del gas fijan las bases y criterios para el procesamiento y tratamiento eficiente del gas natural.

1.3.1 Poder calorífico ^[7]. El poder calorífico se asocia con la energía que puede suministrar el gas al someterse al proceso de combustión. El poder calorífico mínimo se establece con el fin de satisfacer los requerimientos energéticos del consumidor a un costo comercialmente aceptable. Por ello se hace indispensable una determinación exacta del contenido de BTU'S en el gas. De otra parte, es importante tener en cuenta que los costos de los combustibles intervienen en un alto porcentaje en los costos de producción de las diferentes industrias donde éste energético es utilizado.

1.3.1.1 Determinación. El poder calorífico de una mezcla gaseosa, como lo es el gas natural, se puede calcular conociendo previamente la composición y los poderes caloríficos de los componentes individuales. La composición se determina mediante un análisis cromatográfico para la cuantificación de los componentes. Otra técnica para determinar el poder calorífico es

mediante el uso de calorímetros, equipos que pueden ser instalados en líneas de suministro de gas con el objeto de tener una medición continua del poder calorífico que se esté recibiendo.

La importancia de la medición del poder calorífico recae actualmente sobre los beneficios o dificultades económicas que se puedan presentar. La determinación de la energía del gas natural se está convirtiendo en parte integral del negocio de transmisión y distribución en el mercado actual.

- Poder calorífico superior (PCS): Es el calor desprendido en la combustión completa de una unidad de volumen de gas, considerando el agua producto de la reacción en estado líquido. Sus valores se encuentran típicamente en un rango de 10,45 a 12,8 kWh/ m³.
- Poder calorífico inferior (PCI): Análogo al anterior, pero considerando el agua resultado de la combustión en estado vapor.

Por tanto, la diferencia entre PCS y PCI es igual, por definición, al calor de condensación del vapor de agua resultante de la combustión del combustible. La relación PCI/PCS depende de la proporción de los elementos carbono e hidrogeno presentes en el gas combustible. Para los gases combustibles más usuales, el valor de PCI/PCS ronda el valor de 0,9.

En la práctica, el valor calorífico puede determinarse por medición directa en calorímetros de flujo de agua o de aire, o a partir de la composición del gas, dependiendo del acuerdo a que se llegue entre el comprador y el vendedor. En el caso de contratos de compra-venta es recomendado seguir procedimientos del AGA o ISO.

- Por análisis cromatográfico, según referencia [1]
- Por calorímetros de flujo de agua (ver anexo 1)

- Por calorímetro de flujo de aire (ver anexo 1)

El poder calorífico también puede ser determinado según la norma ASTM D 3588-91, según referencia [10]

1.3.2 Densidad ^[9]. La densidad es otra propiedad intensiva que se determina experimentalmente. En el caso de combustibles gaseosos se utilizan tanto la densidad absoluta (Kg/m^3) como la relativa al aire (adimensional).

- Densidad absoluta: Relación entre la masa de un cuerpo o material y el volumen que ocupa.
- Densidad Relativa o gravedad específica: La densidad relativa es fundamental en la medición del gas debido a que el flujo a través del medidor está afectado de manera importante por este parámetro, y se define como la relación de una sustancia problema y la de otra tomada como patrón. Para los gases la sustancia patrón es el aire seco, a la misma presión y temperatura del gas.

1.3.2.1 Determinación.

- La densidad absoluta o masa volumétrica de un cuerpo, se define como la masa contenida en la unidad de volumen.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1)$$

- La densidad relativa está definida como:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_a} \quad (2)$$

Siendo ρ la densidad absoluta del gas y ρ_a la densidad absoluta del aire, ambas medidas en las mismas condiciones de temperatura y presión.

Si un combustible está formado por n componentes, cuyas densidades relativas son ρ_{ri} , se puede calcular la densidad relativa media del combustible gaseoso, como:

$$\rho_r = \sum_{i=1}^n X_i \rho_{ri} \quad (3)$$

La densidad relativa o gravedad específica se determina por uno de los siguientes métodos, entre otros:

- Pesada directa
- Por cromatografía
- Balanza de Edward
- Gravitómetro de registro continuo
- Gravitómetros cinéticos

Estos métodos están explicados en el anexo 2.

1.3.3 Índice de Wobbe. Expresión que relaciona el poder calorífico superior del gas con la raíz cuadrada de la gravedad específica del gas:

$$W = \frac{H}{\sqrt{S}} \quad (4)$$

Este índice no puede emplearse por sí mismo como un parámetro predictivo de intercambiabilidad. No provee una medición total y completa de la intercambiabilidad. Se emplea para agrupar los gases, en función de su contenido energético.

1.3.4 Punto de rocío de los hidrocarburos. El punto de rocío de hidrocarburos se define como la temperatura a la cual aparece la primera gota observable de líquido hidrocarburo. Esta variable busca prevenir la formación de condensados de hidrocarburos que pudiesen originar problemas de taponamiento, corrosión, falla en los equipos de medición y combustión incompleta, todo ello con severas implicaciones en la seguridad. Este punto de rocío también puede incluir contaminantes como el glicol, aceites y alcoholes.

La condensación de hidrocarburos se puede dar por:

- Condensación Retrógrada: Ocurre cuando una mezcla gaseosa a alta presión y a una temperatura dada pueda entrar en la zona de dos fases, gas y líquido.
- Efecto Joule-Thompson: Ocurre por el efecto de enfriamiento que experimenta el gas natural al disminuir su presión o al fenómeno de expansión o reducción brusca de presión. Existen gráficos que indican la disminución de temperatura del gas en una reducción de presión.

1.3.5 Punto de rocío del agua. Busca prevenir la condensación de agua libre en el sistema y la consiguiente formación de hidratos y la ocurrencia de corrosión en presencia de gases ácidos (CO_2 y H_2S). Se establece como la masa de agua por unidad de volumen de gas o como la temperatura mínima permitida en el gas a una presión específica. El contenido de agua en el gas se puede determinar por cada uno de los métodos descritos en el anexo 7.

1.4 FACTORES QUE INCIDEN EN LA CALIDAD DEL GAS

Hay varios factores que inciden en la calidad del gas, incluyendo su intercambiabilidad, punto de condensación, presencia de hidratos, cantidad de odorantes y concentración de contaminantes.

1.4.1 Intercambiabilidad. Dos gases son perfectamente intercambiables si al reemplazar el uno por el otro, las características de operación del aparato doméstico, comercial o industrial no se modifican. Esta definición implica que para alcanzar una intercambiabilidad perfecta los gases deben tener composición química idéntica, cuestión que en la práctica resulta imposible. Una definición más práctica es la de intercambiabilidad aproximada, la cual admite la utilización de gases de composición diferente en un aparato, siempre que éste opere en un rango satisfactorio (Amell, et al, 1998). (Ver anexo 8)

1.4.2 Punto de condensación. El punto de condensación es la temperatura a la cual el líquido se condensa del gas a una presión determinada. Así, el punto de condensación del agua es la temperatura a la cual ésta se condensa del gas, y el de los hidrocarburos es el punto al cual éstos se condensan. Un punto de condensación más alto indica la presencia de hidrocarburos más pesados o de mayor contenido de agua.

Normalmente en los gasoductos rara vez el gas está completamente seco o saturado. Por eso la presencia de vapor de agua da lugar a problemas tales como: la determinación de la porción de gas seco, el valor calorífico de la mezcla y el valor calorífico del gas seco cuando se conoce el del gas saturado. La máxima presión del vapor de agua en el gas se llama presión de saturación y depende de la temperatura de la mezcla.

1.4.3 Los hidratos. El agua mezclada con hidrocarburos a alta presión lleva a la formación de hidratos, los que ocasionan taponamientos, disminución de la eficiencia del sistema y congelamiento en los reguladores.

La fase líquida del agua puede causar la corrosión y la formación de hidratos del gas en sistemas de transmisión. En combinación con el sulfuro de

hidrogeno y el dióxido de carbono, el agua también puede conducir a corrosión por esfuerzos en las tuberías. Los límites especificados del contenido de agua son diseñados para asegurar que la formación de hidratos y la corrosión excesiva no ocurran en sistemas de tuberías de transmisión.

Por lo tanto, bajo las condiciones de baja temperatura y alta presión que se encuentran en las estaciones de regulación, a veces se inyecta alcohol en la corriente de gas, o se calienta el gas para evitar la formación de hidratos.

1.4.4 Odoración. El gas natural carece de olor, color y sabor en su estado natural. Por motivos de seguridad se agrega un olor distintivo al gas para que la gente percate su presencia en caso de una fuga. Generalmente el odorante es una mezcla de compuestos que contiene azufre, como mercaptanos y sulfatos, que brindan al gas su olor característico.

1.4.5 Otros contaminantes. El gas natural en los sistemas de gasoductos no debe contener condensados, arena, polvo, aceite lubricante de los compresores u otras impurezas en cantidades que puedan interferir con la eficiente operación de los gasoductos o redes de distribución, con la medición o con el uso comercial del gas. En caso de presentarse se deben tomar medidas conducentes a la identificación del material contaminante y la fuente para tomar las medidas correctivas del caso.

Los contaminantes en una corriente de gas natural pueden incluir Dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), azufre y partículas volátiles.

- Nitrógeno: Este compuesto es bastante inerte y no contribuye al poder calorífico del gas.
- El dióxido de carbono (CO_2): No agrega al valor calorífico del gas. Debido a su densidad, el CO_2 aumenta los costos de transporte. En presencia

del agua, el dióxido de carbono forma un ácido carbónico débil que resulta corrosivo. El CO_2 , a una concentración mayor al 2% por volumen, es inaceptable.

- El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas extremadamente tóxico e inflamable que huele a huevos podridos a bajas concentraciones. Con una mayor concentración, el H_2S vence el olfato de tal forma que ya no se puede detectar. Es extremadamente corrosivo en tuberías y equipos húmedos, pues forma ácido sulfúrico (H_2SO_4) en contacto con el agua.
- El azufre es un producto no deseado en el gas porque puede formar sulfuro de hidrógeno. Como se ha descrito anteriormente, el H_2S puede formar un ácido capaz de ocasionar resquebrajamientos de tensión y corrosión en tuberías de acero, y es extremadamente peligroso.
- Las partículas incluyen polvo y otras basuras corrientes del gas. Son abrasivos, afectan la precisión de medición, y tienden a fomentar la formación de hidratos. Generalmente son eliminados del gas por medio de filtros.

1.5 ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El rastreo de la calidad del gas es un componente integral en la medición del gas natural. Una de las principales responsabilidades de transportadores y distribuidores de gas es conocer y asegurar la calidad del gas que se transporta y se distribuye. El hecho de monitorear la calidad del gas permite identificar oportunamente contaminantes líquidos o sólidos que puedan ocasionar problemas en los sistemas de medición o problemas operativos.

Para asegurar que el motor opere exitosamente con respecto al desempeño, las emisiones y la durabilidad, debe existir correspondencia entre la

especificación del combustible de certificación, la especificación del combustible comercial y las especificaciones de los fabricantes de motores. Para ajustar los requerimientos del motor de GNV y sus aplicaciones en vehículos, se han establecido un número considerable de estándares internacionales entre los que se tienen SAE J1616 (el más usado) e ISO 15403, (ver anexo 3). Los parámetros internacionalmente aceptados y sus límites se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de la calidad del gas.

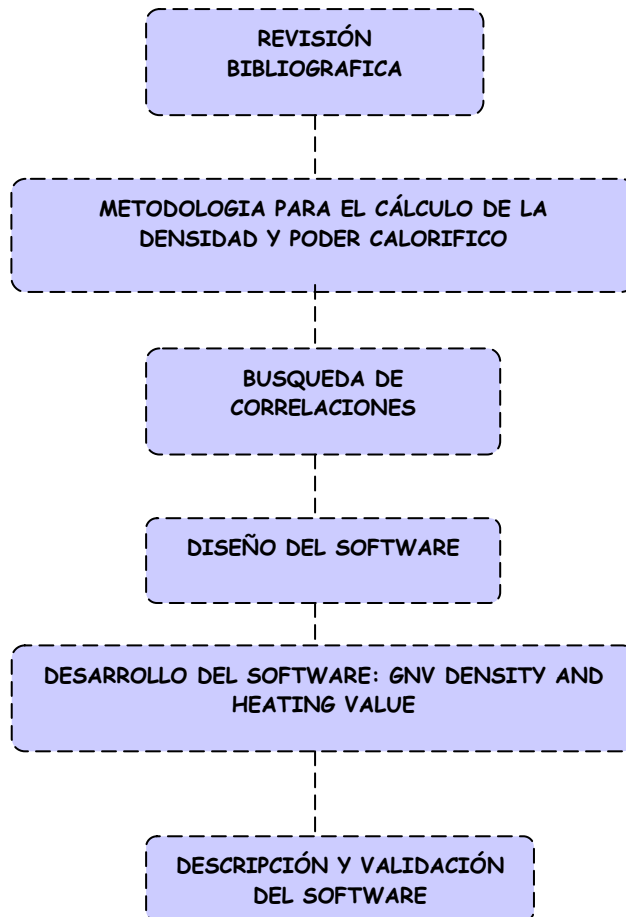
Especificación	Limites
H ₂ S	23mg/m ³ (0.25 granos/100scf)
Agua	65mg/m ³ (7Lb/MMpc)
CO ₂	2% en vol.
O ₂	0.4% en vol.
S	115 mg/m ³ (125granos/100scf)
Punto de rocío Hidrocarburos	-10°C a presión de operación
Valor calorífico	36 MJ/m ³

El reglamento único de transporte del gas natural –RUT-(resolución CREG No.071 de 1999) ha definido en el numeral 6.3, calidad del gas, las especificaciones que debe cumplir este energético al ser entregado al transportador por el agente, en el punto de entrada del sistema de transporte y por el transportador en el punto de salida. Estas especificaciones se muestran en una tabla comparativa entre Colombia y diferentes países. Ésta y algunos de los incisos existentes en el **RUT** con respecto a la calidad del gas pueden ser vistos en el anexo 5. En Colombia existen diferentes métodos de ensayo para la caracterización del gas natural siguiendo la normas internacionales ISO Y ASTM , donde se describe la forma de determinar cada uno de los parámetros de calidad.(Ver anexo 6).

2. DESARROLLO METODOLÓGICO

La realización del software comprendió diferentes etapas metodológicas, a través de las cuales se logró recopilar información necesaria para el desarrollo de esta herramienta computacional para la determinación de la densidad y poder calorífico del gas natural, en línea, como especificación de calidad, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Esquema de la metodología utilizada.



2.1 REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

Inicialmente se llevó a cabo una amplia búsqueda de información acerca de la calidad del gas natural en Colombia y en el mundo, profundizándose en los parámetros, especificaciones y equipos utilizados para determinar la calidad del gas natural en Colombia. Esta revisión bibliográfica permitió analizar todos los factores considerados en los estudios previos realizados por diversos autores. A través de esto se logró identificar la necesidad de un monitoreo constante de la densidad y el contenido energético del gas natural.

