

**DESARROLLO DE SOFTWARE PARA CALCULAR EL FACTOR DE  
COMPRESIBILIDAD Z POR LOS MÉTODOS AGA8 DETALLADO,  
DRANCHUK-ABU-KASSEM Y OTROS PARA ENCONTRAR LA DESVIACIÓN  
DE LOS RESULTADOS RESPECTO AL MÉTODO GRÁFICO DE STANDING  
Y KATZ**

**MAIREN ALEJANDRA QUINTERO TITIMBO  
LAURA STEPHANNY COLLAZOS OLAYA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA**

**2014**

**DESARROLLO DE SOFTWARE PARA CALCULAR EL FACTOR DE  
COMPRESIBILIDAD Z POR LOS MÉTODOS AGA8 DETALLADO,  
DRANCHUK-ABU-KASSEM Y OTROS PARA ENCONTRAR LA DESVIACIÓN  
DE LOS RESULTADOS RESPECTO AL MÉTODO GRÁFICO DE STANDING  
Y KATZ**

**MAIREN ALEJANDRA QUINTERO TITIMBO**

**LAURA STEPHANNY COLLAZOS OLAYA**

**PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE  
PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
MSc. GUIBER OLAYA MARÍN  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA**

**2014**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Director del Proyecto**

**Neiva, Marzo de 2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

La UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA y especialmente a los profesores del programa de Ingeniería de Petróleos por brindarnos sus conocimientos y permitir nuestra formación como profesionales.

El MSc. GUIBER OLAYA MARÍN, ingeniero de petróleo y docente del programa de ingeniería de petróleo. Por su excelente labor como director del proyecto, sus conocimientos y enseñanzas hicieron esto posible.

LUIS ENRIQUE MANTILLA, ingeniero de petróleo y docente del programa de ingeniería de petróleo. Sus conocimientos contribuyeron a nuestra formación profesional. Su gran colaboración en la evaluación de nuestro proyecto de grado.

GREGORIO RAMÓN CARVAJAL, ingeniero de Sistemas y docente del programa de ingeniería de software. Sus conocimientos contribuyeron a nuestra formación profesional. Su gran colaboración en la evaluación de nuestro proyecto de grado.

A todas las personas que de una u otra manera ayudaron a la realización del proyecto.

## DEDICATORIA

*A Dios padre por siempre iluminar mi camino y acompañarme en cada momento de mi vida.*

*A mi madre Martha Olaya por todo su amor, enseñanzas, sacrificio y esfuerzo a lo largo de mi vida, a ella todo se lo debo.*

*A mi abuelito Jorge Mora por llenarme de tanto amor y felicidad, por ser un gran ejemplo para mí de perseverancia, responsabilidad y humildad, por ser mi fuente de inspiración y mi motivación para salir adelante, sé que desde el cielo me cuida siempre y que está muy orgulloso de mí.*

*A mi abuelita Cecilia Alba por todo su cariño, ternura, compañía y sabiduría, por instruirme día a día a afrontar todo obstáculo y convertirme en la persona que soy.*

*A mi hermanita Melisa Moreno por ser mi mejor compañía, por su alegría, entusiasmo y enseñarme que la vida es más sencilla tan solo con una sonrisa.*

*A Javier Moreno por convertirse en mi segundo padre, por su compañía durante todos estos años, por su comprensión, buenos consejos, enseñanzas y ser una persona incondicional para nosotras.*

*A mi compañera Mairén Quintero por su amistad, cariño y apoyo incondicional en todos estos años.*

*A toda mi familia, amigos y compañeros quienes depositaron su total confianza en mí, mil y mil gracias. Dios los bendiga siempre.*

LAURA STEPHANNY COLLAZOS OLAYA

## DEDICATORIA

*A Dios y a la Virgen María por iluminar mi camino, por darme salud y sabiduría para culminar esta hermosa carrera.*

*A mis padres Eleazar Quintero y Eva Titimbo por su esfuerzo, dedicación y apoyo incondicional en mi formación como persona y como profesional. Ellos son mi mayor inspiración y mis mejores maestros.*

*A mis hermanos Guiomar, Eimar y Jhonier por apoyarme siempre y darme ánimo para superar las adversidades y seguir adelante. También a nuestro angelito de la guarda Octaliver que desde el cielo nos cuida.*

*A Robin Daniel Monje por su apoyo, comprensión, amor y compañía, a su familia y a nuestra Simona por regalarnos felicidad.*

*A mi compañera Laura Collazos por su amistad, compañía y vivencias durante toda la carrera.*

*A toda mi familia y amigos que siempre creyeron en mí y son fundamentales en mi vida y en éste proyecto.*

MAIREN ALEJANDRA QUINTERO TITIMBO

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROYECTO .....</b>	<b>20</b>
<b>CAPÍTULO 1: MODELAMIENTO DE LOS MÉTODOS PARA HALLAR EL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS .....</b>	<b>21</b>
1.1 Generalidades del factor de compresibilidad .....	21
1.1.1 Teorema de los estados correspondientes .....	21
1.1.2 Ley de Kay .....	22
1.1.3 Corrección por impurezas .....	23
1.2. Método gráfico de Standing y Katz .....	24
1.3. Método de Hall-Yarborough .....	33
1.4. Método de Papay .....	34
1.5. Método de Dranchuk y Abu-Kassem .....	35
1.6. Método de Guiber .....	37
1.7. Método AGA8 detallado .....	38
1.7.1 Procedimiento método de caracterización .....	38
<b>CAPÍTULO 2. DESARROLLO DEL SOFTWARE CATTLEYA .....</b>	<b>44</b>
<b>CAPÍTULO 3. MANUAL DEL SOFTWARE PARA CALCULAR EL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD: CATTLEYA .....</b>	<b>46</b>
3.1. Ventana principal .....	46
3.2. Ventana reporte .....	48
3.3. Formulario procesamiento de datos .....	49
3.4 Formulario graficar .....	52
<b>CAPITULO 4. VALIDACIÓN DEL SOFTWARE CATTLEYA .....</b>	<b>55</b>
4.1 Validación del Método AGA8 detallado .....	55

<b>CAPITULO 5: GENERACIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	64
5.1 Análisis del factor de compresibilidad en el gas Guajira .....	64
5.1.1 Análisis del factor de compresibilidad del gas Guajira a condiciones de yacimiento .....	67
5.1.2 Análisis del factor de compresibilidad del gas Guajira a condiciones de transporte .....	73
5.1.3 Análisis del factor de compresibilidad del gas Guajira a condiciones de distribución .....	75
5.2 Análisis del factor de compresibilidad en el gas Cusiana .....	78
5.2.1 Análisis del factor de compresibilidad del gas Cusiana a condiciones de yacimiento .....	81
5.2.2 Análisis del factor de compresibilidad del gas Cusiana a condiciones de transporte .....	87
5.2.3 Análisis del factor de compresibilidad del gas Cusiana a condiciones de distribución .....	89
5.3 Semejanza y análisis final de la desviación de los métodos alternativos a Standing y Katz en los gases Guajira y Cusiana .....	92
5.3.1 Análisis de la desviación de los métodos alternativos a Standing y Katz en los gases Guajira y Cusiana a condiciones específicas del gas .....	92
5.3.2 Análisis de la desviación de los métodos alternativos a Standing y Katz a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas .....	93
<b>CONCLUSIONES</b> .....	96
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	98
<b>REFERENCIAS</b> .....	99
<b>ANEXOS</b> .....	101

## LISTA DE TABLAS

**Tabla 1.** Botones de la ventana principal.

**Tabla 2.** Composición de gases naturales.

**Tabla 3.** Valores de factor de compresibilidad Z para validación del método AGA8.

**Tabla 4.** Validación del método AGA8 utilizando el gas Gulf Coast.

**Tabla 5.** Validación del método AGA8 utilizando el gas Amarillo.

**Tabla 6.** Validación del método AGA8 utilizando el gas Ekofisk.

**Tabla 7.** Validación del método AGA8 utilizando el gas High N<sub>2</sub>.

**Tabla 8.** Validación del método AGA8 utilizando el gas High CO<sub>2</sub> N<sub>2</sub>.

**Tabla 9.** Composición del gas Guajira

**Tabla 10.** Distribución normal de los porcentajes de error presentes en cada método alternativo a Standing y Katz en el gas Guajira

**Tabla 11.** Composición del gas Cusiana

**Tabla 12.** Distribución normal de los porcentajes de error presentes en cada método alternativo a Standing y Katz en el gas Cusiana

## LISTA DE FIGURAS

**Figura 1.** Generación de ecuaciones en Software TableCurve.

**Figura 2.** Logo del software Cattleya.

**Figura 3.** Ventana principal

**Figura 4.** Acceso directo a gráficos.

**Figura 5.** Ventana reporte general.

**Figura 6.** Ventana procesamiento de datos.

**Figura 7.** Ventana rango de presiones – Usuario.

**Figura 8.** Ventana procesamiento de datos – Usuario.

**Figura 9.** Ventana de gráficos.

**Figura 10.** Gráfico simultáneo de dos o más métodos.

**Figura 11.** Porcentaje de error del factor de compresibilidad en el gas Guajira.

**Figura 12.** . Error máximo y promedio del método Hall-Yarborough en el gas Guajira.

**Figura 13.** Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de yacimiento para el gas Guajira.

**Figura 14.** Desviación del método de Dranchuk Abu-Kassem a diferentes condiciones de presión del gas Guajira.

**Figura 15.** Desviación del método de Hall-Yarborough a diferentes condiciones de presión del gas Guajira.

**Figura 16.** Desviación del método AGA8 a diferentes condiciones de presión del gas Guajira.

**Figura 17.** Desviación del método de Papay a diferentes condiciones de presión del gas Guajira.

**Figura 18.** Desviación del método de Guiber a condiciones de presión de distribución del gas Guajira.

**Figura 19.** Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de transporte para el gas Guajira.

**Figura 20.** Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de distribución para el gas Guajira.

**Figura 21.** Porcentajes de error del factor de compresibilidad en el gas Cusiana.

**Figura 22.** Porcentajes de error de Hall-Yarborough en el gas Cusiana.

**Figura 23.** Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de yacimiento para el gas Cusiana.

**Figura 24.** Desviación del método de Hall-Yarborough a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana.

**Figura 25.** Desviación del método de Dranchuk Abu-Kassem a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana.

**Figura 26.** Desviación del método AGA8 a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana.

**Figura 27.** Desviación del método de Papay a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana.

**Figura 28.** Desviación del método de Guiber a condiciones de presión de distribución del gas Cusiana.

**Figura 29.** Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de transporte para el gas Cusiana.

**Figura 30.** Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de distribución para el gas Cusiana

## LISTA DE ANEXOS

**Anexo 1.** Tablas AGA8.

**Anexo 2.** Reporte Cattleya.

**Anexo 3.** Datos y gráficos generados para encontrar la desviación del factor de compresibilidad de los métodos alternativos a Standing y Katz utilizando el gas Guajira.

**Anexo 4.** Datos y gráficos generados para encontrar la desviación del factor de compresibilidad de los métodos alternativos a Standing y Katz utilizando el gas Cusiana.

## GLOSARIO

**AGA:** American Gas Association.

**Coeficientes del Virial:** son coeficientes de una serie en potencias de la densidad usadas para hallar el factor de compresibilidad, En efecto, el segundo coeficiente del virial depende únicamente de las interacciones entre un par de moléculas.

**Densidad Reducida:** Relación entre la densidad y la densidad crítica.

**Densidad Crítica:** es la densidad que alcanza una sustancia cuando se encuentra en equilibrio en el punto crítico, es decir cuando desaparece la frontera bien definida entre las fases líquida y gaseosa de la sustancia.

**Ecuación De Estado (EoS):** ecuación de naturaleza empírica que describe las relaciones entre la presión, la temperatura y el volumen de un gas, caracterizada por la solución de derivadas e integrales.

**Factor de Compresibilidad:** razón entre el volumen de un gas real a una temperatura y presión constante respecto al volumen del mismo gas calculado bajo el concepto de los gases ideales.

**Fracción Molar:** Cociente entre el volumen de un componente de una corriente de gas y el volumen total. Expresa la porción de la participación del componente en las características de la corriente.

**Gas Ideal:** es un gas teórico compuesto de un conjunto de partículas puntuales con desplazamiento aleatorio que no interactúan entre sí.

**Gas Natural:** hidrocarburo que permanece en estado gaseoso en condiciones atmosféricas normales, extraído directamente de yacimientos. Puede contener impurezas y otros elementos no hidrocarburos.

**Hidrocarburo:** se denomina hidrocarburo a los compuestos orgánicos que contienen únicamente carbono e hidrógeno en sus moléculas. Conforman una estructura de carbono a la cual se unen átomos de hidrógeno. Los hidrocarburos se clasifican en dos clases principales: hidrocarburos aromáticos los cuales tienen al menos un anillo aromático (conjunto planar de seis átomos de carbono) y los hidrocarburos alifáticos los cuales se unen en cadenas abiertas, ya sea lineales o ramificadas.

**Interacción Binaria:** acción recíproca entre dos moléculas.

**Intervalo:** es el rango de variación de los datos.

**Kelvin:** es una de las unidades del Sistema Internacional de Unidades y se corresponde a una fracción de  $1/273,16$  partes de la temperatura del punto triple del agua. Se representa con la letra "K". No se dice "19 grados kelvin" sino "19 kelvin" o "19 K".

**Presión Crítica:** es una característica de cualquier sustancia, que define el campo en el que ésta puede transformarse en vapor en presencia del líquido correspondiente; indica además la mínima presión que se debe aplicar para llevar a cabo la licuefacción a la temperatura crítica.

**Temperatura Crítica:** es la temperatura límite por encima de la cual un gas miscible no puede ser licuado por compresión. Por encima de esta temperatura no es posible condensar un gas aumentando la presión. También representa la temperatura más alta a la cual una sustancia puede existir en forma líquida.

**Tolerancia:** es el intervalo de valores en el que debe encontrarse una magnitud para que se acepte como válida, lo que determina la aceptación o el rechazo de los componentes fabricados, según sus valores queden dentro o fuera de ese intervalo.

