

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS NX-19(1962), AGA 8 (1992) Y  
GERG (2004) , PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z) ,  
APLICADOS AL CÁLCULO DEL INVENTARIO DE UNA RED DE TRANSPORTE  
DE GAS**

**EDGAR ENRIQUE PICON DURAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2010**

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS NX-19(1962), AGA 8 (1992) Y  
GERG (2004) , PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z) ,  
APLICADOS AL CÁLCULO DEL INVENTARIO DE UNA RED DE TRANSPORTE  
DE GAS**

**EDGAR ENRIQUE PICON DURÁN**

**Trabajo de grado para optar el título de  
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS**

**Director:  
ING. JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR  
Especialista en Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2010**

## DEDICATORIA

*Dedico este nuevo triunfo a Dios primero que todo, a mi esposa Sorangel por su apoyo incondicional desde que inicié mi especialización y a mis hijos Jhoan Sebastián y Angie Sorey, quien para todos ellos compartiré por siempre mis éxitos.*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos a:

Juan Manuel Ortiz, Ingeniero Mecánico y funcionario de TGI S.A .E.SP, por valiosa colaboración como director de esta monografía.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS), por su colaboración en la gestión como educador y por la capacitación realizada durante este proceso, para llevar a feliz término todos mis estudios.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	18
1. INFORMACIÓN GENERAL	20
1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO	20
1.1.1 Objetivo General	20
1.1.2 Objetivos Específicos	20
1.2 ALCANCE DEL PROYECTO	20
1.3 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	21
1.3.1 Método NX -19 (1962)	21
1.3.1.1 Ecuación de Estado para el cálculo del Factor de Compresibilidad (Z)	22
1.3.1.2 Limitaciones de la ecuación	24
1.3.2 Método AGA 8 (1992)	26
1.3.2.1 Método de caracterización detallado	30
1.3.2.1.1 Ecuación de Estado para el cálculo del Factor de Compresibilidad por el método de Caracterización detallado	31
1.3.2.2 Método caracterización tipo bruto (Gross)	34
1.3.3 Método GERG (2004)	38
1.3.3.1 Mezcla de multicomponentes	40
1.3.3.2 Ecuación virial para el modelo GERG	41
1.3.3.2.1 La ecuación maestra (MGERG-2004)	42
1.3.3.2.2 La ecuación estándar (SGERG-2004)	42
1.3.3.2.3 El factor de compresibilidad	43
2. SIMULACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)	44
2.1 COMPARACION GÁFICA DE LOS METODOS GERG 2004, AGA 8 Y NX 19	45
2.1.1 Gas de Apiay con alto % CO <sub>2</sub>	45
2.1.1.1 A temperatura de 40 ° F	45

2.1.1.2 A temperatura de 60 ° F	46
2.1.1.3 A temperatura de 80 ° F	47
2.1.1.4 A temperatura de 100 ° F	48
2.1.1.5 A temperatura de 120 ° F	49
2.1.2 Gas de Apiay con medio %CO2	50
2.1.2.1 A temperatura de 40 ° F	50
2.1.2.2. A temperatura de 60 ° F	51
2.1.2.3. A temperatura de 80 ° F	52
2.1.2.4. A temperatura de 100 ° F	53
2.1.2.5. A temperatura de 120 ° F	54
2.1.3 Gas de cusiana	55
2.1.3.1 A temperatura de 40 ° F	55
2.1.3.2 A temperatura de 60° F	56
2.1.3.3 A temperatura de 80 ° F	57
2.1.3.4 A temperatura de 100 ° F	58
2.1.3.5 A temperatura de 120 ° F	59
2.1.4 Gas mezcla	60
2.1.4.1 A temperatura de 40 ° F	60
2.1.4.2 A temperatura de 60 ° F	61
2.1.4.3 A temperatura de 80 ° F	62
2.1.4.4 A temperatura de 100 ° F	63
2.1.4.5 A temperatura de 120 ° F	64
2.1.5 Gas de guajira	65
2.1.5.1 A temperatura de 40 ° F	65
2.1.5.2 A temperatura de 60 ° F	66
2.1.5.3 A temperatura de 80 ° F	67
2.1.5.4 A temperatura de 100 ° F	68
2.1.5.5 A temperatura de 120 ° F	69

2.2 COMPARACION REAL DEL INVENTARIO DE LÍNEA PARA UNA RED DE TRANSPORTE TÍPICA DE GAS CON LOS MÉTODOS NX-19, AGA 8 Y GERG 2004	70
2.2.1 Inventario de línea con el método NX-19	71
2.2.2 Inventario de línea con el método AGA 8	72
2.2.3 Inventario de línea con el método GERG 2004	72
2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS ENTRE LOS METODOS GERG 2004, AGA 8 Y NX 19	73
2.3.1 Ventajas y desventajas en general	74
2.3.1.1 Método NX- 19	74
2.3.1.2 Método AGA 8	75
2.3.1.3 Método GERG 2004	76
3. GUIA PRÁCTICA EN LA ESCOGENCIA DE UN MÉTODO ADECUADO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR (Z)	78
3.1 CRITERIOS EN LA SELECCIÓN DEL MÉTODO A EMPLEAR	78
3.2 SUGERENCIA DEL AUTOR DEL MÉTODO A IMPLEMENTAR POR PARTE DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR GAS.	79
3.2.1 Por que utilizar el modelo GERG 2004	79
3.2.2 Que lo diferencia de los otros métodos	80
3.2.3 Software REFPROP	81
4. CONCLUSIONES	83
BIBLIOGRAFÍA	84

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Mezcla característica de gases en el Informe AGA 8	30
Tabla 2. Constantes para el método de caracterización detallado	32
Tabla 3. Propiedades del método de caracterización tipo bruto	35
Tabla 4. Constantes para el método de caracterización tipo bruto	37
Tabla 5. Cálculo para el componente de compresibilidad (Z).	44
Tabla 6. Inventario de línea con el método NX-19	71
Tabla 7. Inventario de línea con el método AGA 8	72
Tabla 8. Inventario de línea con el método GERG 2004	73
Tabla 9. Rangos de operación método AGA 8	75

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Calculo del Factor E.	25
Figura 2. Relación de supercompresibilidad	26
Figura 3. Pantallazo Software REFPROP	82

## LISTA DE GRAFICOS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1.	46
Gráfica 2.	47
Gráfica 3.	48
Gráfica 4.	49
Gráfica 5.	50
Gráfica 6.	51
Gráfica 7.	52
Gráfica 8.	53
Gráfica 9.	54
Gráfica 10.	55
Gráfica 11.	56
Gráfica 12.	57
Gráfica 13.	58
Gráfica 14.	59
Gráfica 15.	60
Gráfica 16.	61
Gráfica 17.	62
Gráfica 18	63
Gráfica 19.	64
Gráfica 20.	65
Gráfica 21.	66
Gráfica 22.	67
Gráfica 23.	68
Gráfica 24.	69
Gráfica 25.	70

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. TABLA DE DATOS GAS APIAY ALTO %CO2 MODELO GERG 2004	87
ANEXO B. TABLA DE DATOS GAS APIAY MEDIO %CO2 MODELO GERG 2004	90
ANEXO C. TABLA DE DATOS GAS CUSIANA MODELO GERG 2004	93
ANEXO D. TABLA DE DATOS GAS MEZCLA MODELO GERG 2004	96
ANEXO E. TABLA DE DATOS GAS GUAJIRA MODELO GERG 2004	99
ANEXO F. TABLA DE DATOS GAS APIAY ALTO %CO2 MODELO AGA 8	102
ANEXO G. TABLA DE DATOS GAS APIAY MEDIO % CO2 MODELO AGA 8	105
ANEXO H. TABLA DE DATOS GAS CUSIANA MODELO AGA 8	108
ANEXO I. TABLA DE DATOS GAS MEZCLA MODELO AGA 8	111
ANEXO J. TABLA DE DATOS GAS GUAJIRA MODELO AGA 8	114
ANEXO K. TABLA DE DATOS GAS DE APIAY CON ALTO %CO2 MODELO NX-19	117
ANEXO L. TABLA DE DATOS GAS APIAY MEDIO % CO2 MODELO NX-19	120
ANEXO M. TABLA DE DATOS GAS DE CUSIANA MODELO NX-19	123
ANEXO N. TABLA DE DATOS GAS MEZCLA MODELO NX-19	126
ANEXO O. TABLA DE DATOS GAS GUAJIRA MODELO NX-19	129

## GLOSARIO

**CONDICIONES ESTANDAR:** Definen el pie (metro) cúbico estándar como el volumen de gas, real y seco (que cumpla las especificaciones del RUT, en cuanto a concentración de vapor de agua) contenido en un pie (metro) cúbico a una presión absoluta de 14.65 psi (1.01 bar absoluto), y a una temperatura de 60 °F (15.56 °C). A estas condiciones se referirán los volúmenes y todas las propiedades volumétricas del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.

**CREG:** COMISIÓN O CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las Leyes 142 y 143 de 1994.

**DENSIDAD:** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón

**DISTRIBUIDOR:** El titular de un permiso de distribución

**DUCTOS:** Las tuberías e instalaciones para la conducción de Gas

**FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z):** El factor de compresibilidad Z, es un factor de corrección, que se introduce en la ecuación de estado de gas ideal para modelar el comportamiento de los gases reales, los cuales se pueden comportar como gases ideales para condiciones de baja presión y alta temperatura.

**FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD (Fpv):** Corresponde a la relación de 1 sobre la raíz cuadrada del factor de compresibilidad (Z).

**GAS ASOCIADO:** hidrocarburos gaseosos que se encuentran como gas libre bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

**GAS NATURAL:** Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas

establecidas en el RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

**GASODUCTO:** Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones.

**HIDROCARBUROS:** Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono

**OPERADOR:** Será quien haya demostrado ante un ente jurídico capacidad, técnica, operacional y financiera, de conformidad con los reglamentos de contratación aprobado por ésta para llevar a cabo las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción.

**RUT:** Reglamento Único de Transporte (Resolución CREG 071 de 1999) Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el Servicio de Transporte de Gas Natural y su interrelación con los demás Agentes.

**SISTEMA:** El conjunto de gasoductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de Gas.

**TRANSPORTE:** La actividad de recibir, conducir y entregar Gas por medio de Ductos a personas que no sean Usuarios Finales localizados dentro de una Zona Geográfica.

**USUARIO FINAL:** La persona que adquiere Gas para su consumo

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS NX-19(1962), AGA 8 (1992) Y GERG (2004) , PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z) , APLICADOS AL CÁLCULO DEL INVENTARIO DE UNA RED DE TRANSPORTE DE GAS.\*

**AUTOR:** EDGAR ENRIQUE PICON D\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Método, Factor de Compresibilidad (Z), Transporte

**METODO:** Conjunto de pasos fijados de antemano por una disciplina con el fin de alcanzar conocimientos válidos mediante instrumentos confiables.

**DESCRIPCIÓN:** Debido al aumento en la demanda de Gas Natural que se utiliza como combustible y como materia prima en el sector residencial, comercial, industrial, petroquímico, de transporte , termoeléctrico el cual ha sustituido energéticos como , GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados, carbón en el área industrial , gasolina y diesel en el transporte terrestre , hoy en día las compañías de transporte de este combustible están ampliando sus redes y desean ingresar mayores cantidades de gas proveniente de los dos mas grandes pozos productores en Colombia como son el de Guajira y el Cusiana, al sistema nacional de transporte para ampliar la demanda existente en la actualidad y aumentar las ventas.

El propósito de este trabajo es mostrar cuales son los métodos más utilizados en esta industria para el cálculo del factor de compresibilidad. Para ello los procedimientos de los distintos autores deberán y deben cumplir con los requisitos establecidos por la Ley Colombiana y demás estándares internacionales, concernientes a los complejos cálculos del factor de compresibilidad que es una característica indispensable e inherente a las líneas de transporte de gas como un combustible a alta presión, para los diferentes usos de tipo industrial y doméstico.

De esta forma, este documento consta de tres capítulos donde se expondrán, la información general, descripción de cada uno de los métodos utilizados, análisis grafico de los resultados obtenidos para cada uno de los métodos y por último una guía práctica y sencilla en la escogencia del método que más se ajuste a la necesidad de las empresas del sector gas. De igual manera este manuscrito es un soporte y ejemplo documental que puede servir de apoyo en cualquier proyecto de características similares.

---

\* Trabajo de grado de Especialización

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería Petróleos, Especialización en Ingeniería del gas. Director: Ing. Juan Manuel Ortíz A.

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODS NX-19 (1962) AGA 8 (1992) AND GERG (2004), THE CALCULATION OF THE COMPRESSIBILITY FACTOR (Z), APPLIED TO CALCULATION OF INVENTORY OF A GAS TRANSPORT NETWORK.\*

**AUTHOR:** EDGAR ENRIQUE PICON D\*\*

**KEYWORDS:** Method, Compressibility Factor (Z), Transportation

**METHOD:** A set of steps determined in advance by a discipline to achieve valid knowledge through reliable instruments

**DESCRIPTION:** Due to increased demand for natural gas used as fuel and as raw material in the residential, commercial, industrial, petrochemical, transport, thermoelectric energy which has been replaced as, LPG, diesel, kerosene, fuel oil, heavy oil, coal in the industrial area, gasoline and diesel in road transport today carriers of this fuel are expanding their networks and want to enter larger amounts of gas from the two largest producing wells in Colombia are the Guajira and Cusiana, the national transportation system to expand the currently existing demand and increase sales.

The purpose of this study is what are the methods most commonly used in industry to calculate the compressibility factor. For this, the procedures of the various authors should and must comply with the requirements established by Colombian law and other international standards concerning the complex calculations of the compressibility factor which is an indispensable feature inherent to the gas transmission lines as a high-pressure fuel to the different uses of industrial and domestic.

Thus, this document contains three chapters that expose the general information, description of each of the methods, graphical analysis of the results for each of the methods and finally a practical and simple guide on choosing the method that best suits the need of companies in the gas sector. Similarly this manuscript is a documentary that such support and can support any similar project

---

\* Specialisation degree Work

\*\* Faculty of Engineering physicochemical School of Petroleum Engineering, Gas Engineering Specialization. Director: Mr. Juan Manuel Ortíz A.

## INTRODUCCION

La medición del gas natural es tan compleja, que requiere de un gran cuidado, experiencia y de elementos para lograr de manera consistente mediciones exactas que puedan satisfacer las estrictas exigencias del cliente.

El procesamiento, transporte y almacenamiento de gas natural necesitan cálculos en las propiedades para una amplia gama de composiciones de mezcla y condiciones homogéneas del gas y así como para el vapor líquido en estados de equilibrio.

Estos datos ventajosamente pueden calcularse a partir de ecuaciones de estado, donde están expuestos a una serie de entornos en el funcionamiento de flujo para el comportamiento dinámico, de propiedad del fluido y condiciones en la fluctuación en los equipos de medida.

El factor de compresibilidad es un concepto presente en la medición, que origina en la industria muchas prácticas y esquemas aún no estandarizados donde el conocimiento preciso de las propiedades termodinámicas de los gases naturales y otras mezclas para los componentes del gas natural, tienen una importancia indispensable para la ingeniería básica y de rendimiento de los procesos técnicos.

Para superar las debilidades y limitaciones de las ecuaciones de estado, existen métodos utilizados en la industria del gas natural desde hace varios años como el NX-19(1962), AGA 8 (1992) Y GERG (2004).

El propósito de esta monografía es proporcionar antecedentes sobre el desarrollo de estos métodos utilizados para el cálculo del factor de compresibilidad, ventajas,

desventajas y al final una guía de que proceso deberá seguirse con el mejor lineamiento.

Metodológicamente, el documento se estructura en tres capítulos que ofrecerán:

- Capítulo 1: Información general, descripción y análisis los diferentes métodos disponibles para el cálculo de factor de compresibilidad (Z) en la industria del gas, particularmente los métodos NX -19 (1962), AGA 8 (1992) Y GERG (2004).
- Capítulo 2: Simulación del efecto que tiene cada uno de los anteriores métodos sobre el cálculo del inventario de gas en redes típicas de transporte colombianas.
- Capítulo 3: Brindar una Guía Práctica que asista a las empresas del sector del gas natural en la decisión de implementar el método más adecuado a sus necesidades.

## **1. INFORMACIÓN GENERAL**

### **1.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

#### **1.1.1 Objetivo General**

Analizar comparativamente los métodos NX -19 (1962), AGA 8 (1992) Y GERG (2004), utilizados en la industria del gas natural para el cálculo del factor de compresibilidad (Z), determinando sus ventajas y desventajas, de manera que las industrias del gas cuenten con una guía para decidir su correcta aplicación.

#### **1.1.2 Objetivos Específicos**

- Investigar, describir y analizar los diferentes métodos disponibles para el cálculo de factor de compresibilidad (Z) en la industria del gas, particularmente los métodos NX -19 (1962), AGA 8 (1992) Y GERG (2004).
- Simular el efecto que tiene cada uno de los anteriores métodos sobre el cálculo del inventario de gas en redes típicas de transporte colombianas.
- Ofrecer una Guía Práctica que asista a las empresas del sector del gas natural en la decisión de implementar el método más adecuado a sus necesidades.

### **1.2 ALCANCE DEL PROYECTO**

Se desarrollará un análisis comparativo de los métodos NX -19 (1962), AGA 8 (1992) Y GERG (2004), utilizados en la industria del gas para el cálculo de factor de compresibilidad (Z), estableciendo las características de cada método, sus ventajas

y desventajas, así como sus fortalezas para describir con exactitud el factor de compresibilidad de las mezclas de gas características en Colombia

Para satisfacer la intención mencionada, el alcance específico del proyecto consiste en:

- ✓ La recolección y análisis de la información.
- ✓ Descripción de los métodos más utilizados para el cálculo del factor de compresibilidad en la industria del gas.
- ✓ Realización de gráficas y tablas comparativas para cada uno de los métodos anteriormente descritos.
- ✓ Análisis comparativo mostrando sus ventajas y desventajas de cada uno de los métodos estudiados.
- ✓ Guía práctica de asistencia para las empresas del gas natural con el método más recomendado actualmente.

### **1.3 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD**

#### **1.3.1 Método NX -19 (1962)**

El método NX-19 fue desarrollado por Zimmerman del Estado de Ohio en 1960 que aplicó una versión truncada de la ecuación BWR<sup>1</sup> original. La ecuación BWR fue desarrollada originalmente en el Instituto Tecnológico de Massachusetts donde este enfoque ampliado a las ideas de Van der Waals JD y Onnes Kammerlin mediante la adición de una mayor densidad de orden y términos exponenciales de la ecuación del teorema del virial<sup>2</sup>, originaron dicha ecuación.

---

<sup>1</sup> Ecuación Benedict-Webb-Rubin (BWR)

<sup>2</sup> Teorema de virial es una ecuación general que relaciona la energía cinética total promedio  $\langle T \rangle$  de un sistema con su energía potencial promedio  $\langle V \rangle$

La forma funcional de la ecuación de Zimmerman fue truncada a la ecuación BWR con funciones auxiliares ajustado para las diferentes regiones de la superficie de presión-temperatura, es decir, ecuaciones diferentes para distintas condiciones de operación mejorando la precisión de los cálculos de factor de compresibilidad, sobre regiones específicas de PT.

El método NX-19, es decir la forma BWR truncada, produjo factores favorables para el factor supercompresibilidad, ( $F_{pv}$ ), y para las mezclas de alto metano en condiciones típicas de gasoductos. Debido a la aplicación y desarrollo de este método, se convirtió en una parte esencial del procedimiento, para la industria del gas natural de cálculo con medición de orificio a partir de alrededor de 1960 hasta mediados de 1990.

Uno de los problemas significativos con la ecuación de NX-19 fue que la formulación contiene discontinuidades en las derivadas del factor de compresibilidad en los límites de las funciones de ajuste auxiliar. Esto limita su utilidad para los cálculos de ingeniería del factor de supercompresibilidad, ( $F_{pv}$ ).

La ecuación no puede ser utilizada para satisfacer otras necesidades de ingeniería de gas, incluyendo cálculos críticos boquillas de flujo, cálculos de velocidad de sonido, o los cálculos del compresor. Además, el método NX-19 no era imparcial para los gases ricos y diluye los gases de alto contenido.

#### **1.3.1.1 Ecuación de Estado para el cálculo del Factor de Compresibilidad (Z)**

La ecuación NX-19 aunque limitada, tiene un importante legado tecnológico en su época y se define como:

$$\begin{aligned}
F_p &= \frac{156.47}{160.8 - 7.22G} \\
F_t &= \frac{226.29}{99.15 + 211.9G} \\
T_c &= \frac{T_m F_t}{500} \\
P_c &= \frac{P_m F_p + 14.73}{1000} \\
M &= \frac{0.0330378}{T_c^2} - \frac{0.0221323}{T_c^3} + \frac{0.0161353}{T_c^5} \\
N &= \left( \frac{\frac{0.265827}{T_c^2} + \frac{0.0457697}{T_c^4} - \frac{0.133185}{T_c}}{M} \right) \\
B &= \frac{3 - MN^2}{9MP_c^2} \\
E &= 1 - 0.00075P_c^{2.3}(2 - e^{-20(1.09 - T_c)}) \\
&\quad - 1.317(1.09 - T_c)^4 P_c(1.69 - P_c) \\
A &= \frac{9N - 2MN^3}{54MP_c^3} - \frac{E}{2MP_c^2}, \quad D = \sqrt[3]{\left(A + \sqrt{A^2 + B^3}\right)} \\
F_{pv} &= \frac{\sqrt{\frac{B}{D} - D + \frac{N}{3P_c}}}{1 + \frac{0.00132}{T_c^{3.25}}} \\
Z &= \frac{1}{F_{pv}^2}
\end{aligned}$$

Donde:

G = Composición con porcentajes de mol para el CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y Gravedad específica.

F<sub>p</sub> = Factor de presión

$F_t$  = Factor de temperatura

$T_m$  = Es la temperatura media de flujo, normalmente es constante, se toma 459,67 °R.

$P_m$  = Presión media del tramo.

$T_c$  = Temperatura crítica

$P_c$  = Presión crítica

M, N, B, A, D, E = Constantes para cálculos.

$F_{PV}$  = Factor de Supercompresibilidad

Z = Factor de compresibilidad final

La preocupación por los errores aleatorios encaminó a la industria del gas a iniciar el desarrollo de una nueva ecuación de estado para reemplazar el método de trabajo por la utilización del NX-19, ya que este método utiliza en su cálculo las relaciones entre presión, temperatura, la gravedad específica (g), y los porcentajes de mol de CO<sub>2</sub> dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y Nitrógeno (N<sub>2</sub>).

### **1.3.1.2 Limitaciones de la ecuación**

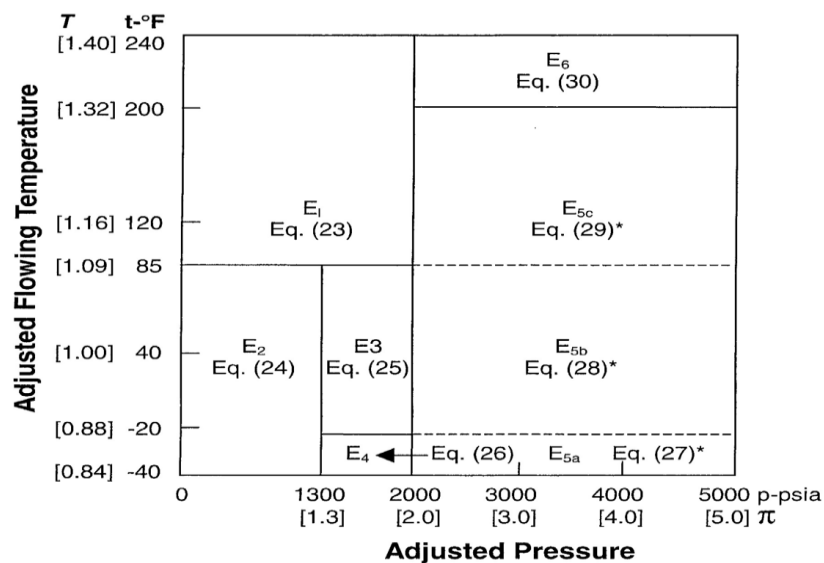
El método estándar es aplicable al gas natural que no posea "grandes concentraciones de peso de hidrocarburos como el caso del gas de la Guajira, de los campos de marítimos de Chuchupa A y B en Ballenas, donde su porcentaje de metano es aproximadamente en un 90%.