La investigación fue complementada con artículos especializados en la medición de las propiedades del gas natural, como parámetros de calidad para su transporte y distribución, realizadas por el SOUTHWEST RESEARCH INSTITUTE San Antonio, Texas, USA

2.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA DENSIDAD Y EL PODER CALORÍFICO DEL GAS NATURAL

La revisión bibliográfica permitió definir los pasos a seguir para alcanzar los objetivos del proyecto. La realización del software llamado “**GNV density and heating Value**” comprendió la creación de una base de datos de nueve mezclas de gas natural por medio del programa de computación Lomic SonicWare, que utiliza un método de composición detallado para calcular las propiedades para cada una de las nueve mezclas de gas de referencia, según lo estipulado en [3]. Con esta información y las correlaciones encontradas se determinaron los valores de densidad y poder calorífico reales.

Los resultados obtenidos generaran una base sólida para la aplicación del **GNV density and heating value**, en las estaciones de GNV.

2.3 BÚSQUEDA DE CORRELACIONES

Las correlaciones que describen el proceso de determinación de la densidad y poder calorífico del gas natural fueron seleccionadas de estudios realizados por investigadores del tema, junto con los parámetros reportados por los mismos en los respectivos artículos y en las normas establecidas por diferentes instituciones como: American Gas Association (AGA) Gas Processors Association (GPA), según referencia[5] y American Society for Testing and Materials (ASTM).

El AGA en su informe N°8 describe el “Método de caracterización de Gross, ecuación de estado para el factor de compresibilidad”, en el cual se encuentran las ecuaciones, constantes y parámetros necesarios para calcular factores de compresibilidad para mezclas de gas natural. La ecuación aplicada es un modelo tipo virial, basada en el trabajo de Schouten et.al. (1990). El método usa un rango de poder calorífico, densidad relativa, y datos de contenido de diluyente de gas natural como parámetros de caracterización de Gross en lugar de la composición detallada del gas natural. El método de caracterización de Gross aproxima una mezcla de gas natural tratándolo como una mezcla de tres componentes: un componente de hidrocarburo equivalente, N_2 y CO_2 . El hidrocarburo equivalente, CH, es usado para representar colectivamente todos los hidrocarburos encontrados en la mezcla de gas. El N_2 y CO_2 son los componentes diluyentes. Según referencia [2].

Otra norma revisada fue la ASTM D3588-91 “práctica estándar para calcular, poder calorífico, factor de compresibilidad y densidad relativa de combustibles gaseosos”. Esta norma tiene documentos referenciados en GPA Standard, según referencia [4].

Esta práctica cubre procedimientos para cálculos de análisis compositivo y de las siguientes propiedades de la mezcla de gas: poder calorífico, densidad relativa y factor de compresibilidad en condiciones estándar (14.696 psi y 60°F). Es aplicable a todos los tipos comunes de combustibles gaseosos de utilidad.

(Todas las anteriores correlaciones se encuentran en el anexo 9.)

En el trabajo publicado por Behring et.al. (1999), se desarrollaron unas correlaciones de regresión que predicen la medida de energía y propiedades del gas natural, con exactitud equivalente a un ensayo de composición detallada, basándose en los informes reportados en el AGA 8 y AGA 10, y en nueve mezclas de gases de referencia escogidos de una población de 102 composiciones de mezclas de gas, estos nueve gases se caracterizan por: tener tres mezclas de gas de referencia con 0% de CO₂ y N₂, para cada una de las tres mezclas se reduce la concentración de mezcla de hidrocarburo de 100 a 94% y se agrega 2% de CO₂ y 4% de N₂, luego se invierten las concentraciones agregando 4% de CO₂ y 2% de N₂, con esto se obtienen las nueve mezclas de gas de referencia como se observa en la Tabla 2.

Para poder obtener información detallada de la densidad y de la velocidad del sonido de estos nueve gases a diferentes condiciones de temperatura (20 a 150 °F ; 266.4833 a 338.7055 K) y presión (14.7 a 1400 psi ; 101352.9322 a 9652660.21044 Pa), se requirió de la ayuda del software LomicSonic Ware^[3], el cual permitió calcular estas propiedades para diferentes composiciones de gas. Estas fueron las correlaciones escogidas para calcular la densidad y el poder calorífico, ya que permiten realizarlo al mismo tiempo y sin la necesidad de conocer un análisis de composición detallada de la muestra de gas.

Tabla 2. Base de datos de nueve mezclas de referencia de gas natural

# ID	40_00_00	40_02_04	40_04_02	26_00_00	26_02_04	26_04_02	49_00_00	49_02_04	49_04_02
S std (ft/s)	1441.37	1399.16	1385.36	1385.91	1350.75	1338.19	1311.74	1285.18	1274.19
P std (lb _m /ft ³)	0.04287	0.04559	0.04645	0.04585	0.04839	0.04924	0.05037	0.05264	0.05349
PM	16.2018	17.2304	17.5504	17.3184	18.2800	18.6000	19.0165	19.8763	20.1962
Hv (BTU/ft ³)	1023.0	961.5	961.6	1083.8	1018.7	1018.8	1176.3	1105.6	1105.7
Nitrogeno (%)	0.00	4.00	2.00	0.00	4.00	2.00	0.00	4.00	2.00
Dioxido de Carbono (%)	0.00	2.00	4.00	0.00	2.00	4.00	0.00	2.00	4.00
Metano (%)	99.2331	93.2791	93.2791	93.3664	87.7644	87.7644	85.3147	80.1958	80.1958
Etano (%)	0.5209	0.4897	0.4897	5.0959	4.7902	4.7902	9.7450	9.1603	9.1603
Propano (%)	0.1623	0.1525	0.1525	0.9636	0.9058	0.9058	3.6505	3.4315	3.4315
i-Butano (%)	0.0359	0.0337	0.0337	0.1999	0.1879	0.1879	0.636	0.5979	0.5979
n-Butano (%)	0.0239	0.0225	0.0225	0.1333	0.1253	0.1253	0.424	0.3986	0.3986
i-Pentano (%)	0.00951	0.00894	0.00894	0.09869	0.09277	0.09277	0.11217	0.10544	0.10544
n-Pentano (%)	0.00634	0.00596	0.00596	0.0658	0.06185	0.06185	0.07478	0.07029	0.07029
n-Hexano (%)	0.0058	0.0052	0.0052	0.0478	0.0449	0.0449	0.0334	0.0314	0.0314
n-Heptano(%)	0.0016	0.0152	0.0152	0.0276	0.0259	0.0259	0.0083	0.0078	0.0078
n-Octano(%)	0.0009	0.0009	0.0009	0.0011	0.001	0.001	0.0011	0.0011	0.0011

2.4. DISEÑO DEL SOFTWARE

2.4.1 Selección del lenguaje. Debido a una búsqueda exhaustiva de diferentes herramientas y lenguajes de programación existentes, entre las que se destacan: Visual Basic, Java, C++ y Matlab y teniendo en cuenta la gran complejidad matemática a la cual está expuesto este software, se ha escogido Matlab, como la herramienta de desarrollo debido a que es un entorno de computación técnica que posibilita la ejecución del cálculo numérico y simbólico en forma rápida y precisa, acompañado de características gráficas y de visualización avanzada, aptas para el trabajo científico y de ingeniera.

Presenta un lenguaje de programación de muy alto nivel, basado en vectores y matrices. Además, el entorno básico de MATLAB se complementa con una amplia colección de “toolboxes” que contiene funciones específicas para determinadas aplicaciones en diferentes ramas de la ciencia y la ingeniería.

Su simplicidad al no requerir de ningún tipo de comando para la declaración de variables numéricas, vectoriales o matriciales, además de todas sus operaciones matriciales preestablecidas, hace de esta plataforma una herramienta muy poderosa para el tratamiento del sistema de ecuaciones.

2.4.2 Diseño de interfaz gráfica. Para el diseño gráfico de esta herramienta informática, se ha planteado la creación de tres ventanas, cada una realizando una labor específica como se observa a continuación:

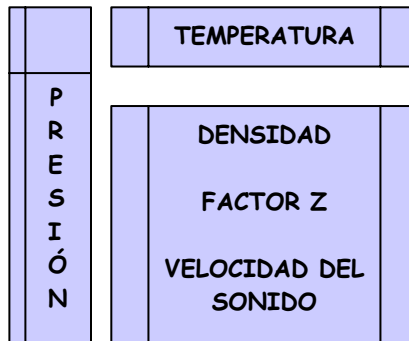
Figura 2. Esquema del diseño del Software



Las líneas de unión entre cada ventana representan la comunicación de la información. La primera ventana tiene como función la introducción de la información por parte del usuario, la cual consta de la concentración de nitrógeno, dióxido de carbono, temperatura, presión y velocidad del sonido del gas en estudio. La segunda ventana consiste en la interpolación tipo spline usando las nueve mezclas de gases. En la tercera ventana se obtienen los resultados finales entre los que se destacan la densidad y el poder calorífico en base masa y volumen del gas.

2.4.3 Base de Datos. Para el almacenamiento de la información adquirida por el software Lomic SonicWare, se desarrolló un archivo de compilación (.mat) para cada uno de los gases en los cuales se almacenan los datos de: Densidad, factor Z y velocidad del sonido en un formato como el que se observa en la Figura 3.

Figura 3. Formato de información de los nueve gases de referencia.



Cada archivo tiene como nombre la referencia de cada gas y se encuentra almacenado en la misma dirección del software.

2.5 DESARROLLO DEL SOFTWARE

2.5.1 Ecuaciones de correlación. El desarrollo del software “**GNV Density and Heating Value**”, comenzó con una identificación de las variables que influían en la determinación de la densidad y poder calorífico del gas natural. Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Se creó una base de datos de nueve mezclas de gas natural, necesarias para el desarrollo de las correlaciones de Behring et.al, la cual consta de información sobre la velocidad del sonido, factor Z, densidad de estos gases a diferente presión y temperatura, como ya se mencionó anteriormente.
2. Los diluyentes predominantes en la mezcla de gas natural son el N_2 y el CO_2 , estos no tienen ningún contenido de energía, aunque añaden masa y cambian las propiedades de caracterización del gas.
3. En el desarrollo del programa se seleccionaron las siguientes propiedades deductivas: la velocidad del sonido del gas, la concentración de CO_2 y la concentración de N_2 . La cantidad de CO_2 y N_2 en una mezcla de gas se cuantifica separadamente, y la característica de la velocidad del sonido se usa para caracterizar los componentes del hidrocarburo en total.
4. Las variables de proceso requeridas como entradas para los cálculos del algoritmo de correlación de datos deben ser medidas con exactitud.
5. El peso molecular es una propiedad química, por lo tanto es independiente de la presión y la temperatura.
6. La densidad y la velocidad del sonido varían fácilmente como una función de presión y temperatura.

Se tomaron así, las siguientes ecuaciones:

❖ **Densidad Calculada**

$$\rho_{calc} = \left(A_{\rho} + B_{\rho} / S + C_{\rho} / S^2 \right) * \left(1 + D_{\rho} * X_{CO2} + E_{\rho} * X_{N2} \right) \quad (5)$$

$$D_{\rho} = D_1 + \frac{D_2}{S} + \frac{D_3}{S^2} \quad (5.a) \quad E_{\rho} = E_1 + \frac{E_2}{S} + \frac{E_3}{S^2} \quad (5.b)$$

S= Velocidad del sonido del gas

$A_{\rho}, B_{\rho}, C_{\rho}, D_{\rho}$ y E_{ρ} = Coeficientes Calculados a partir de la base de datos de las nueve mezclas de gas de referencia.

❖ **Densidad Estándar**

$$\rho_{Std} = \left(A_{\rho} + \frac{B_{\rho}}{S_{Std}} + \frac{C_{\rho}}{S_{Std}^2} \right) * \left(1 + D_{\rho} * X_{CO2} + E_{\rho} * X_{N2} \right)$$

(6)

$$D_{\rho} = D_1 + \frac{D_2}{S_{Std}} + \frac{D_3}{S_{Std}^2} \quad (6.a); \quad E_{\rho} = E_1 + \frac{E_2}{S_{Std}^2} \quad (6.b)$$

$A_{\rho}, B_{\rho}, C_{\rho}, D_{\rho}$ y E_{ρ} = Coeficientes calculados a partir de las composiciones de gas de referencia, reportados según Behring et.al. (1999).

$$A_{\rho} = -2.96476e^{-3} ; B_{\rho} = 2.67159e^1 ; C_{\rho} = 5.67358e^4$$

$$D_1 = 1.24381e^{-2} ; D_2 = -2.13555e^1 ; D_3 = 1.02455e^4$$

$$E_1 = 7.03503e^{-3} ; E_2 = -1.12843e^1 ; E_3 = 4.95709e^3$$

❖ **Peso Molecular**

$$MW_{calc} = \left(A_{MW} + B_{MW} / S + C_{MW} / S^2 \right) * \left(1 + D_{MW} * X_{CO2} + E_{MW} * X_{N2} \right) \quad (7)$$

$$D_{MW} = D_{MW1} + \frac{D_{MW2}}{S} + \frac{D_{MW3}}{S^2} \quad (7.a)$$

$$E_{MW} = E_{MW1} + \frac{E_{MW2}}{S} + \frac{E_{MW3}}{S^2} \quad (7.b)$$

❖ **Poder Calorífico Base-Masa**

$$H_m = \left(\frac{A + B * MW_{HC}}{MW} \right) \quad (8)$$

$$MW_{HC} = MW - \left[\frac{X_{CO_2}}{100} * 44.010 \right] - \left[\frac{X_{N_2}}{100} * 28.0134 \right] \quad (8.a)$$

$$B = B_0 + B_1 * / S_{std} \quad (8.b)$$

$$B_1 = B_2 + B_3 * X_{N_2} + B_4 * X_{CO_2} \quad (8.c)$$

H_m = Poder Calorífico base masa

MW_{HC} = Peso molecular del hidrocarburo

MW = Peso molecular de la mezcla

$A = 54343.048$

X_{CO_2} = Concentración de Dióxido de carbono (%molar)

X_{N_2} = Concentración de Nitrógeno (%molar)

S_{std} = Velocidad del sonido estándar

B_0, B_1, B_2, B_3 y B_4 = Coeficientes calculados de la base de datos de nueve mezclas de gas natural, reportados por Behring et.al. (1999) como:

$B_0 = 20442.406$

$B_3 = -0.002523803$

$B_2 = 0.04552871$

$B_4 = -0.02568212$

❖ **Poder calorífico Base volumen**

$$H_v = H_m * \rho_{std} \quad (9)$$

H_v = Poder Calorífico Base Volumen

H_m = Poder Calorífico Base Masa

ρ_{std} = Densidad estándar

❖ Velocidad Del Sonido Estándar

$$S_{Std} = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4C(A - MW)}}{2C} \quad (10)$$

Donde:

$$A = A_0 + A_1 * X_{N_2} + A_2 * X_{CO_2} \quad (10.a) \quad ;$$

$$B = B_0 + B_1 * X_{N_2} + B_2 * X_{CO_2} \quad (10.b)$$

$$C = C_0 + C_1 * X_{N_2} + C_2 * X_{CO_2} \quad (10.c)$$

Los coeficientes reportados por Behring et.al. (1999), para estas ecuaciones fueron:

$$\begin{aligned} A_0 &= 89.59987 \quad , \quad A_1 = 0.2595616 \quad , \quad A_2 = 0.8420112 \\ B_0 &= -0.08303539 \quad , \quad B_1 = -3.57614e^{-4} \quad , \quad B_2 = -1.20199e^{-3} \\ C_0 &= 2.22787e^{-5} \quad , \quad C_1 = 1.37342e^{-7} \quad , \quad C_2 = 4.51462e^{-7} \end{aligned}$$