## RESUMEN

La búsqueda de una metodología para el fácil cálculo del factor de compresibilidad  $Z$  del gas natural, ha permitido que muchos autores planteen métodos basados en trabajos anteriores; el gráfico de Standing y Katz, es por excelencia el más adecuado para asignar un valor al factor de compresibilidad a determinadas condiciones de presión y temperatura. El presente trabajo plantea desarrollar un software que permita integrar diferentes formas de calcular el factor de compresibilidad ya sea por ecuaciones de estado, correlaciones o métodos iterativos, con el fin de comparar resultados y seleccionar el método que mejor se ajuste a las condiciones dadas tomando como referencia el método gráfico de Standing y Katz. Asimismo, se busca que la metodología encontrada pueda ser utilizada en la industria del gas para la medición de volúmenes en sistemas de transporte y comercialización, reemplazando así, metodologías tradicionales que requieren de un software especializado para su uso.

El estudio se fundamenta en aprovechar las herramientas tecnológicas y los lenguajes de programación como Visual Basic, el cual permite calcular instantáneamente valores para el factor de compresibilidad por diferentes métodos, en un amplio rango de presión y evitando cálculos tediosos.

El resultado final del trabajo es el software CATTLEYA, programa de computador para el cálculo del factor de compresibilidad  $Z$  por diferentes métodos. Este software permite visualizar por medio de gráficos el comportamiento del factor de compresibilidad en función de la presión a una temperatura constante; conjuntamente, brinda la posibilidad de analizar los métodos respecto a Standing y Katz en el rango de presión que se desee.

## SUMMARY

Several investigators have developed methods to easily calculate the compressibility factor  $Z$ ; the Standing and Katz chart is inherently the most appropriate method to estimate the compressibility factor to certain pressure and temperature conditions. This thesis is based on develop an essential tool that integrate different ways to calculate compressibility factors by equations of state (EoS), mathematical correlations or iterative methods in order to compare results and accurately identify the method that best adjust over a broad range of conditions, taking by reference the Standing and Katz chart. It is expected that this methodology become an essential part of the natural gas industry in the measurement of volumes in transport and commercialization systems to replace traditional methodologies that require specialized software for its use.

The main purpose in this study is to take advantage of technological tools and programming languages such as Visual Basic, which can calculate quickly compressibility factors values by different methods in a wide range of pressures avoiding tedious calculations.

The CATTLEYA Software is the final result in this work; this tool allows calculate compressibility factor values through different calculation methods and visualize graphics that describes compressibility factor behavior as a function of pressure at constant temperature, also gives the possibility to analyze methods in respect of Standing-Katz chart in a pressure range desired.

## INTRODUCCIÓN

El gas natural se define como un gas obtenido del subsuelo en forma natural, a menudo se considera como una mezcla de gases y se describe en términos de su fracción molar; asimismo, es considerado un gas real, es decir, se desvía del comportamiento ideal debido a la interacción de las fuerzas moleculares. Esta desviación puede ser estimada con bastante exactitud, utilizando el factor de compresibilidad  $Z$ .

Numerosas metodologías han sido desarrolladas para calcular el factor de compresibilidad del gas, la más conocida es la propuesta por Standing y Katz que a su vez, ha sido utilizada como base de estudio para autores como Dranchuk-Abou-Kassem, Papay, Hall-Yarborough y Guiber quienes intentaron representar el gráfico de Standing y Katz en correlaciones empíricas. La finalidad era evitar errores de lectura en el gráfico y calcular simultáneamente más de un valor para el factor de compresibilidad. Por otro lado, se han desarrollado ecuaciones de estado como AGA8, este método requiere la composición del gas y las características específicas de cada componente para su ejecución.

En la búsqueda de definir un método similar a Standing y Katz, es fundamental contar con una herramienta computacional que integre los métodos anteriores y sea capaz de manejar al mismo tiempo los resultados del factor de compresibilidad de cada uno y a diferentes presiones; además, halle el error permitiendo identificar fácilmente el método que presente menor desviación a Standing y Katz en un rango de presión determinado. El software CATTLEYA suple estos requisitos y adicionalmente, permite visualizar el comportamiento del factor de compresibilidad en función de la presión de operación del gas.

## DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

La existencia de diversos métodos para hallar el factor de compresibilidad conlleva a cuestionar la exactitud de los valores obtenidos por medio de cada uno, es por ello que para el desarrollo de este proyecto fue necesaria la implementación de un software para el cálculo de este factor por los métodos de Dranchuk-Abou-Kassem, Papay, Hall-Yarborough, Guiber, AGA8 y Standing-Katz. Para el último fue necesario digitalizar el gráfico y llevar estos valores a una ecuación, obteniendo una curva por cada temperatura pseudoreducida.

Para realizar el modelamiento y los cálculos pertinentes al factor de compresibilidad, primero fue necesario definir como datos de entrada la composición del gas en fracción molar y la presión y temperatura en unidades absolutas. Además de tener el factor de compresibilidad para un valor de presión y temperatura, se graficó su comportamiento en un amplio rango de presión, con el fin de tener un marco visual de la desviación de un determinado método respecto a Standing y Katz.

Examinando la mejor forma de procesar los datos generados por cada método, se decidió añadir al software una opción que permitiera analizar cada método respecto a Standing y Katz para presiones específicas de acuerdo a diferentes condiciones del gas: condiciones de yacimiento (5000-1200 psi), condiciones de transporte (1200-250 psi) y condiciones de distribución (250-14,7 psi). Conjuntamente, la alternativa de asignar un nuevo rango de presión con un incremento gradual, de tal forma que se calcule un porcentaje de error para cada valor de Z y se tabulen estos valores para un mejor análisis y directa selección del método más adecuado para sustituir a Standing y Katz en ese intervalo de presiones.

# **CAPÍTULO 1: MODELAMIENTO DE LOS MÉTODOS PARA HALLAR EL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS**

## **1.1 GENERALIDADES DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD**

El factor de compresibilidad es un parámetro adimensional calculado de numerosas maneras, una de ellas y la más usada utiliza el teorema de los estados correspondientes, que implica el uso de condiciones pseudoreducidas de un gas natural o mezcla de gases; además, facilita corregir el comportamiento por gases contaminantes. A partir de las condiciones pseudoreducidas muchos autores como Dranchuk y Abu-Kassem, Papay, Hall-Yarborough y Guiber tomaron como base experimental puntos del gráfico de Standing y Katz y hallaron correlaciones para obtener valores del factor de compresibilidad a diferentes presiones y temperaturas.

El factor de compresibilidad  $Z$  también puede ser calculado por medio de ecuaciones de estado, ecuaciones cúbicas en el volumen y la ecuación del virial basada en la mecánica estadística. El método detallado AGA8 usa características de la ecuación de virial subrayando el desarrollo de correlaciones para segundo coeficiente virial.

### **1.1.1 Teorema de los Estados Correspondientes**

El teorema de los estados correspondientes fue reconocido inicialmente por Johannes van der Waals en 1873, relacionando el factor de compresibilidad con la temperatura y presión reducida; este principio expresa que las propiedades de un gas, las cuales dependen de las fuerzas moleculares, están relacionadas con las propiedades críticas del gas en una forma universal.

El teorema precisa que todos los gases se comportan de igual manera en las mismas condiciones reducidas, es decir que si dos gases tienen la misma presión y temperatura reducida tendrán el mismo factor de compresibilidad. Las propiedades reducidas se hallan a partir de las propiedades críticas, la **ecuación 1** permite el cálculo de la temperatura reducida y la **ecuación 2** de la presión reducida de la siguiente forma:

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (1)$$

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad (2)$$

Donde

T: Temperatura absoluta.

T<sub>c</sub>: Temperatura crítica.

P: Presión absoluta.

P<sub>c</sub>: Presión crítica.

Para mezcla de gases, las condiciones reducidas se pueden determinar usando valores pseudocríticos en vez de valores críticos verdaderos, en este caso se usa la regla de mezclas propuesta por Kay<sup>1</sup> y las constantes críticas de los hidrocarburos<sup>2</sup>.

### 1.1.2 La regla de Kay

Este método consiste en tratar la mezcla de gases como una sustancia pseudopura, es decir, una sustancia que aunque no es pura, puede tratarse como tal con ciertas condiciones. De esta manera, para cada mezcla de gases se definen unas propiedades pseudocríticas a partir de las propiedades críticas de

---

<sup>1</sup> Kay, W. B. *Density of Hydrocarbon Gases and Vapor at High Temperature and Pressure, Ind.*

<sup>2</sup> Gas suppliers Association. *Engineering Data Book. Tenth editions. 1987*

los componentes, la **ecuación 3** muestra la forma para calcular la temperatura pseudocrítica de la mezcla y la **ecuación 4** la presión pseudocrítica de la mezcla.

$$sT_{c,m} = \sum(Y_i * T_{ci}) \quad (3)$$

$$sP_{c,m} = \sum(Y_i * P_{ci}) \quad (4)$$

Donde

Y<sub>i</sub>: Fracción molar del componente.

P<sub>ci</sub>: Presión crítica del componente.

T<sub>ci</sub>: Temperatura crítica del componente.

Luego de calcular las propiedades pseudocríticas, se realiza una corrección por gases contaminantes como dióxido de Carbono y ácido sulfhídrico.

### 1.1.3. Corrección por impurezas

Los gases a menudo contienen componentes contaminantes como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>) y ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). En gases que contienen menos del 5% de dicha concentración se considera despreciable el efecto sobre el factor Z, mientras que para concentraciones mayores pueden causar errores en su cálculo por lo que requiere una corrección.

El método más usado para corregir la influencia de los gases contaminantes con relación al factor Z es la corrección de Wichert y Aziz, ellos desarrollaron una correlación teniendo en cuenta los efectos del dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) ajustando las propiedades pseudocríticas de la mezcla de gases. La **ecuación 5** se utiliza para corregir la temperatura pseudocrítica y la **ecuación 6** para corregir la presión pseudocrítica.

$$sT_c^* = sT_c - \epsilon \quad (5)$$

$$sP_c^* = \frac{(sP_c)(sT_c^*)}{sT_c + Y_{H_2S}(1 - Y_{H_2S}) \epsilon} \quad (6)$$

Donde

$Y_{H_2S}$ : Fracción molar del H<sub>2</sub>S en la mezcla.

$Y_{CO_2}$ : Fracción molar del CO<sub>2</sub> en la mezcla.

$$\epsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4).$$

$$A = Y_{H_2S} + Y_{CO_2}.$$

$$B = Y_{H_2S}.$$

Luego de tener las condiciones pseudocríticas corregidas, el paso siguiente es calcular las condiciones pseudoreducidas de la mezcla, mediante la **ecuación 7** se realiza el cálculo de la temperatura pseudoreducida y la **ecuación 8** el cálculo de la presión pseudoreducida.

$$sT_{r,m} = \frac{T}{sT_{c,m}} \quad (7)$$

$$sP_{r,m} = \frac{P}{sP_{c,m}} \quad (8)$$

Con los valores de presión y temperatura pseudoreducida, finalmente se llega al valor del factor Z por algunos de los métodos propuestos posteriormente: Standing y Katz, Papay, Hall Yarborough, Guiber y Dranchuk y Abu Kassem.

## 1.2. MÉTODO GRÁFICO DE STANDING Y KATZ

El gráfico del factor de compresibilidad Z desarrollado por Standing y Katz en 1942 se basa en el principio de los estados correspondientes, por consiguiente si dos sustancias son comparadas a las mismas condiciones reducidas, estas tendrán propiedades similares, en este caso, la propiedad de interés es el factor Z del gas.

Desde su publicación, el gráfico del factor de compresibilidad del gas de Standing y Katz se ha convertido en un estándar para la industria, este se estableció mediante datos básicos de los hidrocarburos más utilizados hoy en día. Veinte

años después de su publicación, se encontró que el comportamiento de las mezclas de hidrocarburos se podría predecir con este gráfico.

Una de las desventajas de este método es la falta de precisión al leer un valor de Z, de ahí la necesidad de convertir este gráfico a una o más funciones matemáticas que permitan un cálculo preciso y rápido no solo de un valor sino de varios a la vez. Durante el desarrollo del presente proyecto de grado, se digitalizó este modelo gráfico y se obtuvieron diversas funciones polinómicas; teniendo en cuenta el rango de aplicación establecido en el gráfico, las funciones obtenidas dan paso a valores del factor de compresibilidad del gas para temperaturas pseudoreducidas entre 1.05 y 3.0 y presiones pseudoreducidas entre 0 y 15.

Para digitalizar el gráfico del factor de compresibilidad de Standing y Katz, se utilizó el software *Digitize it 2010*<sup>3</sup>; se digitalizaron 20 curvas para cada temperatura pseudoreducida, cada una con más de 170 puntos. Seguidamente se halló una ecuación polinómica para cada temperatura pseudoreducida mediante el software *TableCurve 2D v5.0*.<sup>4</sup>

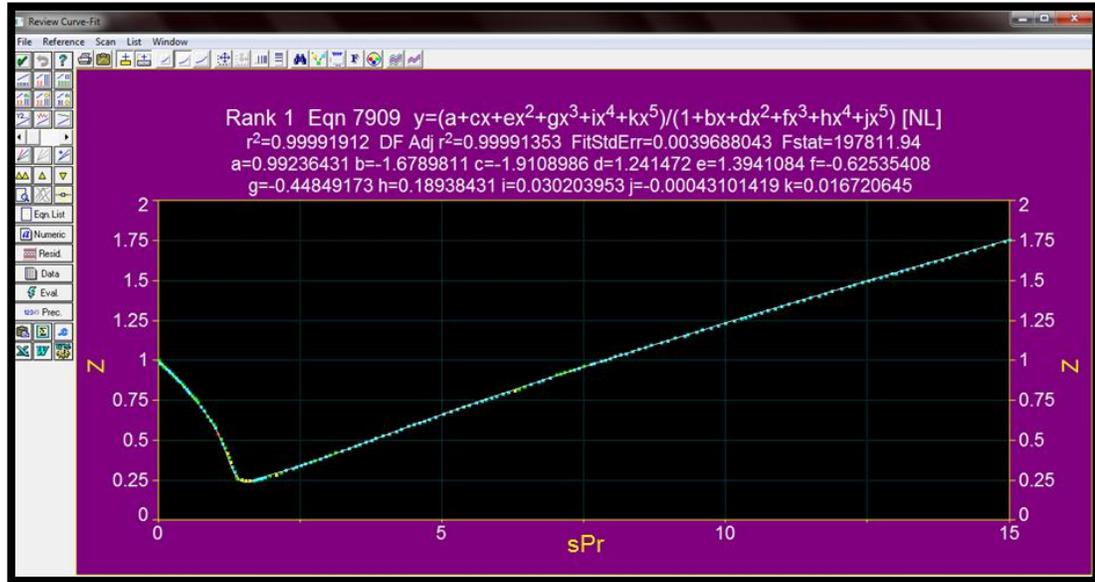
El parámetro tenido en cuenta para la selección de las ecuaciones fue el  $r^2$ , cuyo valor fuera próximo a la unidad como se puede visualizar en la **figura 1**.