Además existe una información básica sobre los límites y alcances requeridos para la aplicación del método NX-19 así:

- Presión de 0 a 5000 psig
- Temperatura, en F -40 a 240 °
- Gravedad específica de 0,554 a 1,00
- % de CO<sub>2</sub>, en moles 0 a 15%
- % N<sub>2</sub>, en moles 0 a 15%

La (Figura 1) muestra las regiones en las que se utilizan diferentes ecuaciones para calcular el factor E. Este factor se utiliza para ajustar el factor de supercompresibilidad FPV, bajo diferentes condiciones de funcionamiento, teniendo en cuenta el gran número de ecuaciones que se hace referencia en la carta del factor E. Esto es debido al hecho de que el mejor conjunto de datos disponibles en el momento todavía se requiere de varias ecuaciones diferentes para adecuar el modelo de los datos empíricos.

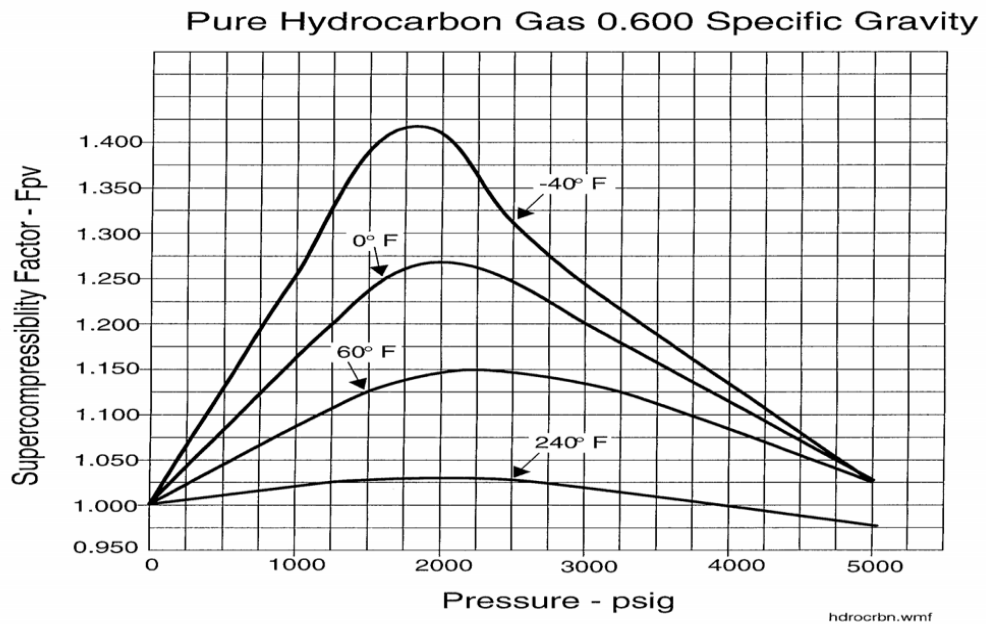
**Figura 1. Calculo del Factor E.**



Fuente: Emerson Process Management

En la (Figura 2) se muestra la relación de supercompresibilidad sobre un rango de presión cada vez mayor para un gas de hidrocarburo puro, con un 0,600 de gravedad específica.

**Figura 2. Relación de supercompresibilidad**



Fuente: Emerson Process Management

### 1.3.2 Método AGA 8 (1992)

En 1980, el Gas Research Institute (GRI) llevó a cabo un esfuerzo para mejorar el método NX-19 de transferencia en custodia. El alcance del trabajo fue mejorar las capacidades de cálculo de los factores de compresibilidad de forma significativa de la temperatura, presión y composición de los rangos de Proyecto PAR NX-19.

Este trabajo fue desarrollado bajo la dirección y orientación de Kenneth Starling en la Universidad de Oklahoma, Gas Research Institute, y la transmisión de medición AGA Comité junto con un número de consejeros independientes.

La nueva ecuación requirió el modelado de datos de alta precisión. Más de 34.000

puntos de datos P&T que se obtuvieron de la literatura publicada y fuentes de la industria del gas, obteniéndolos de las sustancias puras y la mezcla del gas natural.

Esta información fue evaluada rigurosamente usando una variedad de métodos, donde sólo una fracción de los datos cumplió los criterios de la incertidumbre de modelado necesario para el desarrollo del modelo y los propósitos para la ecuación de la prueba.

En 1985, la primera generación de GRI, la ecuación del AM de alta precisión de estado de los gases naturales se llevó a cabo. A.G.A., lo publicó en ese momento de sustituir el método de NX-19, donde esta fue la primera edición del Informe llamado AGA N°8

Coincidiendo con la publicación de la primera edición del Informe AGA N ° 8, la ecuación del método de estado se amplió para calcular otras propiedades físicas importantes tales como la velocidad del sonido y las cantidades relacionadas con las termo físicas.

En el año 1985 el GRI concluye el modelo termodinámico de las propiedades físicas del gas natural y líquidos titulado el SuperZ , el cual siempre se destacó por una buena velocidad para los factores críticos de flujo, y otros bienes relacionados con las propiedades termo físicas del gas. Como una ampliación significativa del trabajo de Johnson sobre los factores de corriente crítica entre 1964 y 1972, SuperZ estableció un conjunto de ecuaciones, algoritmos en FORTRAN para calcular todas las cantidades ecuación de estado para la medición de gas.

Las revisiones posteriores de las ecuaciones que fueron desarrollados por GRI en la U. de Oklahoma para AGA Informe N ° 8 se han producido.

Estas versiones ofrecen mejoras incrementales en el enfoque utilizado para modelar los que tienen respecto a los factores de compresibilidad. Los datos

muestran que es aplicable a casi todos los gases naturales que se encuentran en las tuberías de gas en condiciones normales de funcionamiento.

Las revisiones que se han incorporado un mayor número de datos de gas natural y han sido adoptados por AGA, API, PAM y la ISO.

En 2002 A.G.A completó la preparación de A.G.A. Informe No. 10 para calcular la velocidad del sonido, donde el Informe N ° 10 se basa en las ecuaciones de compresibilidad de AGA del informe N ° 8.

El Gerg, un consorcio europeo de empresas de gas, llevó a cabo un gran esfuerzo en los mediados a fines de 1990, para extender la aplicación de las ecuaciones de alta precisión más allá de las propiedades en fase gaseosa para incluir la región crítica y las predicciones de la fase de frontera para puntos de rocío, además de la fase gaseosa factor de compresibilidad y otras capacidades en predicción de propiedades.

La ecuación de factor de compresibilidad parece compleja y técnicamente se trata de una simple correlación matemática que modela una gran colección de datos relacionados con el gas natural. En general, la ecuación se utiliza como representación de los datos P&T mejorados experimentalmente que fueron obtenidos para el nivel de incertidumbre en la medición.

El número de términos y parámetros en la ecuación se determina a partir de un análisis de regresión de los informes experimentales del factor de compresibilidad, donde los datos encontrados, son la base de la correlación.

Una parte significativa de la complejidad en el Método detallado en el informe AGA N ° 8 o de cualquier ecuación de la alta exactitud del método de estado surge de la necesidad de conseguir una alta precisión para mezclas de regresión no lineal con

algoritmos utilizados para obtener la ecuación de estado e introducir términos ecuación para apoyar el logro de los objetivos que da la incertidumbre global. Se supone que los datos de regresión son de alta calidad para los términos de la ecuación a ser estadísticamente significativa.

La forma funcional de una correlación está determinada en parte por los datos de base experimental que son un retroceso para construir el modelo, en este caso los datos de regresión eran estado puro, y los datos binarios fueron de múltiples componentes.

Un elemento clave en el Informe A.G.A. N ° 8 de la ecuación de estado, es su capacidad para calcular con precisión las propiedades de mezclas real de gas natural. Esto se logra mediante el uso de híbridos en reglas de mezcla. Las reglas de mezcla proporcionan un medio práctico para describir el comportamiento mezcla de fluidos. Cabe señalar que la ecuación no se ha desarrollado para la alta densidad región crítica del fluido. En la mayoría de las aplicaciones de medición de gas las condiciones de funcionamiento están muy alejadas de la región crítica.

Una diferencia importante en la ecuación de estado AGA 8 contra el tipo de ecuaciones cúbicas de estado de van der Waals y otros, está en el desarrollo de las ecuaciones y radica en que la del AGA8 hizo un amplio uso de instrumentos modernos en análisis de regresión para obtener la ecuación de estado, utilizando herramientas avanzadas, junto con las modernas y con capacidades de dotar a la sala de cómputo de una herramienta necesaria para el desarrollo de las ecuaciones de estado a muy alta precisión.

La tabla 1 presenta las características de la gas mezcla con fluidos para el cálculo de factor de compresibilidad del informe AGA N ° 8.

**Tabla 1. Mezcla característica de gases en el Informe AGA 8**

<b>Elemento</b>	<b>Rango Normal en %</b>	<b>Rango Expandido en %</b>
Densidad Relativa	0.554 a 0.87	0.07 a 1.52
Gross Heating Value	477 a 1150 Btu/scf	0.0 a 1800 Btu/scf
Metano (mole %)	45.0 a 100.0	0.0 a 100.0
Nitrógeno	0.0 a 50.0	0.0 a 100.0
CO <sub>2</sub>	0.0 a 30.0	0.0 a 100.0
Etano	0.0 a 10.0	0.0 a 100.0
Propano	0.0 a 4.0	0.0 a 12.0
Butano	0.0 a 1.0	0.0 a 6.0
Pentano	0.0 a 0.3	0.0 a 4.0
Hexano	0.0 a 0.2	0.0 a Dew Point
Helio	0.0 a 0.2	0.0 a 3.0
Hidrógeno	0.0 a 10.0	0.0 a 100.0
CO	0.0 a 3.0	0.0 a 3.0
Argón	0.0	0.0 a 1.0
Oxígeno	0.0	0.0 a 21.0
Agua	0.0 a 0.05	0.0 a Dew Point
H <sub>2</sub> S	0.0 a 0.02	0.0 a 100.0

Fuente: Emerson Process Management

El informe AGA 8, implementó dos métodos recomendados, para calcular los factores de compresibilidad y la densidad de alta precisión en la transferencia de gas natural en custodia con otras aplicaciones de medición.

### **1.3.2.1 Método de caracterización detallado**

El método de caracterización detallado, fue desarrollado para describir con precisión la fase gaseosa presión-temperatura-densidad de comportamiento de las mezclas de gas natural en una amplia gama de condiciones para el comportamiento de los componentes puros del metano, etano, dióxido de carbono, el nitrógeno y el hidrógeno y las mezclas de estos componentes.

Además, una correlación con baja densidad fue desarrollada para el propano y los hidrocarburos más pesados y mezclas binarias de estos elementos con el metano, etano, nitrógeno y dióxido de carbono. Este método reduce la incertidumbre del factor de compresibilidad y la densidad de los cálculos de los gases naturales de los separadores de producción, que puede contener porcentajes mol de hexanos más hidrocarburos más pesados de más de 1%.

Las correlaciones del comportamiento densidad de sulfuro de hidrógeno puro y las mezclas binarias de sulfuro de hidrógeno con metano, etano, nitrógeno y dióxido de carbono fueron desarrollados para reducir la incertidumbre de cálculo para los gases naturales que contienen sulfuro de hidrógeno (gas ácido).

Por último y según las correlaciones del teorema del virial, se desarrollaron para el agua y las mezclas binarias de agua con metano, etano, nitrógeno y dióxido de carbono para reducir la incertidumbre para el gas en estado natural que contiene vapor de agua (gas húmedo).

#### **1.3.2.1.1 Ecuación de Estado para el cálculo del Factor de Compresibilidad por el método de Caracterización detallado.**

La ecuación de estado utilizada es una fórmula híbrida, donde el método se basa en la labor de Starling y combina las características de la ecuación del teorema de estado virial (una serie de potencias de la densidad) donde en aplicaciones de baja densidad utiliza funciones exponenciales y para alta densidad (utiliza la ecuación extendida de Benedict-Webb-Rubin).

Esta formulación proporciona una alta precisión con una amplia gama de aplicación en la temperatura, presión, composición y capacidades derivadas de las propiedades termodinámicas del gas.

$$Z = 1 + \frac{DB}{K^3} - \sum_{n=13}^{18} C_n T^{-U_n} (b_n - c_n k_n D^{k_n}) D^{b_n} \exp(-c_n D^{k_n})$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad

B = Segundo coeficiente del teorema del virial

K = Parámetro del tamaño de la mezcla

D = Densidad reducida

C<sub>n</sub> = Coeficientes de la composición de funciones

T = Temperatura absoluta

( $b_n - c_n k_n D^{k_n}$ ) = Constantes de la tabla número 2

**Tabla 2. Constantes para el método de caracterización detallado**

n	$a_n$	$b_n$	$c_n$	$k_n$	$u_n$	$g_n$	$q_n$	$f_n$	$s_n$	$w_n$
1	0,153832600	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1,341953000	1	0	0	0,5	0	0	0	0	0
3	-2,998583000	1	0	0	1	0	0	0	0	0
4	-0.048312280	1	0	0	3,5	0	0	0	0	0
5	0.375796500	1	0	0	-0,5	1	0	0	0	0
6	-1 .589575000	1	0	0	4,5	1	0	0	0	0
7	-0.053588470	1	0	0	0,5	0	1	0	0	0
8	0.886594630	1	0	0	7,5	0	0	0	1	0
9	-0.710237040	1	0	0	9,5	0	0	0	1	0
10	-1,471722000	1	0	0	6	0	0	0	0	1
11	1,321850350	1	0	0	12	0	0	0	0	1
12	-0,786659250	1	0	0	12,5	0	0	0	0	1
13	0,002291290	1	1	3	-6	0	0	1	0	0

n	$a_n$	$b_n$	$c_n$	$k_n$	$u_n$	$g_n$	$q_n$	$f_n$	$s_n$	$w_n$
14	0,157672400	1	1	2	2	0	0	0	0	0
15	-0,436386400	1	1	2	3	0	0	0	0	0
16	-0,044081590	1	1	2	2	0	1	0	0	0
17	-0,003433888	1	1	4	2	0	0	0	0	0
18	0,032059050	1	1	4	11	0	0	0	0	0
19	0,024873550	2	0	0	-0,5	0	0	0	0	0
20	0,073322790	2	0	0	0,5	0	0	0	0	0
21	-0,001600573	2	1	2	0	0	0	0	0	0
22	0,642470600	2	1	2	4	0	0	0	0	0
23	-0,416260100	2	1	2	6	0	0	0	0	0
24	-0,066899570	2	1	4	21	0	0	0	0	0
25	0,2791 79500	2	1	4	23	1	0	0	0	0
26	-0,696605100	2	1	4	22	1	0	1	0	0
27	-0,002860589	2	1	4	-1,0	0	0	1	0	0
28	-0,008098836	3	0	0	-0,5	0	1	0	0	0
29	3,150547000	3	1	1	7	1	0	0	0	0
30	0,007224479	3	1	1	-1	0	0	1	0	0
31	-0,705752900	3	1	2	6	0	0	0	0	0
32	0,534979200	3	1	2	4	1	1	0	0	0
33	-0,079314910	3	1	3	1	1	0	0	0	0
34	-1,418465000	3	1	3	9	1	0	0	0	0
35	0,000000000	3	1	4	-13	0	0	1	0	0
36	0,105840200	3	1	4	21	0	0	0	0	0
37	0,034317290	3	1	4	8	0	1	0	0	0
38	-0,007022847	4	0	0	-0,5	0	0	0	0	0
39	0,024955870	4	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0,0429681 80	4	1	2	2	0	0	0	0	0
41	0,746545300	4	1	2	7	0	0	0	0	0
42	-0,291 961 300	4	1	2	9	0	1	0	0	0
43	7,29461 6000	4	1	4	22	0	0	0	0	0
44	-9,936757000	4	1	4	23	0	0	0	0	0
45	-0,005399808	5	0	0	1	0	0	0	0	0
46	-0,243256700	5	1	2	9	0	0	0	0	0
47	0,049870160	5	1	2	3	0	1	0	0	0
48	0,003733797	5	1	4	8	0	0	0	0	0
49	1,874951000	5	1	4	23	0	1	0	0	0
50	0,002168144	6	0	0	1,5	0	0	0	0	0
51	-6,587164000	6	1	2	5	1	0	0	0	0

n	$a_n$	$b_n$	$c_n$	$k_n$	$u_n$	$g_n$	$q_n$	$f_n$	$s_n$	$w_n$
52	0,000205518	7	0	0	-0,5	0	1	0	0	0
53	0,009776195]	7	1	2	4	0	0	0	0	0
54	-0,020487080	8	1	1	7	1	0	0	0	0
55	-0,020487081	8	1	1	7,1	1	0	0	0	0
56	-0,020487082	8	1	1	7,2	1	0	0	0	0
57	-0,020487083	8	1	1	7,3	1	0	0	0	0
58	-0,020487084	8	1	1	7,4	1	0	0	0	0

Fuente: AGA (American Gas Association)

### 1.3.2.2 Método caracterización tipo bruto (Gross)

La ecuación de estado utiliza un modelo de tipo virial. Se basa en el modelo de Schouten o como también conocido como el modelo SGERG.

Una ecuación de estado del virial es una expansión polinómica en densidad. Cada término de la densidad es precedida por un coeficiente virial. Los coeficientes viriales, son funciones de la temperatura y de su composición. La aplicación de la ecuación de estado virial se realizó a través del modelo SGERG con ecuación del teorema virial truncada para el factor de compresibilidad del tercer coeficiente del teorema.

Este truncamiento proporciona alta precisión para la transmisión normal del gasoducto y las condiciones de distribución, pero limita las aplicaciones del modelo SGERG para moderadas densidades y presiones.

Este método se aproxima a una mezcla de gas natural por tratamiento para una composición de tres componentes: un hidrocarburos equivalente CH (es decir, pseudo-componente de hidrocarburos), el nitrógeno y el dióxido de carbono. El hidrocarburo equivalente, CH, se utiliza para representar colectivamente a todos los hidrocarburos que se encuentran en la mezcla de gases. El nitrógeno y el dióxido de

carbono son los componentes del diluyente. La formulación original de este método que especifica la capacidad de incluir hidrógeno y monóxido de carbono como componentes de los gases en una proporción fija de coque o gas en el horno.

El método utiliza una gama de gas natural con alto poder calorífico, densidad relativa (gravedad específica) y el contenido de los datos como los parámetros de caracterización tipo bruto en vez de la composición detallada de un gas natural seco o dulce. El modelo predice factores de compresibilidad de alta precisión para los gases naturales que contienen concentraciones de componentes en los rangos especificados en la tabla 4, con menos del 0,1 por ciento de agua y 0,05 mol de sulfuro de hidrógeno mol por ciento.

**Tabla 3. Propiedades del método de caracterización tipo bruto**

Propiedad	Rango
Densidad Relativa*	0.554 a 0.87
Gross Heating Value**	477 a 1150 Btu scf
Porcentaje de Moles de Metano	45.2 a 98.3
Porcentaje de Moles de Nitrógeno	0.3 a 53.6
Porcentaje de Moles de Dióxido de Carbono	0.04 a 28.94
Porcentaje de Moles de Etano	0.24 a 9.53
Porcentaje Moles de propano	0.02 a 3.57
Porcentaje Total de Moles de Butano	0.01 a 1.08
Porcentaje Total de Moles de Pentano	0.002 a 0.279
Porcentaje de Moles de Hexano	0.0005 a 0.1004
Porcentaje de Moles de Helio	0 a 0.158

Fuente: AGA (American Gas Association)

\*Condiciones de referencia: Densidad Relativa a 60°F, 14.73 psia

\*\* Condiciones de referencia: Densidad Relativa y combustión a 60°F, 14.73 psia

Este método, debido a su simplicidad, se recomienda para los cálculos de los factores naturales de gas de compresibilidad, la densidad, para una temperatura

de 32 ° F a 130 ° F (0 ° C a 55 ° C) y para presiones hasta 1200 psia (8,3 MPa), siempre que las características del gas natural se encuentran dentro del rango normal, la cual está dada por la siguiente ecuación:

$$Z = 1 + B_{mix}d + C_{mix}d^2$$

$$B_{mix} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N B_{ij} X_i X_j$$

$$C_{mix} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^N C_{ijk} X_i X_j X_k$$

Donde:

Z = Factor de compresibilidad

$B_{mix}$  = Segundo coeficiente del teorema virial para la mezcla

$C_{mix}$  = tercer coeficiente del teorema virial para la mezcla

d = Densidad molar (moles por unidad de volumen)

$B_{ij}$  = Componentes individuales de interacción del segundo coeficiente del teorema virial

$C_{ij}$  = Componentes individuales de interacción del tercer coeficiente del teorema virial

$X_i X_j X_k$  = Componentes de gas de la fracción molar.

$N$  = Número de componentes del gas mezcla.

Los subíndices  $i, j$  y  $k$  representan componentes moleculares en una mezcla de gas natural. El modelo de tratamiento SGERG para el gas natural se basa en una simple mezcla de 3 componentes en  $CO_2$  y  $N_2$  son los diluyentes solamente. Todos los componentes de hidrocarburos se recogen en un componente único de hidrocarburos equivalentes, CH.

Los términos  $B_{ij}$  y  $C_{ijk}$ , son producto de la interacción de los coeficientes del teorema virial, donde son funciones dependientes de la temperatura y son dados por:

$$B_{ij} = b_0 + b_1T + b_2T^2$$

$$C_{ij} = c_0 + c_1T + c_2T^2$$

Donde los valores  $b_0, b_1$  y  $b_2$ ,  $c_0, c_1$  y  $c_2$  están dados por la tabla 4 y  $T$ , es la temperatura en grados Kelvin.

**Tabla 4. Constantes para el método de caracterización tipo bruto**

Fluido para $B_{ij}$	$b_0 (d^3/mol)$	$b_1 (d^3/mol K)$	$b_2 (d^3/mol K^2)$
N2-N2	-0.144600	$0.740910 \times 10^{-3}$	$-0.911950 \times 10^{-5}$
CO2-CO2	-0.868340	$0.403760 \times 10^{-2}$	$-0.516570 \times 10^{-5}$
CO2-N2	-0.339693	$0.161176 \times 10^{-2}$	$-0.204429 \times 10^{-5}$
Fluido para $C_{ijk}$	$c_0 (d^3/mol)$	$c_1 (d^3/mol K)$	$c_2 (d^3/mol K^2)$
N2-N2-N2	$0.784980 \times 10^{-2}$	$-0.398950 \times 10^{-4}$	$0.611870 \times 10^{-7}$
CO2-CO2-CO2	$0.205130 \times 10^{-2}$	$0.348880 \times 10^{-4}$	$-0.837030 \times 10^{-7}$
CO2-N2-N2	$0.552066 \times 10^{-2}$	$-0.168609 \times 10^{-4}$	$0.157169 \times 10^{-7}$
CO2-CO2-N2	$0.358783 \times 10^{-2}$	$0.806674 \times 10^{-5}$	$-0.3255798 \times 10^{-7}$

Fuente: AGA (American Gas Association)

### 1.3.3 Método GERG (2004)

Con base en las investigaciones relativas de la ecuación de estado AGA8-DC92 de 1992, el Presidente de la Termodinámica de la t-Ruhr Bochum Universit , decidió desarrollar una nueva y amplia gama con una ecuación de estado para los gases naturales en cooperación con la DVGW (Alemania Técnico y Científico de la Asociación de Gas y Agua) y las sociedades europeas de gas natural (E. ON Ruhrgas, Alemania; Enag, España; Gasunie, Países Bajos; Gaz de France, Francia; Snam Rete Gas, Italia, y Statoil, Noruega), que son miembros de Gerg (Grupo Europeo de Investigaciones Gasistas). El proyecto de investigación dirigido a desarrollar una ecuación de estado que se adecuada para todas las aplicaciones técnicas que utilicen gases naturales y otras mezclas que consiste en componentes del gas natural.

La ecuación AGA8-DC92 de Estado de Starling y Savidge (1992) es conocida por ser una norma muy exacta para el cálculo de las propiedades termodinámicas de los gases naturales en condiciones típicas de tuberías, es decir, para temperaturas de 270 K y 330 K a presiones de hasta 12 MPa.