❖ Cantidad de Energía

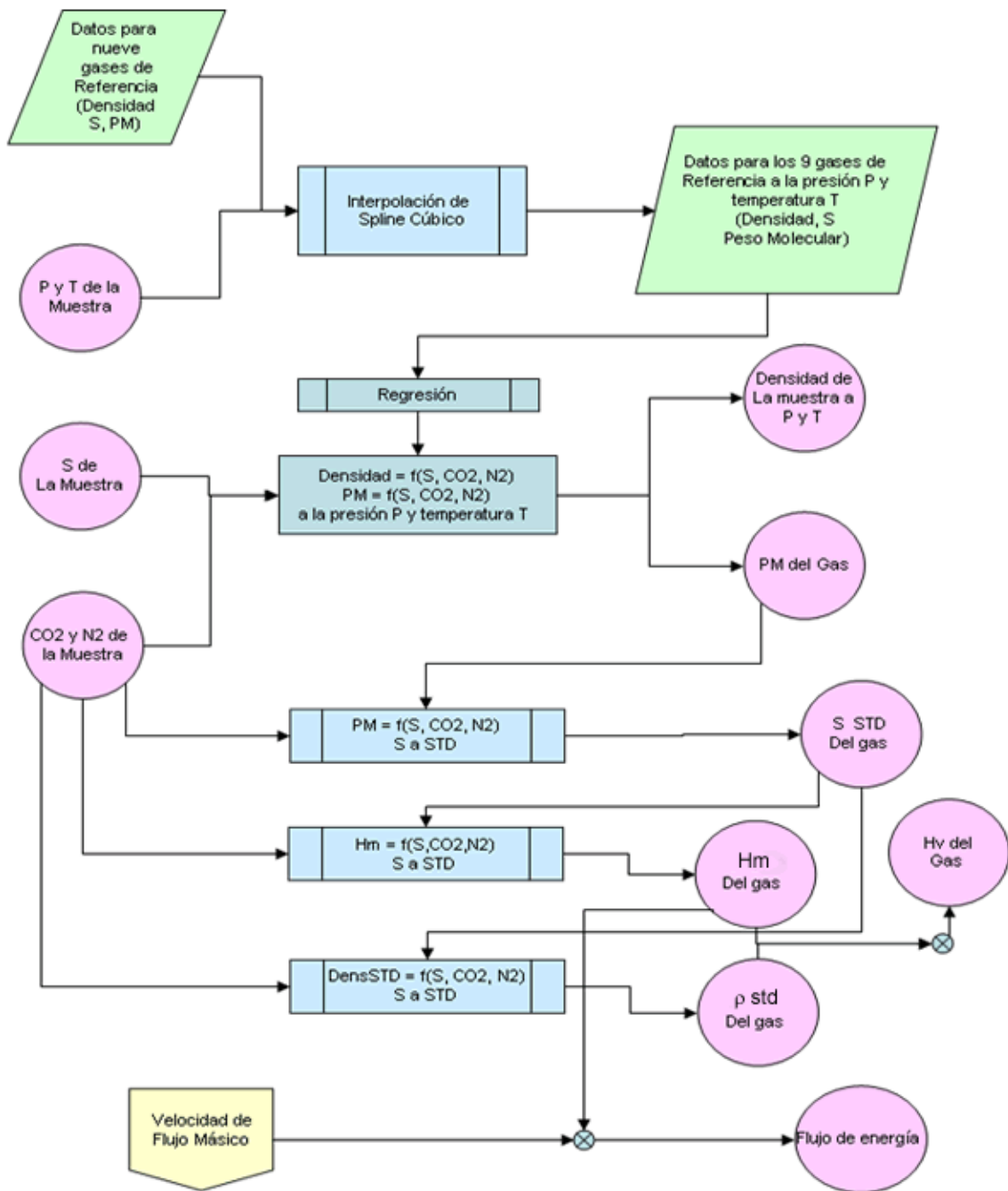
$$Q_{Energy} = H_m * Q_m \quad (11)$$

Donde: H_m = Poder calorífico base masa.

Q_m = Flujo de masa medido por un medidor de flujo.

2.5.2 Algoritmo del software. Basados en las ecuaciones numéricas vistas anteriormente se ha planteado el siguiente algoritmo.

Figura 4. Algoritmo del software



3. DESCRIPCIÓN Y VALIDACIÓN DEL SOFTWARE

En este capítulo se describe la forma en que funciona el software, las ventanas de las cuales consta y los resultados finales que entrega esta herramienta. Finalmente se hará una validación del software con resultados reales de cromatografías de gases nacionales.

3.1 REQUISITOS MÍNIMOS

El software “GNV Density and Heating Value” requiere de la plataforma Matlab 7.0. Por su parte, Matlab 7.0 exige para su correcto funcionamiento unas características mínimas básicas. Basta con disponer de un PC compatible con microprocesador Pentium IV para trabajar sobre Windows 2000 o XP, con tarjeta gráfica VGA y monitor de color. También son imprescindibles 128MB de memoria Ram, disco duro con un espacio de 1GB si se va a utilizar todo el sistema.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INTERFASES DEL SOFTWARE

La primera ventana del software consta de una presentación inicial de esta herramienta, describiendo su uso primordial sobre la industria del gas.

3.2.1 Introducción de la información. Para lograr una mejor familiaridad de esta herramienta con los equipos industriales usados, se han colocado diferentes tipos de controles análogos a los instrumentos de medición reales como son: diales y deslizadores etc. Con los diales se manipulan la concentración de nitrógeno, dióxido de carbono y velocidad del sonido; con los deslizadores se manipula la presión y temperatura. Después de ingresar los datos presiona el botón “interpolación” para empezar la misma. Estos

además permiten mantener un control rígido sobre los intervalos de las variables de entrada, los cuales son restringidos por la base de datos de referencia.

Figura 5. Inicio del software

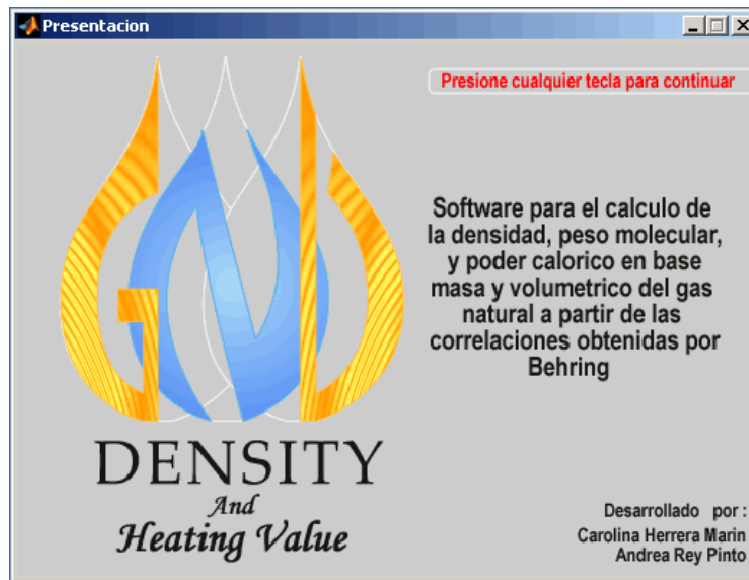
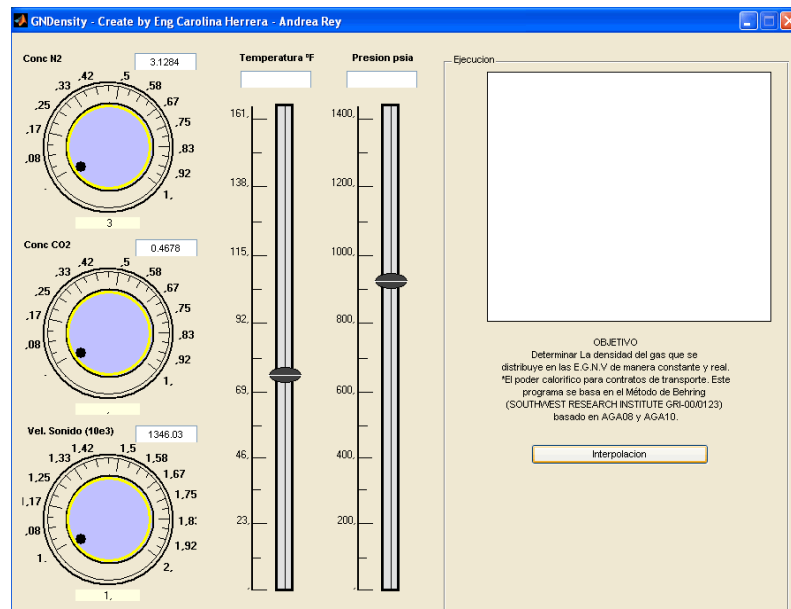
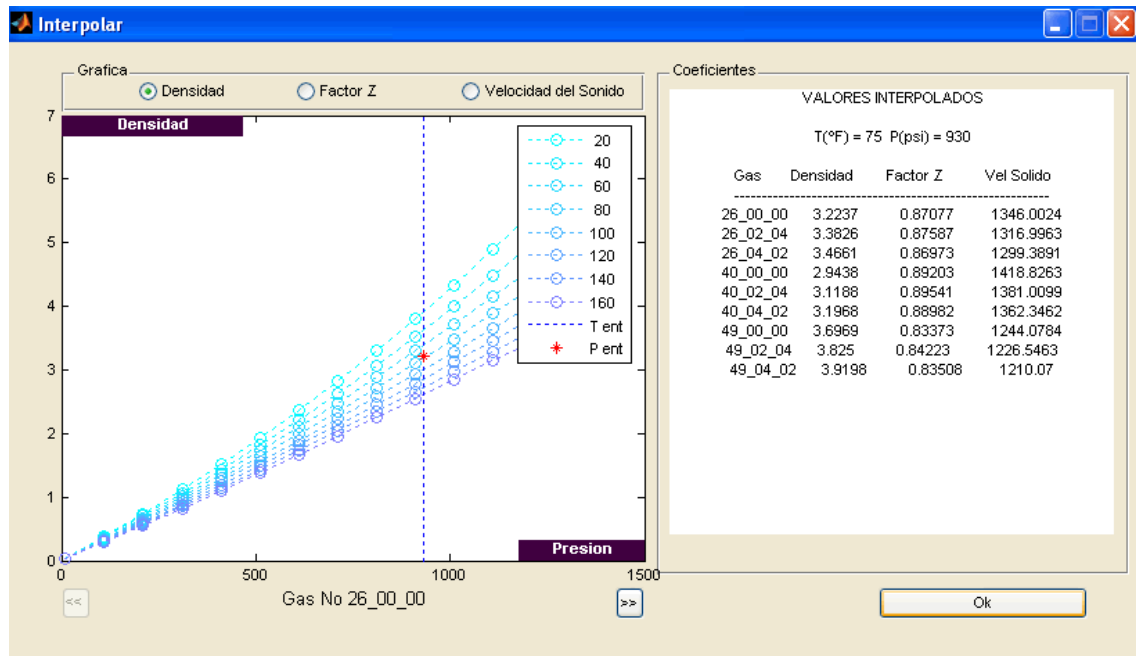


Figura 6. Introducción de información



3.2.2 Interpolación Spline. La ventana de interpolación spline se requiere para obtener las propiedades de los nueve gases a diferentes condiciones de temperatura y presión, a partir de la base de datos de referencia, la cual es requerida en las correlaciones de Behring et.al. (1999). Esta ventana permite una visualización de la base de datos en forma gráfica, mostrando en forma precisa el punto de interpolación desarrollado por el método spline (Ver anexo 11). Esta venta muestra la variación de la densidad, factor Z, y la velocidad del sonido de la mezcla de gas como una función de la temperatura y la presión.

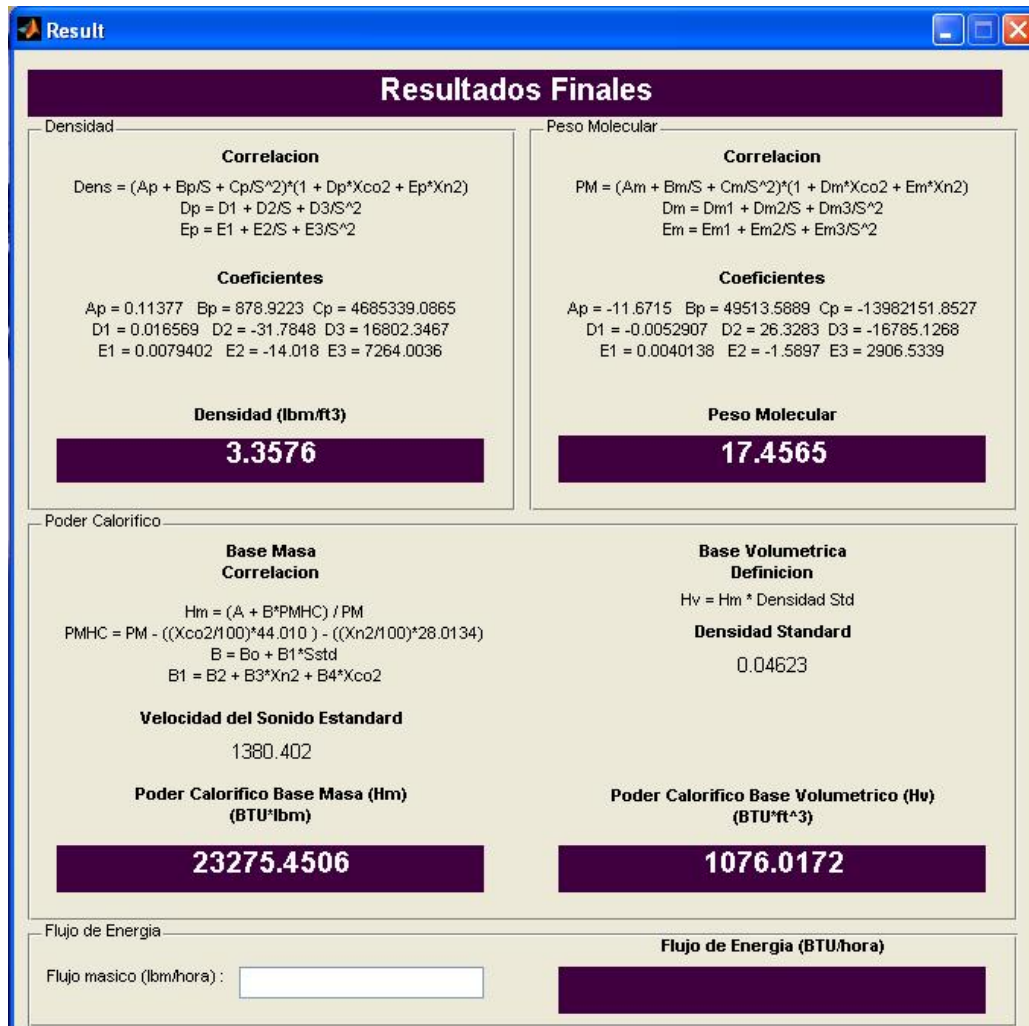
Figura 7. Interpolación Spline



3.2.3 Estimación final de parámetros. Esta última ventana muestra los coeficientes hallados a partir de los métodos de ajuste no lineal de las correlaciones de Behring y además los resultados finales alcanzados de acuerdo a las condiciones iniciales introducidas. En la parte superior se observa la densidad y el peso molecular, a las condiciones iniciales establecidas, en la parte inferior se muestra el poder calorífico base masa y

volumen calculado a condiciones estándar, así como el flujo de energía, que será función del flujo másico medido y su valor introducido en la casilla de texto inferior.