---

<sup>3</sup> Software de prueba gratuito.

<sup>4</sup> Software de prueba gratuito.

**FIGURA 1. Generación de ecuaciones en Software TableCurve**



Fuente: TableCurve 2D v5.0

Las ecuaciones obtenidas para cada temperatura pseudoreducida se muestran a continuación:

**sTr=1.05**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.992364313  
b=-1.67898109  
c=-1.91089861  
d=1.241471969

e=1.394108372  
f=-0.62535408  
g=-0.44849173  
h=0.189384307

i=0.030203953  
j=-0.00043101  
k=0.016720645

**sTr=1.1**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.993233515	e=1.122581664	i=0.034633144
b=-1.4791712	f=-0.39607868	j=-0.0009236
c=-1.69070572	g=-0.34359495	k=0.006502107
d=0.958131028	h=0.102484532	

**sTr=1.15**

$$Z = \frac{a + c * sPr^2 + e * sPr^4 + g * sPr^6 + i * sPr^8 + k * sPr^{10}}{1 + b * sPr^2 + d * sPr^4 + f * sPr^6 + h * sPr^8 + j * sPr^{10}}$$

Donde

a=0.998655418	e=19.27488733	i=1.544871946
b=45.67736708	f=-5.542575	j=0.000957405
c=42.69683834	g=-4.92618903	k=0.031089585
d=37.36337203	h=3.309465318	

**sTr=1.2**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=1.000033407	e=0.497245756	i=0.012504915
b=-0.89085667	f=-0.06948374	j=-0.00023816
c=-1.09813272	g=-0.11082133	k=0.000217774
d=0.334542305	h=0.013201363	

**sTr=1.25**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.997392573	e=0.121847236	i=0.003676711
b=-0.34354255	f=0.045022928	j=-0.00020988
c=-0.53321672	g=0.002248478	
d=0.027271786	h=0.001046476	

**sTr=1.3**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.99692057	e=0.346845439	i=0.00794436
b=-0.70725265	f=-0.03699248	j=-0.00013934
c=-0.86450755	g=-0.06783532	
d=0.239336969	h=0.00665265	

**sTr=1.35**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.999434397	e=0.365215139	i=0.008642541
b=-0.78769775	f=-0.04799547	j=-0.00026413
c=-0.93290985	g=-0.07337989	
d=0.255177916	h=0.009069077	

**sTr=1.4**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=1.001066917	e=0.31913039	i=0.012138855
b=-0.31468776	f=-0.0135904	j=-0.00017884
c=-0.44997664	g=-0.05901673	
d=0.260352707	h=0.008712366	

**sTr=1.45**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.998798282	e=-3.86681623	i=-0.04753197
b=9.960139528	f=0.633158171	j=-0.00041404
c=9.721802768	g=0.808229135	
d=-3.01217617	h=-0.03604231	

**sTr=1.5**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.997058124	e=0.138500251	i=0.00220861
b=-0.36388408	f=-0.00836905	j=0.00000333195
c=-0.46066996	g=-0.01397837	k=0.000280602
d=0.102184854	h=0.004141364	

**sTr=1.6**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=1.000302706	e=0.087806386	i=0.000444988
b=-0.34971654	f=-0.00969237	j=-0.0000036457
c=-0.42428117	g=-0.00996251	k=0.0000491311
d=0.065176428	h=0.001039811	

**sTr=1.7**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=1.000183878	e=0.068120296	i=0.000313003
b=-0.30230741	f=-0.00452899	j=-0.0000026723
c=-0.36260234	g=-0.00663711	
d=0.048723957	h=0.000254603	

**sTr=1.8**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4}$$

Donde

a=0.999757458	e=0.051483692	i=0.000167495
b=-0.2635295	f=-0.00222255	
c=-0.31210937	g=-0.00400706	
d=0.036146491	h=0.0000854169	

**sTr=1.9**

$$Z = \frac{(a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5)}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=0.999459882	e=0.075447759	i=0.000525068
b=-0.37347373	f=-0.00432135	j=-0.0000069387
c=-0.41532075	g=-0.0079188	k=-0.000014781
d=0.055450215	h=0.000241907	

**sTr=2**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4}$$

Donde

a=1.001325626	e=0.050550168	i=0.00023095
b=-0.3165691	f=-0.0017958	
c=-0.35267783	g=-0.00417951	
d=0.034834012	h=0.000105284	

**sTr=2.2**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=1.001763691	e=0.091143633	i=0.00052759
b=-0.44037745	f=-0.00189959	j=-0.0000055066
c=-0.46499942	g=-0.00600446	k=-0.000021677
d=0.075970621	h=0.0000478586	

**sTr=2.4**

$$Z = a + b * sPr + c * sPr^2 + d * sPr^3 + e * sPr^4 + f * sPr^5 + g * sPr^6 + h * sPr^7 + i * sPr^8 + j * sPr^9 + k * sPr^{10}$$

Donde

a=1.002355393	e=0.001643239	i=-0.00000017921
b=-0.01529526	f=-0.00027007	j=0.00000000907162
c=0.006499065	g=0.0000151016	k=-0.00000000016121
d=-0.00414876	h=0.000000974584	

**sTr=2.6**

$$Z = a + b * sPr + c * sPr^2 + d * sPr^3 + e * sPr^4 + f * sPr^5 + g * sPr^6 + h * sPr^7 + i * sPr^8 + j * sPr^9 + k * sPr^{10}$$

Donde

a=1.001683752	e=0.001413453	i=-0.00000011065
b=-0.00547879	f=-0.00022857	j=0.0000000055511
c=0.00457708	g=0.0000137237	k=-0.000000000095516
d=-0.00360234	h=0.000000482817	

**sTr=2.8**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3 + i * sPr^4 + k * sPr^5}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4 + j * sPr^5}$$

Donde

a=1.000128694	e=-1.78345731	i=0.043909225
b=0.862235109	f=0.531077817	j=-0.00070333
c=0.878690056	g=0.565456107	k=0.001921197
d=-1.74571393	h=0.058544007	

**sTr=3.0**

$$Z = \frac{a + c * sPr + e * sPr^2 + g * sPr^3}{1 + b * sPr + d * sPr^2 + f * sPr^3 + h * sPr^4}$$

Donde

$$\begin{array}{ll} a=0.999462009 & e=0.02042688 \\ b=-0.18799651 & f=-0.00114646 \\ c=-0.1790453 & g=-0.00082793 \\ d=0.022463806 & h=0.000014253 \end{array}$$

### 1.3. MÉTODO DE HALL-YARBOROUGH

En 1973 Hall y Yarborough presentaron una ecuación de estado que calcula el factor de compresibilidad del gas basada en el método de Standing y Katz. La ecuación propuesta, además de estar en función de la presión y la temperatura pseudoreducida, también incluye un valor de densidad reducida que se calcula de forma iterativa y sus coeficientes llevan valores de presión y temperatura pseudoreducida. La **ecuación 9** muestra el resultado de este método para calcular el factor Z.

$$Z = \left[ \frac{0.06125 * t * sPr}{Y} \right] * EXP[-1.2(1 - t)^2] \quad (9)$$

Donde

sPr= presión pseudoreducida.

t= recíproco de la temperatura pseudoreducida.

Y= densidad reducida.

La densidad reducida se calcula por medio de la **ecuación 10**.

$$f(Y) = X_1 + \frac{Y+Y^2+Y^3-Y^4}{1-Y} - (X_2Y^2) + (X_3Y^{X_4}) \quad (10)$$

Donde

sPr= presión pseudoreducida.

$$\begin{aligned}
X_1 &= -0.06125 * sPr * t * EXP(-1.2 * (1 - t)^2) \\
X_2 &= 14.76t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3 \\
X_3 &= 90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3 \\
X_4 &= 2.18 + 2.82t
\end{aligned}$$

Para el desarrollo de la ecuación anterior, el software Cattleya utiliza el método iterativo de Newton Raphson, el cual inicia con un valor de densidad reducida como lo muestra la **ecuación 11**.

$$Y_{Inicial} = 0.0125 * sPr * t * \exp[1.2 * (1 - t)^2] \quad (11)$$

El proceso iterativo de la función de densidad reducida finaliza cuando el error sea menor a 1e-12, seguidamente se calcula el factor de compresibilidad a las condiciones dadas mediante la ecuación 9. Sin embargo, Hall y Yarborough señalaron que no se recomienda usar el método si la temperatura pseudoreducida es menor que 1, por lo cual el software dará un mensaje de no aplicación del método cuando la temperatura pseudoreducida esté fuera de este rango.

#### 1.4. MÉTODO DE PAPAY

En 1985 Papay propone una ecuación simple para el cálculo del factor de compresibilidad del gas explícitamente, donde correlaciona la presión y la temperatura pseudoreducida.

La forma matemática de este método se muestra en la **ecuación 12**.

$$Z_{Papay} = 1 - \frac{3.53*sPr}{10^{0.9813*sTr}} + \frac{0.274*sPr^2}{10^{0.8157*sTr}} \quad (12)$$

Donde

sPr= presión pseudoreducida.

sTr= temperatura pseudoreducida.

Es una de las pocas ecuaciones para el cálculo del factor de compresibilidad  $Z$  de fácil manejo, ya que no requiere de procesos iterativos ni más variables aparte de la presión y temperatura pseudoreducida. Al realizar cálculos se deben tener en cuenta los rangos de aplicación para la temperatura y presión pseudoreducida, correspondientes a  $1.2 \leq sTr \leq 3.0$  y  $0.2 \leq sPr \leq 15$ .

### 1.5. MÉTODO DE DRANCHUK Y ABU-KASSEM

El método de Dranchuk y Abu-Kassem estima el factor de compresibilidad del gas por medio de una expresión analítica que calcula inicialmente la densidad reducida del gas  $\rho_r$ , la cual está definida como una relación entre la densidad del gas a presión y temperatura específica y la densidad a condiciones de temperatura y presión crítica:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c}$$

Al aplicar la ecuación de gases reales y tomando el factor de compresibilidad crítico del gas aproximadamente de 0.27, se llega a la siguiente expresión simplificada para la densidad reducida del gas:

$$\rho_r = \frac{\frac{P M \alpha}{Z R T}}{\frac{P_c M \alpha}{Z_c R T_c}} = \frac{\frac{P}{Z T}}{\frac{P_c}{0.27 T_c}}$$

$$\rho_r = \frac{0.27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$$

De esta relación se obtiene la **ecuación 13** que es utilizada para hallar el factor de compresibilidad del gas.

$$Z = \frac{0.27 * sPr}{\rho_r * sTr} \quad (13)$$

Donde

sPr= presión pseudoreducida.

sTr= temperatura pseudoreducida.

$\rho_r$  = densidad reducida.

Ahora bien, la correlación que se utiliza para hallar la densidad reducida del gas y da a apertura al valor de Z es la **ecuación 14**.

$$f(\rho_r) = (R_1) \rho_r - \frac{R_2}{\rho_r} + (R_3) \rho_r^2 - (R_4) \rho_r^5 + (R_5)(1 + A_{11} \rho_r^2) \rho_r^2 \exp(-A_{11} \rho_r^2) + 1 = 0 \quad (14)$$

Los coeficientes R1 a R5 se definen por las siguientes relaciones:

$$R_1 = A_1 + \frac{A_2}{sTr} + \frac{A_3}{sTr^3} + \frac{A_4}{sTr^4} + \frac{A_5}{sTr^5}$$

$$R_2 = \frac{0.27sPr}{sTr}$$

$$R_3 = A_6 + \frac{A_7}{sTr} + \frac{A_8}{sTr^2}$$

$$R_4 = A_9 \left( \frac{A_7}{sTr} + \frac{A_8}{sTr^2} \right)$$

$$R_5 = \left( \frac{A_{10}}{sTr^3} \right)$$

Las constantes A1-A11 fueron determinadas por los autores usando modelos de regresión no lineal, a partir de 1500 puntos del grafico de Standing y Katz;

$$A_1 = 0.3265$$

$$A_2 = -1.0700$$

$$A_3 = -0.5339$$

$$A_4 = 0.01569$$

$$A_5 = -0.05165$$

$$A_6 = 0.5475$$

$$A_7 = -0.7361$$

$$A_8 = 0.1844$$

$$A_9 = 0.1056$$

$$A_{10} = 0.6134$$

$$A_{11} = 0.7210$$

Claramente se observa que la correlación propuesta para la densidad reducida del gas es una ecuación implícita no lineal, por lo tanto se debe emplear algún método iterativo para resolverla; el software Cattleya usa el método de Newton Raphson considerando una tolerancia de  $1 \times 10^{-12}$ .

Finalmente, al obtener el valor de la densidad reducida se procede a calcular el factor de compresibilidad Z mediante la ecuación 13. No obstante, el valor del factor z computado será confiable si la temperatura pseudoreducida se ajusta al rango de  $1.0 < sTr \leq 3.0$  y  $0.2 \leq sPr < 30$ , y para  $0.7 < sTr \leq 1.0$  con  $sPr < 1.0$ .

## 1.6 MÉTODO DE GUIBER

Guiber Olaya presenta una ecuación para calcular el factor de compresibilidad del gas natural, obtenida a partir del gráfico de Standing y Katz. Su rango de aplicabilidad está limitado especialmente para condiciones de operación en redes físicas de distribución urbana de gas natural. Esta ecuación puede ser empleada solamente cuando se presenten las siguientes condiciones y características del gas natural: Masa molecular (M) aparente del gas natural menor de 40, Presión pseudoreducida ( $P_r$ ) menor o igual a 0.5 y temperatura pseudoreducida ( $T_r$ ) mayor o igual a uno (1.0) y menor o igual a dos (2.0).