Como se mencionó en el numeral anterior, la ecuación AGA8-DC92 muestra importantes deficiencias relativas, por ejemplo, el rango de validez, a la incertidumbre en la descripción de los recursos naturales para gases a temperaturas por debajo de 290 K y las mezclas de composición inusual. Estas insuficiencias tuvieron que ser reducidas por el desarrollo de una nueva ecuación de estado.

La base requisitos sobre el modelo de gas natural nuevo fueron definidos como sigue:

- La nueva ecuación de estado de los gases naturales deben ser válidos en toda la región de líquidos, es decir, en la fase gaseosa, la fase líquida, la región súper crítica, y para el equilibrio líquido-vapor (VLE) estados. Esta amplia gama de validez, permite el uso de la ecuación en tanto norma y avanzadas aplicaciones técnicas para los gases naturales, como el transporte por tubería, natural almacenamiento de gas y mejora de los procesos con gas natural licuado (GNL).
- Las altas exigencias en la precisión del modelo de nueva mezcla se producen en las normas naturales con aplicaciones de gas, incluida la medición, transporte y almacenamiento. Esto requiere la descripción precisa de las propiedades termodinámicas de los diferentes tipos de gases naturales en el rango de temperatura de 250 K a 350 K y una presión de hasta 30 MPa. Por lo tanto, la nueva ecuación de estado tenía que lograr una gran precisión en la fase gaseosa con incertidumbres de menos del 0,1% en la densidad y velocidad del sonido. La incertidumbre en blanco la predicción de otras propiedades de calorías, tales como la capacidad calorífica isobárica e isobáricas diferencias de entalpía, se define como menos de 1%. Esto está de acuerdo con la recomendaciones de Klimeck et al. (1996), que investigó la representación exacta de datos experimentales para las diferentes propiedades por las anteriores ecuaciones de estado calóricas, incluyendo La ecuación AGA8-DC92. Los autores revelaron deficiencias significativas para todas las ecuaciones de uso general para aplicaciones industriales.
- Las incertidumbres mencionadas son necesarios para la predicción de propiedades de los procesados gases naturales de las ventas de calidad. Para los gases naturales de las composiciones poco comunes, el incertidumbre en la densidad y la velocidad del sonido no debe exceder de 0,2% de la temperatura y presión

### 1.3.3.1 Mezcla de multicomponentes

La ecuación de estado del modelo Gerg-2004, cumple con las altas exigencias de precisión para la descripción de propiedades térmicas y calóricas de los gases naturales, mezclas afines y para la transferencia de la región en custodia. Se han desarrollado mejoras importantes en comparación con la ecuación de estado AGA8, sobre todo por alcanzar temperaturas por debajo de 290 K, así como para las mezclas de composición inusual; por lo tanto, las debilidades conocidas de la actual norma internacionalmente aceptada para esta región se eliminarán mediante el nuevo desarrollo

En contraste con la ecuación de estado AGA8, la ecuación Gerg-2004 es válida (y arroja resultados muy exactos) en la extensa región fluido (gas homogénea, líquida y regiones supercrítico, y estados de equilibrio líquido-vapor). Además, la nueva ecuación de estado es capaz de representar los datos experimentales más exacta y disponible en las fases de gas y gas líquido para densidades supercríticas, donde la velocidad del sonido, y las diferencias de entalpía sobre todo dentro de su baja incertidumbre experimental, lo que no es para la ecuación AGA8-DC92.

Datos experimentales precisos para la densidad de los gases de fase, en una amplia variedad de mezclas para el gas natural, están representados por el método Gerg-2004 dentro de la formulación de (0,05 - 0,1) % para temperaturas de hasta 250 K y una presión de hasta 30 MPa. Lo mismo se observa para la fase de gas con velocidades de de sonido y temperaturas que abarca desde 250 K a 350 K a presiones de hasta 11 MPa.

También presenta las diferencias de entalpía experimental que cubre casi el mismo rango de temperatura en presiones de hasta 17 MPa son en su mayoría representados por la nueva ecuación de estado dentro de (0,2 - 0,5)%. Densidades experimentales precisas entre la fase gaseosa de los gases naturales

ricos son, en general, está descrito con desviaciones inferiores al (0,1 - 0,3) % en un amplio rango de temperaturas y en presiones de hasta 30 MPa. Además de eso, y como los obtenidos para mezclas binarias, el calor isobárico capacidades de los gases naturales y mezclas de varios componentes están bien representados dentro de (1 - 2) %, lo que está de acuerdo con la incertidumbre experimental de los datos disponibles

En general, en comparación con la ecuación de estado AGA8-DC92, la ecuación de estado Gerg-2004 logra mejoras importantes y fundamentales en la descripción de las fases gas y gas líquido, así como la densidad de las mezclas para los gases en estado supercrítico natural que contengan:

- Altas fracciones de nitrógeno.
- Altas fracciones de dióxido de carbono
- Altas fracciones de etano
- Cantidades sustanciales de etano, propano y los hidrocarburos más pesados
- Altas fracciones de hidrógeno, con considerables cantidades de monóxido de carbono, y notables fracciones de oxígeno.

### 1.3.3.2 Ecuación virial para el modelo GERG

El desarrollo reciente de la ecuación del virial Gerg-88 por primera vez permitió el cálculo de la lista factor de compresibilidad  $Z_{mix}$ , para el gas en forma natural y sus mezclas, así como para una amplia gama de composiciones y condiciones relacionadas con el transporte de gas y las aplicaciones de distribución con una precisión del  $\pm 0,1\%$ . La ecuación Gerg es conceptualmente muy simple, donde tomando la forma de una expansión de la ecuación virial con densidad trunca después del tercer coeficiente, se define como:

$$Z_{mix}(P, T) = 1 + B_{mix}(T)_{p_m} + C_{mix}(T)_{p_m^2} \quad (4)$$

Donde:

$$p_m = p / Z_{mix} RT$$

Para los cálculos de  $B_{mix}$  y  $C_{mix}$ , utilizar la ecuación (3) del método AGA 8

La expansión del virial de las ecuaciones anteriores, tienen una base teórica sólida en el marco de la mecánica estadística clásica, donde la formulación general dada anteriormente, se aplica igualmente a dos versiones distintas de la ecuación del teorema virial para la ecuación de estado Gerg-2004, así:

#### **1.3.3.2.1 La ecuación maestra (MGERG-2004)**

Para la ecuación maestra del modelo GERG 2004 y con la ecuación de estado del teorema virial, el requisito de entrada es un análisis detallado de la composición molar, que incluye hasta 13 componentes incluidos (del C1 al C8 de la serie hidrocarburos alcanos, como el dióxido de carbono, nitrógeno, hidrógeno, monóxido de carbono y helio), junto con la temperatura y presión.

#### **1.3.3.2.2 La ecuación estándar (SGERG-2004)**

Para la ecuación estándar del Gerg-2004 en la ecuación del virial, el requisito de entrada es simplificado. La mezcla total de gas natural se toma a partir simplemente de nitrógeno y dióxido de carbono como primer y segundo componente, un tercer componente de hidrocarburo, o "equivalente de hidrocarburos" CH, el hidrógeno es el cuarto componente. Tanto la fracción molar y los coeficientes del teorema virial del hidrocarburo equivalente, se deducen a través del conocimiento del superior jerárquico (bruto) Valor calorífico y densidad relativa (gravedad específica) del gas natural entero. Así, como requisito de entrada, además de la temperatura y la presión, el contenido de hidrógeno y tres valores para calcular el poder calorífico, como densidad relativa, el contenido de dióxido de carbono y nitrógeno, son

importantes para un buen un análisis detallado con mayor precisión en el resultado final.

#### **1.3.3.2.3 El factor de compresibilidad**

De todo lo anterior, tanto en el desarrollo y las pruebas posteriores de la ecuación virial para el método GERG-2004, ha sido un requisito esencial para una gran cantidad de datos precisos sobre el factor de compresibilidad de los gases puros, las mezclas binarias, mezclas ternarias y más aún el multicomponente de mezclas. Como parte fundamental de todo el proyecto, especialmente de datos, como fueron evidentemente, vitales para el éxito de la labor correlacionar que conduce a la forma final de la ecuación GERG -2004.

Importancia similar para la labor en la ecuación del virial Gerg-88 ha sido la prestación de un fácil acceso a las grandes cantidades de datos sobre factores de compresibilidad donde finalmente se utiliza tanto en la correlación y la prueba subsecuente de la ecuación. Por consiguiente, una base de datos única se ha establecido con el fin de facilitar el análisis de diversos agentes implicados. Esto comenzó en una pequeña medida a principios de los años 80 (<1000 puntos), creciendo en una forma constante hasta mediados de la década del 90 (> 3000 puntos), pero en los últimos años se ha expandido rápidamente a su tamaño actual (> 13.000 puntos) año 2007.

## 2. SIMULACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (Z)

Las mediciones del flujo y el contenido energético del gas natural se basan en las ecuaciones de estado explicadas en los capítulos anteriores, que son utilizadas para calcular numerosas propiedades termodinámicas que existen, donde en este trabajo de grado, se analizó específicamente una de ellas como es el factor de compresibilidad (Z).

Se comparó esta propiedad para los tres métodos descritos anteriormente como el (Gerg-2004, AGA 8 y NX -19) y se utilizaron cinco mezclas de gas natural, donde las composiciones molares variaron de un 98% a un 78% de metano y de un 1.2 % a 5.5 % de dióxido de carbono, con diversos niveles de Nitrógeno, Etano, Butano y otros componentes, ver tabla 5. Estas comparaciones abarcaron presiones y temperaturas que oscilaron entre 60 psia a 1200 psia y 40 a 120 °F

**Tabla 5. Cálculo para el componente de compresibilidad (Z).**

COMPONENTE EN %	Gas Apiay ALTO % CO2	GAS Apiay MEDIO % CO2	Gas Cusiana	Gas Mezcla	Gas Guajira
METANO	78,81004	81,39690	83,22401	87,18550	98,09305
NITROGENO	0,70492	0,54448	0,55912	0,85490	1,50617
CO2	5,44195	3,57357	1,69767	1,25060	0,03697
ETANO	10,67457	9,34004	9,79592	7,20550	0,27378
PROPANO	3,11052	3,76972	3,55363	2,60880	0,04589
I-BUTANO	0,49112	0,58490	0,50783	0,38230	0,01625
N-BUTANO	0,53364	0,60782	0,50836	0,39050	0,00699
I_PENTANO	0,11256	0,10525	0,08369	0,06340	0,00619
N_PENTANO	0,06706	0,05178	0,04553	0,03630	0,00161
C6+ O HEXANO	0,05362	0,02554	0,02424	0,02220	0,01310
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Autor del Proyecto

En general para todas las comparaciones se tomaron como referencia los siguientes parámetros:

- Se utilizó como presión atmosférica 14.65 psia para todos los rangos.
- Se varió la presión de 60 psia a 1200 psia en rangos de 50 psia
- Se varió la temperatura de 40 ° F A 120 ° F en rangos de 20 ° F
- Se graficaron todos las simulaciones, tomando como referencia el modelo GERG 2004
- Los valores que se simularon en el REPROP<sup>3</sup> 2004 se pueden observar en los anexos finales de esta monografía.

## **2.1 COMPARACION GÁFICA DE LOS METODOS GERG 2004, AGA 8 Y NX 19**

### **2.1.1 Gas de Apiay con alto % CO2**

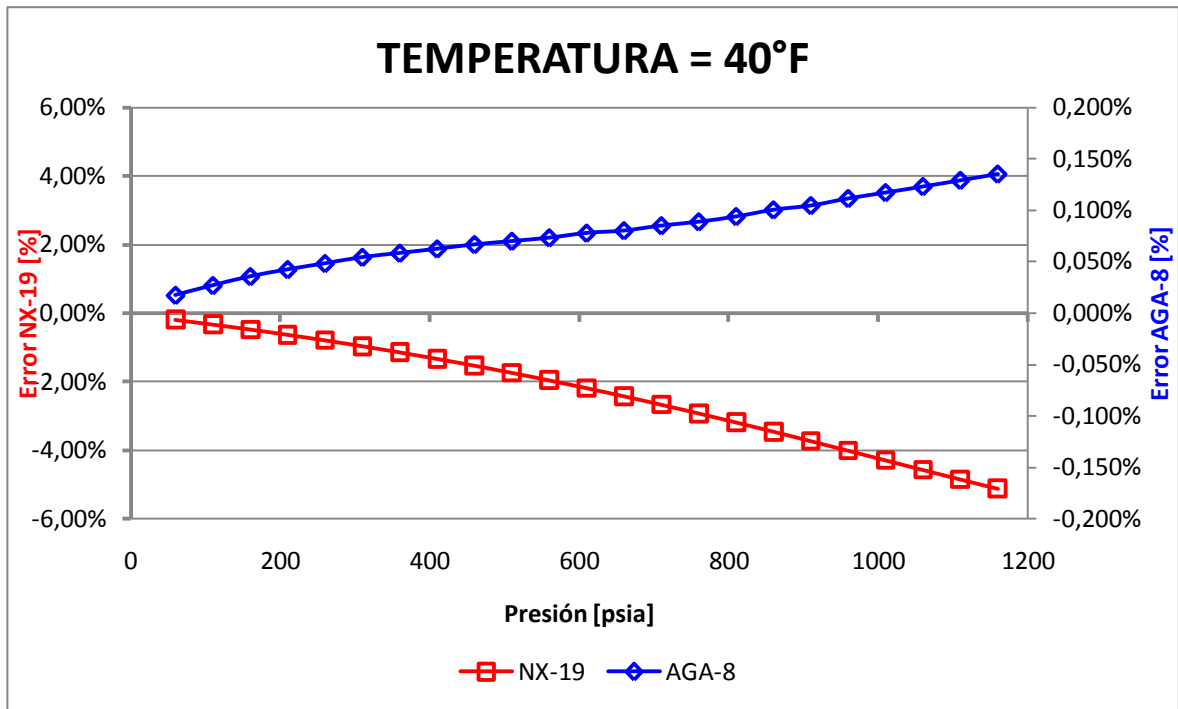
#### **2.1.1.1 A temperatura de 40 ° F**

En la gráfica 1, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 5.5 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.15 %.

---

<sup>1</sup> Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties. Programa desarrollado por el NIST (Instituto nacional de Estándares y Tecnología de Maryland U.S.)

**Gráfica 1.**

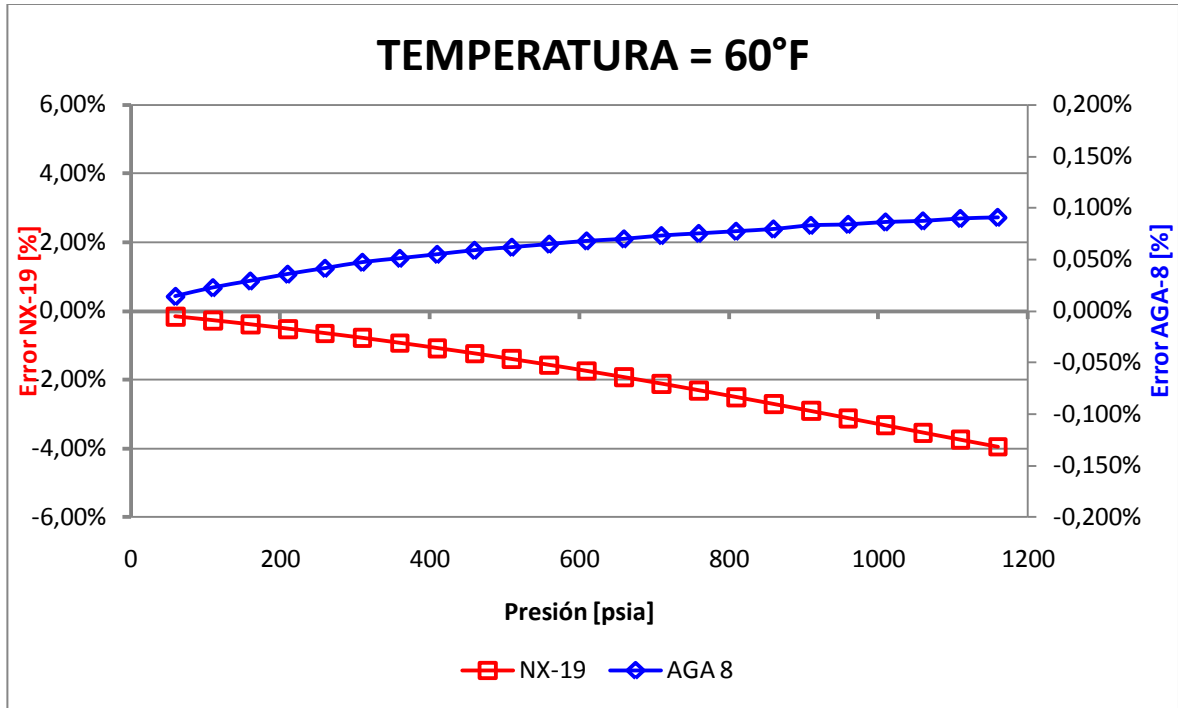


Fuente: Autor del Proyecto

### 2.1.1.2 A temperatura de 60 ° F

En la gráfica 2, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 4.0 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.1 %.

Gráfica 2.

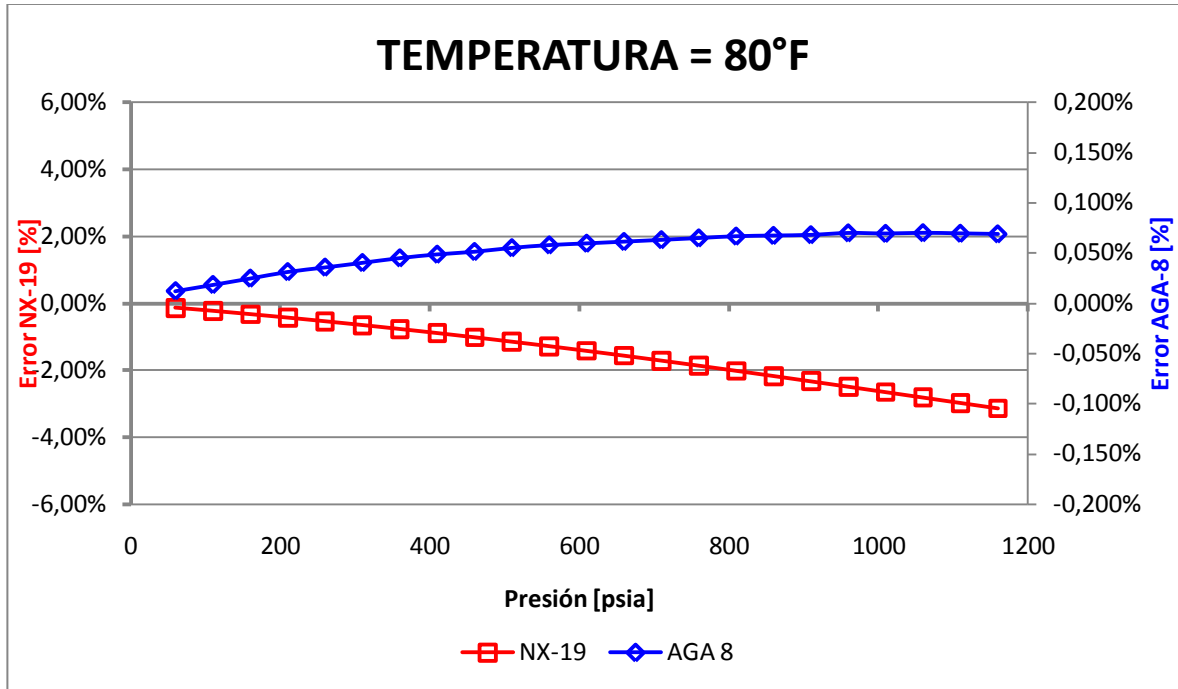


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.1.3 A temperatura de 80 ° F

En la gráfica 3, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 3.0 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.075 %.

**Gráfica 3.**

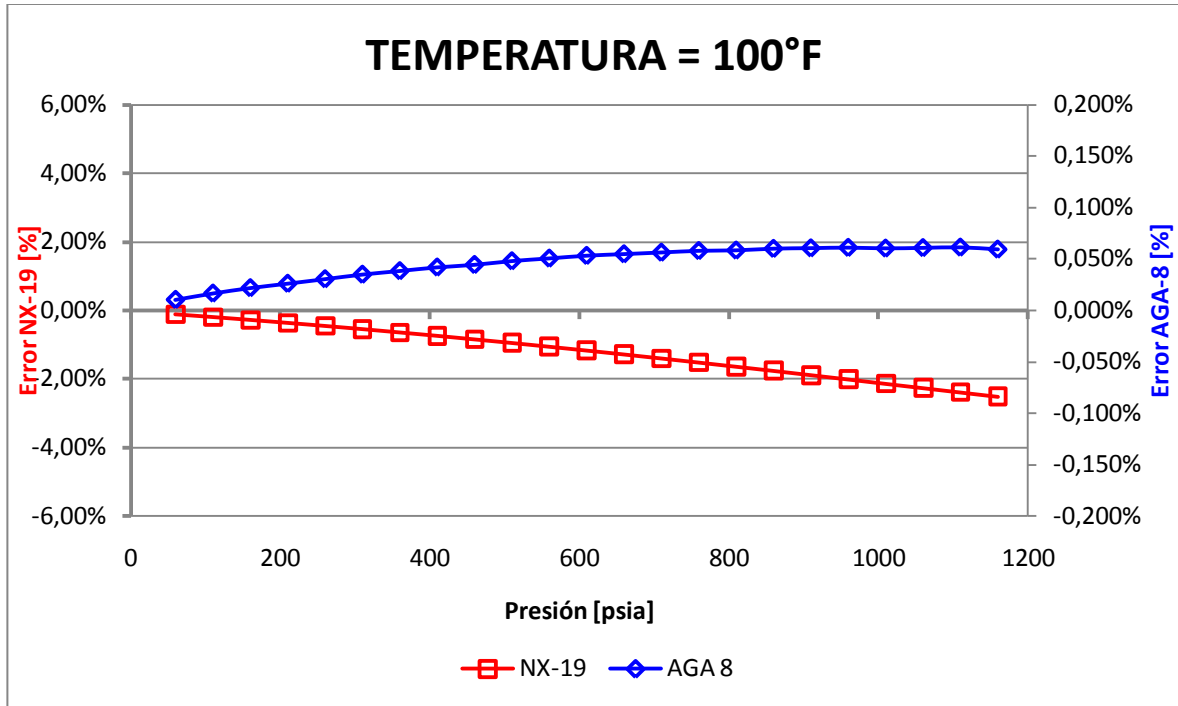


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.1.4 A temperatura de 100 ° F

En la gráfica 4, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 2.5 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.05 %.

Gráfica 4.

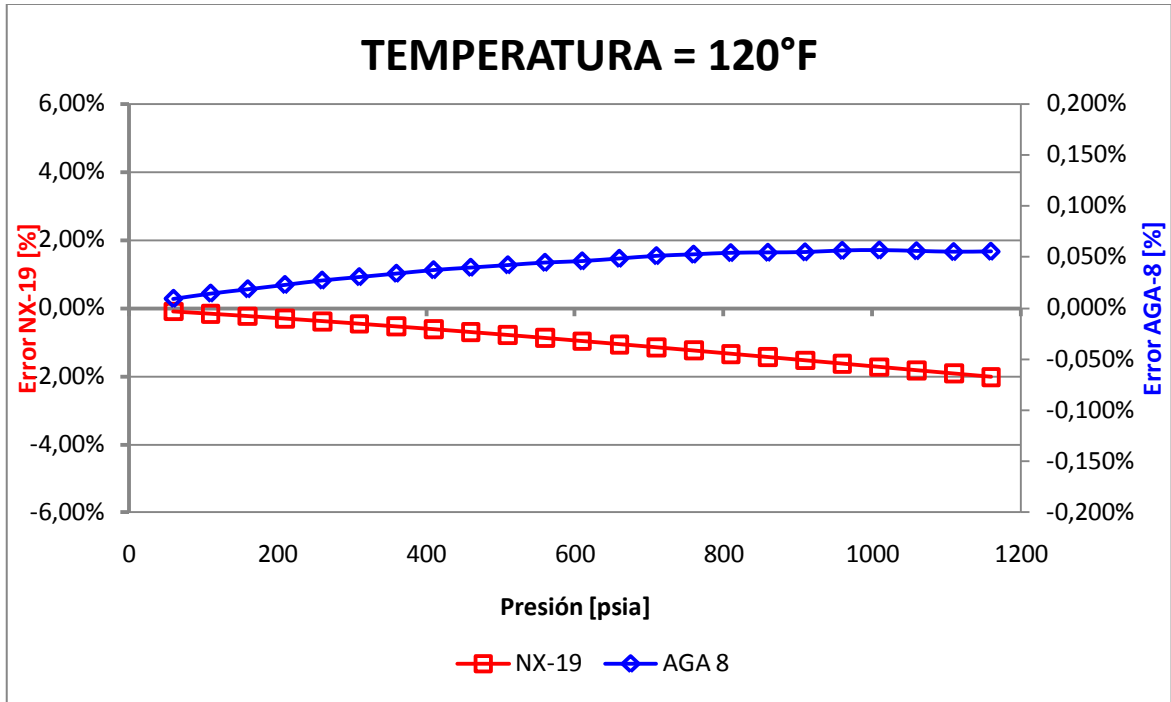


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.1.5 A temperatura de 120 ° F

En la gráfica 5, se puede observar que el error para el método NX-19 es de  $-2.0$  %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de  $0.05$  %.