Figura 8. Resultados finales



3.3 VALIDACIÓN DEL SOFTWARE

Con el propósito de validar los resultados obtenidos por el software, se plantearon unas pruebas estadísticas, las cuales consistían en comparar los

resultados alcanzados por el software y los datos reportados por un cromatógrafo de gas calibrado. Para ello se establecieron como muestra las cromatografías de seis gases de diferentes campos de producción nacional, variando en diferentes proporciones el contenido de metano, nitrógeno y dióxido de carbono. (Ver anexo 11).

Tabla 3. Datos tomados de las cromatografías de diferentes campos productores de gas

Nombre Gas	% CO2	% N2	P (psia)	T (°F)	Vel Sonido (ft/s)	ρ (lbm/ft ³)	PM	Hv (BTU/ft ³)	G _E	Z
CPF Cusiana	5.14	0.64	1196	90	1182.69	5.3790	21.15	1141.5	0.730	0.797
Estación Apiay	5.12	0.61	1161	92	1175.2062	5.2334	21.36	1151.7	0.738	0.801
Estación Apiay	2.92	1.03	643	90	1272.0494	2.3767	19.58	1106.8	0.676	0.898
Estación Apiay	4.05	0.99	1604	96	1249.4226	7.1545	20.51	1129	0.708	0.771
COV	4.21	0.79	1381	89	1208.604	6.2346	20.69	1137.6	0.714	0.778
Estación USME	4.76	0.71	432	86	1194.944	1.7613	20.98	1141	0.725	0.913

FUENTE: ECOGAS

Nota 1: La densidad fue calculada a partir de la gravedad específica y el factor de compresibilidad, reportado por la cromatografía.

Posteriormente a la escogencia de estos gases, se introdujo la información dentro del software para calcular los resultados finales con esta herramienta.

En la tabla 4 se observa esta comparación con cada uno de los gases escogidos, determinando el % de error para cada una de las variables.

En cuanto a la estimación de parámetros se obtuvieron resultados siempre del mismo orden de magnitud y muy cercanos entre sí.

De acuerdo con la tabla 4, se observan unos valores de varianza y desviación estándar muy pequeños, para cada una de las variables, lo cual demuestra que no hay una diferencia significativa entre los datos reportados por la cromatografía y los calculados por el software.

Tabla 4. Resultados obtenido en la comparación entre “ GNV Density and Heating Value” y la cromatografía

No Gas	Nombre	%N2	%CO2	P(PSIA)	T(°F)	Vel Son (ft/s)	Cromatografía			Software			Error Rel Densidad	Error Rel PM	Error Rel Hv
							Densidad (lbm/ft3)	PM	Hv(BTU/ft3)	Densidad(lbm/ft3)	PM	Hv(BTU/ft3)			
1	CPF Cusiana	0.64	5.14	1196	90	1182.69	5.3790	21.15	1141.5	5.4363	21.1439	1151.361	0.01065254	0.00028842	0.00863863
2	Estacion Apiai	0.61	5.2	1161	92	1175.2062	5.2334	21.36	1151.7	5.2894	21.3488	1161.7018	0.0107005	0.00052434	0.00868438
3	Estacion Apiai	1.03	2.92	643	90	1272.0494	2.3767	19.58	1106.8	2.3753	19.586	1115.9094	0.00058905	0.00030644	0.00823039
4	Estacion Apiai	0.99	4.05	1604	96	1249.4226	7.1545	20.51	1129	7.2164	20.5175	1138.8147	0.0086519	0.00036568	0.00869327
5	COV	0.79	4.21	1381	89	1208.604	6.2346	20.69	1137.6	6.2989	20.6908	1147.6443	0.01031341	3.8666E-05	0.00882938
6	Estacion USME	0.71	4.76	432	66	1194.944	1.7613	20.98	1141	1.7715	20.9878	1151.2991	0.00579118	0.00037178	0.00902638
Promedio												0.0077831	0.00031589	0.00868374	
Var												1.5925E-05	2.5351E-08	6.9252E-08	
Dstd												0.0039906	0.00015922	0.00026316	

Con la información anterior se generaron las siguientes gráficas:

Figura 9. Comparación de la Densidad del Cromatografo y GNV Density and Heating Value a las condiciones establecidas

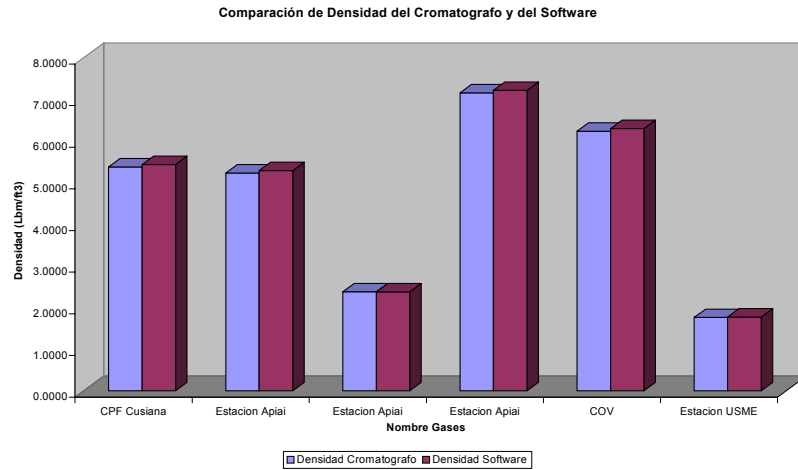


Figura 10. Comparación del peso molecular del cromatógrafo y GNV Density and Heating Value.

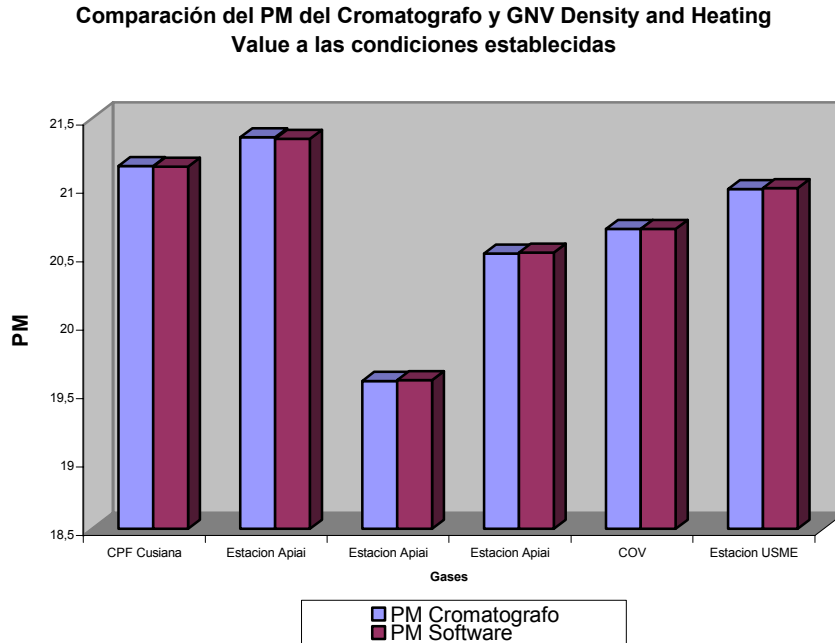
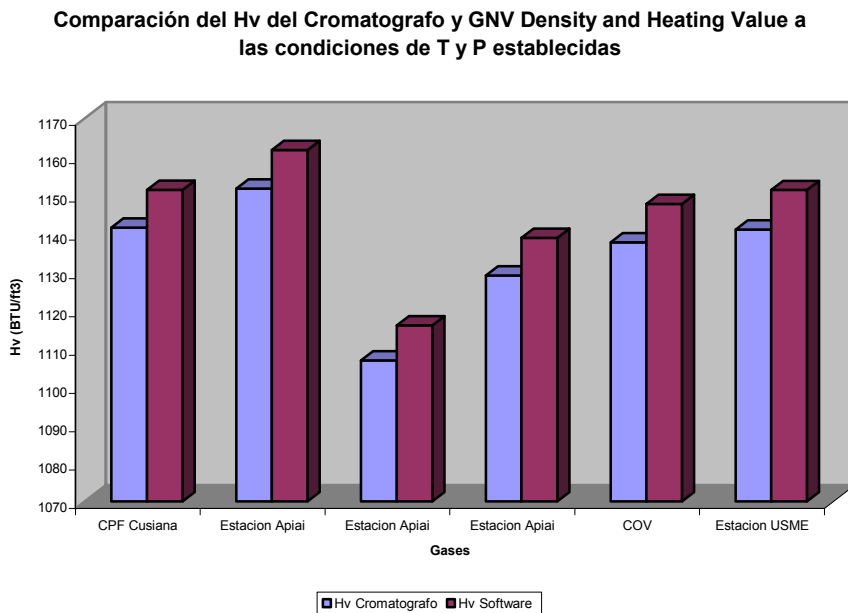


Figura 11. Comparación del Hv del cromatógrafo y GNV Density and Heating Value



En la figura 9, se observa una variación muy pequeña, alrededor del 0.8% de la densidad, lo cual se puede atribuir al margen de error existente en las correlaciones. Con respecto a la figura 10, no se observa una variación significativa del peso molecular entre la cromatografía y **GNV Density and Heating Value**, debido a que el peso molecular es una propiedad química, independiente de las condiciones de presión y temperatura.

La figura 11 muestra una variación alrededor del 0.9% del poder calorífico base volumen, presentándose un error repetitivo en magnitud en los datos calculados. Esto podría atribuírsele al posible error en la medición de éste dato, reportado por la cromatografía y a la inferencia de error de las correlaciones en el momento de su creación.

Se analizaron los resultados obtenidos entre el cromatógrafo y el software, obteniendo un porcentaje de confiabilidad, basado en el error relativo de los ensayos, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5. Porcentaje de Confiabilidad de los resultados obtenidos por el software

Parámetro	Error Relativo Promedio	% de Error	Confiabilidad
Densidad	0.0077831	0.77%	99.2216%
PM	0.00031589	0.031%	99.9684%
Hv	0.00868374	0.8683%	99.1316%

De acuerdo a la tabla anterior, se observan porcentajes de Confiabilidad alrededor del 99% en cada una de las variables de interés, lo cual asegura una buena Confiabilidad en el software que se desarrolló, para la estimación de cada uno de estos parámetros.

CONCLUSIONES

El software "GVN Density and Heating Value" es una herramienta útil para tener un monitoreo constante de la variación de la densidad en las E.G.N.V y de la energía entregada por los distribuidores a los consumidores, teniendo así un mayor control de la calidad del gas en Colombia. Para esto fue necesario identificar los parámetros de calidad del gas natural y las normas que lo rigen.

Una ventaja adicional del software es la reducción del número de variables de medida, comparadas al método tradicional de composición detallada. Si el gas natural puede ser caracterizado usando pocas variables medibles, entonces hay menos fuentes de incertidumbre en la medida.

Las correlaciones utilizadas para el desarrollo del software tienen la particularidad de calcular la densidad y el poder calorífico, en línea, ya que éstas correlaciones están basadas en el informe N° 8 del AGA, para determinar la densidad del gas, pero con una modificación que permite calcular otras propiedades requeridas para la medida de energía, como el poder calorífico base masa y base volumen.

Para dar una mayor importancia al software, éste debería estar acompañado de un prototipo que pudiera medir las variables de entrada al programa en tiempo real, así éste trabajo tendría una mejor utilización en la industria del gas. Esta es la principal limitación encontrada en el desarrollo de este proyecto.

RECOMENDACIONES

Para una mayor utilización del software se hace necesario el desarrollo del prototipo que permita la medición de la velocidad del sonido, la concentración de nitrógeno, la concentración de dióxido de carbono, la temperatura y la presión, de la corriente de gas. Este prototipo estaría constituido por un sensor infrarrojo comercial de no-dispersión para la concentración de CO₂, un sensor ultrasónico para la velocidad del sonido y sensores para temperatura y presión. Para la determinación de la concentración de N₂, se recomienda su medición por métodos indirectos ya que el nitrógeno tiene características de absorción infrarroja bajas y es probable que la tecnología del sensor infrarrojo no funcione. El N₂ es relativamente inerte químicamente y los sensores electroquímicos no trabajarán correctamente. Este programa junto con el prototipo requiere una tarjeta de adquisición de datos.

BIBLIOGRAFÍA

1. McNair, Harold. Cromatografía de gases. Department of Chemistry College of arts and Sciences Virginia Polytechnic Institute and State University. Blacksburg, Virginia. 1981.
2. American Gas Association Transmission Measurement Committee Report No. 8, "Compressibility factors of natural gas and other related hydrocarbon gases", Arlington, Virginia, November 1992 (Second printing July 1994).
3. SonicWare TM computer program, Version 2.0, Lomic Inc., State College, PA, 1997.
4. Gas Processors Association Standard 2172, "Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, and Compressibility of Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis, " Tulsa, Oklahoma, 1996".
5. Gas Processors Association Standard 2145 00, "Table of Physical Constants of Parafin Hydrocarbons and other Components of Natural Gas," Revisión No 2, Tulsa, Oklahoma, 1994. Behring II, Kendricks A., Kelner, Eric, Minachi, Ali, Sparks, Cecil R., Morrow, Thomas B., Svedeman, Steven J. (1999). A technology assessment and feasibility evaluation of natural gas energy flow measurement alternatives, Final Report, Tasks A and B, DOE Cooperative Agreement No. DE-FC21-96MC33033, U.S. Department of Energy, Morgantown, WV. Southwest Research Institute, San Antonio, TX.
6. Curtis, Gerald.; Patrick, Wheatley. Análisis numérico con aplicaciones. Sexta edición. México 2000.
7. <http://www.eurogas.org/>
8. www.upme.gov.co
9. www.naturalgas.org

10.American Society for testing and materials ASTM D3588-9, "Standard Practice For Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (specific Gravity) of Gaseous Fuels. Junio 4,1991.

ANEXOS

Anexo A. Determinación poder calorífico

- **Por calorímetros de flujo de agua**

Antes de 1975 los gases combustibles con los valores caloríficos entre 475 y 3.000 Btu/SCF, se midieron usando calorímetros de flujo de agua, por medio del procedimiento ASTM-D-900-55. En él se quema el gas a un caudal medido y la energía calórica producida se determina por el aumento de la temperatura del agua que circula por calorímetro. El flujo de agua calentada se determina pesando la cantidad de agua en un tiempo medido. El agua condensada se recoge y se mide. En los cálculos se emplean correcciones por humedad en el aire y en el gas para luego determinar el valor calorífico total cuando toda la humedad formada se condensa.