El método desarrollado por Guiber para el factor de compresibilidad Z es el presentado en la **ecuación 15**.

$$Z = 1 - \left( \frac{P_{pr}}{2.6 + 8.7T_{pr}^2 \ln T_{pr}} \right) \quad (15)$$

Dónde

$P_{pr}$  = presión pseudoreducida del gas natural

$T_{pr}$  = Temperatura pseudoreducida del gas natural

## 1.7 MÉTODO AGA8 DETALLADO

Este método aplica un conocimiento detallado de la composición del gas natural para calcular el factor de compresibilidad, por eso es conocido como “Método Detallado De Caracterización”, a diferencia de los métodos mencionados anteriormente, este no utiliza valores de condiciones pseudoreducidas, en cambio requiere la composición de gas, es decir, las fracciones o porcentajes molares de los componentes en la mezcla y la presión y temperatura de operación.

Las ecuaciones, parámetros y constantes requeridos para calcular los factores de compresibilidad de mezclas de gases naturales, usando el método detallado de caracterización están dados en el Reporte N. 8 de AGA<sup>5</sup>.

Las ecuaciones se muestran a continuación y las tablas 4\*, 5\* y 6\*<sup>6</sup>, del reporte N. 8 de AGA se encuentran en el **anexo 1**.

### 1.7.1 Procedimiento método de caracterización

La ecuación de estado para la compresibilidad del factor Z para el método de caracterización detallado se presenta en su forma resumida en la **ecuación 16**.

$$Z = 1 + \frac{DB}{K^3} - D \sum_{n=13}^{18} C_n \cdot T^{-u_n} + \sum_{n=13}^{58} C_n \cdot T^{-u_n} (b_n - c_n K_n D^{K_n}) D^{b_n} \exp(-c_n D^{K_n}) \quad (16)$$

Donde

Z= factor de compresibilidad.

B= coeficiente segundo virial.

K= parámetro del tamaño de la mezcla.

D= densidad reducida.

C<sub>n</sub>=coeficiente que es función de la composición.

T=temperatura absoluta.

u<sub>n</sub>, b<sub>n</sub>, c<sub>n</sub>, k<sub>n</sub>=constantes(n=13, 14, etc.) en tabla 4\*.

<sup>5</sup> A.G.A. (1994). *Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases* Texas.

<sup>6</sup> \* Numeración utilizada en el Reporte N. 8 de AGA

La densidad reducida D se relaciona con la densidad molar d por la ecuación:

$$D=K^3d$$

Donde

D=densidad reducida.

d= densidad molar (moles por unidad de volumen).

K= parámetro del tamaño de la mezcla.

El parámetro del tamaño de la mezcla K se calcula utilizando la ecuación:

$$K^5 = \left[ \sum_{i=1}^N x_i K_i^{\frac{5}{2}} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (K_{ij}^5 - 1) (K_i K_j)^{\frac{5}{2}}$$

Donde

K=parámetro del tamaño de la mezcla.

K<sub>i</sub>=parámetro de tamaño para cada componente (Tabla 5\*).

K<sub>j</sub>=parámetro de tamaño para cada componente (Tabla 5\*).

K<sub>ij</sub>=parámetro de interacción binaria para el tamaño (Tabla 6\*).

x<sub>i</sub>=fracción molar para cada componente i.

x<sub>j</sub>= fracción molar para cada componente j.

N= número de componentes en la mezcla de gas.

El subíndice i hace referencia al i-ésimo componente en la mezcla de gas y el subíndice j hace referencia al j-ésimo componente en la mezcla. En la sumatoria sencilla, i toma los valores enteros desde 1 hasta N. Por ejemplo para una mezcla de 12 componentes, N=12 y podrían haber 12 términos en la sumatoria simple. En la sumatoria doble i varía desde 1 hasta N-1 y para cada valor de i, existe un valor j desde i+1 hasta N. Por ejemplo, para una mezcla de 12 componentes, podría haber 66 términos en la sumatoria doble si todos los valores de K<sub>ij</sub> difieren de uno. Sin embargo muchos valores de K<sub>ij</sub> son uno, el número de términos distintos a cero en la doble suma es pequeño para muchas mezclas de gases. Note que todos los valores de K<sub>ij</sub> son uno, excepto los valores de la Tabla 6\*.

El segundo coeficiente virial B se establece mediante las siguientes ecuaciones, donde N es el número de componentes en la mezcla de gas y los valores de i y j están dentro del rango desde 1 hasta N:

$$B = \sum_{n=1}^{18} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j E_{ij}^{u_n} (K_i K_j)^{\frac{3}{2}} B_{nij}^*$$

$$B_{nij}^* = (G_{ij} + 1 - g_n)^{g_n} (Q_i Q_j + 1 - q_n)^{q_n} \left( F_i^{\frac{1}{2}} F_j^{\frac{1}{2}} + 1 - f_n \right)^{f_n} (S_i S_j + 1 - s_n)^{s_n} (W_i W_j + 1 - w_n)^{w_n}$$

Donde

B=coeficiente segundo virial.

$B_{nij}$  =Coeficiente binario de caracterización.

$a_n, u_n$  = Constantes (n=1, 2, etc.) en tabla 4\*.

$g_n, q_n, f_n, s_n, w_n$  = Constantes (n=1, 2, etc.) en tabla 4\*.

T= temperatura absoluta, K.

$x_j$  = Fracción molar del componente i en la mezcla de gas.

$x_j$  =fracción molar del componente j en la mezcla de gas.

$G_{ij}$  =Parámetro de orientación binario.

$Q_i$  = parámetro cuadrupolar para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$Q_j$  = parámetro cuadrupolar para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$F_i$  =parámetro de alta temperatura para el i-ésimo componente (Tabla 5\*)

$F_j$  =parámetro de alta temperatura para el j-ésimo componente (Tabla 5\*)

$S_i$  =parámetro de dipolo para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$S_j$  =parámetro de dipolo para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$W_i$  =parámetro de asociación para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$W_j$  =parámetro de asociación para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$E_{i,j}$  = coeficiente segundo virial, parámetro de energía binario.

$K_i$  =parámetro de tamaño para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$K_j$  =parámetro de tamaño para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

N= número de componentes en la mezcla de gas.

Se debe notar que  $W_i$  es cero para todos los componentes excepto para el agua, donde el  $F_i$  es cero para todos los componentes excepto el hidrógeno.

Los parámetros binarios  $E_{ij}$  y  $G_{ij}$  son calculados utilizando las siguientes ecuaciones:

$$E_{ij} = E_{ij}^* (E_i E_j)^{\frac{1}{2}}$$

$$G_{ij} = \frac{G_{ij}^* (G_i + G_j)}{2}$$

Donde

$E_{ij}$  = coeficiente segundo virial, parámetro binario de energía.

$E_i$  = parámetro característico de energía para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$E_j$  = parámetro característico de energía para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$E_{ij}^*$  = coeficiente segundo virial, interacción del parámetro binario de energía (Tabla 6\*).

$G_{ij}$  = parámetro binario de orientación.

$G_i$  = parámetro de orientación para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$G_j$  = parámetro de orientación para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$G_{ij}^*$  = interacción del parámetro binario de orientación (Tabla 6\*).

Note que todos los valores para los parámetros de interacción binaria  $E_{ij}^*$  y  $G_{ij}^*$  son uno exceptuando los valores en la Tabla 6\*.

Los coeficientes  $C_n^*$  (n=13 a 58) se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$C_n^* = a_n (G + 1 - g_n)^{g_n} (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} U^{u_n}$$

Donde

$C_n^*$  = coeficientes los cuales son función de la composición.

$a_n, g_n, q_n, u_n, f_n$  = constantes (n=13, 14, etc.) en la Tabla 4\*.

T= temperatura absoluta.

G= parámetro de orientación.

Q= parámetro cuadrupolar.

F= parámetro de alta temperatura de la mezcla.

U= parámetro de energía de la mezcla.

Los parámetros de mezcla U, G, Q y F se calculan utilizando las siguientes ecuaciones, donde las sumatorias dobles, rangos de i desde 1 hasta N-1 y, para cada valor de i,j rangos desde i+1 a N:

$$U^5 = \left[ \sum_{i=1}^N x_i E_i^{\frac{5}{2}} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (U_{ij}^5 - 1) (E_i E_j)^{\frac{5}{2}}$$

$$G = \sum_{i=1}^N x_i G_i + \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (G_{ij}^* - 1) (G_i + G_j)$$

$$Q = \sum_{i=1}^N x_i Q_i$$

$$F = \sum_{i=1}^N x_i^2 F_i$$

Donde

$x_i$  = fracción molar para el i-ésimo componente.

$x_j$  = fracción molar para el j-ésimo componente.

N= número de componentes en la mezcla de gas.

U= parámetro de energía de la mezcla.

$E_i$ = parámetro de energía para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$E_j$ = parámetro de energía para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$U_{ij}$ = parámetro de interacción binaria para energía conformacional (Tabla 6\*).

G= parámetro de orientación.

$G_i$ = parámetro orientacional para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$G_j$ = parámetro orientacional para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

$G_{ij}$ = parámetro de interacción binaria de orientación (Tabla 6\*).

Q= parámetro cuadrupolar.

$Q_i$ = parámetro cuadrupolar para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$Q_j$ = parámetro cuadrupolar para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

F= parámetro de alta temperatura de la mezcla.

$F_i$ = parámetro de alta temperatura para el i-ésimo componente (Tabla 5\*).

$F_j$ = parámetro de alta temperatura para el j-ésimo componente (Tabla 5\*).

Cabe anotar que todos los valores para los parámetros de interacción binaria  $K_{ij}$ ,  $E_{ij}^*$ ,  $G_{ij}^*$ , y  $U_{ij}$  son uno, exceptuando los valores dados en la tabla 6\*. También note que  $F_i$  es cero para todos los componentes excepto el hidrógeno.

Básicamente, para aplicar las ecuaciones anteriores por medio de un programa de computador, se requiere, entre otras cosas, utilizar los llamados “Parámetros de Caracterización” de cada uno de los veintiún (21) componentes aplicados en este método; los parámetros citados aparecen en la tabla 5\* de dicho estándar.

También se requieren los “Parámetros de Interacción Binaria” que aparecen en la Tabla 6 de AGA8, los cuales corresponden, como su nombre lo indica, a las interacciones energéticas, polares, de tamaño y de orientación, que ocurren entre los diferentes componentes de una mezcla de gas natural, en una forma binaria (de dos en dos).

Finalmente, en los cálculos del factor de compresibilidad Z, usando el método detallado de caracterización, se conocen la composición del gas, la temperatura absoluta T, y la presión absoluta P. El principal problema consiste en calcular la densidad molar d, usando la ecuación de estado para la presión, por lo tanto se debe recurrir a un proceso iterativo, en el cual se suponen o estiman valores de d, hasta encontrar que el valor calculado de la presión P, coincida con el valor real de la presión absoluta.

Estas interacciones deben hacerse hasta que la desviación absoluta entre el valor calculado de P y el valor real de la presión sea igual o menor de  $1 \times 10^{-6}$ . Una vez encontrada esta convergencia, el factor de compresibilidad Z, se obtiene por medio de la **ecuación 16**.

## CAPÍTULO 2. DESARROLLO DEL SOFTWARE CATTLEYA

La Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana carece de un software específico para el cálculo de las propiedades del gas natural, sin embargo, posee el paquete CMG que incluye la herramienta WinProp utilizado para precisar, identificar y modelar el comportamiento de las fases y las propiedades de los fluidos de yacimiento por medio de ecuaciones de estado (EoS) como PR (1978), PR (1976), SRK (G&D) y SRK. El WinProp requiere un análisis PVT para su ejecución y una serie de ajustes en la presión de saturación, la prueba de liberación diferencial y otros, dificultando obtener rápidamente el factor de compresibilidad del hidrocarburo a determinadas condiciones.

En el mercado existen software especializados en propiedades del gas natural cuya licencia no ha sido de interés para la comunidad universitaria, creando la necesidad de una herramienta de fácil acceso a los estudiantes. CATTLEYA es un software para el cálculo del factor de compresibilidad del gas a partir de su composición y condiciones de operación, además genera gráficos en los que se puede visualizar el comportamiento del factor de compresibilidad en función de la presión a temperatura constante; también arroja valores de Z por diferentes métodos y calcula el porcentaje de error tomando como referencia el método de Standing y Katz. Cabe destacar que entre los métodos modelados se incluye el AGA8 detallado, el cual es modelado por pocos software debido a su complejidad.

CATTLEYA, Software para el cálculo del factor de compresibilidad Z, está programado en un lenguaje Visual Basic .Net, trabajado con el programa Microsoft Visual Studio 2012. La presentación del software, al tener una interfaz dinámica y fácil de manejar, hace aún más atractivo a CATTLEYA, el usuario se va a sentir más tranquilo y seguro al ingresar en la ventana principal los datos de

entrada y luego obtener resultados instantáneamente al dar un “Click” en el botón calcular.

El código del programa es extenso, el algoritmo se divide en seis partes principales dando independencia al desarrollo de cada uno de los métodos modelados; esto facilitará el proceso de actualización del software en unos años.

Al momento de generar el informe general, se obtiene una visualización de los datos de entrada y del factor de compresibilidad  $Z$  calculado por cada método, luego se puede exportar esta información a un documento Word o pdf. Para el caso de los gráficos y los valores de  $Z$  a diferentes presiones, pueden ser copiados directamente desde el programa.

## **CAPÍTULO 3. MANUAL DEL SOFTWARE PARA CALCULAR EL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD: CATTLEYA**



**FIGURA 2. Logo del software CATTLEYA**

### **3.1 VENTANA PRINCIPAL**

Al ejecutar el programa se visualiza la ventana principal donde el usuario puede ingresar los datos de entrada como presión, altura del sitio, temperatura, composición, nombre del gas y fecha; frente al campo donde se introducen los valores se especifican las unidades con que se deben ingresar. En la parte inferior derecha de la tabla de composición, se muestra la sumatoria del porcentaje molar; si al ingresar la composición del gas y esta no suma cien, el programa le dará la opción de normalizar los datos antes de realizar los cálculos.