**Gráfica 5.**



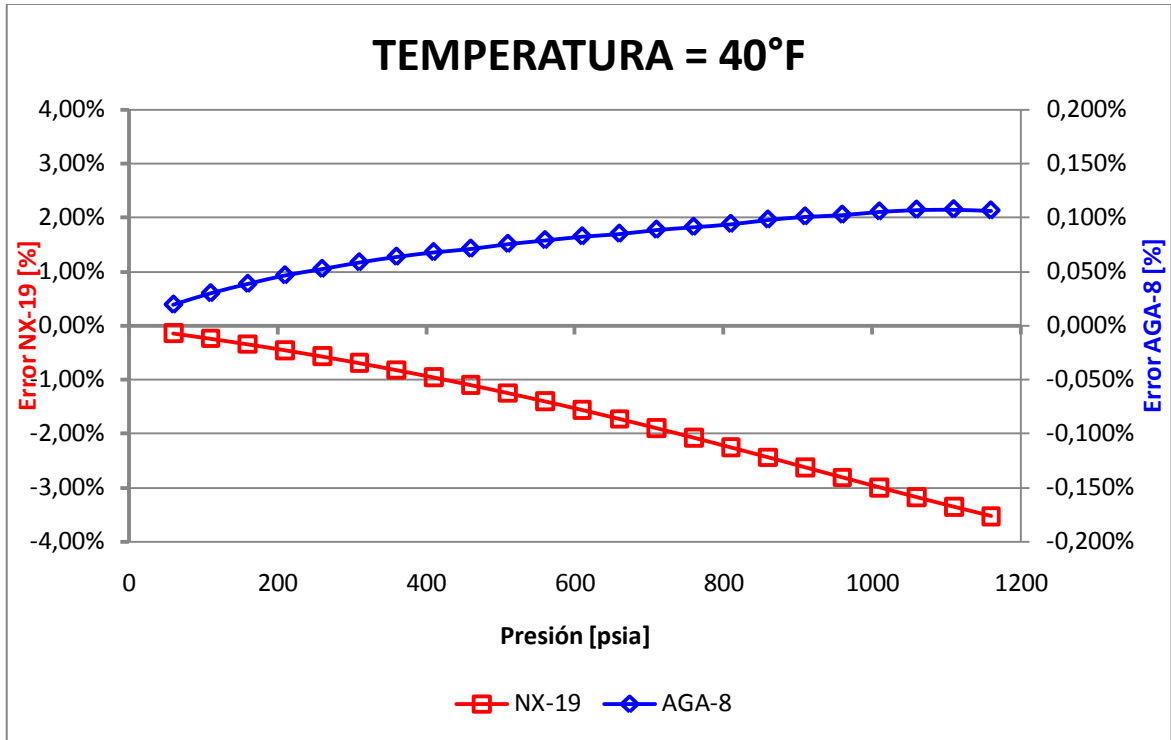
Fuente: Autor del proyecto

## 2.1.2 Gas de Apiay con medio %CO<sub>2</sub>

### 2.1.2.1 A temperatura de 40 ° F

En la gráfica 6, se puede observar que el error para el método NX-19 es de – 3.8 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.1 %.

Gráfica 6.

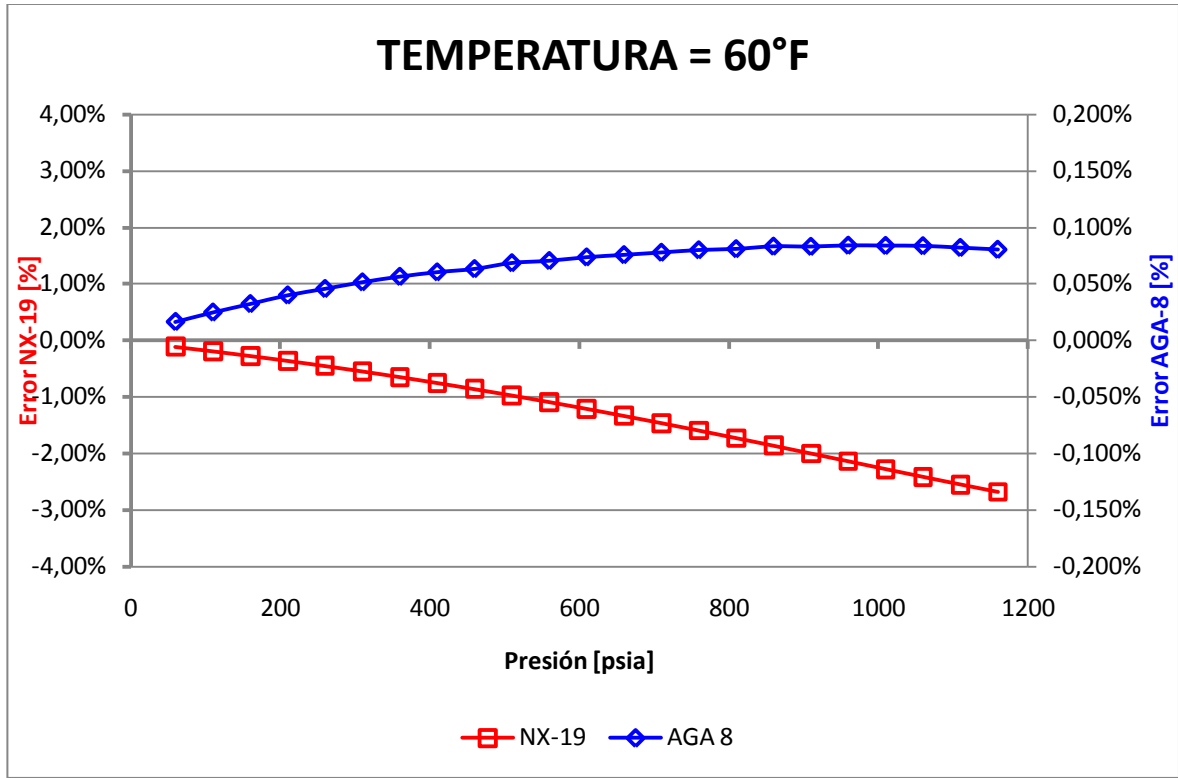


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.2.2. A temperatura de 60 ° F

En la gráfica 7, se puede observar que el error para el método NX-19 es de  $-2.5\%$ , mientras el error presentado por el método AGA 8 es de  $0.075\%$ .

Gráfica 7.

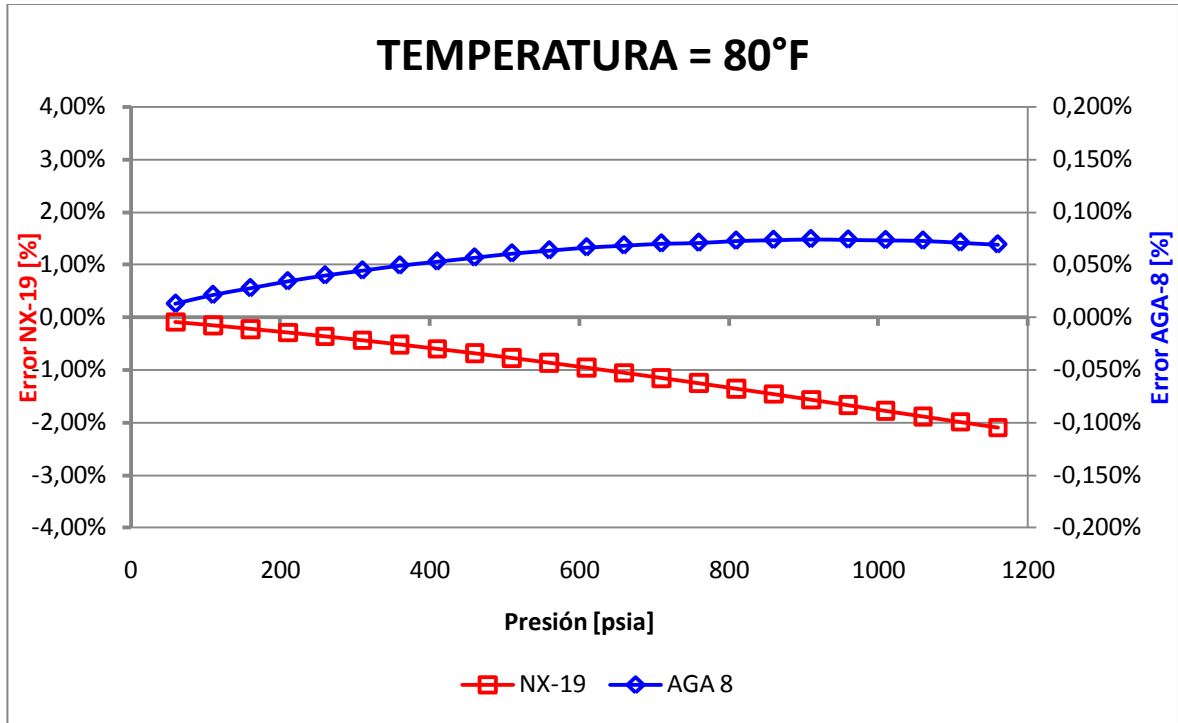


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.2.3. A temperatura de 80 ° F

En la gráfica 8, se puede observar que el error para el método NX-19 es de  $-2.0\%$ , mientras el error presentado por el método AGA 8 es de  $0.06\%$ .

**Gráfica 8.**

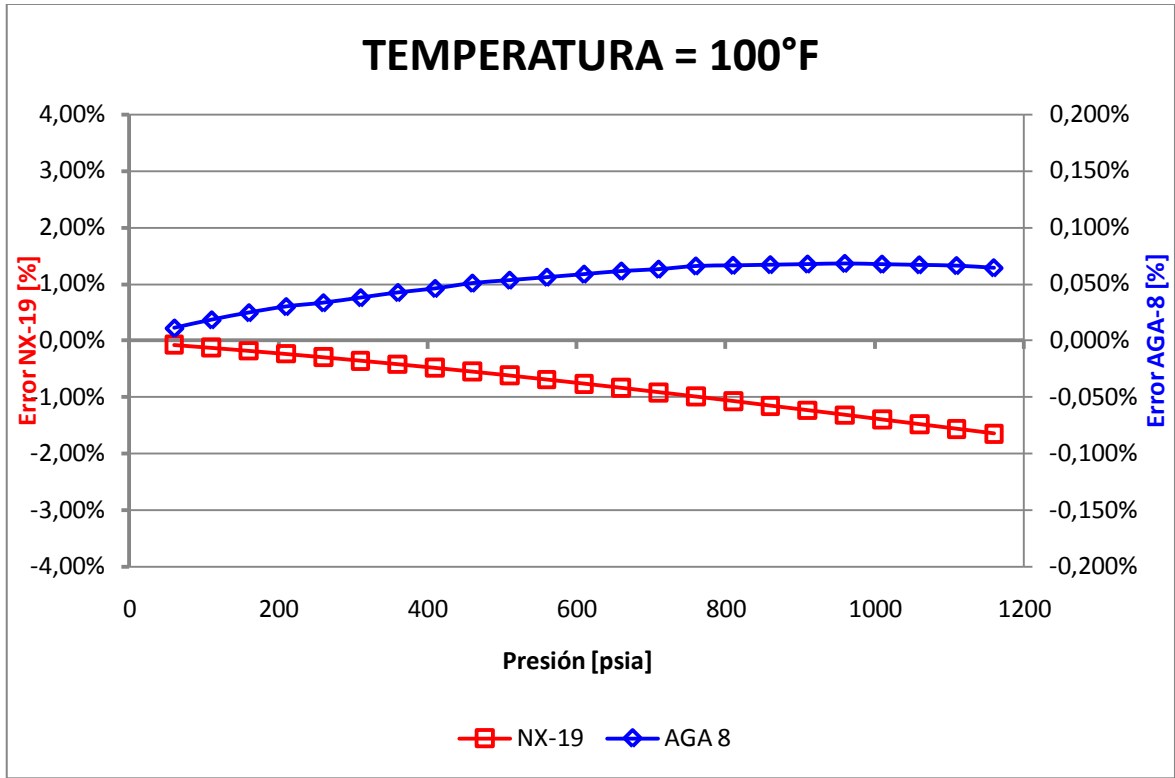


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.2.4. A temperatura de 100 ° F

En la gráfica 9, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 1.8 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.05 %.

Gráfica 9.

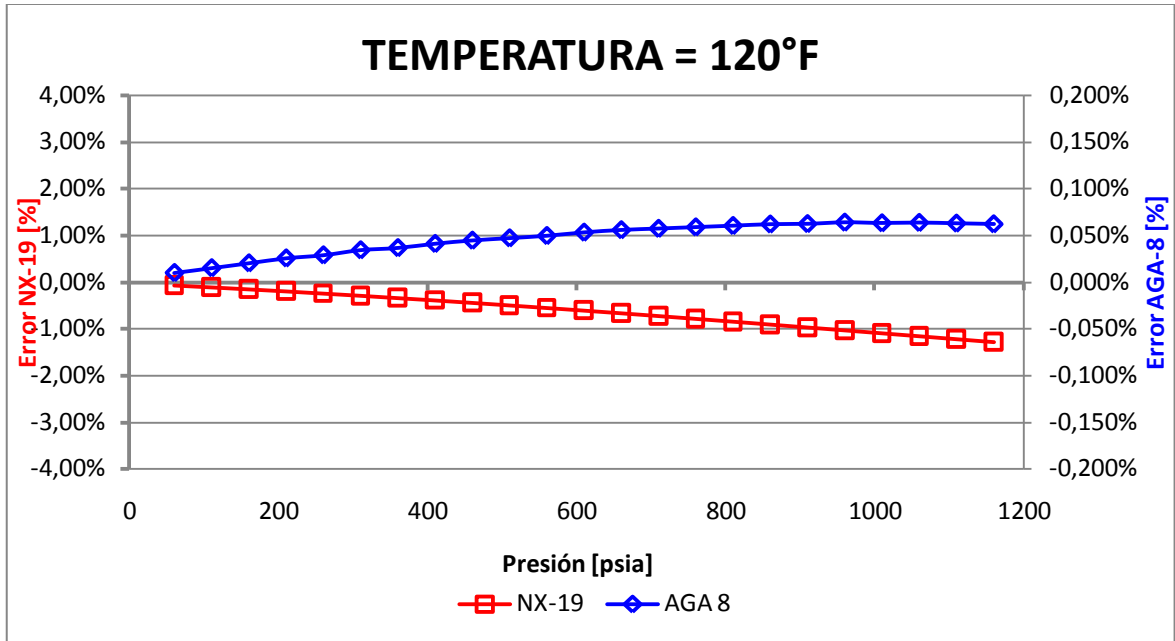


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.2.5. A temperatura de 120 ° F

En la gráfica 10, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 1.5 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.05 %.

Gráfica 10.



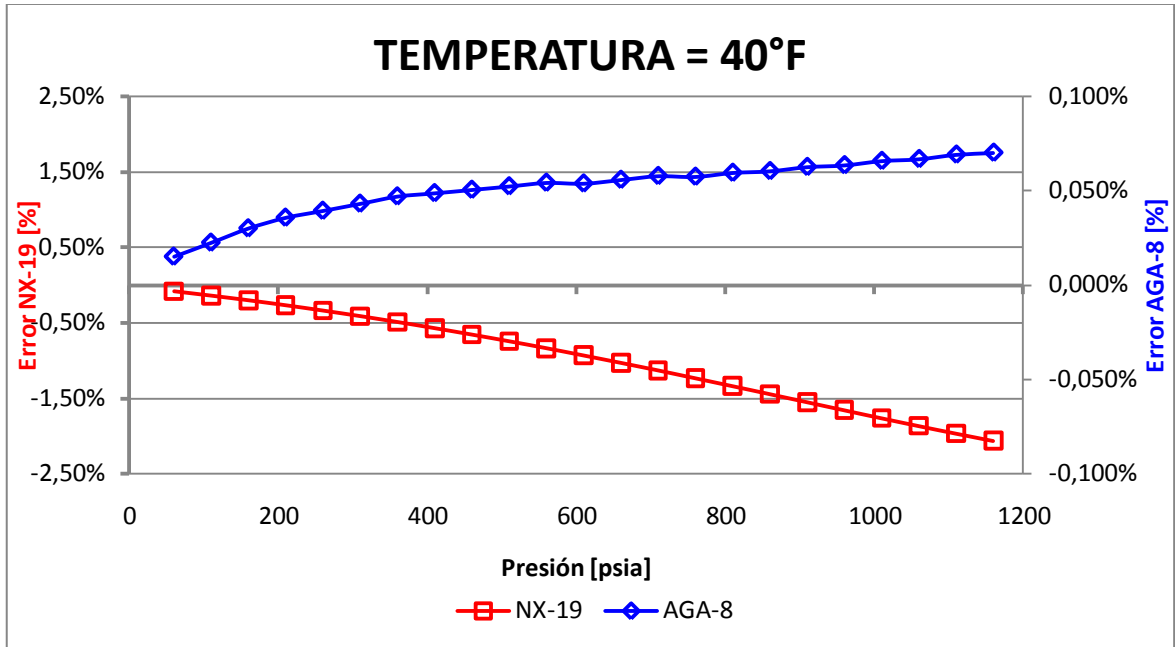
Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.3 Gas de cusiana

#### 2.1.3.1 A temperatura de 40 ° F

En la gráfica 11, se puede observar que el error para el método NX-19 es de  $-2.25\%$ , mientras el error presentado por el método AGA 8 es de  $0.075\%$ .

Gráfica 11.

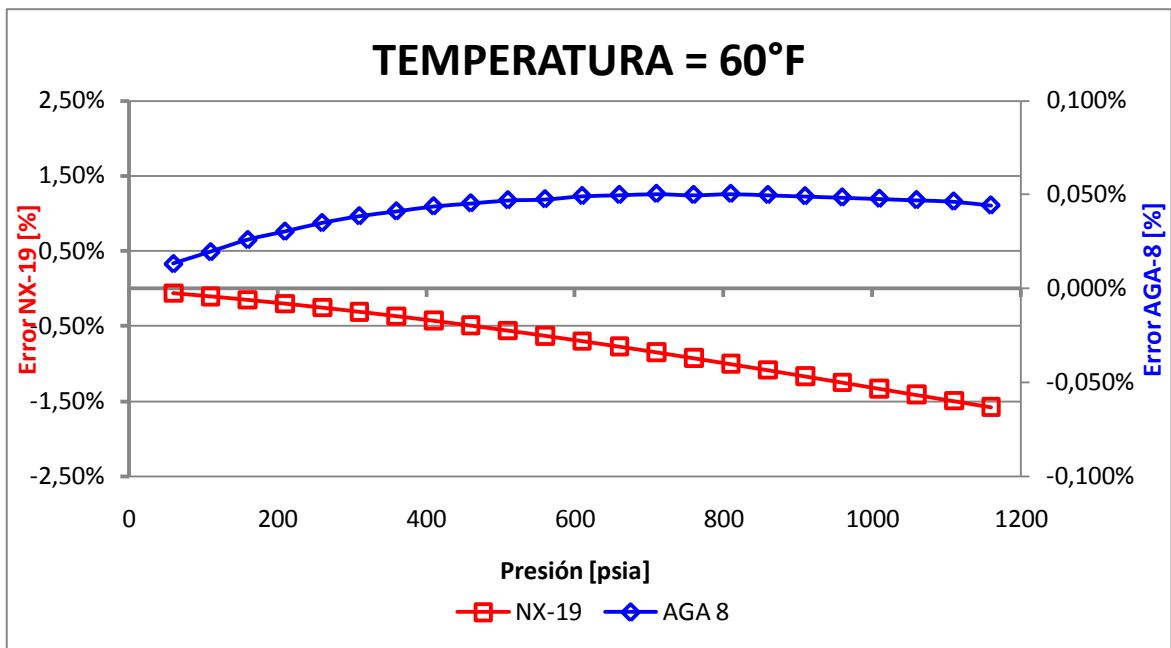


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.3.2 A temperatura de 60° F

En la gráfica 12, se puede observar que el error para el método NX-19 es de  $-1.75\%$ , mientras el error presentado por el método AGA 8 es de  $0.050\%$ .

Gráfica 12.

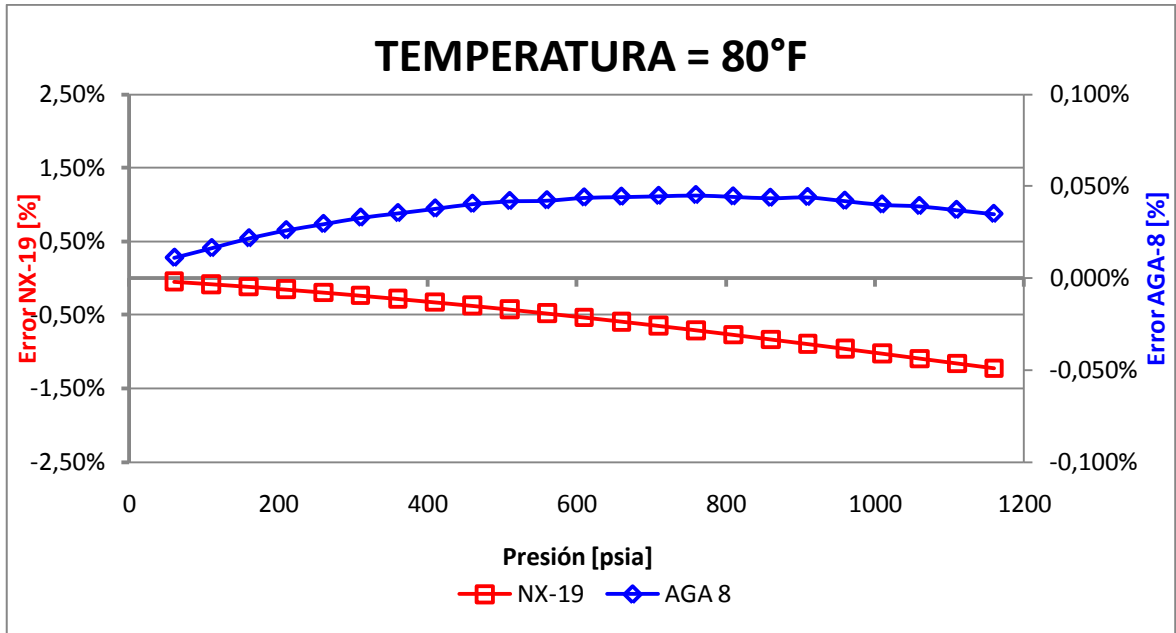


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.3.3 A temperatura de 80 ° F

En la gráfica 13, se puede observar que el error para el método NX-19 es de – 1.3 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.025 %.

Gráfica 13.