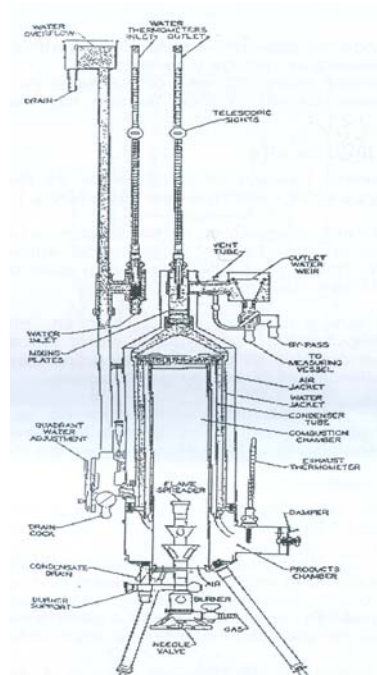


FIGURA 1. CALORÍMETRO ASTM D 900-5

- **Calorímetro de flujo de aire**

Desde 1975, se ha venido usando el calorímetro de flujo de aire, de registro continuo, con gases cuyos valores caloríficos está entre 900 y 1.200 BTU/SCF.

En este método todo el calor liberado en la combustión se aplica a una corriente de aire y el valor calorífico se obtiene del producto del aumento de temperatura del volumen de aire medido, por la masa del aire por su calor específico, dividido por el volumen determinado de gas.

El gas de prueba y el aire a calentar se controlan en proporciones volumétricas fijadas por medidores impulsados por el mismo motor eléctrico, en consecuencia el aumento de temperatura del aire es directamente proporcional al valor calorífico del gas de prueba independiente del caudal de gas quemado.

El uso de aire como medio absorbente de calor en el calorímetro, elimina la necesidad de hacer correcciones por variación en la temperatura y presión ambiente, puesto que el aire que absorbe el calor y el gas siguen las mismas leyes físicas.

Corrección por humedad

Dependiendo del método como se haya determinado el valor calorífico éste puede estar en base seca o base húmeda.

En los calorímetros de flujo de agua el gas se hace pasar por agua para lograr su saturación, y en consecuencia el valor calorífico estará en base humedad. Dependiendo de las condiciones contractuales, será necesario corregir el valor calorífico, ya sea para pasarlo de base húmeda a seca o viceversa, ya que el valor calorífico de gas saturado se considera menor que aquel obtenido de gas seco.

Para calcular el valor calorífico de mezclas de gas a condiciones parcialmente saturadas con vapor de agua o a condiciones secas, cuando se conoce aquel a condiciones saturadas, como se obtiene normalmente de un calorímetro, se debe usar la presión parcial del vapor de agua.

Las siguientes relaciones deducidas a partir del concepto de humedad relativa, nos permiten efectuar estos cálculos:

$$H_d / H_s = P / P - P_s \rightarrow H_d = H_s (P / P - P_s) \quad (1)$$

$$H / H_s = P - P_w / P - P_s \rightarrow H = H_s (P - P_w) / (P - P_s) \quad (2)$$

$$H / H_d = P - P_w / P_s \rightarrow H = H_d (P - P_w) / P_s \quad (3)$$

Donde:

P = Presión del gas, Psia.

P_s = Presión de saturación del vapor de agua a 60°F

P_w = Presión parcial del vapor de agua, Psia.

H_d = valor calorífico del gas seco

H_s = Valor calorífico del gas saturado

H = Valor calorífico del gas parcialmente saturado.

Si embargo, como el gas transportado o distribuido no está no completamente seco ni saturado y si se quisiera conocer cual es el valor calorífico del gas realmente entregado (H), se puede calcular a partir de las pruebas del punto de rocío y utilizando la ecuación (2) o (3), dependiendo si se conoce H_s o H_d.

Valor calorífico y la presión base

La presión a la cual está referido el valor calorífico del gas es otro factor muy importante en la determinación del valor correcto del valor correcto del valor calorífico, ya que éste es directamente proporcional a la presión. Al aumentar la presión el volumen será menor, pero el contenido calórico por pie cúbico aumenta.

Para convertir de una presión base a otra en términos de unidades de energía, se debe calcular la relación entre la presión base original y la deseada, que multiplicada por el valor calorífico original se obtiene el nuevo valor calorífico a la nueva presión base. La presión base estipulada en la designación del valor calorífico, es aquella a la cual estaba referida el gas de muestra, a partir del cual se obtuvo aquel.

Energía contenida en un volumen de gas

En Colombia los contratos de transporte de gas están pactados en unidades de volumen, no obstante la facturación por suministro y distribución se hace sobre la base de energía, esto implica que un volumen transportado debe convertirse a energía, multiplicando por el valor calorífico.

Pero esta conversión exige que el valor calorífico y el volumen del gas estén a las mismas condiciones de o de referencia. Un error muy frecuente es multiplicar el valor calorífico del gas, referido a unas condiciones distintas a las del volumen del gas.

La energía contenida por el gas es independiente de la presión base que se tome, lo cual se puede ilustrar así:

Energía = Volumen a condiciones*Valor calorífico a condiciones base = Q*VC

$$\text{MMBTU/ ft}^3 \text{ (@14.65)} * \text{MMft}^3 \text{ @ 14.65} = \text{MMBTU} = \text{MMBTU / ft}^3 \text{ (@ 14.73)} * \text{MMft}^3 \text{ (@14.73)} \quad (4)$$

De allí se puede deducir el concepto de “volumen equivalente” usado en los contratos de gas. Que significa, el volumen de gas de un determinado valor calorífico que debo recibir o entregar, para que la energía total recibida o entregada sea igual a la que se obtendría con otro gas de valor calorífico diferente.

Anexo B. Determinación de Densidad

PESADA DIRECTA

Este método poco se usa en la industria excepto por exigencia especial en caso de comprobación.

Consiste en pesar en una balanza muy exacta un volumen de gas y otro de aire seco a condiciones de P y T establecidas y controladas, y comparar los dos pesos.

El procedimiento es el siguiente:

Con dos cilindros cuya tara o peso vacíos se conocen con exactitud, se llenan los dos cilindros con gas y aire respectivamente manteniéndolos dentro del baño térmico a una temperatura uniforme y ligeramente superior al ambiente.

Una vez llenos a una presión P, se dejan dentro del baño térmico durante 30 minutos, por lo menos, a efectos que la temperatura se estabilice, luego se verifica que las presiones sean exactamente iguales, logrado esto se sacan los cilindros y se secan muy bien, dejándose por lo menos 30 minutos para que se estabilice la humedad exterior en ambos cilindros. Luego se pesa muy cuidadosamente cada uno de los cilindros.

El peso de los fluidos será la diferencia entre el peso del cilindro lleno menos el peso del cilindro vacío.

Entonces: $GE = \text{Peso del gas} / \text{Peso del aire}$ (5)

POR CROMATOGRAFÍA

A partir de la cromatografía del gas se determina la G.E mediante la relación:

$$G.E_i = \sum X_i GE_i \quad (6)$$

Si dividimos por Z obtenemos la gravedad real:

$$G.E_r = \sum X_i GE_i / Z \quad (7)$$

Donde: X_i = Fracción molar del componente i

GE_i = Gravedad (densidad relativa) del componente puro i

Z = Factor de compresibilidad del gas a las condiciones estándar

BALANZA DE EDWARD

En lugar de pesar los gases directamente, se puede medir la fuerza de boyancia ó flotabilidad del gas que actúa sobre un bulbo sellado. Puesto que la flotabilidad del gas o del aire es directamente proporcional a la densidad y esta a su vez es directamente proporcional a la presión, implica que la fuerza de boyancia varía directamente con la presión. En consecuencia si la presión de un gas desconocido y la del aire seco se ajustan en forma tal que ambos ejerzan la misma unidad de flotación sobre el bulbo dado, en ese momento sus densidades serán iguales y se cumple que:

$$P_g = P_g M_g / ZRT_g \quad (8)$$

$$P_a = P_a M_a / Z R T_a \quad (9)$$

Como las densidades son iguales entonces: $\rho_a = \rho_g$

$$P_a M_a / Z R T_a = P_g M_g / Z R T_g \quad (10)$$

Reordenando se tiene:

$$M_g / M_a = P_a * T_g / P_g * T_a = GE \quad (11)$$

Entonces para obtener la gravedad exacta las muestras de gas deben ser representativas y además es necesario observar y determinar con precisión las presiones.

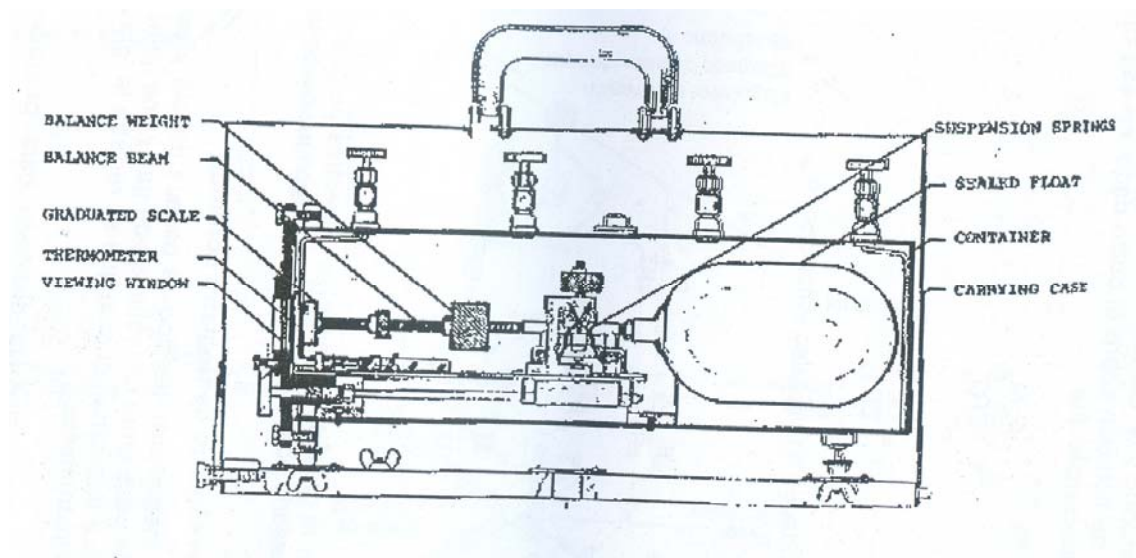


FIGURA 2. BALANZA DE EDWARD

GRAVITÓMETRO DE REGISTRO CONTINUO

Este es un instrumento del tipo de pesada directa y está construido para medir la diferencia de peso entre un volumen de gas y uno igual de aire seco, esta diferencia se transmite a una carta sobre la que se registra la gravedad específica del gas que pasa por el instrumento.

Este equipo automático es diseñado para producir un registro de gravedad específica continuo y permanente.

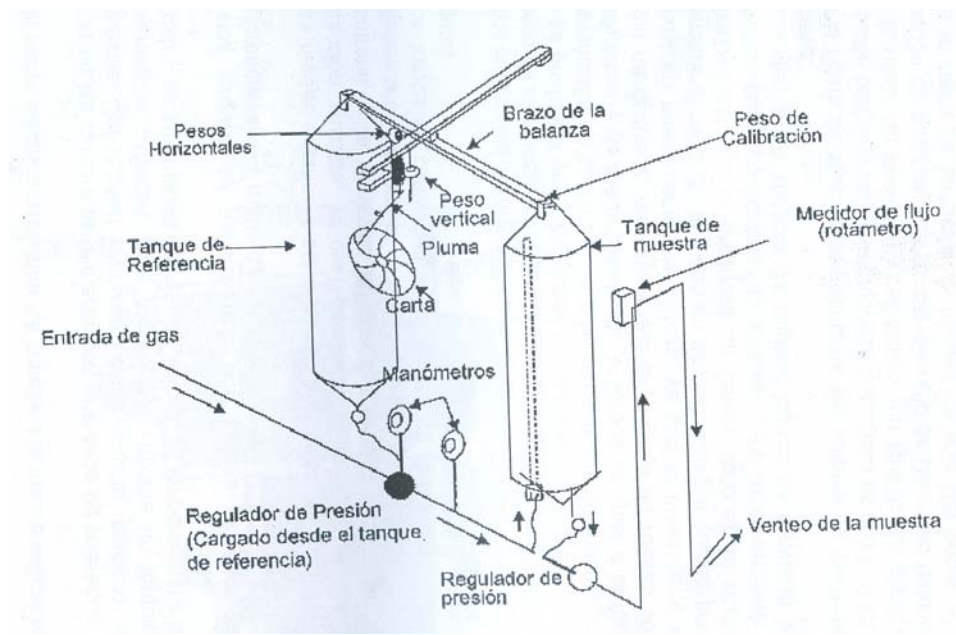


FIGURA 3. GRAVITÓMETRO DE REGISTRO CONTINUO

GRAVITÓMETROS CINÉTICOS

Este tipo de gravitómetros puede ser del tipo indicador o de registro continuo. El equipo consta de dos cámaras cilíndricas herméticas independientes, que contienen cada uno un impeler y una rueda de impulso con venas axiales,

montadas dentro de cada cámara en ejes independientes, enfrentada pero sin contacto.

Un motor eléctrico hace girar los impeler a la misma velocidad y en el mismo sentido. Una de las cámaras se alimenta con aire seco de referencia y la otra con el gas de muestra. Los impeler imprime un movimiento rotacional al gas y al aire en sus respectivas cámaras. Este movimiento imprime un torque, al golpear las venas axiales, en sus ruedas de impulso, el cual es proporcional a la densidad del gas y del aire.

Estos torques se transmiten a dos ruedas externas denominadas rueda de referencia (aire) y rueda de medición (gas).

Las ruedas exteriores están conectadas entre si, mediante una correa flexible en dirección cruzada, lo cual permite que los torques creados sean de dirección contraria, y la densidad relativa o gravedad específica se determina como la diferencia entre los torques producidos, por el gas y el aire.

Para determinar el torque del gas, en la medida que varia la gravedad específica, la rueda de referencia es de forma circular y la de medición es de forma espiral. Si se produjera una disminución en la densidad relativa del gas, esto implicaría una disminución en su torque, lo cual induciría un movimiento en el sistema de ruedas. Como el torque es igual ala fuerza multiplicada por el radio de la rueda, esto hace que el sistema de ruedas se mueva hasta que se equilibren nuevamente las fuerzas, ya que el movimiento sería en el sentido de disminuir el radio de la rueda en espiral. Siempre que se presente un cambio en la densidad del gas se producirá un desequilibrio en el sistema de ruedas que se moverán hasta equilibrarse nuevamente, y así sucesivamente. Estos movimientos se transmiten a un sistema de registro donde se convierte a valores de densidad relativa.

En este sistema, sencillamente se divide el torque del gas por el torque del aire, que es equivalente a dividir la densidad por la del aire, que por definición es la gravedad específica.