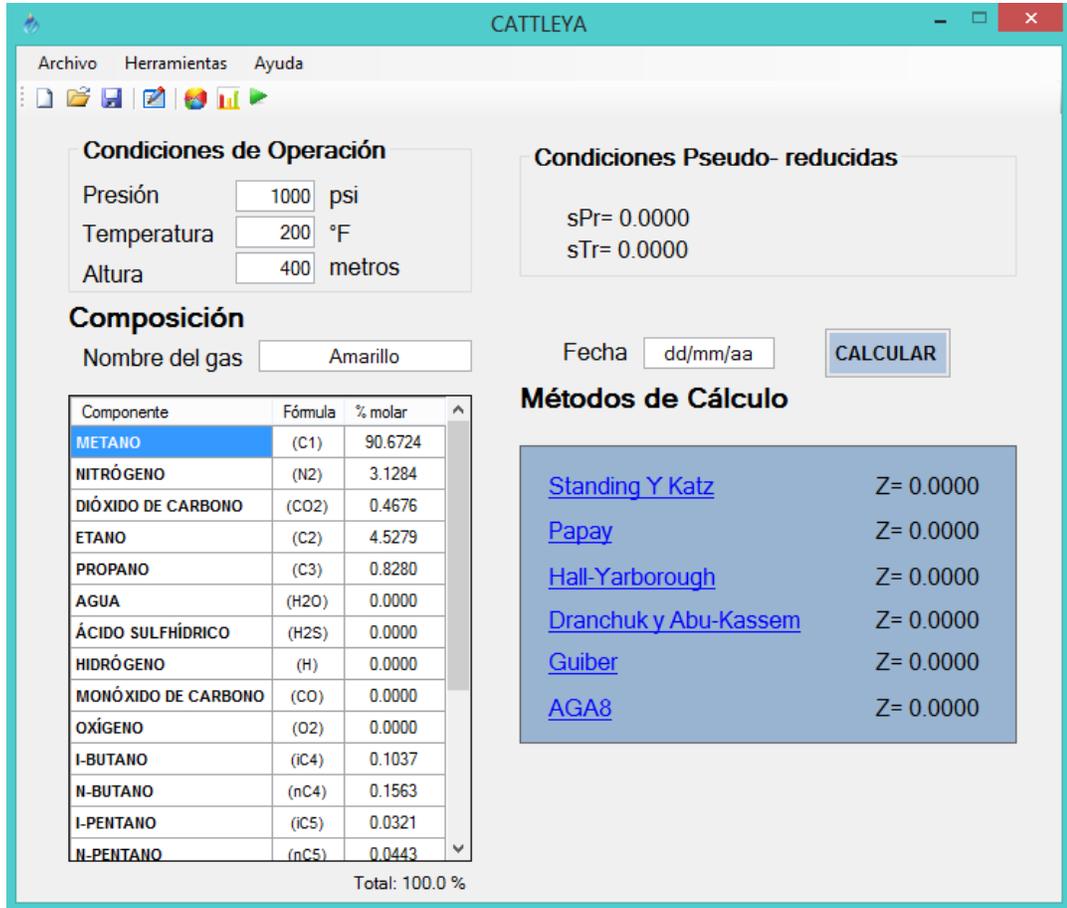
La barra de herramientas de la ventana principal se compone de tres elementos:

Archivo: tiene las opciones de borrar los datos de entrada (nuevo), abrir composición guardada (\*.cat). y guardar la composición actual (guardar como).

Herramientas: ejecuta el programa (Calcular) y abre paso a los formularios de gráfico (Graficar), procesamiento de datos (Análisis) y genera reporte.

Ayuda: brinda información acerca del manejo del programa, el modelamiento de los métodos y datos de los autores.

**FIGURA 3. Ventana Principal**



En la parte superior del formulario principal se encuentran los botones mostrados en la **tabla 1**.

**Tabla 1. Botones de la ventana principal.**

ICONO	FUNCIÓN
	Nuevo: elimina datos de entrada ingresados previamente (Presión, temperatura y composición del gas).
	Abrir: carga a la ventana principal los valores de una composición guardada (*.cat).

ICONO	FUNCIÓN
	Guardar como: permite guardar la composición (*.cat).
	Reporte: genera un reporte que se puede exportar a un formato Word o PDF.
	Análisis: Despliega el formulario de procesamiento de datos.
	Gráficar: Despliega el formulario para generar gráficos.
	Calcular: Realiza los cálculos de las condiciones pseudo-reducidas y el factor de compresibilidad del gas ingresado.

Luego de ingresar los datos de entrada y ejecutar el programa con el botón “Calcular”, al lado derecho de la ventana principal se pueden visualizar los valores de presión y temperatura pseudoreducida y factor Z por los diferentes métodos; además al pasar el cursor por encima de cada método, actúa como un “link” para dar paso directo al gráfico del comportamiento de Z en función de la presión a temperatura constante. Si las condiciones pseudoreducidas no se ajustan al rango de aplicación de un método, en lugar de calcular el factor de compresibilidad aparecerá la palabra “NA” indicando que no es conveniente calcularlo por este método.

### 3.2 VENTANA REPORTE

Cuando se ha ejecutado el programa y se oprime el botón “reporte” se abre una ventana que muestra los datos de entrada, las condiciones pseudoreducidas y el factor de compresibilidad calculado por todos los métodos. En la parte superior se localizan dos botones que permiten exportar este reporte a un documento Word o PDF.

**FIGURA 4. Cálculo de  $sPr$ ,  $sTr$  y factor de compresibilidad  $Z$**

The screenshot shows the CATTLEYA software interface with the following sections:

- Condiciones de Operación:**
  - Presión: 500 psi
  - Temperatura: 100 °F
  - Altura: 400 metros
- Condiciones Pseudo- reducidas:**
  - $sPr = 0.7547$  (highlighted in red)
  - $sTr = 1.5850$
- Composición:**
  - Nombre del gas: Amarillo
  - Fecha: 12/03/2014
  - Botón: CALCULAR
- Métodos de Cálculo:**
  - Standing Y Katz:  $Z = 0.9409$
  - Papay:  $Z = 0.9338$
  - Hall-Yarborough:  $Z = 0.9387$
  - Dranchuk y Abu-Kassem:  $Z = 0.9394$
  - Guiber: NA
  - AGA8:  $Z = 0.9437$
- Tabla de Composición:**

Componente	Fórmula	% molar
METANO	(C1)	90.6724
NITRÓGENO	(N2)	3.1284
DIÓXIDO DE CARBONO	(CO2)	0.4676
ETANO	(C2)	4.5279
PROPANO	(C3)	0.8280
AGUA	(H2O)	0.0000
ÁCIDO SULFÚDRICO	(H2S)	0.0000
HIDRÓGENO	(H)	0.0000
MONÓXIDO DE CARBONO	(CO)	0.0000
OXÍGENO	(O2)	0.0000
I-BUTANO	(iC4)	0.1037
N-BUTANO	(nC4)	0.1563
I-PENTANO	(iC5)	0.0321
N-PENTANO	(nC5)	0.0443

Total: 100.0 %

NA: rango de aplicación método de Guiber,  $sPr \leq 0.5$

### 3.3 FORMULARIO PROCESAMIENTO DE DATOS

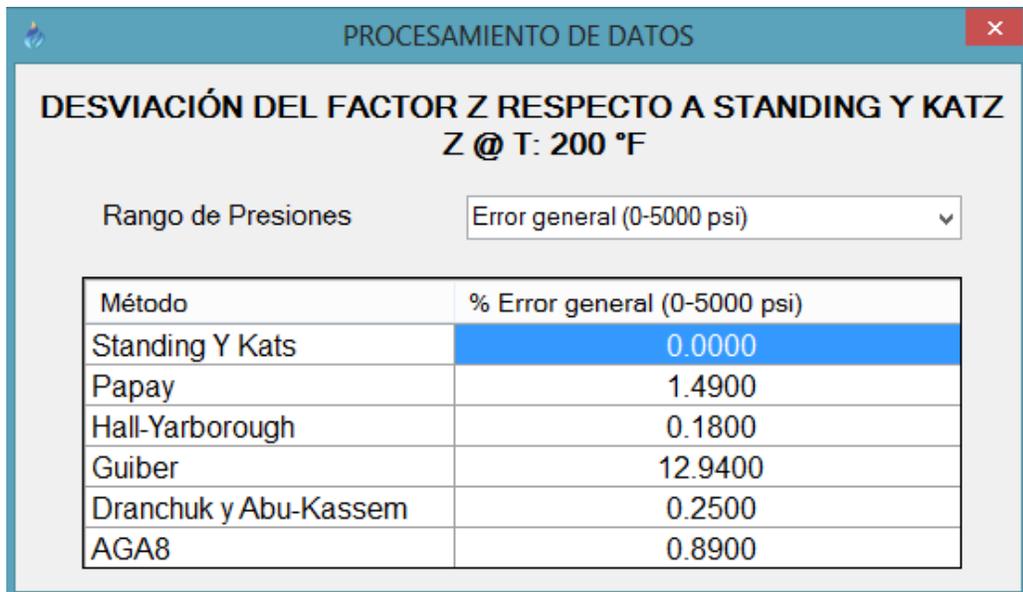
Este formulario ha sido diseñado para calcular el porcentaje de error del factor de compresibilidad de todos los métodos respecto al método de Standing y Katz en distintos rangos de presión a temperatura constante.

**FIGURA 5. Ventana reporte general**



En el **anexo 2** se muestra un reporte generado por el software.

**FIGURA 6. Ventana procesamiento de datos**

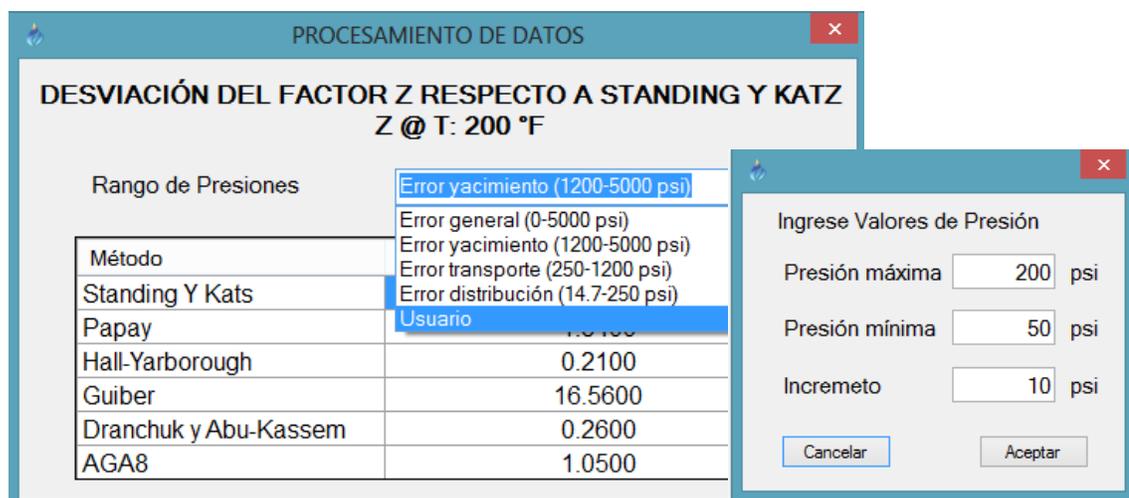


Para satisfacer uno de los objetivos del presente proyecto de grado, este formulario posee un combo-box llamado “Rango de Presiones” que permite visualizar el porcentaje de error para el intervalo general (0 a 5000 psi) y otros intervalos definidos para el gas, como condiciones de transporte ( $250 < P < 1200$  psi), distribución ( $14.7 < P < 250$  psi) y yacimiento ( $1200 < P < 5000$  psi); el software internamente calcula porcentajes de error a diferentes presiones y muestra en esta ventana un porcentaje de error promedio.

Además de los rangos de presión mencionados, esta ventana brinda la opción de ingresar un nuevo intervalo definido por el usuario. Al seleccionar en el combo-box el rango de presión “Usuario” se despliega una ventana donde se debe ingresar una presión máxima, una mínima y el incremento con que se desea realizar el análisis. Luego de llenar estos datos, se oprime el botón aceptar e instantáneamente se abre una ventana de procesamiento de datos donde se muestra el cálculo del factor de compresibilidad y el porcentaje de error en el rango de presión especificado.

Estos valores se pueden copiar y pegar en otro documento si el usuario lo requiere.