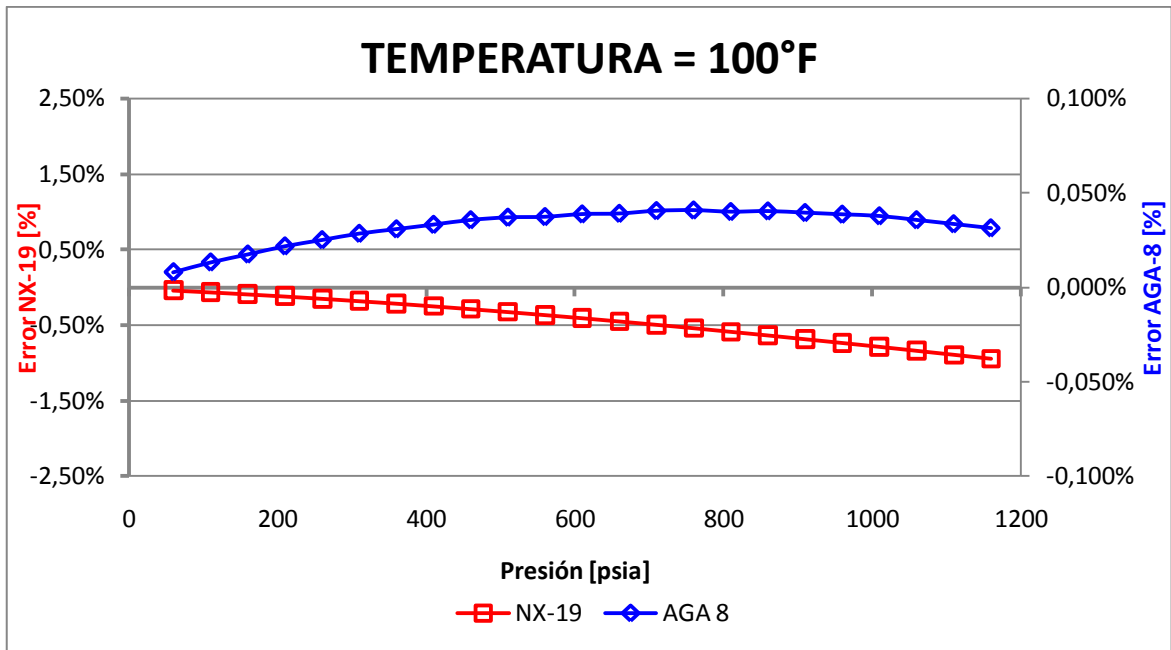


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.3.4 A temperatura de 100 ° F

En la gráfica 14, se puede observar que el error para el método NX-19 es de - 1.0 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.025 %.

Gráfica 14.

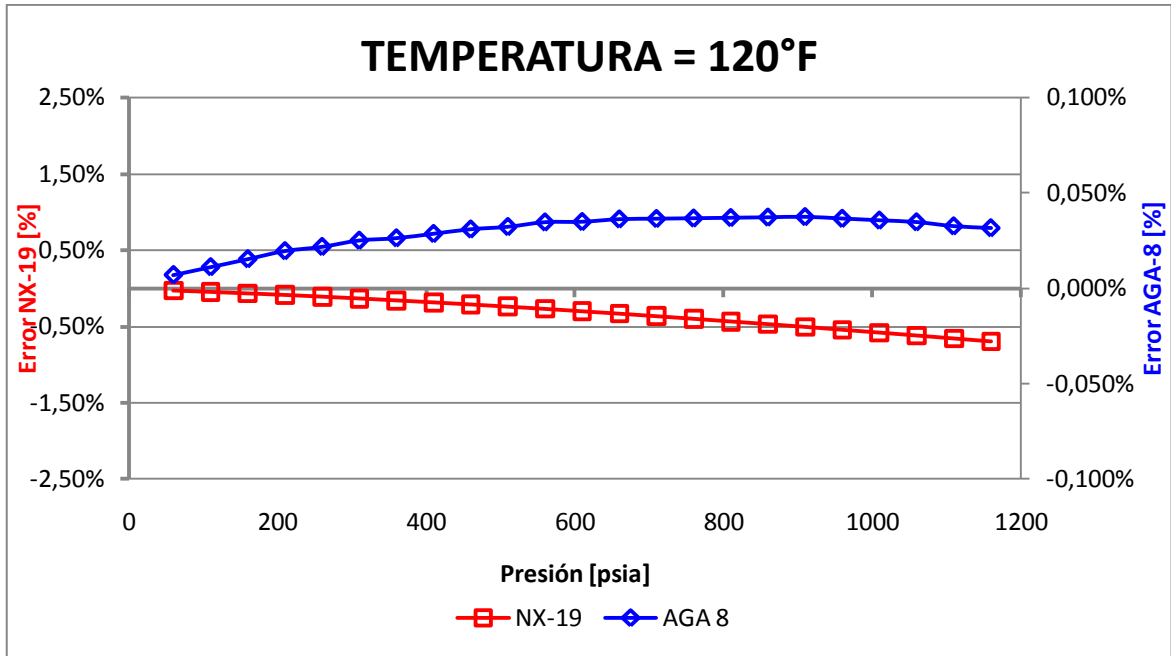


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.3.5 A temperatura de 120 ° F

En la gráfica 15, se puede observar que el error para el método NX-19 es de  $-0.6\%$ , mientras el error presentado por el método AGA 8 es de  $0.025\%$ .

**Gráfica 15.**



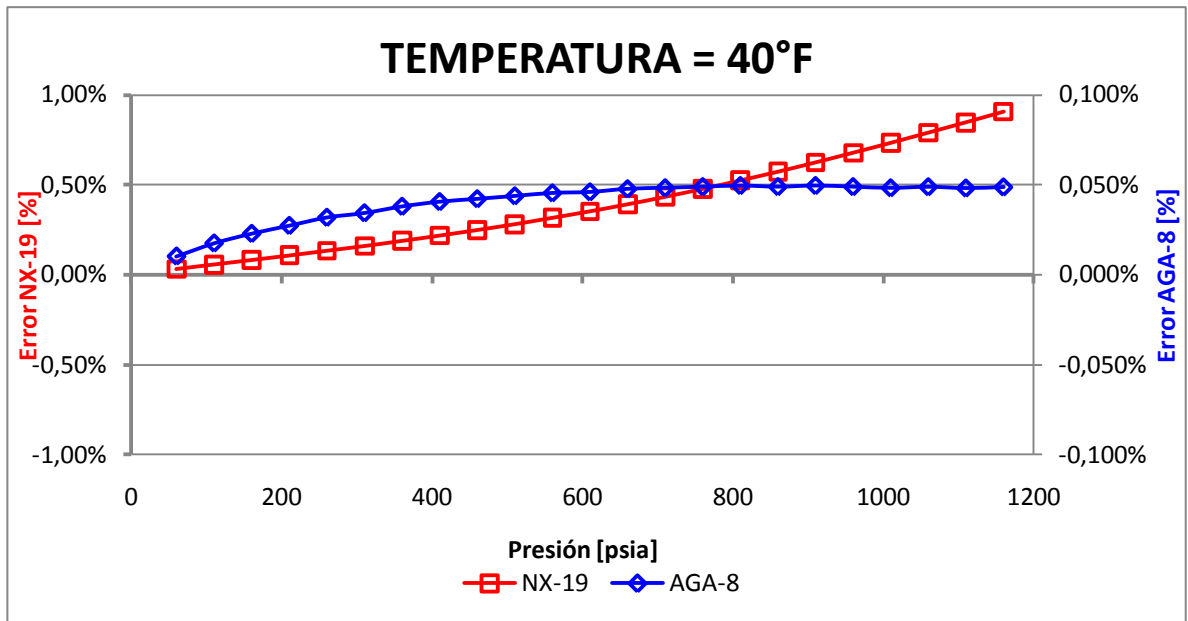
Fuente: Autor del proyecto

## 2.1.4 Gas mezcla

### 2.1.4.1 A temperatura de 40 ° F

En la gráfica 16, se puede observar que el error para el método NX-19 es de 1.0 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.050 %.

Gráfica 16.

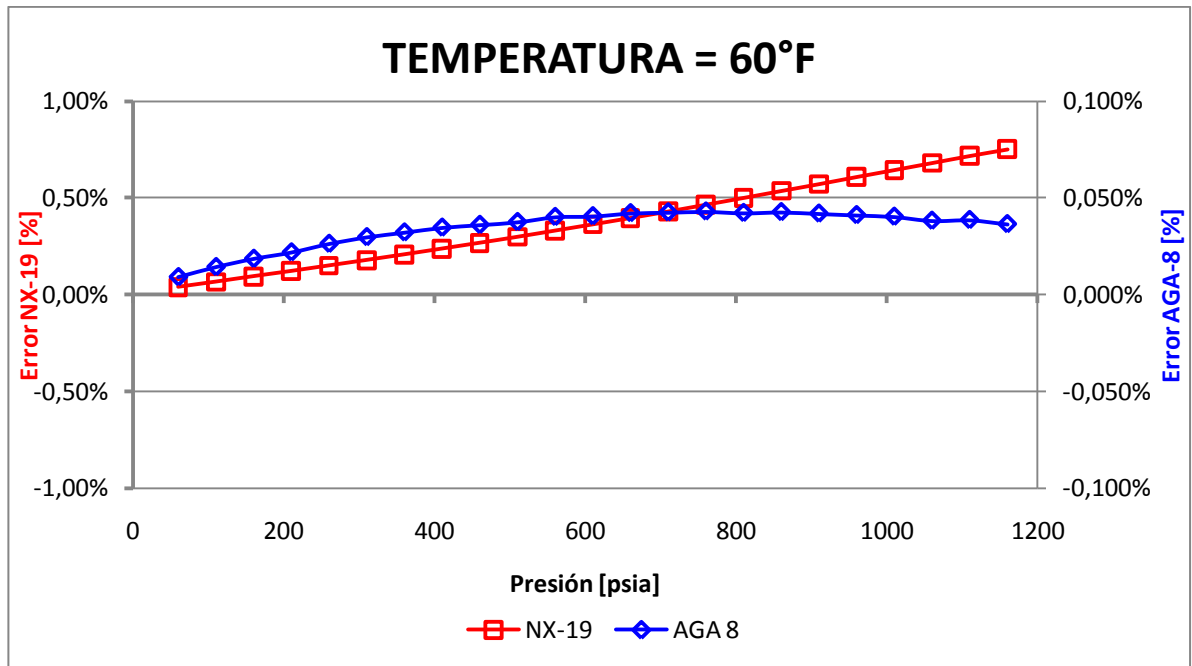


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.4.2 A temperatura de 60 ° F

En la gráfica 17, se puede observar que el error para el método NX-19 es de 0.75 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.040 %.

Gráfica 17.

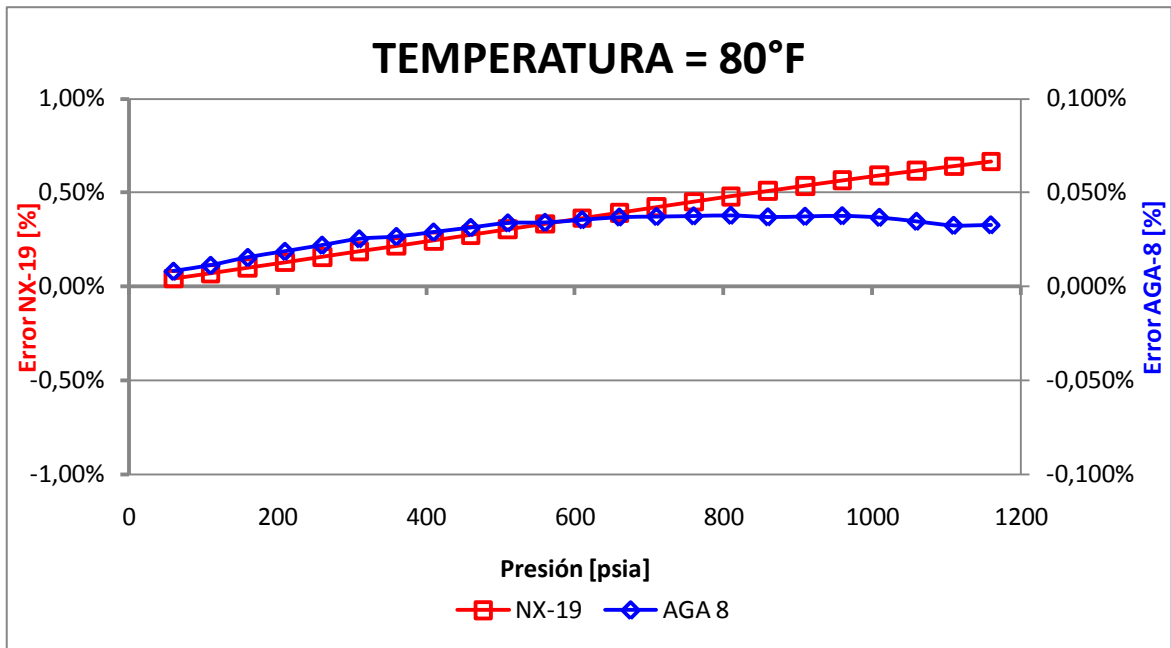


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.4.3 A temperatura de 80 ° F

En la gráfica 18, se puede observar que el error para el método NX-19 es de 0.65 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.030 %.

**Gráfica 18.**

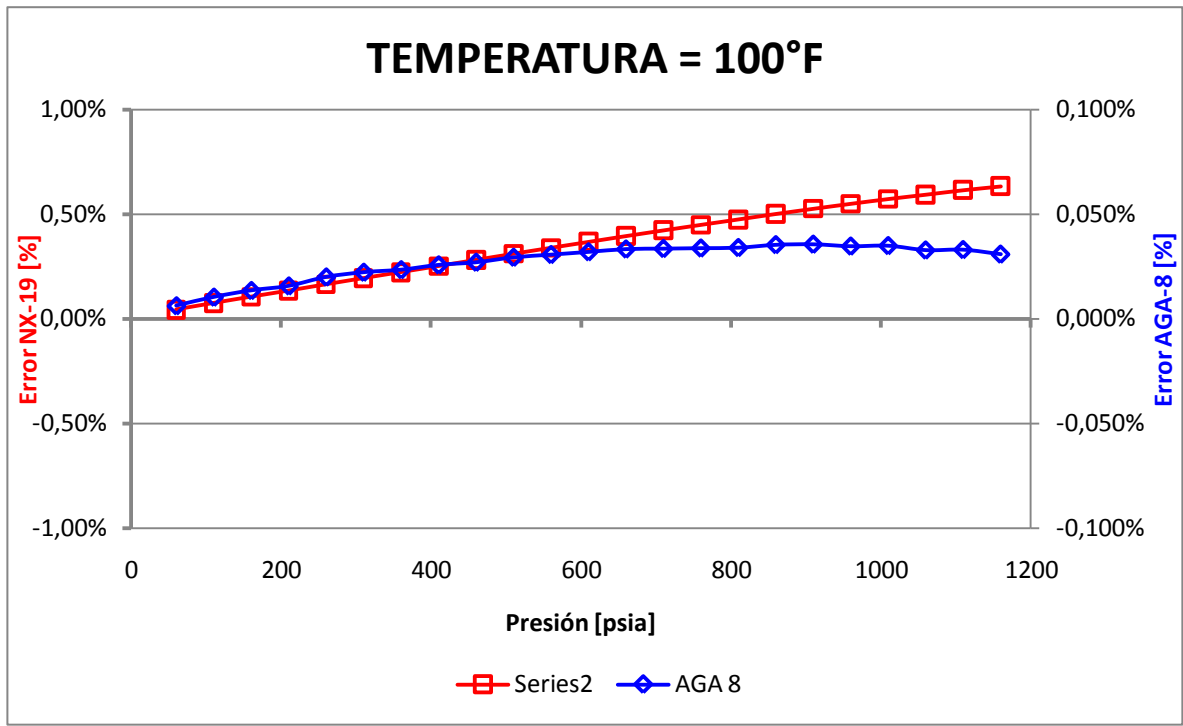


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.4.4 A temperatura de 100 ° F

En la gráfica 19, se puede observar que el error para el método NX-19 es de 0.65 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.040 %.

**Gráfica 19.**

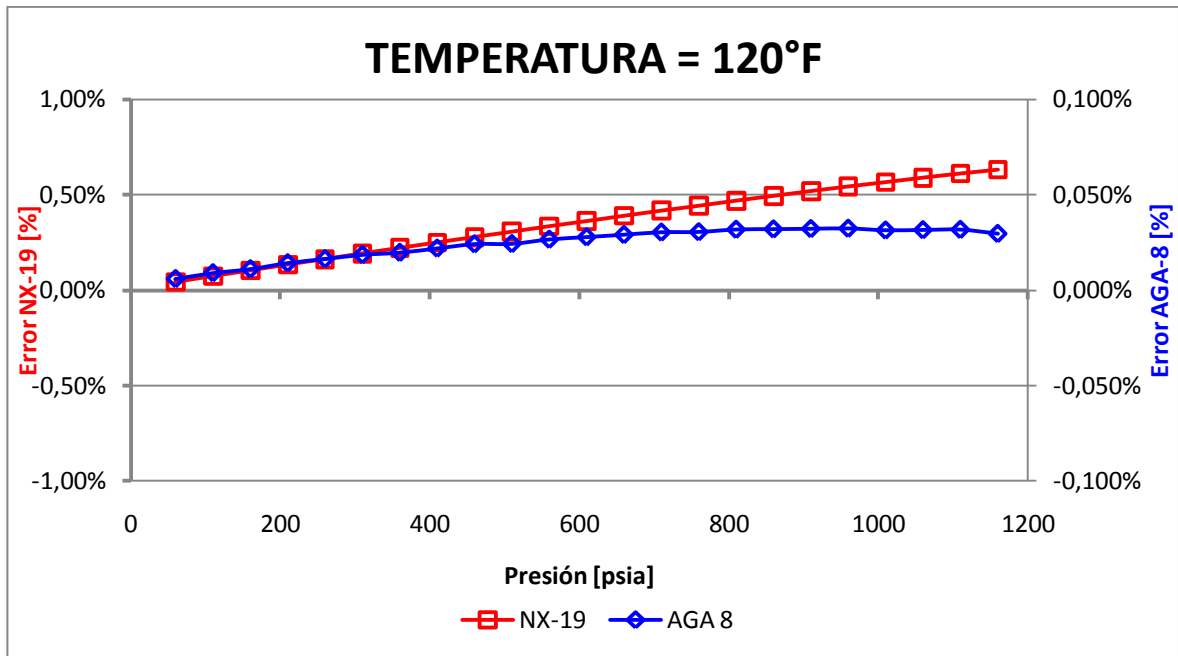


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.4.5 A temperatura de 120 ° F

En la gráfica 20, se puede observar que el error para el método NX-19 es de 0.6 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 es de 0.040 %.

**Gráfica 20.**



Fuente: Autor del proyecto

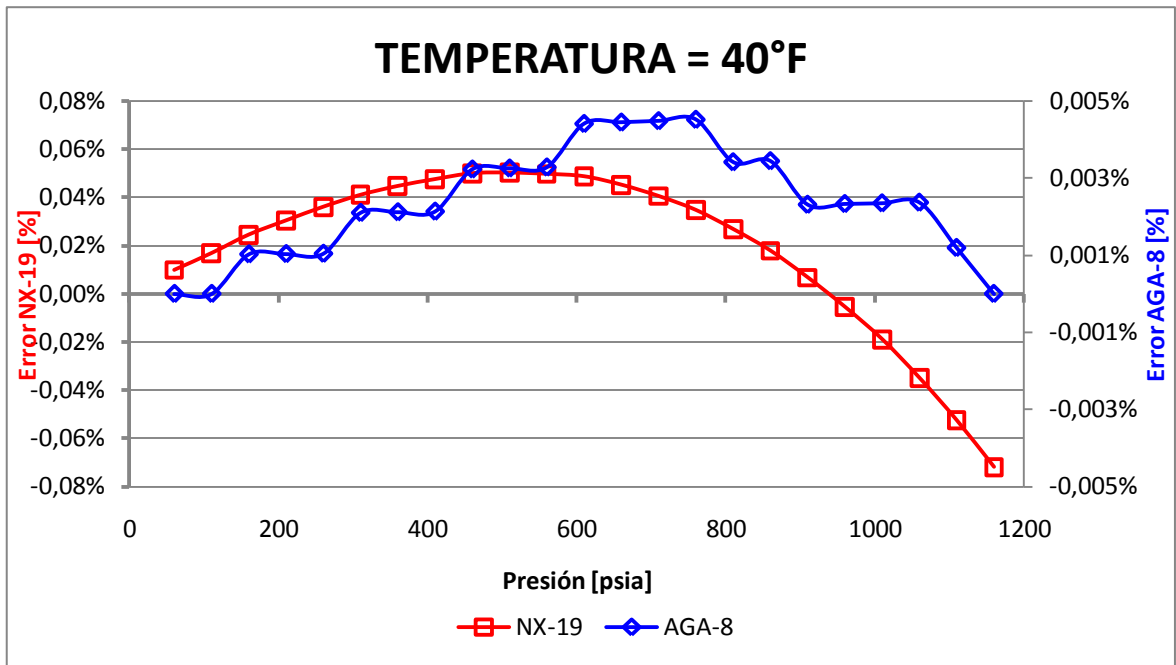
## 2.1.5 Gas de guajira

### 2.1.5.1 A temperatura de 40 ° F

Para las gráficas del 21 al 25 cambia totalmente las tendencias en los dos modelos ya que la presencia de CO<sub>2</sub> en la composición es casi 0.

En la gráfica 21, se puede observar que el error para el método NX-19 fluctúa entre 0.05 % y -0.08 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 fluctúa entre 0.005 % y 0.00 %.

Gráfica 21.

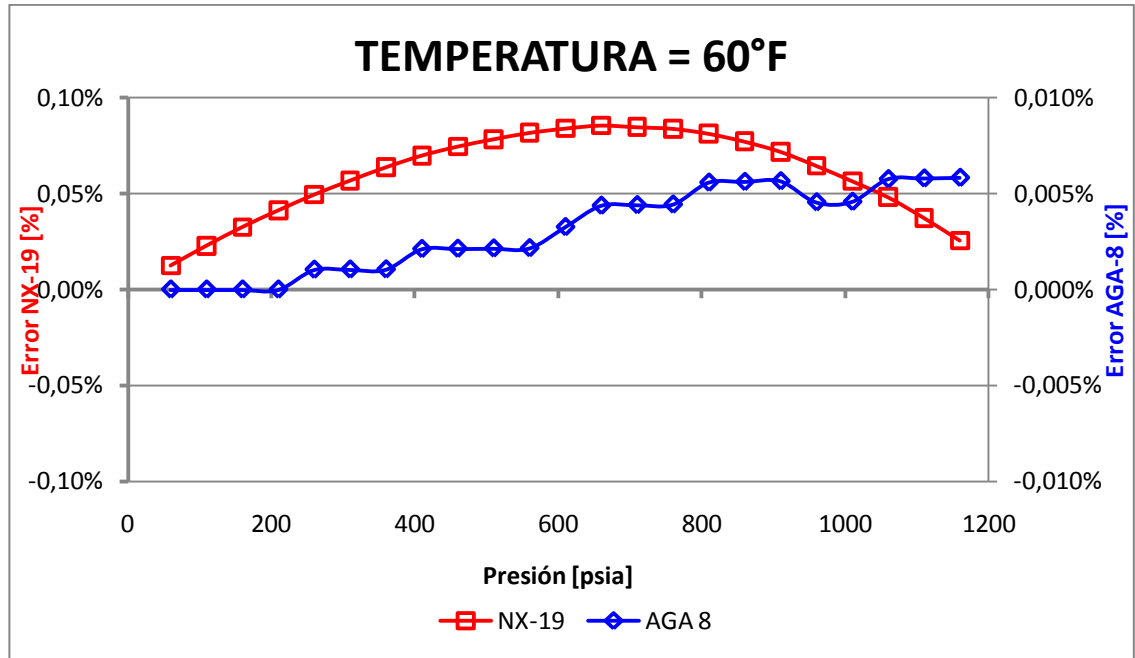


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.5.2 A temperatura de 60 ° F

En la gráfica 22, se puede observar que el error para el método NX-19 fluctúa entre 0.08 % y 0.02 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 fluctúa entre 0.0 % y un 0.006 %.

Gráfica 22.