El diseño de la rueda es tal, que para iguales cambios en la gravedad específica, ella gira ángulos iguales.

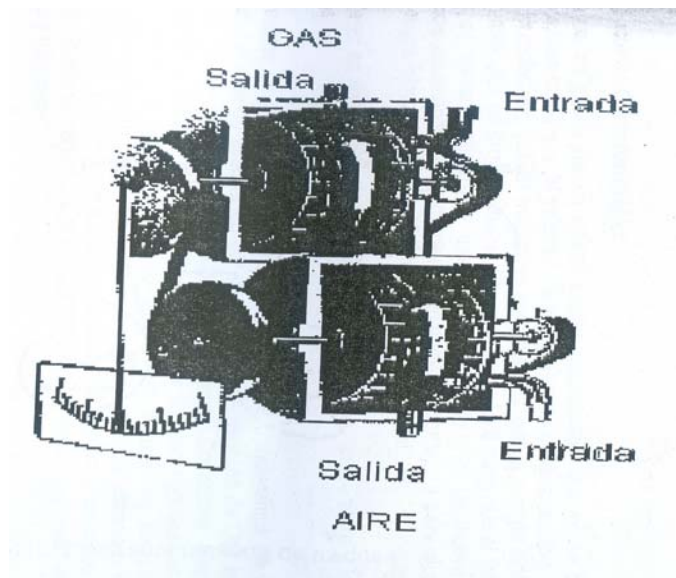


FIGURA 4. GRAVITÓMETRO CINÉTICO

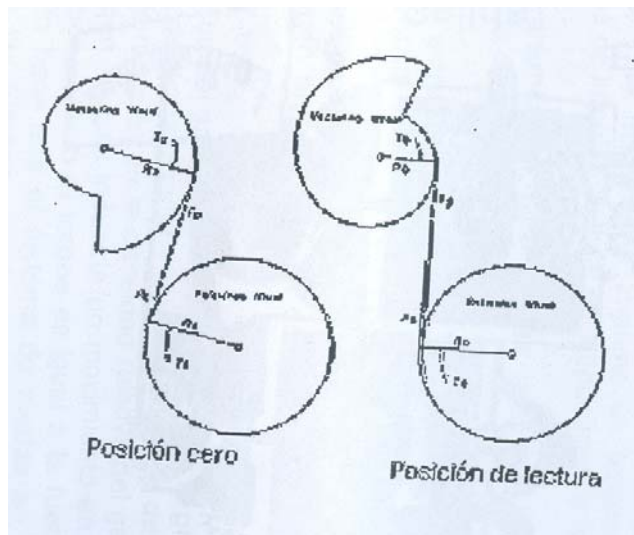


FIGURA 5 . DIAGRAMA BALANCE DE TORQUES

**Anexo C. Comparación de Estándares Internacionales
(SAE J1616 E ISO 15403)**

Especificaciones	SAE J1616	ISO 15403
Contenido de agua	La temperatura de rocío local del combustible debe estar definida como 5,6 °C menor que la temperatura de bulbo seco mas baja mensual a la máxima presión de operación del cilindro. El margen de 5,6 °C tiene la intención de permitir alguna expansión de enfriamiento cuando el gas fluye a través del sistema de combustible del vehículo	En el punto de rocío del combustible en la salida de la estación será suficientemente por debajo de la temperatura ambiental más baja, en la cual funcionara en estaciones y vehículos.
Dióxido de Carbono	Un limite de 3 % CO ₂ en volumen es recomendado para ayudar a mantener la estequiometria.	No requieren ningunos límites especiales sobre la concentración de CO ₂ .
Compuestos de azufre	Limitados de 8-30 ppm en masa para prevenir saturación excesiva del catalizador.	Ninguna limitación especial es requerida sobre la concentración de sulfuro de hidrogeno.
Metanol	No debe existir ninguna cantidad de este componente ya que puede causar corrosión de los cilindros de gas natural y deterioro de las partes del sistema de combustible.	Ningún metanol será añadido en la estación que distribuye combustible de gas natural comprimido
Oxigeno	No existen límites, el nivel de oxígeno no tiene que producir una mezcla	No requieren ningunos límites especiales sobre

	dentro de los límites de inflamabilidad del gas natural.	la concentración de O ₂ .
Material particulado	El combustible de GNC (Gas natural comprimido) entregado al vehículo debe tener material particulado cuyo tamaño sea menor o igual a 5µm (micrómetros).	El combustible de GNC entregado será técnicamente libre de polvo.
Contenido de aceite	Los niveles de aceite del compresor lubricado deben ser monitoreados y se deben instalar filtros coalescentes aguas abajo de la descarga del compresor para controlar el aceite	El contenido posible de aceite de gas natural no tendrá ningún efecto sobre la operación segura del vehículo, por esta razón, los filtros y separadores pueden usarse si es necesario.
Presión a la temperatura del punto de rocío del hidrocarburo	La composición del gas natural debe ser tal que el volumen de almacenamiento gaseoso original forme menos del 1% de líquido condensado a las temperaturas ambiente más bajas y a la presión de almacenamiento del gas entre 5,5 MPa y 8,3 MPa, a la cual la condensación máxima ocurre, dependiendo de la composición del gas.	La composición de gas natural será tal que en cualquier presión, menos del 1% de un condensado líquido es formado a la temperatura ambiente más baja y las peores condiciones de presión de almacenaje de gas la condensación máxima ocurre entre 2.5MPa y 4.5 MPa.
Odorizante	Fuerte olor distintivo para que su presencia sea detectada bajo una concentración de aire de no más de 1/5 del límite de inflamabilidad inferior.	El gas natural entregado a cualquier vehículo de gas natural debería ser odorizado, similar a un

	Esto es aproximadamente 1% Vol. de gas en aire.	nivel encontrado en el sistema de distribución local de gas.
Indice de Wobbe	Es recomendado un rango de índice de Wobbe entre 48,5 y 52,9 MJ/m ³ . Además un rango entre 44,7 y 46,6 MJ/m ³ es aceptado para usar en motores operando con gas natural a diferentes alturas sobre el nivel del mar.	Aunque se reconozca que las variaciones en el índice de Wobbe pueden afectar considerablemente motores sin el lazo cerrado, mando de abastecimiento de combustible adaptables, ningunos limites o los rangos son especificados.

Anexo D. Cálculo densidad según la norma ASTM D 1070-85

- Métodos estándar de prueba para densidad relativa de combustibles gaseosos. ASTM D 1070-85

Este método cubre la determinación de la densidad relativa de combustibles gaseosos, incluyendo gases licuados de petróleo, en estado gaseoso a temperatura y presión normal.

Los métodos de prueba especificado suficientemente son variados en la naturaleza de modo que uno o varios pueda ser empleado para el laboratorio, el control, la referencia, la medida de gas, o de hecho para cualquier objetivo donde se desea para conocer la densidad relativa de gas o gases comparando con la densidad de aire seco en la misma temperatura y la presión.

Métodos sumarios de prueba:

- a. Método usando el equilibrio de presiones
- b. Método usando equilibrio de desplazamiento
- c. Método de fuerza centrifuga
- d. Energía cinética

Anexo E. Normatividad Nacional (RUT)

❖ *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 de garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.

❖ *Cumplimiento de las Especificaciones de CO₂*

Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO₂ en el gas natural entregado por un agente al Transportador, se establece un período

de transición de dos (2) años contados a partir de la expedición del presente Reglamento.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta al contenido máximo de CO₂ establecido en el RUT, el Transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el Punto de Entrada, o podrá solicitar al Remitente el pago de los costos que demande transportar gas por fuera de la especificación establecida en el presente Reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la Ley.

❖ *Entrega de Gas Natural por Fuera de las Especificaciones Establecidas*

Si el Gas Natural entregado por el Remitente es rechazado por el transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en este RUT, el Remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás Agentes involucrados.

Si el transportador entrega Gas Natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el Remitente podrá negarse a recibir el gas y el Transportador deberá responder por el perjuicio causado.

Las mediciones volumétricas y la determinación de los mecanismos y procedimientos que permitan establecer la calidad del gas y su contenido energético deberán efectuarse en todos los Puntos de Entrada y Salida del Sistema Nacional de Transporte, como se establece en el presente reglamento en el capítulo 5 inciso 5.4:

❖ **Medición de otras variables**

Será responsabilidad del Transportador determinar la calidad, las gravedades específicas y variables como el poder calorífico, entre otras, del Gas Natural que entra y sale a un Sistema de Transporte.

En aquellos casos en los cuales se conecten dos o más Sistemas de Transporte, el Sistema de Medición será acordado entre los Transportadores involucrados.

❖ **Determinación de la Temperatura de Flujo**

La temperatura de flujo será determinada por el Transportador mediante equipos de registro continuo. En su defecto, el Transportador la determinará utilizando el siguiente orden de prioridad:

1. La mejor información de campo disponible;
2. Cálculo matemático basado en los principios básicos de fluidometría; o,
3. De estar disponible, cálculo mediante software.

❖ **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 entre las partes.

❖ ***Determinación de la Supercompresibilidad 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 la Determinación de Factores de Supercompresibilidad para el Gas Natural (*“Manual for the Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas”*), última edición.

❖ ***Determinación de la Gravedad Específica del Gas***

La gravedad específica en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador empleando *gravitómetros* de registro continuo o cromatógrafos instalados en línea. En Puntos de salida, la Gravedad Específica podrá determinarse por el método que acuerden las partes o mediante la toma de muestras representativas de la corriente de gas para ser sometidas a cromatografía gaseosa. En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases.

❖ ***Determinación del Poder Calorífico***

El poder calorífico del gas entregado en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos de registro continuo. Los mencionados equipos tendrán la capacidad de calcular el poder calorífico utilizando el método recomendado por la American Gas Association (AGA), en normas tales como la ASTM D3588-81 *“Standard*

Method for Calculating Calorific Value and Specific Gravity (relative density) of Gaseous Fuels", última versión.

El poder calorífico del gas tomado en los Puntos de Salida será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes.

❖ **Equivalencia Energética del Gas Natural**

Con base en las mediciones volumétricas y demás parámetros establecidos en los Numerales anteriores, el Transportador determinará diariamente la equivalencia energética del volumen de gas transportado. Dicha información será la base para establecer la liquidación de Variaciones y desbalances de energía y contratos de suministro de gas.

Los procedimientos de medición establecidos en los Contratos tendrán en cuenta como mínimo el tipo de medición, la frecuencia y los períodos de aplicación de los valores obtenidos.

TABLA 1.COMPARACIÓN ENTRE COLOMBIA Y DIFERENTES PAISES, CALIDAD DEL GN

CARACTERÍSTICAS	AUSTRALIA (Norma DR O1310)	MÉXICO (NOM-001- SECRE-2003)	COLOMBIA (CREG 2003)
Indice de Wobbe	Mínimo 46 MJ/m ³ Máximo 52 MJ/m ³	Mínimo 45.8 MJ/m ³ Máximo 50.6 MJ/m ³	---
Oxígeno	Máximo 0.2 mol %	Máximo 0.2%Vol	0.1% Vol
Sulfuro de Hidrogeno	Máximo 5.7 mg/m ³	Máximo 6.1 mg/m ³	6 mg/m ³
Azufre total	Máximo 50 mg/m ³	Máximo Mg/m ³	23 mg/m ³
Humedad (H ₂ O)	Máximo punto de rocío 0°C en la presión más alta de operación en la tubería de transmisión relevante de sistemas de tubería (en	112 mg/m ³	97 mg/m ³

	cualquier caso no más alto que 112mg/m ³)		
Punto de rocío de hidrocarburos	Máximo 2°C a 3500KPa	271.15 K de 1 a 800 KPa	----
Inertes N ₂ CO ₂ Total inertes	Máximo 7mol%	5% Vol 3% Vol 8% Vol	3% Vol 2% Vol 5% Vol
Contenido de licuables a partir de propano (C ₃ ⁺)	---	Máximo 0.059 l/m ³	---
Poder calorífico	---	Superior: Mínimo 35.42 MJ/m ³ Máximo 41.53 MJ/m ³	(GHV): Máximo 42.8 MJ/m ³ Mínimo 35.4 MJ/m ³
Temperatura de entrega	---	---	Máxima 49 °C Mínima 4.5° C
Contenido máximo de polvo y material en suspensión	----	----	1.6 mg/m ³

- El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, 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.
- Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.
- El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

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 Psia, 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. Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

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

Comparando las exigencias de la norma colombiana para la calidad de gas natural usado en las aplicaciones vehiculares con respecto a los requerimientos de la norma internacional SAE J1616 se observa que el contenido máximo en volumen de CO₂, azufre y oxígeno cumple los estándares requeridos. El intervalo para el índice de Wobbe no cumple los estándares internacionales exigidos.

**Anexo F. Métodos de ensayo para evaluar la calidad del gas
en Colombia**

Características	Unidades	Métodos de Ensayo
Poder calorífico del gas	kcal/m ³	ASTM D-1945 ASTM D-3588 ASTM D-1826 ISO 6976 ISO 6975
Densidad Relativa		ASTM D-3588 ISO 6976
Sulfuro de Hidrogeno	mg/m ³	ASTM D-5504 ASTM D-6228 ASTM D-4084
Azufre total	mg/m ³	ASTM D-5504 ASTM D-6228 ASTM D-4468 ISO 6326
Vapor de agua (Humedad)	mg/m ³	ASTM D-1142 ISO 6327
INERTES Dióxido de carbono Nitrógeno	% Vol	ASTM D-1945 ISO 6975
Indice Wobbe	MJ/m ³	ASTM D-3588 ISO 6976

Anexo G. Determinación del contenido de agua en el gas

- **Probador de punto de rocío (Dewpoint Tester)**

En la figura se muestra el esquema del probador de punto de rocío. Este equipo permite la determinación visual de la temperatura a la cual condensará la primera gota de agua sobre un espejo plateado.

En la figura el gas entra, luego pasa por una boquilla que lo desvía hacia el espejo, que ha sido enfriado por el paso de un refrigerante. El manómetro y el termómetro se usan para determinar las condiciones a las cuales aparece la primera gota de agua sobre el espejo.

En ausencia de contaminantes en el gas, la exactitud de la determinación del punto de rocío, por un operario experimentado, es de (+/-) 0.2°F por debajo de 32 °F y de (+/-)0.5 °F de 32 a 0°F. La norma ASTM establece el procedimiento detallado del punto de rocío.