**FIGURA 7. Ventana rango de presiones – Usuario**



**FIGURA 8. Ventana procesamiento de datos – Usuario**

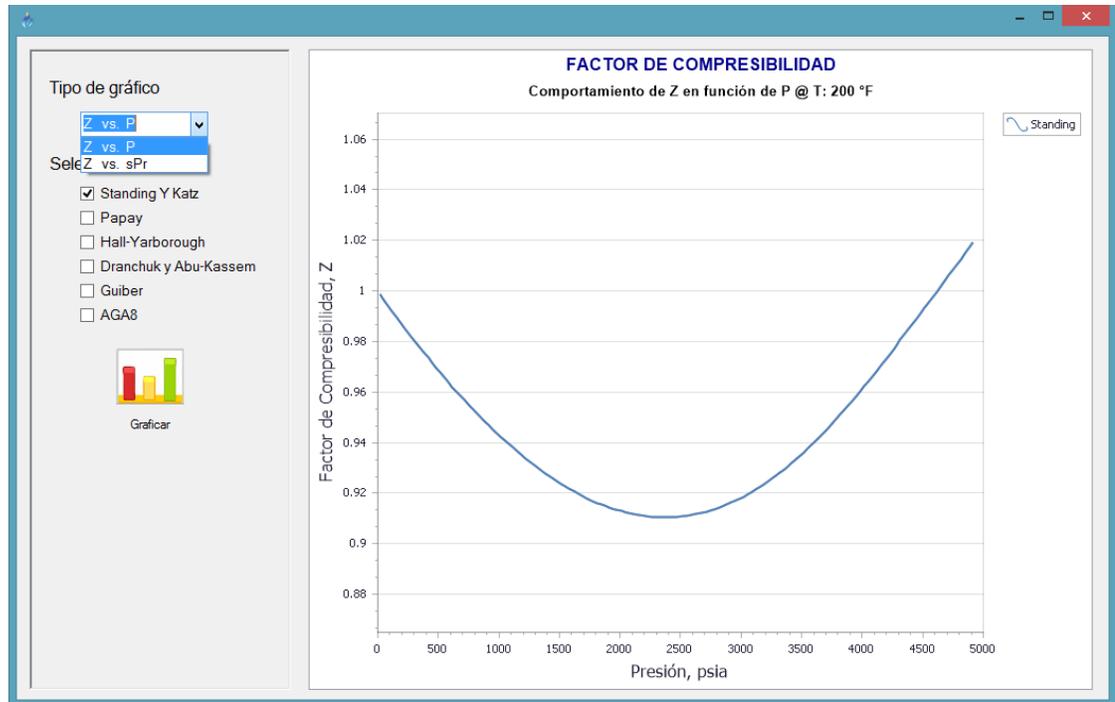
PROCESAMIENTO DE DATOS											
DESVIACIÓN DEL FACTOR Z RESPECTO A STANDING Y KATZ Z @ T: 200 °F											
Presión (psi)	Standing y Katz	Papay		Hall-Yarborough		Dranchuk Abu-K.		Guiber		AGA8	
		Factor Z	% Error	Factor Z	% Error	Factor Z	% Error	Factor Z	% Error	Factor Z	% Error
50	0.9962	0.9961	0.9684	0.9966	1.0129	0.9964	0.9986	0.9965	1.0055	0.9970	1.0603
60	0.9956	0.9954	0.8912	0.9959	0.9440	0.9957	0.9268	0.9958	0.9346	0.9965	1.0010
70	0.9949	0.9946	0.8144	0.9952	0.8754	0.9950	0.8553	0.9951	0.8637	0.9959	0.9418
80	0.9943	0.9939	0.7379	0.9945	0.8069	0.9943	0.7840	0.9944	0.7928	0.9953	0.8826
90	0.9936	0.9931	0.6619	0.9939	0.7387	0.9936	0.7128	0.9937	0.7219	0.9947	0.8237
100	0.9930	0.9924	0.5862	0.9932	0.6706	0.9929	0.6419	0.9930	0.6510	0.9941	0.7649
110	0.9923	0.9916	0.5109	0.9925	0.6027	0.9922	0.5711	0.9923	0.5801	0.9935	0.7063
120	0.9917	0.9909	0.4360	0.9919	0.5351	0.9915	0.5006	0.9916	0.5092	0.9930	0.6478
130	0.9910	0.9901	0.3614	0.9912	0.4676	0.9908	0.4303	0.9909	0.4383	0.9924	0.5895
140	0.9904	0.9894	0.2873	0.9905	0.4004	0.9901	0.3601	0.9902	0.3674	0.9918	0.5314
150	0.9898	0.9887	0.2135	0.9899	0.3333	0.9894	0.2902	0.9895	0.2965	0.9913	0.4734
160	0.9891	0.9880	0.1401	0.9892	0.2664	0.9888	0.2205	0.9888	0.2256	0.9907	0.4156
170	0.9885	0.9872	0.0670	0.9886	0.1998	0.9881	0.1510	0.9881	0.1547	0.9901	0.3580
180	0.9878	0.9865	0.0056	0.9879	0.1333	0.9874	0.0817	0.9874	0.0838	0.9895	0.3006
190	0.9872	0.9858	0.0779	0.9872	0.0671	0.9867	0.0126	0.9867	0.0129	0.9890	0.2433
200	0.9866	0.9851	0.1498	0.9866	0.0010	0.9860	0.0563	0.9860	0.0580	0.9884	0.1862

### 3.4 FORMULARIO GRAFICAR

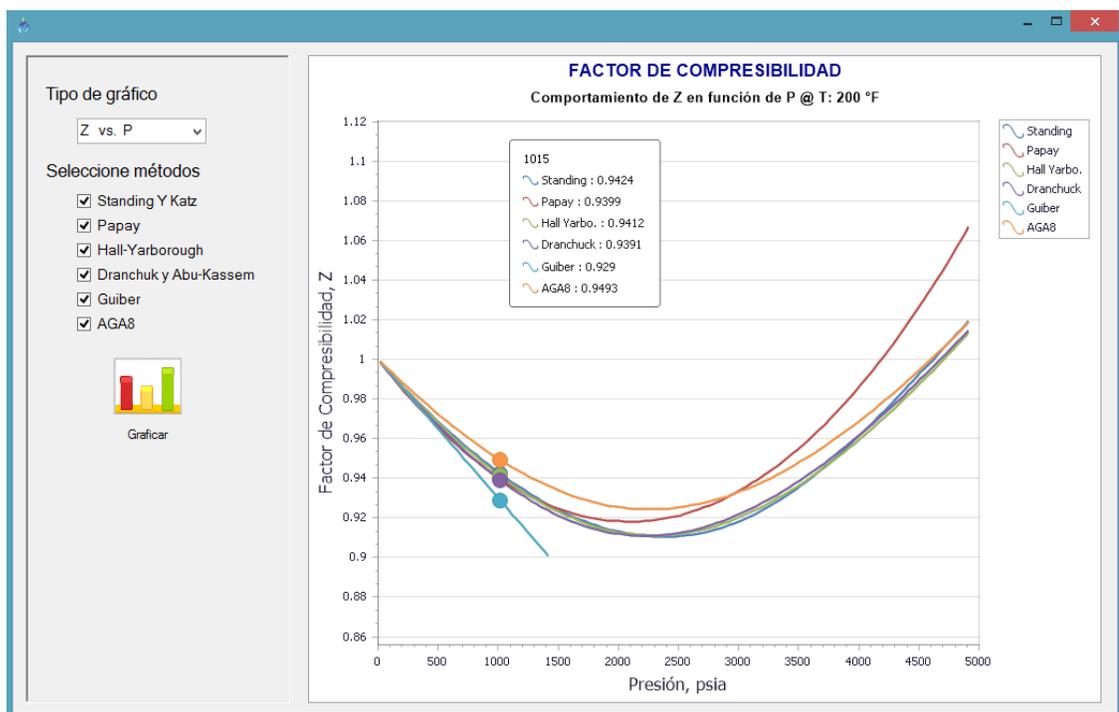
En esta ventana se visualiza el comportamiento del factor de compresibilidad Z en función de la presión a temperatura constante.

En el combo-box “tipo de gráfico” se pueden seleccionar dos tipos de gráfico: “Z vs P” y “Z vs sPr”, una vez sea seleccionado el tipo de gráfico, el usuario es libre de escoger el método que desee analizar dando “Click” en los “check-box” ubicados en la parte izquierda de la ventana; finalmente, para generar el gráfico se debe oprimir el botón “Graficar”.

**FIGURA 9. Ventana de gráficos**



**FIGURA 10. Gráfico simultáneo de dos o más métodos**



Cabe resaltar, que en un mismo gráfico se pueden seleccionar uno o más métodos, con el fin de hacer un análisis visual de la desviación que pueda tener el comportamiento de Z entre cada método. Además el gráfico de Z vs sPr está deshabilitado para el método AGA8 debido a que este no opera bajo las condiciones pseudoreducidas.

Durante la ejecución del programa, dado el caso que no se haya ingresado un dato o alguno esté de forma incorrecta, CATTLEYA le informará por medio de una ventana, sin afectar los datos ingresados, es decir, cuando aparece un mensaje de error el usuario lo lee, cierra la ventana del mensaje e inmediatamente puede corregir el dato erróneo y seguir con su análisis.

## CAPITULO 4. VALIDACIÓN DEL SOFTWARE CATTLEYA

### 4.1 VALIDACIÓN DEL MÉTODO AGA8 DETALLADO

En el proceso de validación del método AGA8 detallado se tomaron como base composiciones de diferentes gases encontradas en el reporte AGA-8<sup>7</sup>, como el Gulf Coast, el Amarillo, el Ekofisk, el High N<sub>2</sub> y el High CO<sub>2</sub>N<sub>2</sub>. En la **Tabla 2** se encuentra tabulada la composición de cada gas mencionado anteriormente en el orden con que se ingresa al software CATTLEYA.

**Tabla 2. Composición de gases naturales**

COMPONENTE	Gulf Coast	Amarillo	Ekofisk	High N <sub>2</sub>	High CO <sub>2</sub> .N <sub>2</sub>
<b>METANO</b>	96.5222	90.6724	85.9063	81.441	81.212
<b>NITRÓGENO</b>	0.2595	3.1284	1.0068	13.465	5.702
<b>DIOXIDO DE CARBONO</b>	0.5956	0.4676	1.4954	0.985	7.585
<b>ETANO</b>	1.8186	4.5279	8.4919	3.3	4.303
<b>PROPANO</b>	0.4596	0.828	2.3015	0.605	0.895
<b>SULFURO DE HIDROGENO</b>	0	0	0	0	0
<b>HIDRÓGENO</b>	0	0	0	0	0
<b>MONOXIDO DE CARBONO</b>	0	0	0	0	0
<b>I-BUTANO</b>	0.0977	0.1037	0.3486	0.1	0.151
<b>n-BUTANO</b>	0.1007	0.1563	0.3506	0.104	0.152
<b>I-PENTANO</b>	0.0473	0.0321	0.0509	0	0
<b>n-PENTANO</b>	0.0324	0.0443	0.048	0	0
<b>n-HEXANO</b>	0.0664	0.0393	0	0	0
<b>n-HEPTANO</b>	0	0	0	0	0
<b>n-OCTANO</b>	0	0	0	0	0
<b>n-NONANO</b>	0	0	0	0	0
<b>n-DECANO</b>	0	0	0	0	0
<b>ARGÓN</b>	0	0	0	0	0

Fuente. Reporte AGA-8. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases.

<sup>7</sup> Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases

En el reporte AGA8 también se encuentran los valores del factor de compresibilidad para diferentes presiones y temperaturas como lo muestra la **tabla 3**. Estos valores son exclusivamente para comprobar que el método ha sido desarrollado de la manera adecuada.

**Tabla 3. Valores de factor de compresibilidad Z para validación del método AGA8**

Temperatura °F	Presión psia	Gulf Coast	Amarillo	Ekofisk	High N2	High CO2
32	14.73	0.997406	0.9973	0.9968	0.997670	0.997207
32	100	0.982355	0.9816	0.9780	0.984188	0.980985
32	200	0.964648	0.9632	0.9558	0.968411	0.961854
32	400	0.929176	0.9262	0.9107	0.937108	0.923376
32	600	0.893928	0.8894	0.8649	0.906452	0.884920
32	800	0.859409	0.8533	0.8192	0.876929	0.847047
32	1000	0.826341	0.8187	0.7748	0.849159	0.810595
32	1200	0.795680	0.7868	0.7335	0.823883	0.776728
50	14.73	0.997707	0.9976	0.9971	0.997949	0.997531
50	100	0.984432	0.9838	0.9806	0.986107	0.983218
50	200	0.968877	0.9676	0.9610	0.972303	0.966411
50	400	0.937934	0.9353	0.9216	0.945093	0.932857
50	600	0.907485	0.9035	0.8822	0.918684	0.899675
50	800	0.877958	0.8727	0.8433	0.893470	0.867343
50	1000	0.849909	0.8434	0.8059	0.869925	0.836503
50	1200	0.824023	0.8164	0.7713	0.848583	0.807970
100	14.73	0.998363	0.9983	0.9979	0.998556	0.998233
100	100	0.988930	0.9885	0.9860	0.990258	0.988043
100	200	0.977982	0.9771	0.9721	0.980676	0.976194
100	400	0.956545	0.9547	0.9446	0.962084	0.952923
100	600	0.935904	0.9331	0.9178	0.944418	0.930426
100	800	0.916308	0.9127	0.8920	0.927895	0.908982
100	1000	0.898041	0.8936	0.8677	0.912751	0.888917
100	1200	0.881410	0.8763	0.8455	0.899227	0.870584
130	14.73	0.998660	0.9986	0.9983	0.998830	0.998551
130	100	0.990959	0.9906	0.9885	0.992127	0.990215
130	200	0.982066	0.9813	0.9771	0.984429	0.980571
130	400	0.964796	0.9633	0.9547	0.969620	0.961787

Temperatura °F	Presión psia	Gulf Coast	Amarillo	Ekofisk	High N <sub>2</sub>	High CO <sub>2</sub>
130	600	0.948352	0.9461	0.9332	0.955716	0.943829
130	800	0.932911	0.9299	0.9127	0.942869	0.926898
130	1000	0.918669	0.9150	0.8937	0.931237	0.911214
130	1200	0.905826	0.9016	0.8763	0.920975	0.897008

Fuente. Reporte AGA-8. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases.

Se ejecutó el programa para los cinco gases a condiciones de presión y temperatura mostradas en la tabla 3; luego se realizó la comparación tomando como dato real el valor del factor de compresibilidad del reporte AGA8 y como dato experimental el valor generado por CATTLEYA. El porcentaje de error se calculó mediante la siguiente relación:

$$\%diferencia = \frac{|Z_{Cattleya} - Z_{rep.AGA8}|}{Z_{rep.AGA8}} * 100\%$$

En la **tabla 4** se muestran los valores del factor de compresibilidad Z generados por CATTLEYA y el porcentaje de error respecto a los valores mostrados en el reporte AGA8 para el gas Gulf Coast, se encuentra un porcentaje de diferencia máximo de 0.08%.

**Tabla 4. Validación del método AGA8 utilizando el gas Gulf Coast**

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
32	14.73	0.997406	0.9974	0.0006
32	100	0.982355	0.9823	0.0056
32	200	0.964648	0.9646	0.0050
32	400	0.929176	0.9291	0.0082
32	600	0.893928	0.8938	0.0143
32	800	0.859409	0.8592	0.0243
32	1000	0.826341	0.8259	0.0534
32	1200	0.79568	0.795	0.0855
50	14.73	0.997707	0.9977	0.0007
50	100	0.984432	0.9844	0.0033
50	200	0.968877	0.9688	0.0079

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
50	400	0.937934	0.9379	0.0036
50	600	0.907485	0.9074	0.0094
50	800	0.877958	0.8778	0.0180
50	1000	0.849909	0.8496	0.0364
50	1200	0.824023	0.8235	0.0635
100	14.73	0.998363	0.9984	0.0037
100	100	0.98893	0.9889	0.0030
100	200	0.977982	0.978	0.0018
100	400	0.956545	0.9565	0.0047
100	600	0.935904	0.9358	0.0111
100	800	0.916308	0.9162	0.0118
100	1000	0.898041	0.8979	0.0157
100	1200	0.88141	0.8812	0.0238
130	14.73	0.99866	0.9987	0.0040
130	100	0.990959	0.991	0.0041
130	200	0.982066	0.9821	0.0035
130	400	0.964796	0.9648	0.0004
130	600	0.948352	0.9483	0.0055
130	800	0.932911	0.9328	0.0119
130	1000	0.918669	0.9185	0.0184
130	1200	0.905826	0.9056	0.0249

Fuente. Autores

En la **tabla 5** se hace la comparación para el gas amarillo y se halla una diferencia máxima de 0.09% a una temperatura de 32°F y presión de 1200 psia.