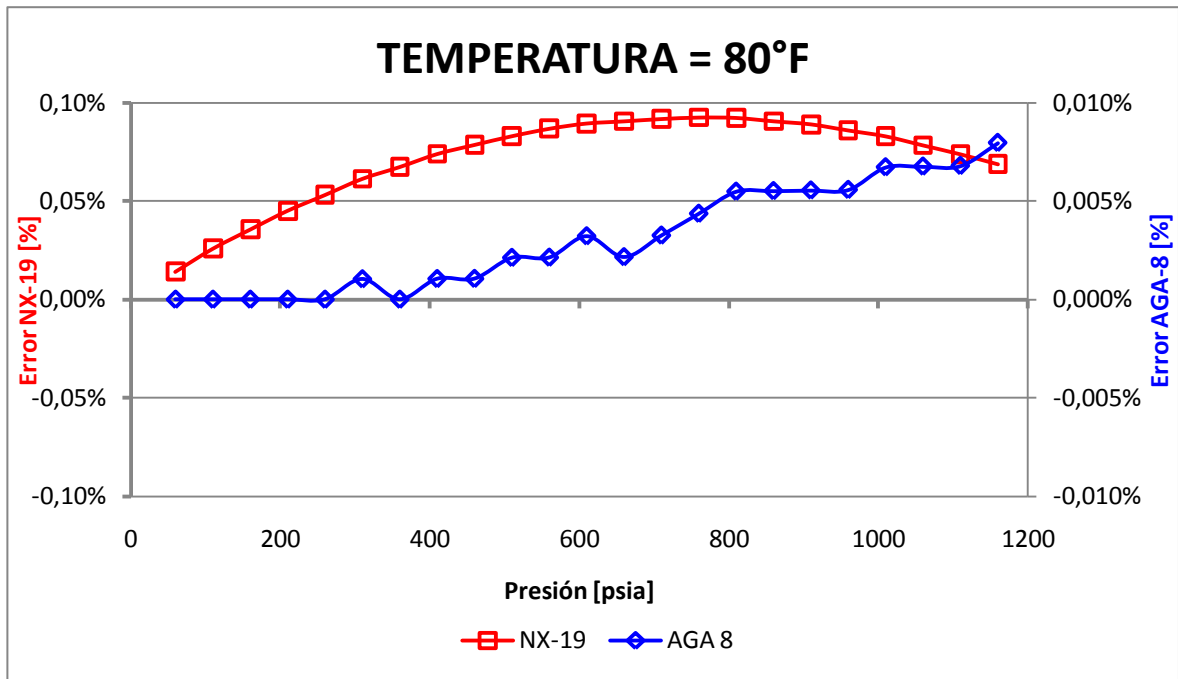


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.5.3 A temperatura de 80 ° F

En la gráfica 23, se puede observar que el error para el método NX-19 fluctúa entre 0.01 % y 0.1 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 fluctúa entre 0.0 % y un 0.008 %.

Gráfica 23.

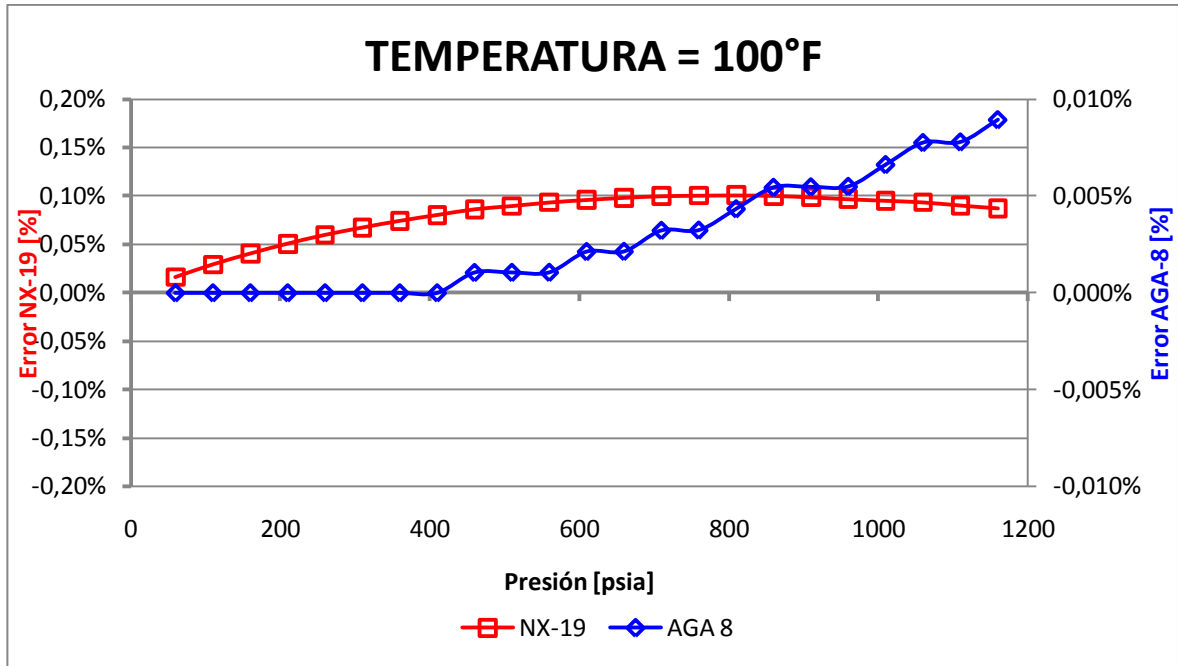


Fuente: Autor del proyecto

#### 2.1.5.4 A temperatura de 100 ° F

En la gráfica 24, se puede observar que el error para el método NX-19 fluctúa entre 0.01 % y 0.12 % estable, mientras el error presentado por el método AGA 8 fluctúa entre 0.0 % y un 0.009 %, también estable.

Gráfica 24.

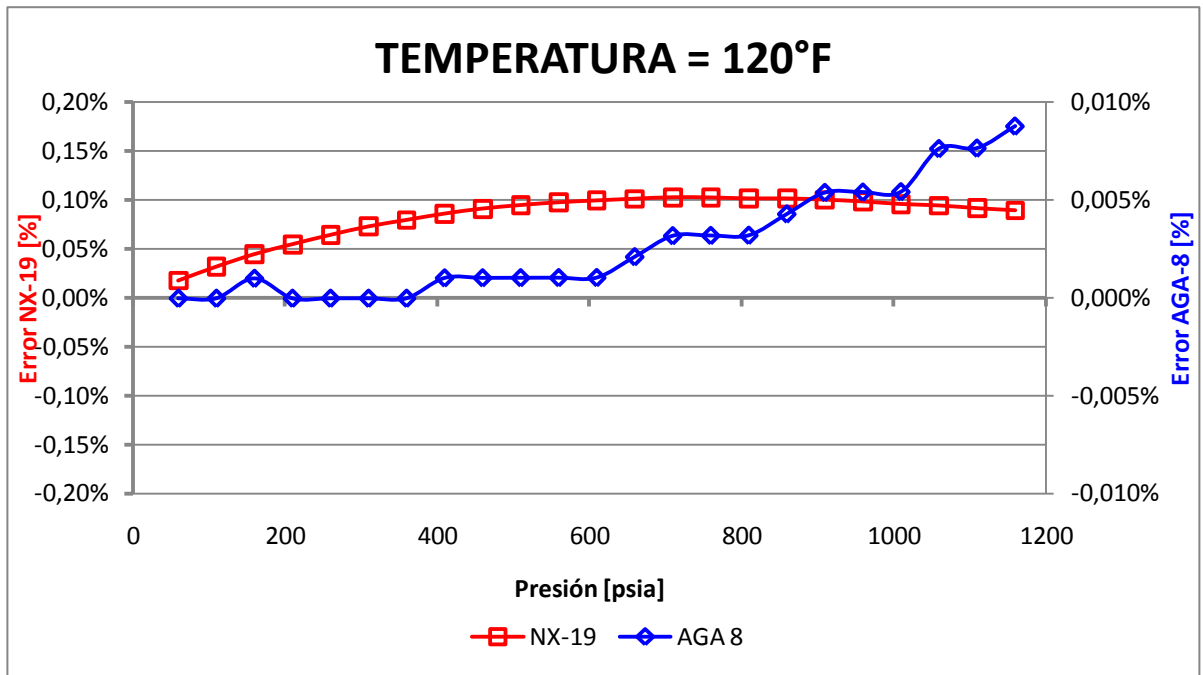


Fuente: Autor del proyecto

### 2.1.5.5 A temperatura de 120 ° F

En la gráfica 25, se puede observar que el error para el método NX-19 es bastante estable en 0.1 %, mientras el error presentado por el método AGA 8 fluctúa entre 0.0 % y un 0.010 %.

Gráfica 25.



Fuente: Autor del proyecto

## 2.2 COMPARACION REAL DEL INVENTARIO DE LÍNEA PARA UNA RED DE TRANSPORTE TÍPICA DE GAS CON LOS MÉTODOS NX-19, AGA 8 Y GERG 2004

Para el cálculo del inventario o empaque de línea<sup>4</sup> de una red de transporte típica de gas en Colombia, se tomó como referencia la gráfica mostrada en la sección 2.1.1 correspondiente al GAS DE APIAY CON ALTO % CO<sub>2</sub> y para la cual, se utilizaron los siguientes parámetros iguales y que fueron aplicados a los tres métodos así:

- La cromatografía utilizada para este ejercicio, se tomó de la tabla 4 sección 2.1

4. "DESCRIPCION DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DE EMPAQUE DE LÍNEA", desarrollado por el estudiante Rafael Solano en su monografía para obtener el título de Especialista en Ingeniería del Gas año (2004).

- Presión atmosférica 14.65 psia
- Presión de línea 1160 psig
- Temperatura 40 °F
- Diámetro interno 19.25 “ (pulgadas)
- Distancia total del sistema 221 Km.

### 2.2.1 Inventario de línea con el método NX-19

Como se observa el porcentaje de error comparado con el modelo Gerg 2004 es del 5.5 %

**Tabla 6. Inventario de línea con el método NX-19**

LONG	DESCRIP RED	Longitud en Km	Pprom Absol	T Mano	Vol Corregido KPCE	VOL TOTAL
19,25	Tramo 1	32,646	1174,650	40	23830	
19,25	Tramo 2	23,136	1174,650	40	16888	
19,25	Tramo 3	20,431	1174,650	40	14914	
19,25	Tramo 4	8,935	1174,650	40	6522	
19,25	Tramo 5	17,562	1174,650	40	12819	
19,25	Tramo 6	15,656	1174,650	40	11428	
19,25	Tramo 7	21,246	1174,650	40	15508	
19,25	Tramo 8	32,610	1174,650	40	23803	
19,25	Tramo 9	12,720	1174,650	40	9285	
19,25	Tramo 10	8,641	1174,650	40	6307	
19,25	Tramo 11	26,893	1174,650	40	19630	

Fuente: Autor del Proyecto

## 2.2.2 Inventario de línea con el método AGA 8

Para este caso el error disminuye notablemente, pero aún presenta un pequeño desbalance del 0.15% en comparación con el modelo Gerg 2004.

**Tabla 7. Inventario de línea con el método AGA 8**

LONG	DESCRIP RED	Longitud en Km	Pprom Absol	T Mano	Vol Corregido KPCE	VOL TOTAL
19,25	Tramo 1	32,646	1174,650	40	25082	
19,25	Tramo 2	23,136	1174,650	40	17775	
19,25	Tramo 3	20,431	1174,650	40	15697	
19,25	Tramo 4	8,935	1174,650	40	6864	
19,25	Tramo 5	17,562	1174,650	40	13493	
19,25	Tramo 6	15,656	1174,650	40	12028	
19,25	Tramo 7	21,246	1174,650	40	16323	
19,25	Tramo 8	32,610	1174,650	40	25054	
19,25	Tramo 9	12,720	1174,650	40	9772	
19,25	Tramo 10	8,641	1174,650	40	6638	
19,25	Tramo 11	26,893	1174,650	40	20662	<b>169.390</b>

Fuente: Autor del Proyecto

## 2.2.3 Inventario de línea con el método GERG 2004

Como se puede observar el error es casi cero. Si se compara con el método AGA 8 podremos decir que es muy mínimo, pero si lo ajustáramos a redes de gasoductos, donde el volumen transportado puede estar alrededor de los 900.000 KPCE si sería muy significativo este 0.15 % que nos muestra el método anterior.

**Tabla 8. Inventario de línea con el método GERG 2004**

LONG	DESCRIP RED	Longitud en Km	Pprom Absol	T Mano	Vol Corregido KPCE	VOL TOTAL
19,25	Tramo 1	32,646	1174,650	40	25116	
19,25	Tramo 2	23,136	1174,650	40	17799	
19,25	Tramo 3	20,431	1174,650	40	15719	
19,25	Tramo 4	8,935	1174,650	40	6874	
19,25	Tramo 5	17,562	1174,650	40	13511	
19,25	Tramo 6	15,656	1174,650	40	12044	
19,25	Tramo 7	21,246	1174,650	40	16345	
19,25	Tramo 8	32,610	1174,650	40	25088	
19,25	Tramo 9	12,720	1174,650	40	9786	
19,25	Tramo 10	8,641	1174,650	40	6647	
19,25	Tramo 11	26,893	1174,650	40	20690	

Fuente: Autor del Proyecto

### **2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS ENTRE LOS METODOS GERG 2004, AGA 8 Y NX 19**

Como se mencionó anteriormente, la técnica para determinar el factor de compresibilidad para el gas natural implica la evaluación de su presión crítica, los puntos de temperatura y su relación con la gravedad específica si aplica.

Los tres métodos utilizan un conjunto simplificado de parámetros de entrada, en el nivel de precisión y para el rango de aplicabilidad alcanzado solo por la ecuación GERG, la ecuación Z del AGA 8 detallado mantiene moderadamente una cercana comparación con la ecuación estándar del modelo GERG. Para la

ecuación del modelo NX-19 el porcentaje de error aumenta en relación casi 1 a 1, si el % de CO<sub>2</sub> y la presión aumentan considerablemente.

### 2.3.1 Ventajas y desventajas en general

- Para todos los métodos el porcentaje de error es igual y despreciable para las condiciones base, (60 °F Y 14,65 psia)
- Puede representar hasta un 10 % de error en la corrección de volumen a altas presiones.
- Varía mucho de acuerdo a la composición del gas natural.

#### 2.3.1.1 Método NX- 19

Este método presenta los siguientes rangos de operación y limitaciones:

Presión en psig	0 a 5000
Temperatura en ° F	-40 a 240
Gravedad específica	0,554 a 0,75
CO <sub>2</sub> % por mol	0 a 15%
N <sub>2</sub> % por mol	0 a 15%

- El método estándar es aplicable al gas natural que no tiene "grandes concentraciones de hidrocarburos pesados".
- La ecuación NX-19 es una función de la presión, temperatura, gravedad específica, y solamente de los porcentajes molares de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.

- Este factor se utiliza bajo las diferentes condiciones de funcionamiento, siendo muy inestable a bajas temperaturas y altas presiones.

### 2.3.1.2 Método AGA 8

Este método presenta los siguientes rangos de operación y limitaciones:

**Tabla 9. Rangos de operación método AGA 8**

<b>Cantidad</b>	<b>Rango Normal</b>
Presión, psia	0 a 20.000
Temperatura, F°	-200 a 460
% de Mol de Metano	50 al 100%
% de Mol de Nitrógeno	0 al 50%
% de Mol de Dióxido de carbono	0 al 50%
% de Mol de Etano	0 al 20%
% de Mol de Propano	0 al 5%
% de Mol de Butanos	0 al 3%
% de Mol de Pentanos	0 al 2%
% de Mol de de Hexano	0 al 1%
% de Moles de Vapor de agua, Sulfuro de Hidrógeno, Hidrógeno, Monóxido de Carbono, Oxígeno, Helio y Argón combinado	0 al 1%

Fuente: Autor del Proyecto

- Permite ciertas variaciones en la composición del gas, cuando el análisis de este cae en el rango de valores de la Tabla 6
- Si la composición no entra en el rango de la tabla 3, la incertidumbre puede ser sustancialmente mayor y con lleva a errores apreciables en el cálculo del factor Z.

## Recomendaciones

Utilice siempre para el cálculo del factor Z, el método de caracterización AGA 8 detallado, para las siguientes condiciones de flujo y parámetros:

- Temperatura: 32 a 130 ° F
- Presión: 0 a 1200 Psia
- La composición del gas debe estar dentro del rango normal de la Tabla 3.
- Cuando se aplica correctamente, el método AGA N ° 8 hasta la versión 1992, puede calcular el factor compresibilidad con una precisión hasta del 0,15% para la mezcla de gas con alto contenido de CO2

### **2.3.1.3 Método GERG 2004**

- El modelo GERG-2004 considera en sus ecuaciones las mezclas para los 18 componentes del gas natural.
- Los datos seleccionados representan, en general, la medición más precisa disponible para la propiedad respectiva, donde el conjunto de los datos seleccionados se encontraron con desviaciones muy bajas e inferiores al 0,15% que alcanza el modelo AGA8
- También logra mejoras sustanciales, especialmente a temperaturas por debajo de los 31 ° F, en comparación con la ecuación AGA8-(1992) y la Ecuación NX-19, así como la mezcla de varios modelos de fluidos como el de Lemmon y Jacobsen (1999) y Klimeck (2000)

- Se comporta excelentemente en rangos de 8% y el 15% de dióxido de carbono (Co2), alcanzando valores máximos de error hasta de un 0,3%.
- La nueva ecuación de estado para las propiedades térmicas y calóricas de los gases naturales, gases similares, y otras mezclas desarrollado en este trabajo cumple todos los requisitos definidos con anterioridad a su desarrollo como lo demuestran las comparaciones presentadas en el capítulo anterior
- Sin embargo, basándose en la experiencia adquirida durante este trabajo, vale la pena discutir la nueva ampliación del modelo de mezcla actual, así como la propiedad correspondiente a un nuevo Software de cálculo.

### **3. GUIA PRÁCTICA EN LA ESCOGENCIA DE UN MÉTODO ADECUADO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR (Z)**

#### **3.1 CRITERIOS EN LA SELECCIÓN DEL MÉTODO A EMPLEAR**

Tenga en cuenta que el método a escoger debe cumplir con unas mínimas exigencias como:

- El error para el cálculo del factor Z debe ser por lo menos menor o igual a 0.1%, ya que errores mayores pueden ocasionar desbalances grandes en los cálculos volumétricos.
- Las condiciones de composición, presión y temperatura deben estar cubiertas plenamente por el alcance del método seleccionado.
- El método a utilizar debe cumplir las normas colombianas e internacionales aprobadas.
- Debe considerarse que en aquellas situaciones en las que el sistema está bajo tensión debido a una condición de emergencia, como por ejemplo una ruptura del gasoducto, el transportador tenga las mejores herramientas para el cálculo del volumen disponible y de las pérdidas ocasionadas, de tal forma que sea posible contar con información confiable y oportuna.
- Deben evaluarse la relación beneficio-costos antes de adquirir aplicativos para la implementación de los métodos disponibles, ya que si el precio influye de una manera significativa también la empresa podrá ahorrar costos mayores, por deficientes procedimientos utilizados.

- Por último un buen método permite calcular de manera precisa un buen empaque de línea, para atender las demandas que se produzcan en caso de un evento, asegurando un suficiente nivel de presión en el interior de la tubería y entregar al cliente lo necesario para atender la demanda durante lo que dure el suceso, ya que el factor Z está inherente en las fórmulas utilizadas.

### **3.2 SUGERENCIA DEL AUTOR DEL MÉTODO A IMPLEMENTAR POR PARTE DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR GAS.**

Con base en los análisis comparativos efectuados en el presente trabajo, es interés del Autor aportar algunas sugerencias que las empresas y agentes deben tener en cuenta a la hora de elegir alguno de los tres métodos estudiados. En conclusión, el mejor método según los resultados obtenidos fue el Modelo GERG 2004, por las siguientes razones:

#### **3.2.1 Por que utilizar el modelo GERG 2004**

Actualmente hay una predominancia del AGA-8 en cuanto al método estándar aceptado internacionalmente para el cálculo de factor de compresibilidad, dicho método aplica exclusivamente a mezclas de hidrocarburos gaseosos (gas natural) en fase gaseosa. Dicho método corresponde a la ecuación de Estado de Starling y Savidge, AGA8-DC92 de (1992)

Aparte de la restricción a la fase gaseosa homogénea, la ecuación AGA8-DC92 muestra debilidades significativas en la descripción de gas natural de sus propiedades y sólo abarca un limitado rango en las temperaturas, en la presión y en la composición del gas.

Otras ecuaciones de estado, como la del método NX-19 descrita en el primer capítulo muestran poca precisión en la descripción de muchas propiedades

termodinámicas y es comúnmente aún utilizada en la industria del gas natural para los cálculos volumétricos y empaques de línea para gasoductos que son por lo general aplicables sólo en el rango subcrítico de condiciones muy limitadas de mezcla.

Como resultado de la utilización de las ecuaciones individuales para diferentes regiones de líquidos, hay inconsistencias en los cálculos cuando se mueve de una región a otra, y cuando más de una fase se tratara.

La nueva ecuación de estado GERG-2004, supera las debilidades y limitaciones de las ecuaciones anteriores y es válida para las amplias gamas de temperatura, presión y composición y cubre la fase gas , la fase líquida, la región supercrítica, y líquido-vapor de estados de equilibrio gas natural y otras mezclas que consiste en 18 componentes del metano, nitrógeno, carbono dióxido de carbono, etano, propano, n-butano, isobutano, n-pentano, isopentano, n-hexano, n-heptano, n-octano, hidrógeno, oxígeno, monóxido de carbono, agua, helio y argón.

### **3.2.2 Que lo diferencia de los otros métodos**

La base para el desarrollo de este modelo de mezcla totalmente coherente y su evaluación, es la base de información actualizada constantemente compuesta por más de 100.000 datos experimentales para múltiples propiedades termodinámicas en diferentes regiones del fluido.

La nueva ecuación también alcanza una amplia gama de precisión donde nunca se obtuvo antes por otra ecuación en la combinación mezclas, manejando rangos normales de validez donde cubre temperaturas de  $-297^{\circ}\text{F}$  a  $350^{\circ}\text{F}$  y presiones hasta de 5076 PSI.

En comparación con la ecuación de estado AGA8-DC92, Gerg-2004 logra importantes mejoras fundamentales en la descripción de la fase de gas y las densidades supercríticas como el gas de mezclas que contiene, por ejemplo, altas fracciones de nitrógeno, dióxido de carbono, etano, hidrógeno, , bajo poder calorífico o grandes cantidades de etano, propano y los hidrocarburos más pesados.

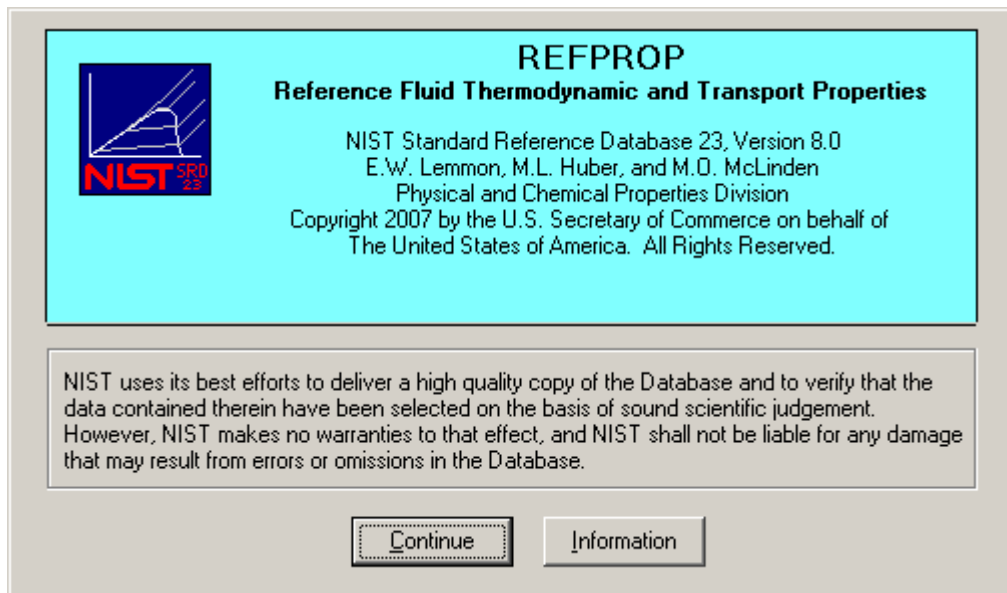
Por otra parte, Gerg- 2004 es mucho más preciso de los gases ricos y pobres en la descripción de todas las propiedades calóricas, satisfaciendo las exigencias relativas a la designación de la fase líquida propiedades y estados de equilibrio líquido-vapor.