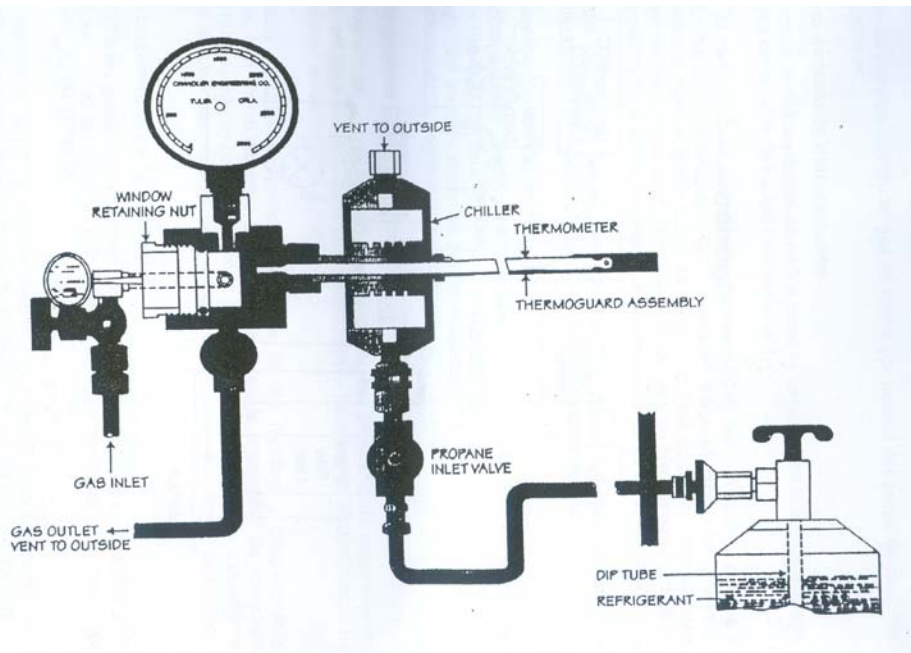


FIGURA 6. PROBADOR DE PUNTO DE ROCIO

- **Higrómetro o analizador continuo de humedad**

El higrómetro puede ser indicador o de registro continuo, como el que se muestra en la figura , y se instalan en los puntos de recibo de gas en el gasoducto, o en aquellos puntos donde por alguna razón especial se quiera verificar el contenido de vapor de agua en el gas.

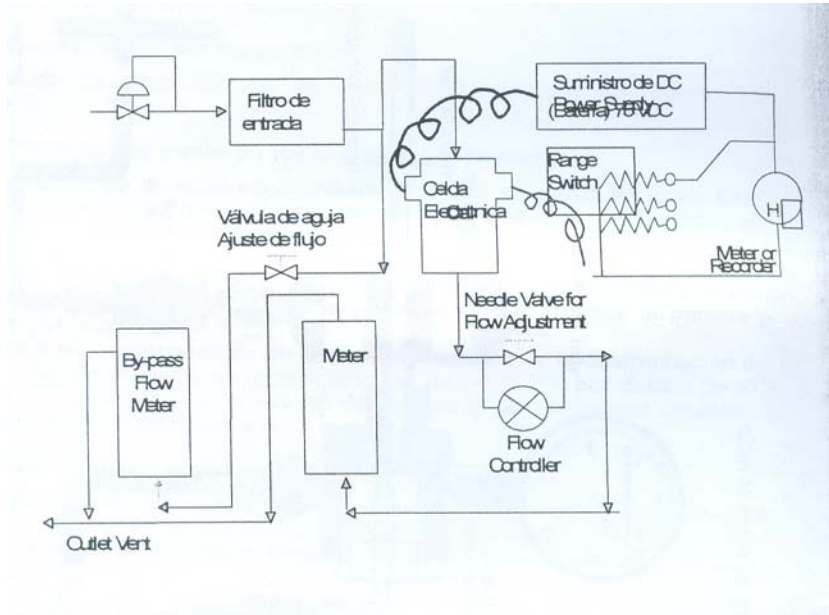


FIGURA 7. HIGRÓMETRO

Anexo H. Intercambiabilidad de Gases

La intercambiabilidad de gases trata sobre las posibilidades de sustitución de un gas por otro en un mismo aparato o, más generalmente, en el conjunto de un parque de aparatos, conservando las condiciones correctas de funcionamiento.

Se dice que dos gases son intercambiables cuando, en los aparatos de un parque considerado, distribuidos bajo la misma presión, en la misma red, alimentando los mismos quemadores y sin cambios de regulación, producen equivalentes resultados de combustión, y permiten mantener a la vez:

- La misma potencia calorífica.
- La estabilidad de la llama: Esto es ausencia de desprendimiento de llama en todos los quemadores y además, ausencia de retroceso de llama en los quemadores de premezcla.
- La calidad de combustión manteniendo la misma por debajo de los umbrales máximos de emisiones (relación CO/CO₂), ausencia de formación de hollín, etc.

Los estudios de los problemas de intercambiabilidad han conducido a agrupar a los gases de características próximas en familias, siendo los gases de cada familia intercambiables entre sí.

Colombia es un país con una riqueza energética considerable, en cuanto al gas natural que yace a lo largo de su subsuelo. A nivel mundial dichos gases se clasifican dentro de los más puros, con elevados porcentajes de Metano que van desde el 75% hasta el 97%. Sin embargo, los gases naturales que

tengan menores porcentajes de Metano, van acompañados de otros hidrocarburos pesados como Etano, Propano y Butano, además de óxidos de azufre, dióxido de carbono y demás inertes, los cuales alteran notoriamente su composición química y en consecuencia todas sus propiedades. El gas natural de la Guajira ($d=0.567$, $PCS=39.4 \text{ MJ/m}^3(\text{std})$) y el gas natural de Cusiana ($d=0.734$, $PCS=47.71 \text{ MJ/m}^3(\text{std})$) son nuestros dos gases de composiciones extremas: Mayor y menor contenido de Metano respectivamente.

La intercambiabilidad de gases persigue dos objetivos:

- Conocer cuales son las variaciones en la composición del gas, admisibles dentro de una misma familia.
- Prever como aminorar cualquier situación inadmisible en el funcionamiento del aparato con el uso de un gas sustituto al de diseño o de ajuste.

Todos los estudios de intercambiabilidad conocidos hasta la fecha, han tenido su fundamentación en estudios empíricos, asociados a una gran componente experimental. Dichos ensayos partían de la premisa de conseguir un desempeño satisfactorio en los artefactos de gas, representados por sus quemadores. Los cuatro parámetros que fueron empleados son:

- Potencia térmica constante.
- Estabilidad de llama (desprendimiento y retroceso).
- Emisiones de Monóxido de carbono.
- Hollín (punta amarilla + superficie fría).

Los estudios de intercambiabilidad de gases conocidos, pueden agruparse en dos categorías: métodos europeos y métodos americanos. Ambos basan sus criterios en las propiedades físico – químicas del gas asociadas al cálculo de magnitudes llamadas “índices de intercambiabilidad”; sin embargo, el *método europeo* adicionalmente, considera varios criterios de diseño asociados al quemador. De ello se puede inferir una mejor caracterización y en consecuencia un rango mas ajustado y preciso de intercambiabilidad. Este último punto es de gran importancia, pues los fenómenos de combustión varían igualmente para un mismo gas, en función de las condiciones de instalación y utilización del artefacto en particular.

RECUESTO HISTÓRICO DE MÉTODOS EXISTENTES

Como la industria del gas se inició con el uso de gases manufacturados, el propósito de estos métodos fue inicialmente evaluar el tema de intercambiabilidad de estos gases, con los gases naturales. No obstante, la exploración y explotación de nuevas reservas gasíferas amplió el alcance de la intercambiabilidad entre los grupos de gases naturales. La tabla muestra según su origen, los métodos desarrollados:

TABLA 2. INTERCAMBIABILIDAD PARA GASES NATURALES

Métodos Americanos	Métodos Europeos
Índice de Knoy	Delbourg Sommers
Índices múltiples de la A.G.A	Harris-Lovelace Dutton
Índices múltiples de Weaver	Harris-Wilson
Diagramas de Grumer	France

Los quemadores empleados para validar los métodos europeos, no tienen aplicación a los métodos de intercambiabilidad americanos. De hecho, existen diferencias entre los quemadores empleados durante los experimentos de ambas corrientes.

TABLA 3. PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE LOS MÉTODOS DE INTERCAMBIABILIDAD AMERICANOS Y EUROPEOS.

Origen del Método	Gases	Potencia Específica (Btu/h.pulg²)	Tasa de Aireación Primaria (%)
Europeo	1ra Familia (450<PC<550 Btu/pie ³)	40000-70000	50-60
	2da Familia (900<PC<1100 Btu/pie ³)	25000 (quemadores con estabilizadores de llama)	55-70
Americano	1ra Familia	28000	40-50
	2da Familia	20000	50-65

En la evaluación de cada uno de los métodos, el desempeño en la combustión está influenciado por la composición del gas combustible:

- Retroceso de llama: % de Hidrógeno.
- Desprendimiento de llama: % de Nitrógeno.
- Puntas Amarillas/Combustión incompleta: % de hidrocarburos pesados.

La interpretación de los límites de intercambiabilidad está influenciada por el ajuste del artefacto con el gas de referencia o gas original, así como la población de quemadores para las cuales fueron determinadas.

Clasificación de los Métodos de intercambiabilidad por grupos.

Dependiendo de los parámetros involucrados en la estimación de la intercambiabilidad de gases, los métodos se agrupan de la siguiente manera:

- Grupo 1. Métodos de Índices Simples.
- Grupo 2. Métodos de Índices Múltiples.
- Grupo 3. Métodos con Diagramas (gráficos).
- Grupo 4. Otros métodos.

Grupo1: Métodos de índices simples.

Su aplicación es limitada en cuanto al alcance de las potencias térmicas, es decir solo tienen validez para gases con poderes caloríficos inferiores a 7.76 kWh/m³ (750 Btu/pe³).

1. Índice de Wobbe.

Fijar un rango del índice de Wobbe para un gas, es para aplicar criterios de intercambiabilidad es decir, definir un gas cuya composición no altere el proceso de combustión en quemadores atmosféricos en cuanto a combustión incompleta, retrollama y levantamiento de llama. Estos límites son de carácter temporal y sujetos a ajustes cuando se evalúe el impacto que sobre ellos ejerza la altitud y la humedad en el punto de consumo. Esta especificación está referida a la combustión y es utilizada especialmente en Europa donde se utiliza gas de composición, origen y naturaleza diferente.

Criterio de intercambiabilidad:

Dos o más gases son intercambiables si poseen igual número de Wobbe.

2. Índice de Willien

3. Índice de Knoy

4. Índice de Schuster

5. Índice "C" de la A.G.A

Grupo 2: Métodos de Índices múltiples.

Los métodos descritos como simples, están relacionados con la intercambiabilidad en lo concerniente a la potencia térmica de entrada al artefacto. Estos no se direccionan a otros parámetros de intercambiabilidad, tales como retroceso y desprendimiento de llama, puntas amarillas y combustión incompleta. Debido a estas limitaciones, sumadas a que su empleo solo es válido para gases de poder calorífico bajo, se desarrollaron otros métodos, que se detallan a continuación:

1. Índices de la A.G.A.

2. Índices de Weaver.

Grupo 3. Métodos con diagramas (método gráfico).

La ventaja inherente de los métodos gráficos es que el grado del potencial intercambiable puede ser determinado en un diagrama, según la posición del gas sustituto, en relación con el gas de ajuste y las líneas límites de desempeño en combustión. El diagrama puede también mostrar la mezcla de gases que pudiera resolver algún tipo de problema de intercambiabilidad.

Tanto el método de Delbourg como el método de Gilbert y Priggs involucran la medición de la velocidad de deflagración como parámetro fundamental de caracterización.

Criterio de intercambiabilidad:

Dos o más gases son intercambiables, si ambos se encuentran dentro del área establecida por los diagramas.

1. Diagrama de Delbourg .
2. Diagrama de Gilbert y Priggs.
3. Diagrama de Grumer
4. Diagrama de Dutton.
5. Diagrama de Holmqvist
6. Diagrama de Van der Linden.

Grupo 4. Otros métodos

1. Sommers – Ruhrgas

INDICE DE WOBBE

El método más utilizado para definir la intercambiabilidad es el *método de Delbourg*, que emplea dos parámetros: índice de Woobe y potencial de combustión y el método Dutton.

El índice de Woobe se define como el cociente del poder calorífico de un gas y la raíz cuadrada de la densidad relativa del gas con respecto al aire. Según se utilice el PCS o el PCI se hablara de índice de Wobbe superior (W_s) o índice de Wobbe inferior (W_i). El más utilizado es el primero.

$$W_s = \frac{PCS}{\sqrt{d}}$$

(12)

Al intercambiar dos gases entre sí alimentándolos a la misma presión, la condición para que no varíe el gasto calorífico del quemador es que el valor del índice Wobbe sea el mismo en ambos gases.

Se dice por tanto que dos gases son intercambiables cuando tienen el mismo índice de Wobbe.

En función del valor de W_s se clasifican los gases en tres familias (norma UNE EN 437, o UNE 60.002) (tabla)

TABLA 4- CLASIFICACIÓN DE GASES EN FAMILIAS.

Familias de gases y grupos	Índice de Wobbe superior a 15 °C y 1 013,25 mbar (MJ/m ³)	
	mínimo	máximo
Primera familia	19,13	27,64
Segunda familia	39,1	54,7
Tercera familia	72,9	87,3

La **primera familia** incluye los gases manufacturados, gas de coquería y mezclas hidrocarburos-aire (aire propanado y aire metanado) de bajo poder calorífico (entre 4,65 y 5,5 kWh/m³(n)). Está actualmente en desuso.

La **segunda familia** incluye los gases naturales, gas natural sintético y las mezclas hidrocarburo-aire (aire propanado) de alto poder calorífico (entre 9,3 kWh/m³(n) y 14 kWh/m³(n)).

La **tercera familia** incluye los gases licuados de petróleo (GLP): propano y butano, con PCS entre 27,9 kWh/m³(n) y 36 kWh/m³(n).

Las presiones de uso o utilización según las familias del gas son aproximadamente las siguientes:

- 1ª Familia: de 8 a 12 milibares.
- 2ª Familia: de 18 a 22 milibares.
- 3ª Familia: butano a 28 milibares, y propano a 37 milibares.

Tipo de gas natural colombiano que cumple las exigencias de calidad del gas exigidas por fabricantes

Teniendo en cuenta las composiciones químicas de los gases naturales Guajira, y Cusiana y las exigencias de composición química recomendadas por los fabricantes de motores que operan con gas natural, se realiza la tabla 12 . Dicha tabla muestra los gases naturales colombianos que cumplen las exigencias.

De la tabla se observa que para la gran mayoría de fabricantes mencionados, la composición química del gas natural de Guajira cumple las exigencias requeridas. En pocos casos es posible utilizar gas natural de Cusiana.