**Tabla 5. Validación del método AGA8 utilizando el gas Amarillo**

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
32	14.73	0.9973	0.9973	0.0000
32	100	0.9816	0.9816	0.0000
32	200	0.9632	0.9631	0.0104
32	400	0.9262	0.9261	0.0118
32	600	0.8894	0.8892	0.0214
32	800	0.8533	0.8531	0.0229

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
32	1000	0.8187	0.8181	0.0763
32	1200	0.7868	0.7860	0.0970
50	14.73	0.9976	0.9976	0.0000
50	100	0.9838	0.9838	0.0000
50	200	0.9676	0.9675	0.0100
50	400	0.9353	0.9352	0.0141
50	600	0.9035	0.9033	0.0268
50	800	0.8727	0.8724	0.0336
50	1000	0.8434	0.8429	0.0593
50	1200	0.8164	0.8157	0.0890
100	14.73	0.9983	0.9982	0.0094
100	100	0.9885	0.9884	0.0067
100	200	0.9771	0.977	0.0053
100	400	0.9547	0.9546	0.0091
100	600	0.9331	0.9331	0.0039
100	800	0.9127	0.9124	0.0296
100	1000	0.8936	0.8933	0.0337
100	1200	0.8763	0.8759	0.0417
130	14.73	0.9986	0.9986	0.0002
130	100	0.9906	0.9905	0.0071
130	200	0.9813	0.9812	0.0092
130	400	0.9633	0.9632	0.0057
130	600	0.9461	0.946	0.0075
130	800	0.9299	0.9297	0.0251
130	1000	0.9150	0.9148	0.0219
130	1200	0.9016	0.9013	0.0383

Fuente. Autores

Para el gas Ekofisk los resultados de la comparación entre el dato real y experimental del factor de compresibilidad se muestran en la **tabla 6**, además, se obtiene un porcentaje de diferencia máximo de 0.29% a una temperatura de 32°F y una presión de 1200 psia.

**Tabla 6. Validación del método AGA8 utilizando el gas Ekofisk**

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
32	14.73	0.9968	0.9968	0.0020
32	100	0.9780	0.9779	0.0128
32	200	0.9558	0.9557	0.0096
32	400	0.9107	0.9103	0.0384
32	600	0.8649	0.8643	0.0705
32	800	0.8192	0.8183	0.1130
32	1000	0.7748	0.7733	0.1908
32	1200	0.7335	0.7313	0.2954
50	14.73	0.9971	0.9971	0.0045
50	100	0.9806	0.9805	0.0056
50	200	0.9610	0.9609	0.0085
50	400	0.9216	0.9213	0.0304
50	600	0.8822	0.8817	0.0520
50	800	0.8433	0.8425	0.0957
50	1000	0.8059	0.8047	0.1515
50	1200	0.7713	0.7696	0.2157
100	14.73	0.9979	0.9979	0.0038
100	100	0.9860	0.986	0.0020
100	200	0.9721	0.972	0.0110
100	400	0.9446	0.9444	0.0217
100	600	0.9178	0.9175	0.0312
100	800	0.8920	0.8915	0.0581
100	1000	0.8677	0.867	0.0862
100	1200	0.8455	0.8445	0.1172
130	14.73	0.9983	0.9983	0.0004
130	100	0.9885	0.9884	0.0080
130	200	0.9771	0.977	0.0080
130	400	0.9547	0.9546	0.0141
130	600	0.9332	0.9329	0.0324
130	800	0.9127	0.9124	0.0380
130	1000	0.8937	0.8931	0.0643
130	1200	0.8763	0.8756	0.0812

Fuente. Autores

El gas High N<sub>2</sub> presenta una diferencia máxima de 0.15% a una temperatura de 32°F y una presión de 1200 psia luego de comparar los valores del factor de compresibilidad generados por CATTLEYA respecto a los valores presentados en el reporte AGA8. En la **tabla 7** se visualizan los porcentajes de error a otras condiciones.

**Tabla 7. Validación del método AGA8 utilizando el gas High N<sub>2</sub>**

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
32	14.73	0.99767	0.9977	0.0030
32	100	0.984188	0.9841	0.0089
32	200	0.968411	0.9682	0.0218
32	400	0.937108	0.9366	0.0542
32	600	0.906452	0.9057	0.0830
32	800	0.876929	0.876	0.1059
32	1000	0.849159	0.848	0.1365
32	1200	0.823883	0.8226	0.1557
50	14.73	0.997949	0.9979	0.0049
50	100	0.986107	0.986	0.0109
50	200	0.972303	0.9721	0.0209
50	400	0.945093	0.9447	0.0416
50	600	0.918684	0.9181	0.0636
50	800	0.89347	0.8926	0.0974
50	1000	0.869925	0.8689	0.1178
50	1200	0.848583	0.8474	0.1394
100	14.73	0.998556	0.9985	0.0056
100	100	0.990258	0.9902	0.0059
100	200	0.980676	0.9805	0.0179
100	400	0.962084	0.9618	0.0295
100	600	0.944418	0.9439	0.0548
100	800	0.927895	0.9273	0.0641
100	1000	0.912751	0.912	0.0823
100	1200	0.899227	0.8983	0.1031
130	14.73	0.99883	0.9988	0.0030
130	100	0.992127	0.9921	0.0027
130	200	0.984429	0.9843	0.0131
130	400	0.96962	0.9693	0.0330

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
130	600	0.955716	0.9553	0.0435
130	800	0.942869	0.9423	0.0603
130	1000	0.931237	0.9306	0.0684
130	1200	0.920975	0.9202	0.0841

Fuente. Autores

En la **tabla 8** se muestra la comparación para el gas High CO<sub>2</sub>N<sub>2</sub> y se visualiza un error máximo de 0.36% a una temperatura de 32°F y presión de 1200 psia.

**Tabla 8. Validación del método AGA8 utilizando el gas High CO<sub>2</sub> N<sub>2</sub>**

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
32	14.73	0.997207	0.9972	0.0007
32	100	0.980985	0.9808	0.0189
32	200	0.961854	0.9614	0.0472
32	400	0.923376	0.9225	0.0949
32	600	0.88492	0.8835	0.1605
32	800	0.847047	0.8451	0.2299
32	1000	0.810595	0.8082	0.2955
32	1200	0.776728	0.7739	0.3641
50	14.73	0.997531	0.9975	0.0031
50	100	0.983218	0.983	0.0222
50	200	0.966411	0.966	0.0425
50	400	0.932857	0.9321	0.0811
50	600	0.899675	0.8985	0.1306
50	800	0.867343	0.8657	0.1894
50	1000	0.836503	0.8345	0.2394
50	1200	0.80797	0.8056	0.2933
100	14.73	0.998233	0.9982	0.0033
100	100	0.988043	0.9879	0.0145
100	200	0.976194	0.9759	0.0301
100	400	0.952923	0.9523	0.0654
100	600	0.930426	0.9296	0.0888
100	800	0.908982	0.9078	0.1300
100	1000	0.888917	0.8875	0.1594

Temperatura °F	Presión psia	Factor Z Rep. AGA8	Factor Z Cattleya	% diferencia
<b>100</b>	1200	0.870584	0.8689	0.1934
<b>130</b>	14.73	0.998551	0.9985	0.0051
<b>130</b>	100	0.990215	0.9901	0.0116
<b>130</b>	200	0.980571	0.9803	0.0276
<b>130</b>	400	0.961787	0.9613	0.0506
<b>130</b>	600	0.943829	0.9431	0.0772
<b>130</b>	800	0.926898	0.9259	0.1077
<b>130</b>	1000	0.911214	0.91	0.1332
<b>130</b>	1200	0.897008	0.8956	0.1570

Fuente. Autores

Observando los porcentajes de error del grupo de gases estudiado, se tiene un porcentaje de diferencia máximo de 0.36% (gas High CO<sub>2</sub>), este valor no es muy representativo. Cabe destacar que los valores tomados como base para hacer la comparación se obtuvieron en 1994, año en el cual los ordenadores tenían menos capacidad de procesamiento de datos y además, se utilizó un lenguaje de programación Fortran; CATTLEYA por su parte, utiliza un lenguaje Visual Basic simplificando la programación, es más avanzado y maneja mayor número de decimales a la hora de hacer cálculos internamente.

## **CAPITULO 5. GENERACIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

El software implementado es una herramienta que brinda la posibilidad de calcular valores para el factor de compresibilidad por los métodos AGA8, Dranchuk-Abu-Kassem, Papay, Hall-Yarborough, Guiber y Standing-Katz a diferentes presiones y temperaturas, con el fin de realizar un análisis de los resultados del factor de compresibilidad de los métodos alternativos respecto al gráfico de Standing y Katz. Para ello, se han seleccionado dos gases producidos en Colombia con características composicionales diferentes: Guajira y Cusiana. Además, se tiene en cuenta la temperatura mínima de entrega de un gas en el punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte (45°F) establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG<sup>8</sup>.

### **5.1 ANÁLISIS DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD EN EL GAS GUAJIRA**

La producción de gas natural en La Guajira se concentra en los campos de Chuchupa y Ballena, los cuales están localizados en el litoral Caribe colombiano suministrando cerca del 66% del gas de Colombia, lo que refleja la importancia de éstos para atender las necesidades energéticas del país. Este gas se caracteriza principalmente por su alto contenido de metano (C1), la **tabla 9** muestra la composición del gas Guajira.

**Tabla 9. Composición del gas Guajira**

<b>COMPONENTE</b>	<b>% molar</b>
<b>METANO</b>	98
<b>NITRÓGENO</b>	1.395
<b>DIOXIDO DE CARBONO</b>	0.242
<b>ETANO</b>	0.249
<b>PROPANO</b>	0.054
<b>I-BUTANO</b>	0.025

<sup>8</sup> Resolución CREG 054 de 2007

COMPONENTE	% molar
n-BUTANO	0.009
I-PENTANO	0.008
n-PENTANO	0.001
n-HEXANO	0.018

Fuente: Ecopetrol - Gerencia de Gas, Junio de 2004

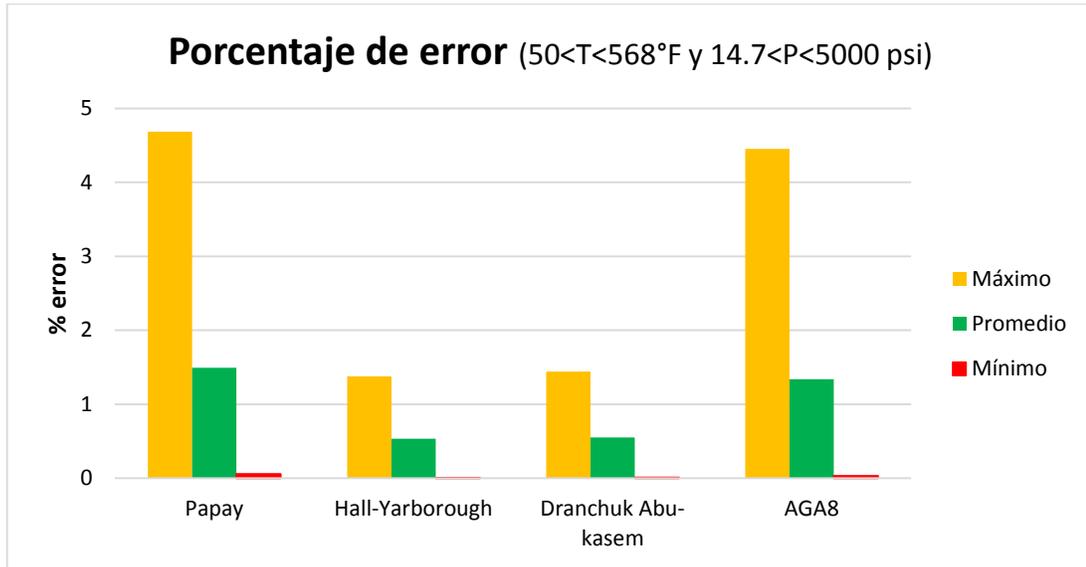
Se generaron datos para presiones entre 14.7 y 5000 psi con un incremento de 100 psi, temperaturas entre 50 y 568 °F ( $1.5 < sTr < 3.0$ ), buscando valores de temperaturas pseudoreducidas ajustadas a la gráfica de Standing y Katz evitando así, errores de interpolación o aproximación. Se calcularon valores del factor de compresibilidad por cada método y se halló el porcentaje de error máximo, mínimo y promedio para la serie de datos a cada temperatura pseudoreducida respecto a los valores del factor de compresibilidad de Standing y Katz. Adicionalmente, se encontraron los porcentajes de error promedio para diferentes condiciones del gas a presiones de yacimiento, transporte y distribución.

Teniendo en cuenta los rangos de aplicación de presión y temperatura pseudoreducida establecidos para cada metodología, el método Guiber solamente se analizó a condiciones de distribución.

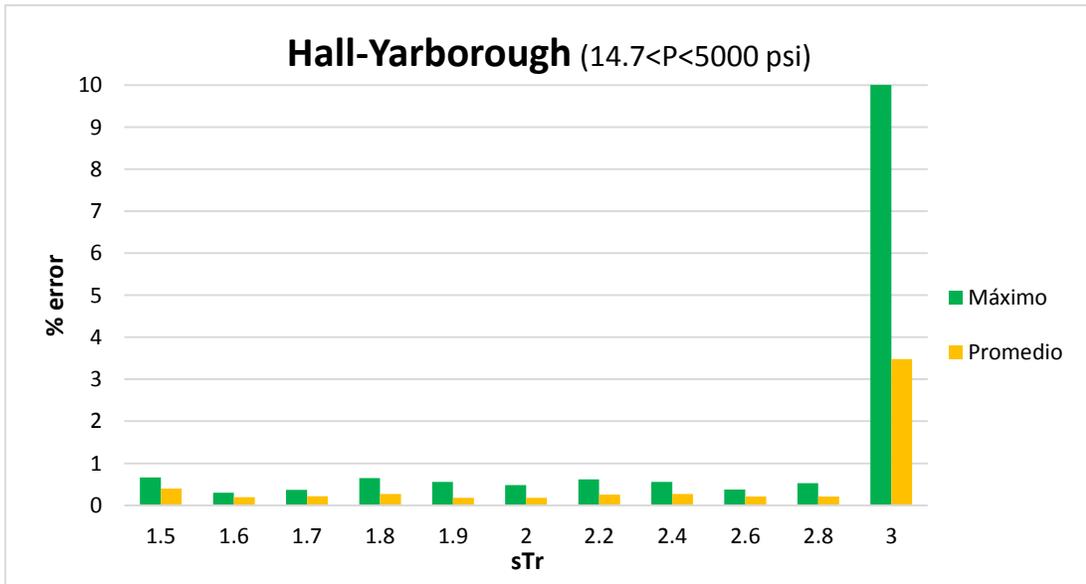
En la **figura 11** se puede contemplar la desviación de los métodos mencionados respecto a Standing y Katz. Se detecta que el método con menor porcentaje de error es Hall-Yarborough con un error promedio de 0.53%, luego Dranchuk Abu-Kassem con un valor de 0.55%; seguidamente se encuentra AGA8 con un error promedio igual a 1.34% y finalmente el método de Papay presenta un error de 1.49%.