La amplia gama de validez permite el uso de Gerg-2004 en aplicaciones y técnicas de tipo estándar y avanzadas para los gases naturales y mezclas similares. Esto incluye, por ejemplo, en el transporte de oleoductos, almacenamiento de gas natural, procesos integrados de gas natural licuado, el diseño de los procesos de separación como se encuentran en el procesamiento de gas natural ricos para satisfacer las especificaciones de tuberías de calidad, la producción de líquidos de gas natural y licuado de petróleo de gas, la producción y refinación de petróleo ligero, utilizando procesos de mezclas de hidrocarburos como refrigerantes alternativos, y las aplicaciones futuras con mezclas naturales de gas hidrógeno.

### **3.2.3 Software REFPROP**

Este nuevo Software figura 10, permite el cálculo de varias propiedades de uno y de dos fases en las condiciones de mezcla arbitraria (Temperatura, presión y composición), para cálculos de fase, punto de rocío, cálculos punto de burbuja, factor de compresibilidad, entre otros.

**Figura 3. Pantallazo Software REFPROP**



Fuente: Sistema REFPROP

Los algoritmos que usa se basan en un moderno procedimiento numérico usando una serie de derivadas parciales para resolver el conjunto de ecuaciones de equilibrio y las condiciones secundarias para las variables desconocidas.

La estructura del modelo de nueva mezcla se mantuvo en lo más simple posible para permitir la desarrollo de algoritmos de ahorro de tiempo de cálculo y una extensión de más fácil componentes.

Por lo anterior el modelo GERG -2004 en el futuro, deberá ser establecido como una ecuación estándar internacional de referencia para todas las aplicaciones del gas natural y sus propiedades termodinámicas. No obstante, el cambio hacia el nuevo método no va a ser inmediato ni sencillo si se considera que la mayoría de los computadores de flujo instalados en la actualidad poseen configurado el método AGA-8.

## 4. CONCLUSIONES

- Se estudiaron y analizaron los tres métodos más empleados en la industria del gas como fueron los métodos NX-19(1962), AGA 8 (1992) y GERG (2004), para el cálculo del factor de compresibilidad ( $Z$ ) como se demostró en el capítulo 1
- Se observó y demostró en el capítulo 2, que los métodos AGA 8 y NX-19 presentan inestabilidad a bajas temperaturas, altas presiones y alto contenido de  $\text{CO}_2$ , pero el que más evidenció este efecto fue el del modelo NX-19, debido a que solo utiliza para sus cálculos solo tres componentes de la cadena de hidrocarburos, como el  $\text{N}_2$ ,  $\text{CO}_2$  y la Gravedad Específica.
- La buena escogencia de un método para el cálculo del factor  $Z$ , ayuda a minimizar los efectos causados por los empaques de línea en las redes de los gasoductos que hay en Colombia. Se sugiere que a futuro todas las empresas del sector gas se pasen al método GERG 2004 por observar los mejores resultados.

## BIBLIOGRAFÍA

AGA Report No. 8, Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases (1994)

AGA Gas Measurement Manual – Part 11. Measurement of Gas Properties (1988)

Comparison of five natural gas equations of state used for flow and energy measurement. A. Johnson, B. Johansen (2009)

Compressibility of natural gas. J.L. Savidge. International School of Hydrocarbon Measurement (ISHM) Proceedings

Effects of errors in linepack calculations on real-time computational pipeline monitoring. L.M. Petherick, F.U. Pietsch (1994)

Fundamentals of gas measurement – IV. K.E. Starling

ICONTEC. Norma NTC 3949. Versión 2002. Estaciones de Regulación de Presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible.

ICONTEC. Norma NTC 2050. Versión 1998 1ª Actualización. Código Eléctrico Colombiano.

IEEE. Norma ANSI/IEEE C37.13.1. Version 2006. IEEE Standard for Definite Purpose Switching Devices for Use in Metal-Enclosed Low-Voltage.

MSS. Norma MSS-SP-44. Version 2006. Steel Pipe Line Flange

Natural Gas Balancing: Appropriate Framework and Terminology. Nico Keyaerts, Leonardo Meeus, William D'haeseleer (2008)

NEMA. Norma ANSI/NEMA C84.1. Version 2006. Electric Power Systems and Equipment -Voltage Ratings.

NEMA. Norma WC 50-1976/ICEA P-53-426. Version 1999. Ampacities, Including Effect of Shield Losses for Single Conductor Solid Dielectric Power Cable 15 kV through 69 kV.

NFPA. Norma NFPA 54. Version 2009. National Fuel Gas Code.

NFPA. Norma NFPA – 70. Version 2008. Standard for Electrical Safety in the Workplace.

NFPA. Norma NFPA - 10. Version 2007. Portable Fire Extinguishers

NFPA. Norma NFPA – 14. Version 2008. Standard on Motion Picture and Television Production Studio Soundstages and Approved Production Facilities.

NFPA. Norma NFPA - 15. Version 2009. Fire Safety in Racetrack Stables.

Par Research Project NX-19; "Manual for the determination of supercompressibility factors for natural gas" (1962)

Predicción de la densidad de gases naturales usando las ecuaciones de estado de SRK, PR y AGA8. S. Villanueva, J. Zavaleta, A. Pilco

Prediction of thermodynamic properties of natural gas mixtures using 10 equations of state including a new cubic two-constant equation of state. Kh. Nasrifar , O. Bolland (2005)

Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state. Maciej Chaczykowski (2009).

The GERG-2004 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures (2004)

Quick estimation of gas pipeline inventory. R.S. Ettouney, M.A. El-Rifai (2009)

**ANEXO A. TABLA DE DATOS GAS APIAY ALTO %CO2 MODELO GERG 2004**

MODELO GERG 2004			
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
1	40	60	0,98275
2	40	110	0,97106
3	40	160	0,95928
4	40	210	0,94740
5	40	260	0,93543
6	40	310	0,92338
7	40	360	0,91125
8	40	410	0,89905
9	40	460	0,88679
10	40	510	0,87447
11	40	560	0,86211
12	40	610	0,84973
13	40	660	0,83733
14	40	710	0,82494
15	40	760	0,81258
16	40	810	0,80027
17	40	860	0,78805

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
60	60	0,98488
60	110	0,97468
60	160	0,96443
60	210	0,95413
60	260	0,94379
60	310	0,93342
60	360	0,92301
60	410	0,91258
60	460	0,90214
60	510	0,89169
60	560	0,88125
60	610	0,87083
60	660	0,86043
60	710	0,85008
60	760	0,83979
60	810	0,82958
60	860	0,81946

MODELO GERG 2004			
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
18	40	910	0,77593
19	40	960	0,76397
20	40	1010	0,75220
21	40	1060	0,74067
22	40	1110	0,72942
23	40	1160	0,71851

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	910	0,80947
60	960	0,79961
60	1010	0,78992
60	1060	0,78042
60	1110	0,77115
60	1160	0,76213

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature	Pressure	Comp. Factor
(°F)	(psig)	
80	60	0,98672
80	110	0,97779
80	160	0,96884
80	210	0,95988
80	260	0,95090
80	310	0,94192
80	360	0,93294
80	410	0,92397

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature	Pressure	Comp. Factor
(°F)	(psig)	
100	60	0,98831
100	110	0,98048
100	160	0,97264
100	210	0,96481
100	260	0,95699
100	310	0,94919
100	360	0,94140
100	410	0,93365

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature	Pressure	Comp. Factor
(°F)	(psig)	
120	60	0,98970
120	110	0,98281
120	160	0,97594
120	210	0,96908
120	260	0,96225
120	310	0,95545
120	360	0,94868
120	410	0,94195

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	460	0,91501
80	510	0,90608
80	560	0,89718
80	610	0,88832
80	660	0,87951
80	710	0,87076
80	760	0,86209
80	810	0,85351
80	860	0,84503
80	910	0,83666
80	960	0,82843
80	1010	0,82034
80	1060	0,81242
80	1110	0,80468
80	1160	0,79714

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	460	0,92592
100	510	0,91824
100	560	0,91060
100	610	0,90302
100	660	0,89550
100	710	0,88805
100	760	0,88068
100	810	0,87340
100	860	0,86623
100	910	0,85916
100	960	0,85221
100	1010	0,84539
100	1060	0,83872
100	1110	0,83221
100	1160	0,82586

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY CON ALTO % CO2: T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	460	0,93526
120	510	0,92862
120	560	0,92204
120	610	0,91551
120	660	0,90906
120	710	0,90268
120	760	0,89638
120	810	0,89017
120	860	0,88405
120	910	0,87804
120	960	0,87214
120	1010	0,86636
120	1060	0,86070
120	1110	0,85518
120	1160	0,84981

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO B. TABLA DE DATOS GAS APIAY MEDIO %CO2 MODELO GERG 2004**

MODELO GERG 2004			
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
1	40	60	0,98256
2	40	110	0,97074
3	40	160	0,95882
4	40	210	0,94679
5	40	260	0,93467
6	40	310	0,92246
7	40	360	0,91016
8	40	410	0,89778
9	40	460	0,88533
10	40	510	0,87282
11	40	560	0,86026
12	40	610	0,84767
13	40	660	0,83505
14	40	710	0,82243
15	40	760	0,80982
16	40	810	0,79726
17	40	860	0,78478
18	40	910	0,77239
19	40	960	0,76015

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
60	60	0,98472
60	110	0,97440
60	160	0,96402
60	210	0,95360
60	260	0,94312
60	310	0,93261
60	360	0,92206
60	410	0,91148
60	460	0,90088
60	510	0,89028
60	560	0,87967
60	610	0,86908
60	660	0,85850
60	710	0,84797
60	760	0,83749
60	810	0,82708
60	860	0,81677
60	910	0,80656
60	960	0,79650

20	40	1010	0,74810
21	40	1060	0,73628
22	40	1110	0,72474
23	40	1160	0,71354

60	1010	0,78659
60	1060	0,77688
60	1110	0,76739
60	1160	0,75815

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
80	60	0,98657
80	110	0,97754
80	160	0,96848
80	210	0,95940
80	260	0,95031
80	310	0,94121
80	360	0,93210
80	410	0,92300
80	460	0,91392
80	510	0,90485
80	560	0,89581
80	610	0,88681
80	660	0,87785

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
100	60	0,98818
100	110	0,98025
100	160	0,97232
100	210	0,96439
100	260	0,95646
100	310	0,94855
100	360	0,94066
100	410	0,93279
100	460	0,92496
100	510	0,91716
100	560	0,90940
100	610	0,90170
100	660	0,89406

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
120	60	0,98958
120	110	0,98260
120	160	0,97564
120	210	0,96870
120	260	0,96177
120	310	0,95488
120	360	0,94801
120	410	0,94119
120	460	0,93440
120	510	0,92766
120	560	0,92097
120	610	0,91435
120	660	0,90779

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	710	0,86896
80	760	0,86013
80	810	0,85139
80	860	0,84275
80	910	0,83422
80	960	0,82582
80	1010	0,81756
80	1060	0,80947
80	1110	0,80156
80	1160	0,79385

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	710	0,88648
100	760	0,87899
100	810	0,87158
100	860	0,86426
100	910	0,85706
100	960	0,84998
100	1010	0,84302
100	1060	0,83621
100	1110	0,82956
100	1160	0,82307

MODELO GERG 2004		
GAS APIAY : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	710	0,90130
120	760	0,89489
120	810	0,88857
120	860	0,88234
120	910	0,87621
120	960	0,87020
120	1010	0,86430
120	1060	0,85853
120	1110	0,85289
120	1160	0,84740

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO C. TABLA DE DATOS GAS CUSIANA MODELO GERG 2004**

MODELO GERG 2004			
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
1	40	60	0,98315
2	40	110	0,97174
3	40	160	0,96025
4	40	210	0,94867
5	40	260	0,93701
6	40	310	0,92528
7	40	360	0,91348
8	40	410	0,90162
9	40	460	0,88971
10	40	510	0,87776
11	40	560	0,86578
12	40	610	0,85377
13	40	660	0,84177
14	40	710	0,82979
15	40	760	0,81783
16	40	810	0,80594
17	40	860	0,79414
18	40	910	0,78245

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
60	60	0,98524
60	110	0,97529
60	160	0,96529
60	210	0,95525
60	260	0,94517
60	310	0,93507
60	360	0,92494
60	410	0,91480
60	460	0,90465
60	510	0,89450
60	560	0,88436
60	610	0,87425
60	660	0,86418
60	710	0,85415
60	760	0,84418
60	810	0,83430
60	860	0,82452
60	910	0,81485

MODELO GERG 2004			
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,77091
20	40	1010	0,75956
21	40	1060	0,74844
22	40	1110	0,73760
23	40	1160	0,72707

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,80533
60	1010	0,79597
60	1060	0,78680
60	1110	0,77785
60	1160	0,76913

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
80	60	0,98704
80	110	0,97833
80	160	0,96960
80	210	0,96086
80	260	0,95211
80	310	0,94336
80	360	0,93462
80	410	0,92589
80	460	0,91719

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
100	60	0,98859
100	110	0,98095
100	160	0,97331
100	210	0,96568
100	260	0,95806
100	310	0,95046
100	360	0,94289
100	410	0,93534
100	460	0,92783

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
120	60	0,98995
120	110	0,98323
120	160	0,97653
120	210	0,96986
120	260	0,96320
120	310	0,95658
120	360	0,94999
120	410	0,94344
120	460	0,93694

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	510	0,90851
80	560	0,89986
80	610	0,89126
80	660	0,88272
80	710	0,87424
80	760	0,86584
80	810	0,85752
80	860	0,84931
80	910	0,84122
80	960	0,83325
80	1010	0,82543
80	1060	0,81777
80	1110	0,81029
80	1160	0,80301

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	510	0,92036
100	560	0,91294
100	610	0,90558
100	660	0,89828
100	710	0,89106
100	760	0,88392
100	810	0,87686
100	860	0,86991
100	910	0,86306
100	960	0,85634
100	1010	0,84975
100	1060	0,84329
100	1110	0,83699
100	1160	0,83086

MODELO GERG 2004		
GAS CUSIANA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	510	0,93049
120	560	0,92410
120	610	0,91776
120	660	0,91150
120	710	0,90531
120	760	0,89920
120	810	0,89318
120	860	0,88726
120	910	0,88144
120	960	0,87572
120	1010	0,87013
120	1060	0,86466
120	1110	0,85932
120	1160	0,85413

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO D. TABLA DE DATOS GAS MEZCLA MODELO GERG 2004**

MODELO GERG 2004			
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
1	40	60	0,98472
2	40	110	0,97442
3	40	160	0,96406
4	40	210	0,95365
5	40	260	0,94320
6	40	310	0,93270
7	40	360	0,92218
8	40	410	0,91163
9	40	460	0,90106
10	40	510	0,89048
11	40	560	0,87991
12	40	610	0,86934
13	40	660	0,85880
14	40	710	0,84830
15	40	760	0,83786
16	40	810	0,82749
17	40	860	0,81721

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
60	60	0,98664
60	110	0,97765
60	160	0,96865
60	210	0,95962
60	260	0,95059
60	310	0,94155
60	360	0,93251
60	410	0,92348
60	460	0,91446
60	510	0,90546
60	560	0,89650
60	610	0,88757
60	660	0,87869
60	710	0,86987
60	760	0,86113
60	810	0,85247
60	860	0,84391

MODELO GERG 2004			
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
18	40	910	0,80705
19	40	960	0,79703
20	40	1010	0,78717
21	40	1060	0,77751
22	40	1110	0,76807
23	40	1160	0,75890

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	910	0,83546
60	960	0,82715
60	1010	0,81898
60	1060	0,81098
60	1110	0,80317
60	1160	0,79555

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
80	60	0,98829
80	110	0,98043
80	160	0,97258
80	210	0,96473
80	260	0,95690
80	310	0,94908
80	360	0,94127
80	410	0,93350

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
100	60	0,98971
100	110	0,98284
100	160	0,97598
100	210	0,96913
100	260	0,96232
100	310	0,95553
100	360	0,94877
100	410	0,94205

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
120	60	0,99096
120	110	0,98493
120	160	0,97892
120	210	0,97295
120	260	0,96700
120	310	0,96110
120	360	0,95523
120	410	0,94941

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	460	0,92576
80	510	0,91806
80	560	0,91040
80	610	0,90280
80	660	0,89526
80	710	0,88779
80	760	0,88040
80	810	0,87310
80	860	0,86589
80	910	0,85880
80	960	0,85183
80	1010	0,84499
80	1060	0,83829
80	1110	0,83175
80	1160	0,82539

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	460	0,93538
100	510	0,92876
100	560	0,92219
100	610	0,91568
100	660	0,90924
100	710	0,90287
100	760	0,89658
100	810	0,89038
100	860	0,88428
100	910	0,87828
100	960	0,87239
100	1010	0,86662
100	1060	0,86097
100	1110	0,85547
100	1160	0,85010

MODELO GERG 2004		
GAS MEZCLA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	460	0,94364
120	510	0,93792
120	560	0,93227
120	610	0,92667
120	660	0,92115
120	710	0,91570
120	760	0,91032
120	810	0,90504
120	860	0,89984
120	910	0,89474
120	960	0,88974
120	1010	0,88484
120	1060	0,88007
120	1110	0,87541
120	1160	0,87087

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO E. TABLA DE DATOS GAS GUAJIRA MODELO GERG 2004**

MODELO GERG 2004			
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
1	40	60	0,98861
2	40	110	0,98098
3	40	160	0,97337
4	40	210	0,96576
5	40	260	0,95817
6	40	310	0,95060
7	40	360	0,94305
8	40	410	0,93553
9	40	460	0,92805
10	40	510	0,92060
11	40	560	0,91320
12	40	610	0,90586
13	40	660	0,89857
14	40	710	0,89135
15	40	760	0,88421
16	40	810	0,87715
17	40	860	0,87019

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
60	60	0,99009
60	110	0,98348
60	160	0,97689
60	210	0,97032
60	260	0,96378
60	310	0,95727
60	360	0,95080
60	410	0,94437
60	460	0,93798
60	510	0,93164
60	560	0,92536
60	610	0,91914
60	660	0,91299
60	710	0,90690
60	760	0,90090
60	810	0,89498
60	860	0,88915

MODELO GERG 2004			
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
18	40	910	0,86333
19	40	960	0,85659
20	40	1010	0,84998
21	40	1060	0,84350
22	40	1110	0,83717
23	40	1160	0,83100

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	910	0,88342
60	960	0,87779
60	1010	0,87228
60	1060	0,86690
60	1110	0,86164
60	1160	0,85652

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
80	60	0,99137
80	110	0,98563
80	160	0,97991
80	210	0,97423
80	260	0,96858
80	310	0,96298
80	360	0,95741
80	410	0,95190

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
100	60	0,99248
100	110	0,98749
100	160	0,98253
100	210	0,97761
100	260	0,97273
100	310	0,96789
100	360	0,96310
100	410	0,95836

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperature (°F)	Pressure (psig)	Comp. Factor
120	60	0,99345
120	110	0,98911
120	160	0,98481
120	210	0,98054
120	260	0,97632
120	310	0,97215
120	360	0,96802
120	410	0,96395

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	460	0,94643
80	510	0,94102
80	560	0,93567
80	610	0,93038
80	660	0,92515
80	710	0,92000
80	760	0,91493
80	810	0,90994
80	860	0,90503
80	910	0,90022
80	960	0,89550
80	1010	0,89089
80	1060	0,88638
80	1110	0,88199
80	1160	0,87772

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	460	0,95368
100	510	0,94904
100	560	0,94447
100	610	0,93996
100	660	0,93552
100	710	0,93115
100	760	0,92685
100	810	0,92263
100	860	0,91849
100	910	0,91443
100	960	0,91046
100	1010	0,90659
100	1060	0,90282
100	1110	0,89914
100	1160	0,89557

MODELO GERG 2004		
GAS GUAJIRA : T = 40 a 120, °F [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	460	0,95993
120	510	0,95596
120	560	0,95205
120	610	0,94820
120	660	0,94442
120	710	0,94071
120	760	0,93706
120	810	0,93348
120	860	0,92999
120	910	0,92657
120	960	0,92323
120	1010	0,91997
120	1060	0,91681
120	1110	0,91373
120	1160	0,91075

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO F. TABLA DE DATOS GAS APIAY ALTO %CO2 MODELO AGA 8**

MODELO AGA 8			
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98258
2	40	110	0,97080
3	40	160	0,95894
4	40	210	0,94700
5	40	260	0,93498
6	40	310	0,92288
7	40	360	0,91072
8	40	410	0,89849
9	40	460	0,88620
10	40	510	0,87386
11	40	560	0,86148
12	40	610	0,84907
13	40	660	0,83666
14	40	710	0,82424
15	40	760	0,81186
16	40	810	0,79952
17	40	860	0,78726

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98474
60	110	0,97446
60	160	0,96415
60	210	0,95379
60	260	0,94340
60	310	0,93298
60	360	0,92254
60	410	0,91208
60	460	0,90161
60	510	0,89114
60	560	0,88068
60	610	0,87024
60	660	0,85983
60	710	0,84946
60	760	0,83916
60	810	0,82894
60	860	0,81881

MODELO AGA 8			
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
18	40	910	0,77512
19	40	960	0,76312
20	40	1010	0,75132
21	40	1060	0,73976
22	40	1110	0,72848
23	40	1160	0,71754

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	910	0,80880
60	960	0,79894
60	1010	0,78924
60	1060	0,77974
60	1110	0,77046
60	1160	0,76144

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98660
80	110	0,97761
80	160	0,96860
80	210	0,95958
80	260	0,95056
80	310	0,94154
80	360	0,93252

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98821
100	110	0,98032
100	160	0,97243
100	210	0,96456
100	260	0,95670
100	310	0,94886
100	360	0,94104

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,98961
120	110	0,98267
120	160	0,97576
120	210	0,96886
120	260	0,96199
120	310	0,95516
120	360	0,94836

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	410	0,92352
80	460	0,91454
80	510	0,90558
80	560	0,89666
80	610	0,88779
80	660	0,87897
80	710	0,87021
80	760	0,86153
80	810	0,85294
80	860	0,84446
80	910	0,83609
80	960	0,82785
80	1010	0,81977
80	1060	0,81185
80	1110	0,80412
80	1160	0,79659

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	410	0,93326
100	460	0,92551
100	510	0,91780
100	560	0,91014
100	610	0,90254
100	660	0,89501
100	710	0,88755
100	760	0,88017
100	810	0,87289
100	860	0,86571
100	910	0,85864
100	960	0,85169
100	1010	0,84488
100	1060	0,83821
100	1110	0,83170
100	1160	0,82537

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	410	0,94160
120	460	0,93489
120	510	0,92823
120	560	0,92163
120	610	0,91509
120	660	0,90862
120	710	0,90222
120	760	0,89591
120	810	0,88969
120	860	0,88357
120	910	0,87756
120	960	0,87165
120	1010	0,86587
120	1060	0,86022
120	1110	0,85471
120	1160	0,84934

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO G. TABLA DE DATOS GAS APIAY MEDIO % CO2 MODELO AGA 8**

MODELO AGA 8			
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura	Presión	Factor (Zf)
	(°F)	(psig)	
1	40	60	0,98237
2	40	110	0,97045
3	40	160	0,95845
4	40	210	0,94635
5	40	260	0,93418
6	40	310	0,92192
7	40	360	0,90958
8	40	410	0,89717
9	40	460	0,88470
10	40	510	0,87216
11	40	560	0,85958
12	40	610	0,84697
13	40	660	0,83434
14	40	710	0,82170
15	40	760	0,80908
16	40	810	0,79651
17	40	860	0,78401
18	40	910	0,77161

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura	Presión	Factor (Zf)
(°F)	(psig)	
60	60	0,98456
60	110	0,97416
60	160	0,96371
60	210	0,95322
60	260	0,94269
60	310	0,93213
60	360	0,92154
60	410	0,91093
60	460	0,90031
60	510	0,88967
60	560	0,87905
60	610	0,86844
60	660	0,85785
60	710	0,84731
60	760	0,83682
60	810	0,82641
60	860	0,81609
60	910	0,80589

MODELO AGA 8			
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,75937
20	40	1010	0,74731
21	40	1060	0,73549
22	40	1110	0,72396
23	40	1160	0,71278

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,79583
60	1010	0,78593
60	1060	0,77623
60	1110	0,76676
60	1160	0,75754

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98644
80	110	0,97733
80	160	0,96821
80	210	0,95907
80	260	0,94993
80	310	0,94079
80	360	0,93164
80	410	0,92251