TABLA 5. TIPO DE GAS NATURAL COLOMBIANO QUE CUMPLE LAS EXIGENCIAS DE CALIDAD DEL GAS EXIGIDAS POR ALGUNOS FABRICANTES DE MOTORES

COMPONENTE	TOLERANCIA	CAT(Dual) (%)	CUMMINS (%)	DEERE (%)	DETROIT (%)	MACK (%)
Metano	Mínimo	Guajira	Guajira		Guajira	Guajira
Etano	Máximo	Guajira	Guajira		Guajira	Guajira y Cusiana

C ₃ +	Máximo					
Propano	Máximo		Guajira	Guajira	Guajira	Guajira y Cusiana
C ₄ +	Máximo					
C ₆ +	Máximo					
Butano	Máximo			Guajira y Cusiana		Guajira y Cusiana
Inertes(N ₂ ,) CO ₂	Rango Máximo	Guajira y Cusiana	Guajira y Cusiana			Guajira y Cusiana
Oxigeno	Máximo	Guajira y Cusiana	Guajira y Cusiana			
Hidrogeno	Máximo	Guajira y Cusiana	Guajira y Cusiana		Guajira y Cusiana	
CO	Máximo	Guajira y Cusiana	Guajira y Cusiana			
Sulfuro	Máximo		Guajira y Cusiana		Guajira y Cusiana	
CO ₂ + N ₂ + O ₂	Máximo				Guajira	

ESTUDIO DE LA INTERCAMBIABILIDAD DE GASES NATURALES COLOMBIANOS

Análisis comparativo Guajira-Cusiana

La universidad de Antioquia al realizar un análisis teórico del comportamiento mecánico y ambiental de un motor convertido a gas cuando se pasa de operar de gas de Guajira a gas de Cusiana, teniendo en cuenta índices de wobbe de referencia, se obtuvo luego:

$$W_{iGUAJIRA} = \frac{PCI_{iGUAJIRA}}{\sqrt{d_{GUAJIRA}}} = \frac{33,58MJ/m^3_{st}}{\sqrt{0,567}} = 44,59MJ/m^3_{st} \quad (1)$$

$$W_{iCUSIANA} = \frac{PCI_{iCUSIANA}}{\sqrt{d_{CUSIANA}}} = \frac{38,18MJ/m^3_{st}}{\sqrt{0,731}} = 44,65MJ/m^3_{st} \quad (2)$$

De las ecuaciones (1) y (2) se puede establecer el % variación como:

$$\% \text{ Variación} = \frac{W_{iCUSIANA} - W_{iGUAJIRA}}{W_{iCUSIANA}} * 100\% = 0,13\% \quad (3)$$

Las variaciones en la composición del combustible gaseoso puede afectar el nivel de emisiones. El efecto primario es debido a las variaciones del índice de Wobbe, que puede incidir directamente la tasa aire/ combustible y por lo tanto las emisiones. De tal forma que se cumple:

$$\lambda (Cusiana) = \frac{W_i(Guajira)}{W_i(Cusiana)} \lambda (Guajira) = \frac{44,59}{44,65} * \lambda_{GUAJIRA} = 0,998 * \lambda_{GUAJIRA} \quad (4)$$

Donde λ es el flujo de aire al motor.

Esto implica que la tasa aire / combustible es menor cuando se pasa de operar con gas de Guajira a Gas de Cusiana, pero con un aumento del nivel de emisiones de CO. Par evitar ello, se debe instalar un sistema de control de lazo cerrado (incluye Hardware y software) que permita mantener constante la tasa aire/ combustible.

Otras características que pueden ocurrir en este cambio (Acevedo, et al, 2003) son :

- El incremento de la velocidad de propagación de la combustión (debido al mayor contenido de etano del gas natural de Cusiana)
- La reducción del tiempo de duración de la fase inicial de desarrollo de la llama laminar (debido al aumento en el contenido de etano)
- La disminución de la resistencia al *knock* (debido a la disminución del contenido de metano en la mezcla aire /combustible cuando opera con Cusiana)
- Mayor sobrecarga térmica y mecánica del motor (debidas al mayor contenido energético volumétrico de la mezcla aire/combustible que entra a los cilindros cuando opera con Cusiana)
- El aumento en el contenido de CO₂ (característica del gas natural de Cusiana) en el combustible hace que actúe como diluyente reemplazando el nitrógeno y bajando las tasas de reacción y las tasas de liberación de calor trayendo como consecuencia la disminución en la velocidad de propagación de la llama. Esto es debido al incremento en la capacidad calorífica molar de las mezclas en comparación con el aire, la influencia llega a ser más pronunciada a altas temperaturas. También el CO₂ es un reactivo en algunos pasos del mecanismo de reacción química y es generalmente endotérmico.

Conclusiones intercambiabilidad del estudio desarrollado por la Universidad de Antioquia

- Cuando se pasa de un combustible de menor Índice de Wobbe (Guajira) a un combustible de mayor índice de Wobbe (Cusiana) disminuye la relación aire/ combustible en 3,8%. Lo que implica, si el motor opera en mezcla pobre cerca de la mezcla estequiométrica se reduce el consumo de combustible. Sin embargo, se debe contar con un sistema de control electrónico de lazo cerrado que detecte estos cambios para lograr que el motor opere con una relación aire/ combustible constante y evite que se

aumente el nivel de emisiones de CO en 44%. Trae como ventaja positiva respecto a las emisiones ya que : disminuyen 5,5%CO₂, y 9% CH₄

- En el cambio de gas de Guajira a Cusiana se reducen las condiciones de operación satisfactorias del motor ya que se evidencia la disminución de la resistencia al *knock* (Debido a la disminución del contenido de Metano en la mezcla aire /combustible)
- Sólo la composición química del gas natural de Guajira cumple los requerimientos internacionales de calidad exigidos por la gran mayoría de fabricantes de motores dedicados a gas natural, lo que implica un inconveniente en la utilización futura de gas de Cusiana en el parque automotor colombiano.

Otras características resultantes del cambio de operación con gas natural de Guajira a Gas natural de Cusiana son:

- La temperatura de los humos disminuye en 4,4%.Indica una realización de mejor combustión
- La presión máxima alcanzada en la cámara de combustión aumenta en 2,05% , lo que implica una mayor probabilidad de entregar más potencia al motor
- la reducción del tiempo de duración del desarrollo de la fase inicial de llama laminar en la cámara de combustión (Aumenta la velocidad de propagación de la llama, debido al mayor contenido de etano de Cusiana)
- Mayor sobrecarga térmica y mecánica del motor (Debidas al mayor contenido energético volumétrico de la mezcla aire/combustible que entra a los cilindros)

- Se obtiene un rendimiento 14,37 % mayor (Más kilómetros recorridos con el mismo volumen de combustible) con el gas natural de Cusiana que con el gas natural de la Guajira.

Sin realizar ninguna modificación en el motor, estos dos gases no son intercambiables ya que cambian las condiciones de operación. Para lograr la intercambiabilidad de estos gases en un rango satisfactorio de operación, se debe introducir un sistema de control de lazo cerrado que modifique la curva de avance de encendido y la relación aire / combustible.

Recomendaciones finales

Para completar el estudio de la intercambiabilidad de estos gases en motores que operan con gas en Colombia se deben tener en cuenta los siguientes Factores:

- Realizar el estudio en motores comerciales a gas
- Incluir la influencia de las condiciones atmosféricas
- Incluir los diferentes Kits de conversión comerciales
- El efecto combinado de la altitud (Por concentración de oxígeno) con la composición química del combustible sobre el desempeño del motor y el efecto de la variación en el tiempo de duración de la fase inicial de desarrollo de llama laminar debida a la composición del combustible sobre la electrónica de control de avance.

Anexo I. Otras correlaciones

MÉTODO DE CARACTERIZACIÓN DE GROSS:

1. Variables de entrada: Densidad relativa (G_r), Fracciones molares de (X_{CO_2} y N_2).

2. Suponer $Z^\circ = 1$ y Hallar la fracción equivalente de hidrocarburo

$$X_{CH} = 1 - X_{N_2} - X_{CO_2} \quad (13)$$

3. Masa molar de la mezcla

$$M_r = \frac{G_r * Z^\circ * R * T_{gr} * \rho_{air}}{P_{gr}} \quad (14)$$

4. Masa molar del hidrocarburo equivalente

$$M_{r_{CH}} = \frac{M_r - X_{CO_2} * M_{r_{CO_2}} - X_{N_2} * M_{r_{N_2}}}{X_{CH}} \quad (15)$$

Donde:

$M_{r_{N_2}}$ = Masa molar de nitrógeno

$M_{r_{CO_2}}$ = Masa molar de dióxido de carbono

M_r = Masa molar de la mezcla

5. Poder calorífico molar de Gross del hidrocarburo equivalente

$$H_{CH} = \frac{M_{r_{CH}} - G_1}{G_2} \quad (16)$$

$G_1 = -2.709328$; $G_2 = 0.021062199$

6. Coeficientes viriales

$$B_{CH-CH} = B_0 + B_1 * H_{CH} + B_2 * H_{CH}^2 \quad (17)$$

$$B_{mix} = \sum_i \sum_j B_{ij} X_i X_j \quad (18)$$

7. Nuevo Factor de Compresibilidad

$$Z_{new}^{\circ} = 1 + B_{mix} * P_{gr} / R * T_{gr} \quad (19)$$

8. Se debe comparar el valor inicial de $Z^{\circ}=1$ con el nuevo Z_{new} por la siguiente expresión:

$$\left| Z^{\circ} / Z_{new}^{\circ} - 1 \right| < \xi \quad (20)$$

Si esta operación no es menor de ξ debo hacer $Z^{\circ} = Z_{new}^{\circ}$ y regresar al paso 3; y si es menor se determina H_{CH} .

9. Coeficientes viriales

$$B_{CH-CH} = B_0 + B_1 * H_{CH} + B_2 * H_{CH}^2 \quad (21)$$

$$C_{CH-CH} = C_0 + C_1 * H_{CH} + C_2 * H_{CH}^2 \quad (22)$$

10. Se hace la pregunta: Es conocida d ?

Si la respuesta es afirmativa:

$$Z = 1 + B_{mix} * d + C_{mix} * d^2 \quad (23)$$

Si la respuesta es negativa:

$$P = R * T * d * \left(1 + B_{mix} * d + C_{mix} * d^2 \right), \quad (24)$$

Para obtener la densidad

ASTM D 3588-91

❖ **Poder Calorífico Ideal de Gross por unidad de masa para una mezcla**

$$H_m^{id} = \frac{\sum_{j=1}^n x_j M_j H_{mj}^{id}}{\sum_{j=1}^n x_j M_j} \quad (25)$$

❖ **Densidad de gas Ideal**

$$\rho^{id} = P / RT \sum_{j=1}^n x_j M_j = MP / RT \quad (26)$$

Donde M es la masa molar de la mezcla:

$$M = \sum_{j=1}^n x_j M_j \quad (27)$$

❖ **Densidad relativa Ideal**

$$d^{id} = \sum_{j=1}^n x_j d_j^{id} = \sum_{j=1}^n x_j M_j / M_a = M / M_a \quad (28)$$

❖ **Poder Calorífico de Gross por unidad de Volumen**

$$H_v^{id} = \rho^{id} H_m^{id} = \sum_{i=1}^n x_j H_{vj}^{id} \quad (29)$$

❖ **Factor de compresibilidad**

$$Z(T, P) = 1 - P \left[\sum_{j=1}^n x_j \sqrt{\beta_{jj}} \right]^2 \quad (30)$$

$$\text{Donde: } \beta_{jj} = B_{jj} / RT \quad (31)$$

$\sqrt{\beta_{jj}}$, es el factor de la suma del componente j.

❖ **Densidad de gas Real**

$$\rho = \rho^{id} / Z \quad (32)$$

Donde ρ^{id} y z son evaluados a la misma temperatura y presión.

Anexo J. Interpolación con un spline cúbico

Un spline cúbico ajusta una curva suave a los puntos, tomando prestada la idea de un instrumento que se usa para dibujar. Este instrumento es una barra flexible, que se flexiona para conformarse a los puntos, (y que suele mantenerse en su sitio mediante pesos). Este instrumento es mejor que una pistola francesa en cuanto a que la forma en que ésta se coloca para trazar la curva es muy subjetiva.

La curva spline puede ser de varios grados. Supóngase que se tiene el siguiente conjunto de $n+1$ puntos de datos:

$$(x_i, y_i), \quad i=0, 1, 2, 3, \dots, n.$$

En general, un conjunto de polinomios de n ésimo grado se ajusta entre cada par de puntos adyacentes, $g_i(x)$, desde x_i hasta x_{i+1} . El problema con los spline lineal es que la pendiente es discontinua en los puntos (nodos). Los splines de grado mayor que uno carecen de este problema.

Como ya se mencionó, el concepto de curva spline se deriva de un instrumento que usan los dibujantes para trazar una curva suave. Los trazadores para dibujar se flexionan según las leyes de flexión de vigas, de modo que tanto la pendiente como la curvatura son continuas. El spline cúbico matemático que aquí se aplica debe usar polinomios de grado tres o más para coincidir con este comportamiento.

Se creará una sucesión de spline cúbicos sobre intervalos sucesivos de los datos. Estos polinomios tendrán la misma pendiente y curvatura en los puntos en que se unen. No se requiere que los intervalos tengan el mismo ancho.

En los puntos extremos del conjunto de datos sobre los que $f(x)$ se ajusta con splines cúbicos, no hay un polinomio “de Unión”. Esto significa que la pendiente y la curvatura no están restringidas ahí.

Así, la función del spline cúbico que se desea es de la forma:
 $g(x) = g_i(x)$ sobre el intervalo $[x_i, x_{i+1}]$, para $i = 0, 1, \dots, n-1$
 y cumple las condiciones:

$$|g_i(x_i) = y_i, i = 0, 1, \dots, n-1 \quad \text{y} \quad g_{n-1}(x_n) = y_n \quad | \quad (1.1)$$

$$|g_i(x_{i+1}) = g_{i+1}(x_{i+1}), i = 0, 1, \dots, n-2 \quad | \quad (33)$$

$$|g'_i(x_{i+1}) = g'_{i+1}(x_{i+1}), i = 0, 1, \dots, n-2 \quad | \quad (34)$$

$$|g''_i(x_{i+1}) = g''_{i+1}(x_{i+1}), i = 0, 1, \dots, n-2 \quad | \quad (35)$$

Las ecuaciones 1 indican que el spline cúbico se ajusta a cada uno de los puntos (1.1), que es continua (1.2) y que es continua en pendiente y curvatura (1.3) y (1.4), a lo largo de toda la región generada por los puntos. Si hay $n+1$ puntos, el número de intervalos y el número de $g_i(x)$ es n . Así, hay cuatro veces n incógnitas que son las $\{a_i, b_i, c_i, d_i\}$ para $i = 0, 1, \dots, n-1$. La ecuación 1.1 inmediatamente proporciona:

$$d_i = y_i, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n-1$$

Luego la ecuación 1.2 proporciona:

$$y_{i+1} = a_i(x - x_{i+1})^3 + b_i(x - x_{i+1})^2 + c_i(x - x_{i+1}) + y_i = a_i h_i^3 + b_i h_i^2 + c_i h_i + y_i$$

$$i = 0, 1, \dots, n-1$$

Siguiendo con el desarrollo de esta ecuación se obtiene:

$$h_{i-1}s_{i-1} + (2h_{i-1} + 2h_i)s_i + h_i s_{i+1} = 6 \left(\frac{y_{i+1} - y_i}{h_i} - \frac{y_i - y_{i-1}}{h_{i-1}} \right) = 6(f[x_i, x_{i+1}] - f[x_{i-1}, x_i])$$

(36)

Esta ecuación es válida en cada punto interno desde $i=1$ hasta $i=n-1$, con lo que hay $n+1$ puntos. Esto proporciona $n-1$ ecuaciones que relacionan los $n+1$ valores de S_i . Cuando se especifican condiciones pertenecientes a los intervalos extremos de toda la curva se obtiene dos ecuaciones adicionales que implican a S_0 y S_n . En cierta medida, estas condiciones de frontera son arbitrarias.