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98807
100	110	0,98007
100	160	0,97208
100	210	0,96410
100	260	0,95614
100	310	0,94819
100	360	0,94026
100	410	0,93236

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,98948
120	110	0,98245
120	160	0,97544
120	210	0,96845
120	260	0,96149
120	310	0,95455
120	360	0,94766
120	410	0,94080

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	460	0,91340
80	510	0,90430
80	560	0,89524
80	610	0,88622
80	660	0,87725
80	710	0,86835
80	760	0,85952
80	810	0,85077
80	860	0,84213
80	910	0,83360
80	960	0,82521
80	1010	0,81696
80	1060	0,80888
80	1110	0,80099
80	1160	0,79330

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	460	0,92449
100	510	0,91667
100	560	0,90889
100	610	0,90117
100	660	0,89351
100	710	0,88592
100	760	0,87841
100	810	0,87100
100	860	0,86368
100	910	0,85648
100	960	0,84940
100	1010	0,84245
100	1060	0,83565
100	1110	0,82901
100	1160	0,82254

MODELO AGA 8		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	460	0,93398
120	510	0,92722
120	560	0,92051
120	610	0,91386
120	660	0,90728
120	710	0,90078
120	760	0,89436
120	810	0,88803
120	860	0,88179
120	910	0,87566
120	960	0,86964
120	1010	0,86375
120	1060	0,85798
120	1110	0,85235
120	1160	0,84687

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO H. TABLA DE DATOS GAS CUSIANA MODELO AGA 8**

MODELO AGA 8			
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98300
2	40	110	0,97152
3	40	160	0,95996
4	40	210	0,94833
5	40	260	0,93664
6	40	310	0,92488
7	40	360	0,91305
8	40	410	0,90118
9	40	460	0,88926
10	40	510	0,87730
11	40	560	0,86531
12	40	610	0,85331
13	40	660	0,84130
14	40	710	0,82931
15	40	760	0,81736
16	40	810	0,80546
17	40	860	0,79366
18	40	910	0,78196

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98511
60	110	0,97510
60	160	0,96504
60	210	0,95496
60	260	0,94484
60	310	0,93471
60	360	0,92456
60	410	0,91440
60	460	0,90424
60	510	0,89408
60	560	0,88394
60	610	0,87382
60	660	0,86375
60	710	0,85372
60	760	0,84376
60	810	0,83388
60	860	0,82411
60	910	0,81445

MODELO AGA 8			
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,77042
20	40	1010	0,75906
21	40	1060	0,74794
22	40	1110	0,73709
23	40	1160	0,72656

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,80494
60	1010	0,79559
60	1060	0,78643
60	1110	0,77749
60	1160	0,76879

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98693
80	110	0,97817
80	160	0,96939
80	210	0,96061
80	260	0,95183
80	310	0,94305
80	360	0,93429
80	410	0,92554
80	460	0,91682

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98851
100	110	0,98082
100	160	0,97314
100	210	0,96547
100	260	0,95782
100	310	0,95019
100	360	0,94260
100	410	0,93503
100	460	0,92750

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,98988
120	110	0,98312
120	160	0,97638
120	210	0,96967
120	260	0,96299
120	310	0,95634
120	360	0,94974
120	410	0,94317
120	460	0,93665

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	510	0,90813
80	560	0,89948
80	610	0,89087
80	660	0,88233
80	710	0,87385
80	760	0,86545
80	810	0,85714
80	860	0,84894
80	910	0,84085
80	960	0,83290
80	1010	0,82510
80	1060	0,81745
80	1110	0,80999
80	1160	0,80273

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	510	0,92002
100	560	0,91260
100	610	0,90523
100	660	0,89793
100	710	0,89070
100	760	0,88356
100	810	0,87651
100	860	0,86956
100	910	0,86272
100	960	0,85601
100	1010	0,84943
100	1060	0,84299
100	1110	0,83671
100	1160	0,83060

MODELO AGA 8		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	510	0,93019
120	560	0,92378
120	610	0,91744
120	660	0,91117
120	710	0,90498
120	760	0,89887
120	810	0,89285
120	860	0,88693
120	910	0,88111
120	960	0,87540
120	1010	0,86982
120	1060	0,86436
120	1110	0,85904
120	1160	0,85386

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO I. TABLA DE DATOS GAS MEZCLA MODELO AGA 8**

MODELO AGA 8			
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98462
2	40	110	0,97425
3	40	160	0,96384
4	40	210	0,95339
5	40	260	0,94290
6	40	310	0,93238
7	40	360	0,92183
8	40	410	0,91126
9	40	460	0,90068
10	40	510	0,89009
11	40	560	0,87951
12	40	610	0,86894
13	40	660	0,85839
14	40	710	0,84789
15	40	760	0,83745
16	40	810	0,82708
17	40	860	0,81681
18	40	910	0,80665

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98655
60	110	0,97751
60	160	0,96847
60	210	0,95941
60	260	0,95034
60	310	0,94127
60	360	0,93221
60	410	0,92316
60	460	0,91413
60	510	0,90512
60	560	0,89614
60	610	0,88721
60	660	0,87832
60	710	0,86950
60	760	0,86076
60	810	0,85211
60	860	0,84355
60	910	0,83511

MODELO AGA 8			
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,79664
20	40	1010	0,78679
21	40	1060	0,77713
22	40	1110	0,76770
23	40	1160	0,75853

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,82681
60	1010	0,81865
60	1060	0,81067
60	1110	0,80286
60	1160	0,79526

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98821
80	110	0,98032
80	160	0,97243
80	210	0,96455
80	260	0,95669
80	310	0,94884
80	360	0,94102
80	410	0,93323
80	460	0,92547
80	510	0,91775

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98965
100	110	0,98274
100	160	0,97585
100	210	0,96898
100	260	0,96213
100	310	0,95532
100	360	0,94855
100	410	0,94181
100	460	0,93513
100	510	0,92849

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,99090
120	110	0,98484
120	160	0,97881
120	210	0,97281
120	260	0,96684
120	310	0,96092
120	360	0,95504
120	410	0,94920
120	460	0,94341
120	510	0,93769

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	560	0,91009
80	610	0,90248
80	660	0,89493
80	710	0,88746
80	760	0,88007
80	810	0,87277
80	860	0,86557
80	910	0,85848
80	960	0,85151
80	1010	0,84468
80	1060	0,83800
80	1110	0,83148
80	1160	0,82512

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	560	0,92191
100	610	0,91539
100	660	0,90894
100	710	0,90257
100	760	0,89628
100	810	0,89008
100	860	0,88397
100	910	0,87797
100	960	0,87209
100	1010	0,86632
100	1060	0,86069
100	1110	0,85519
100	1160	0,84984

MODELO AGA 8		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	560	0,93202
120	610	0,92641
120	660	0,92088
120	710	0,91542
120	760	0,91004
120	810	0,90475
120	860	0,89955
120	910	0,89445
120	960	0,88945
120	1010	0,88456
120	1060	0,87979
120	1110	0,87513
120	1160	0,87061

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO J. TABLA DE DATOS GAS GUAJIRA MODELO AGA 8**

MODELO AGA 8			
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98861
2	40	110	0,98098
3	40	160	0,97336
4	40	210	0,96575
5	40	260	0,95816
6	40	310	0,95058
7	40	360	0,94303
8	40	410	0,93551
9	40	460	0,92802
10	40	510	0,92057
11	40	560	0,91317
12	40	610	0,90582
13	40	660	0,89853
14	40	710	0,89131
15	40	760	0,88417
16	40	810	0,87712
17	40	860	0,87016
18	40	910	0,86331

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,99009
60	110	0,98348
60	160	0,97689
60	210	0,97032
60	260	0,96377
60	310	0,95726
60	360	0,95079
60	410	0,94435
60	460	0,93796
60	510	0,93162
60	560	0,92534
60	610	0,91911
60	660	0,91295
60	710	0,90686
60	760	0,90086
60	810	0,89493
60	860	0,88910
60	910	0,88337

MODELO AGA 8			
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,85657
20	40	1010	0,84996
21	40	1060	0,84348
22	40	1110	0,83716
23	40	1160	0,83100

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,87775
60	1010	0,87224
60	1060	0,86685
60	1110	0,86159
60	1160	0,85647

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,99137
80	110	0,98563
80	160	0,97991
80	210	0,97423
80	260	0,96858
80	310	0,96297
80	360	0,95741
80	410	0,95189
80	460	0,94642

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,99248
100	110	0,98749
100	160	0,98253
100	210	0,97761
100	260	0,97273
100	310	0,96789
100	360	0,96310
100	410	0,95836
100	460	0,95367

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,99345
120	110	0,98911
120	160	0,98480
120	210	0,98054
120	260	0,97632
120	310	0,97215
120	360	0,96802
120	410	0,96394
120	460	0,95992

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	510	0,94100
80	560	0,93565
80	610	0,93035
80	660	0,92513
80	710	0,91997
80	760	0,91489
80	810	0,90989
80	860	0,90498
80	910	0,90017
80	960	0,89545
80	1010	0,89083
80	1060	0,88632
80	1110	0,88193
80	1160	0,87765

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	510	0,94903
100	560	0,94446
100	610	0,93994
100	660	0,93550
100	710	0,93112
100	760	0,92682
100	810	0,92259
100	860	0,91844
100	910	0,91438
100	960	0,91041
100	1010	0,90653
100	1060	0,90275
100	1110	0,89907
100	1160	0,89549

MODELO AGA 8		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	510	0,95595
120	560	0,95204
120	610	0,94819
120	660	0,94440
120	710	0,94068
120	760	0,93703
120	810	0,93345
120	860	0,92995
120	910	0,92652
120	960	0,92318
120	1010	0,91992
120	1060	0,91674
120	1110	0,91366
120	1160	0,91067

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO K. TABLA DE DATOS GAS DE APIAY CON ALTO %CO2 MODELO NX-19**

MODELO NX-19			
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98463
2	40	110	0,97425
3	40	160	0,96381
4	40	210	0,95333
5	40	260	0,94280
6	40	310	0,93223
7	40	360	0,92163
8	40	410	0,91099
9	40	460	0,90032
10	40	510	0,88964
11	40	560	0,87895
12	40	610	0,86826
13	40	660	0,85757
14	40	710	0,84691
15	40	760	0,83629
16	40	810	0,82573
17	40	860	0,81523

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98645
60	110	0,97734
60	160	0,96821
60	210	0,95906
60	260	0,94991
60	310	0,94075
60	360	0,93159
60	410	0,92244
60	460	0,91330
60	510	0,90418
60	560	0,89508
60	610	0,88602
60	660	0,87701
60	710	0,86805
60	760	0,85916
60	810	0,85035
60	860	0,84163

MODELO NX-19			
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
18	40	910	0,80484
19	40	960	0,79456
20	40	1010	0,78444
21	40	1060	0,77449
22	40	1110	0,76475
23	40	1160	0,75525

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	910	0,83302
60	960	0,82454
60	1010	0,81620
60	1060	0,80802
60	1110	0,80002
60	1160	0,79222

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98805
80	110	0,98004
80	160	0,97203
80	210	0,96402
80	260	0,95604
80	310	0,94807
80	360	0,94012

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98944
100	110	0,98238
100	160	0,97533
100	210	0,96831
100	260	0,96132
100	310	0,95436
100	360	0,94743

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,99066
120	110	0,98443
120	160	0,97822
120	210	0,97205
120	260	0,96591
120	310	0,95982
120	360	0,95378

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	410	0,93221
80	460	0,92432
80	510	0,91648
80	560	0,90869
80	610	0,90095
80	660	0,89327
80	710	0,88567
80	760	0,87814
80	810	0,87071
80	860	0,86337
80	910	0,85615
80	960	0,84905
80	1010	0,84208
80	1060	0,83526
80	1110	0,82860
80	1160	0,82211

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	410	0,94055
100	460	0,93372
100	510	0,92693
100	560	0,92021
100	610	0,91355
100	660	0,90696
100	710	0,90045
100	760	0,89402
100	810	0,88769
100	860	0,88145
100	910	0,87532
100	960	0,86931
100	1010	0,86342
100	1060	0,85766
100	1110	0,85204
100	1160	0,84658

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY CON ALTO %CO2: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	410	0,94778
120	460	0,94183
120	510	0,93595
120	560	0,93012
120	610	0,92437
120	660	0,91868
120	710	0,91307
120	760	0,90754
120	810	0,90210
120	860	0,89675
120	910	0,89150
120	960	0,88636
120	1010	0,88132
120	1060	0,87641
120	1110	0,87161
120	1160	0,86695

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO L. TABLA DE DATOS GAS APIAY MEDIO % CO2 MODELO NX-19**

MODELO NX-19			
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura	Presión	Factor (Zf)
	(°F)	(psig)	
1	40	60	0,98392
2	40	110	0,97303
3	40	160	0,96208
4	40	210	0,95106
5	40	260	0,93997
6	40	310	0,92882
7	40	360	0,91762
8	40	410	0,90636
9	40	460	0,89505
10	40	510	0,88369
11	40	560	0,87231
12	40	610	0,86090
13	40	660	0,84947
14	40	710	0,83804
15	40	760	0,82663
16	40	810	0,81525
17	40	860	0,80392
18	40	910	0,79267

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura	Presión	Factor (Zf)
(°F)	(psig)	
60	60	0,98580
60	110	0,97623
60	160	0,96663
60	210	0,95701
60	260	0,94736
60	310	0,93769
60	360	0,92800
60	410	0,91831
60	460	0,90861
60	510	0,89892
60	560	0,88924
60	610	0,87958
60	660	0,86995
60	710	0,86036
60	760	0,85083
60	810	0,84136
60	860	0,83197
60	910	0,82269

MODELO NX-19			
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,78153
20	40	1010	0,77053
21	40	1060	0,75970
22	40	1110	0,74908
23	40	1160	0,73872

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,81352
60	1010	0,80450
60	1060	0,79563
60	1110	0,78694
60	1160	0,77847

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura	Presión	Factor (Zf)
(°F)	(psig)	
80	60	0,98745
80	110	0,97903
80	160	0,97059
80	210	0,96216
80	260	0,95373
80	310	0,94532
80	360	0,93691
80	410	0,92852
80	460	0,92016
80	510	0,91183

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura	Presión	Factor (Zf)
(°F)	(psig)	
100	60	0,98890
100	110	0,98146
100	160	0,97404
100	210	0,96663
100	260	0,95925
100	310	0,95189
100	360	0,94456
100	410	0,93727
100	460	0,93001
100	510	0,92281

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura	Presión	Factor (Zf)
(°F)	(psig)	
120	60	0,99017
120	110	0,98359
120	160	0,97703
120	210	0,97050
120	260	0,96401
120	310	0,95755
120	360	0,95114
120	410	0,94476
120	460	0,93844
120	510	0,93217

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	560	0,90353
80	610	0,89528
80	660	0,88709
80	710	0,87895
80	760	0,87089
80	810	0,86292
80	860	0,85503
80	910	0,84726
80	960	0,83960
80	1010	0,83208
80	1060	0,82470
80	1110	0,81749
80	1160	0,81045

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	560	0,91565
100	610	0,90856
100	660	0,90153
100	710	0,89457
100	760	0,88770
100	810	0,88091
100	860	0,87422
100	910	0,86763
100	960	0,86116
100	1010	0,85481
100	1060	0,84860
100	1110	0,84254
100	1160	0,83662

MODELO NX-19		
GAS DE APIAY : P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	560	0,92596
120	610	0,91981
120	660	0,91374
120	710	0,90774
120	760	0,90182
120	810	0,89599
120	860	0,89025
120	910	0,88461
120	960	0,87908
120	1010	0,87367
120	1060	0,86837
120	1110	0,86321
120	1160	0,85818

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO M. TABLA DE DATOS GAS DE CUSIANA MODELO NX-19**

MODELO NX-19			
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98395
2	40	110	0,97309
3	40	160	0,96217
4	40	210	0,95119
5	40	260	0,94016
6	40	310	0,92907
7	40	360	0,91793
8	40	410	0,90674
9	40	460	0,89552
10	40	510	0,88426
11	40	560	0,87299
12	40	610	0,86170
13	40	660	0,85041
14	40	710	0,83913
15	40	760	0,82788
16	40	810	0,81669
17	40	860	0,80556
18	40	910	0,79454

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98584
60	110	0,97631
60	160	0,96674
60	210	0,95716
60	260	0,94756
60	310	0,93795
60	360	0,92833
60	410	0,91871
60	460	0,90909
60	510	0,89949
60	560	0,88991
60	610	0,88036
60	660	0,87084
60	710	0,86138
60	760	0,85199
60	810	0,84268
60	860	0,83346
60	910	0,82436

MODELO NX-19			
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,78364
20	40	1010	0,77290
21	40	1060	0,76236
22	40	1110	0,75205
23	40	1160	0,74202

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,81538
60	1010	0,80656
60	1060	0,79792
60	1110	0,78947
60	1160	0,78125

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98750
80	110	0,97911
80	160	0,97072
80	210	0,96233
80	260	0,95395
80	310	0,94559
80	360	0,93724
80	410	0,92892
80	460	0,92063

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98895
100	110	0,98155
100	160	0,97416
100	210	0,96680
100	260	0,95946
100	310	0,95215
100	360	0,94488
100	410	0,93765
100	460	0,93047

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,99022
120	110	0,98367
120	160	0,97716
120	210	0,97068
120	260	0,96424
120	310	0,95783
120	360	0,95148
120	410	0,94517
120	460	0,93891

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	510	0,91238
80	560	0,90417
80	610	0,89602
80	660	0,88793
80	710	0,87991
80	760	0,87197
80	810	0,86413
80	860	0,85639
80	910	0,84876
80	960	0,84127
80	1010	0,83391
80	1060	0,82672
80	1110	0,81970
80	1160	0,81286

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	510	0,92333
100	560	0,91626
100	610	0,90925
100	660	0,90231
100	710	0,89545
100	760	0,88868
100	810	0,88201
100	860	0,87544
100	910	0,86898
100	960	0,86264
100	1010	0,85644
100	1060	0,85038
100	1110	0,84447
100	1160	0,83872

MODELO NX-19		
GAS DE CUSIANA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	510	0,93271
120	560	0,92658
120	610	0,92051
120	660	0,91452
120	710	0,90861
120	760	0,90279
120	810	0,89705
120	860	0,89142
120	910	0,88589
120	960	0,88047
120	1010	0,87518
120	1060	0,87001
120	1110	0,86497
120	1160	0,86007

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO N. TABLA DE DATOS GAS MEZCLA MODELO NX-19**

MODELO NX-19			
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98440
2	40	110	0,97386
3	40	160	0,96327
4	40	210	0,95262
5	40	260	0,94194
6	40	310	0,93121
7	40	360	0,92044
8	40	410	0,90964
9	40	460	0,89882
10	40	510	0,88798
11	40	560	0,87712
12	40	610	0,86627
13	40	660	0,85544
14	40	710	0,84463
15	40	760	0,83386
16	40	810	0,82315
17	40	860	0,81253
18	40	910	0,80201

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98625
60	110	0,97700
60	160	0,96773
60	210	0,95845
60	260	0,94916
60	310	0,93987
60	360	0,93057
60	410	0,92128
60	460	0,91201
60	510	0,90276
60	560	0,89353
60	610	0,88435
60	660	0,87521
60	710	0,86613
60	760	0,85713
60	810	0,84821
60	860	0,83939
60	910	0,83068

MODELO NX-19			
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,79163
20	40	1010	0,78140
21	40	1060	0,77137
22	40	1110	0,76156
23	40	1160	0,75202

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,82211
60	1010	0,81370
60	1060	0,80546
60	1110	0,79741
60	1160	0,78957

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,98787
80	110	0,97974
80	160	0,97161
80	210	0,96349
80	260	0,95539
80	310	0,94730
80	360	0,93924
80	410	0,93121
80	460	0,92322

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,98929
100	110	0,98212
100	160	0,97497
100	210	0,96784
100	260	0,96075
100	310	0,95369
100	360	0,94666
100	410	0,93969
100	460	0,93276

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,99053
120	110	0,98419
120	160	0,97790
120	210	0,97164
120	260	0,96541
120	310	0,95924
120	360	0,95311
120	410	0,94703
120	460	0,94100

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	510	0,91526
80	560	0,90736
80	610	0,89952
80	660	0,89174
80	710	0,88404
80	760	0,87643
80	810	0,86891
80	860	0,86149
80	910	0,85419
80	960	0,84702
80	1010	0,84000
80	1060	0,83313
80	1110	0,82642
80	1160	0,81990

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	510	0,92588
100	560	0,91907
100	610	0,91232
100	660	0,90565
100	710	0,89906
100	760	0,89256
100	810	0,88615
100	860	0,87985
100	910	0,87366
100	960	0,86760
100	1010	0,86166
100	1060	0,85586
100	1110	0,85021
100	1160	0,84472

MODELO NX-19		
GAS MEZCLA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	510	0,93504
120	560	0,92914
120	610	0,92331
120	660	0,91755
120	710	0,91188
120	760	0,90629
120	810	0,90079
120	860	0,89538
120	910	0,89009
120	960	0,88490
120	1010	0,87982
120	1060	0,87487
120	1110	0,87005
120	1160	0,86536

Fuente: Autor del Proyecto

**ANEXO O. TABLA DE DATOS GAS GUAJIRA MODELO NX-19**

MODELO NX-19			
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
ITEM	Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
1	40	60	0,98851
2	40	110	0,98081
3	40	160	0,97313
4	40	210	0,96547
5	40	260	0,95782
6	40	310	0,95021
7	40	360	0,94263
8	40	410	0,93508
9	40	460	0,92759
10	40	510	0,92014
11	40	560	0,91275
12	40	610	0,90542
13	40	660	0,89816
14	40	710	0,89099
15	40	760	0,88390
16	40	810	0,87691
17	40	860	0,87003
18	40	910	0,86327

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
60	60	0,98997
60	110	0,98325
60	160	0,97657
60	210	0,96992
60	260	0,96330
60	310	0,95672
60	360	0,95019
60	410	0,94371
60	460	0,93728
60	510	0,93091
60	560	0,92460
60	610	0,91837
60	660	0,91221
60	710	0,90613
60	760	0,90014
60	810	0,89425
60	860	0,88846
60	910	0,88278

MODELO NX-19			
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]			
19	40	960	0,85664
20	40	1010	0,85014
21	40	1060	0,84380
22	40	1110	0,83761
23	40	1160	0,83160

Fuente: Autor del Proyecto

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
60	960	0,87722
60	1010	0,87179
60	1060	0,86648
60	1110	0,86132
60	1160	0,85630

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
80	60	0,99123
80	110	0,98537
80	160	0,97956
80	210	0,97379
80	260	0,96806
80	310	0,96239
80	360	0,95676
80	410	0,95119
80	460	0,94568
80	510	0,94024

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
100	60	0,99232
100	110	0,98720
100	160	0,98213
100	210	0,97711
100	260	0,97215
100	310	0,96724
100	360	0,96238
100	410	0,95759
100	460	0,95286
100	510	0,94819

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
Temperatura (°F)	Presión (psig)	Factor (Zf)
120	60	0,99327
120	110	0,98879
120	160	0,98437
120	210	0,98000
120	260	0,97569
120	310	0,97144
120	360	0,96725
120	410	0,96312
120	460	0,95905
120	510	0,95505

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
80	560	0,93486
80	610	0,92955
80	660	0,92431
80	710	0,91915
80	760	0,91408
80	810	0,90910
80	860	0,90421
80	910	0,89942
80	960	0,89473
80	1010	0,89015
80	1060	0,88568
80	1110	0,88134
80	1160	0,87712

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
100	560	0,94359
100	610	0,93906
100	660	0,93460
100	710	0,93022
100	760	0,92592
100	810	0,92170
100	860	0,91757
100	910	0,91353
100	960	0,90958
100	1010	0,90573
100	1060	0,90198
100	1110	0,89833
100	1160	0,89479

MODELO NX-19		
GAS GUAJIRA: P = 60 a 1200, Psi [Presión Barométrica: 14,65 psia]		
120	560	0,95112
120	610	0,94726
120	660	0,94346
120	710	0,93974
120	760	0,93610
120	810	0,93253
120	860	0,92904
120	910	0,92564
120	960	0,92232
120	1010	0,91909
120	1060	0,91594
120	1110	0,91289
120	1160	0,90993

Fuente: Autor del Proyecto