El seguimiento del método Hall-Yarborough a lo largo de la temperatura pseudoreducida, muestra una desviación mayor a valores altos de temperatura ( $sTr=3.0$ ) como se detalla en la **figura 12**. Exactamente este valor de factor de compresibilidad se encuentra a una presión de 5000 psi y temperatura de 568°F.

**Figura 11. Porcentaje de error del factor de compresibilidad en el gas Guajira**



**Figura 12. Error máximo y promedio del método Hall-Yarborough en el gas Guajira**



Cabe aclarar que en la figura 12 no fue conveniente graficar el error mínimo debido a sus valores insignificantes (0% -0.02%). Además, la desviación estándar

del error promedio muestra baja dispersión en los datos con un valor de 0.97 indicando que no hay temperaturas en que se produzcan errores significativos excepto a  $sTr= 3.0$  que denota mayor error en el gas estudiado.

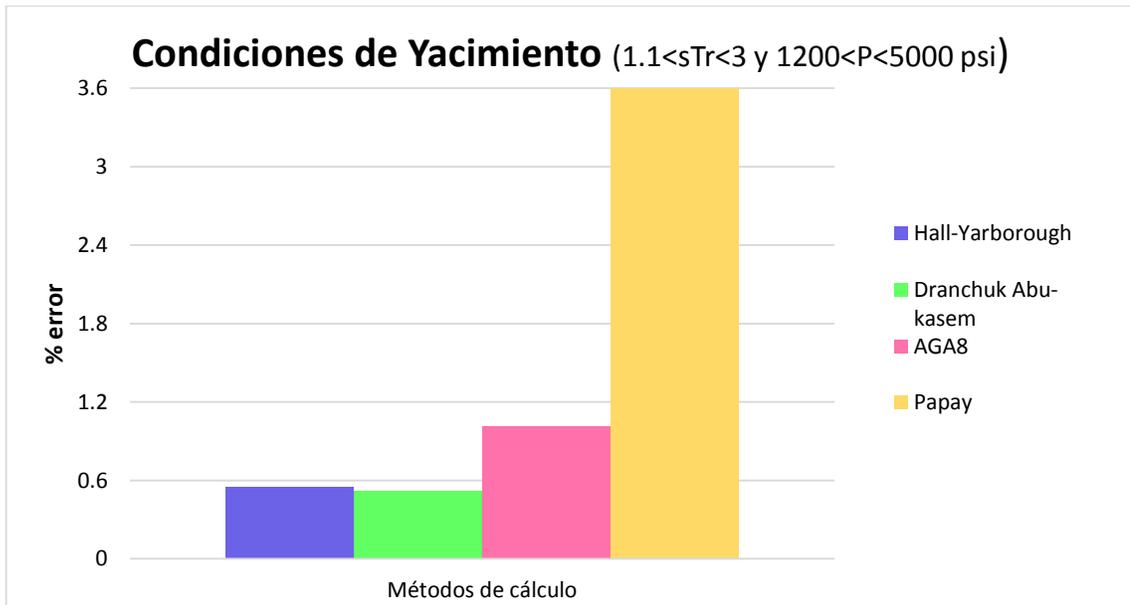
### **5.1.1 Análisis del factor de compresibilidad del gas Guajira a condiciones de yacimiento**

Durante el desarrollo del proyecto se ha definido un intervalo de presión entre 1200 y 5000 psi para condiciones de yacimiento. Aplicando este supuesto, se calcularon los valores para el factor de compresibilidad por los diferentes métodos a temperaturas pseudoreducidas entre 1.1 y 3.0. Cabe destacar, que el software internamente computó porcentajes de error para cada temperatura incrementando la presión en 50 psi y arrojó un porcentaje de error promedio en cada temperatura.

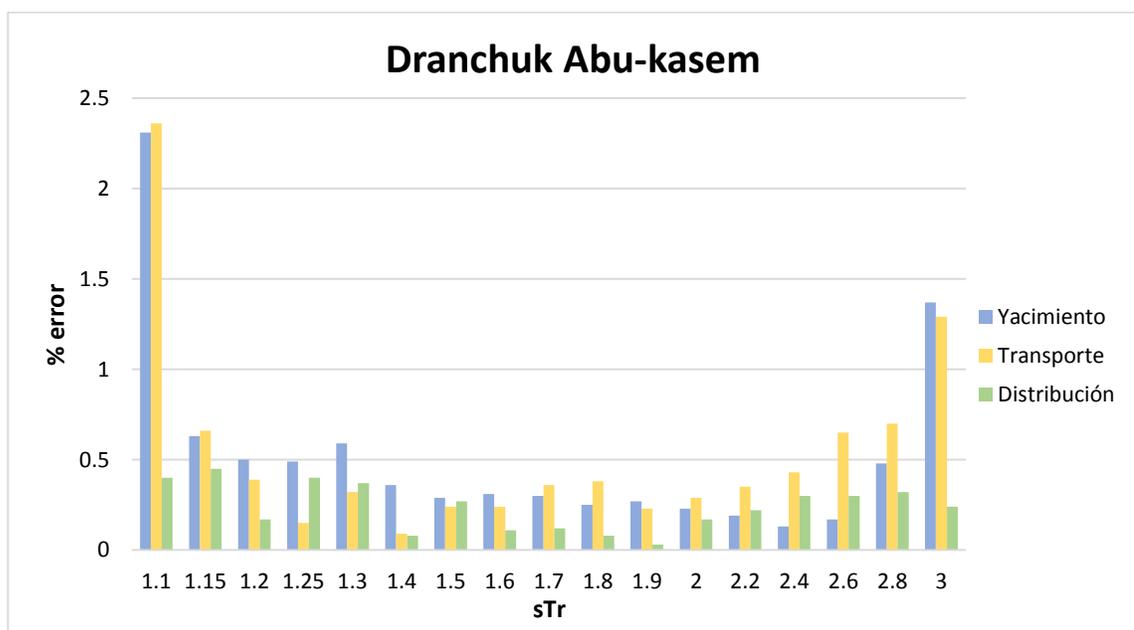
La **figura 13** muestra en detalle el orden de precisión al utilizar los métodos alternativos a Standing y Katz para el cálculo del factor de compresibilidad de un gas a condiciones de yacimiento. Se manifiesta el menor porcentaje de error para el método Dranchuk Abu-Kassem con un valor de 0.52%, seguidamente Hall-Yarborough con un error promedio de 0.55%, posteriormente el método AGA8 con un valor de 1.01%; luego se tiene el método de Papay que presenta un error de 3.62%.

En las figuras 14 a 18 se detallan los porcentajes de error respecto a Standing y Katz al aplicar cada método alternativo para las condiciones de un gas de yacimiento, transporte y distribución. Además, la **tabla 10** muestra la distribución normal de los errores presentados por cada método. Las figuras se generaron a partir de la data presentada en el **anexo 3**.

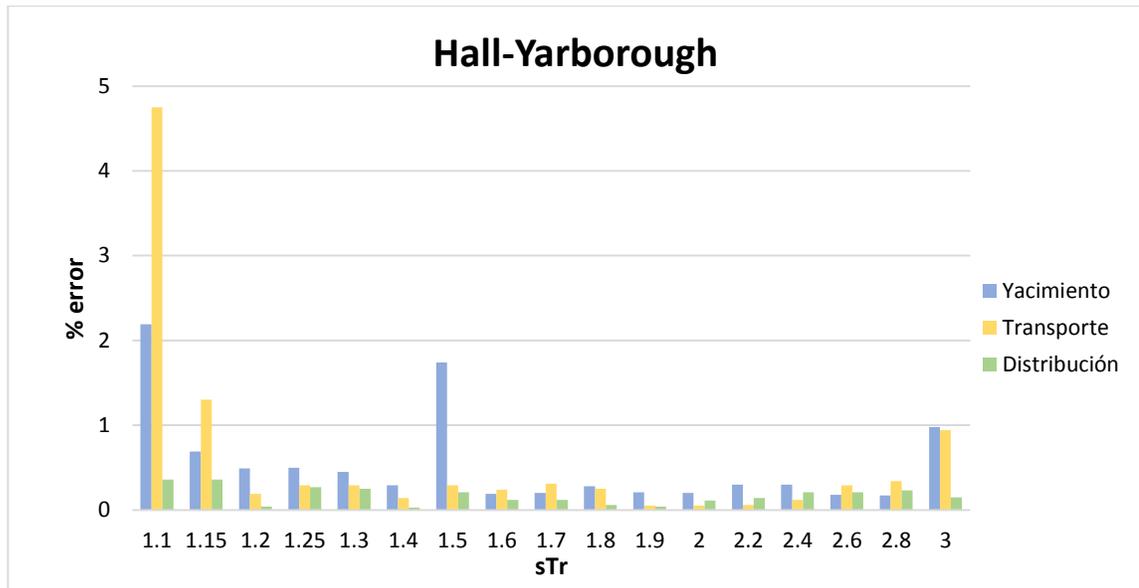
**Figura 13. Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de yacimiento para el gas Guajira**



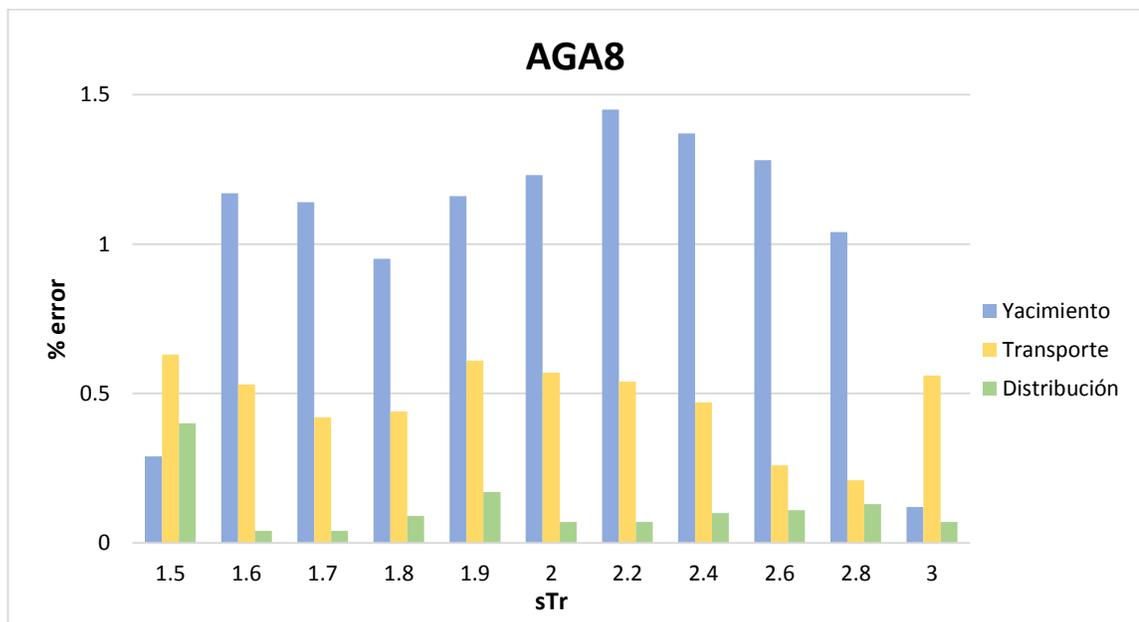
**Figura 14. Desviación del método de Dranchuk Abu-Kassem a diferentes condiciones de presión del gas Guajira**



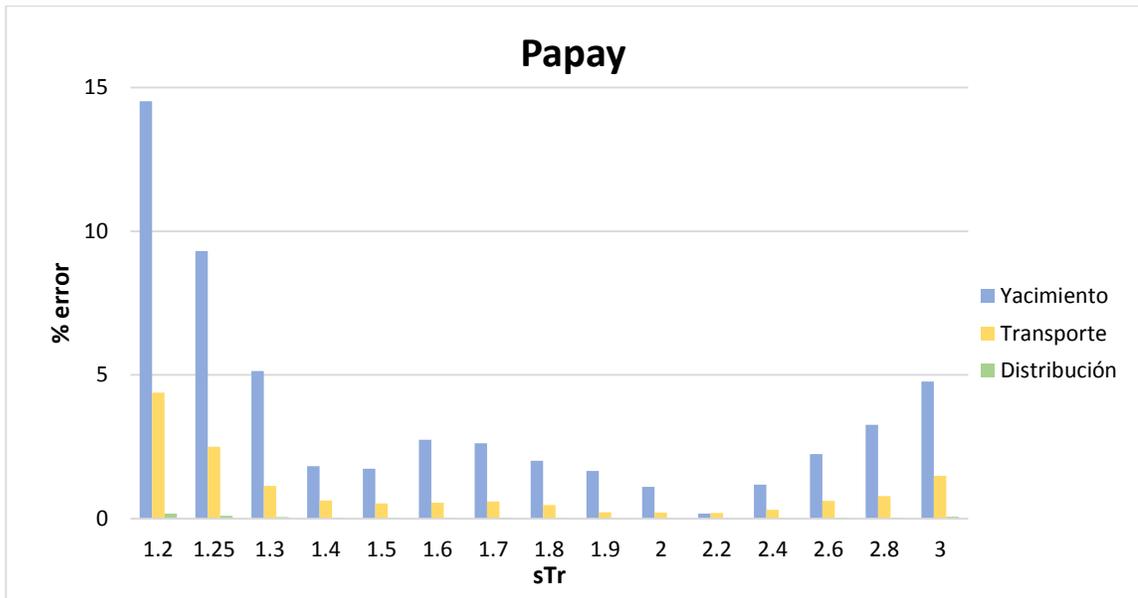
**Figura 15. Desviación del método de Hall-Yarborough a diferentes condiciones de presión del gas Guajira**



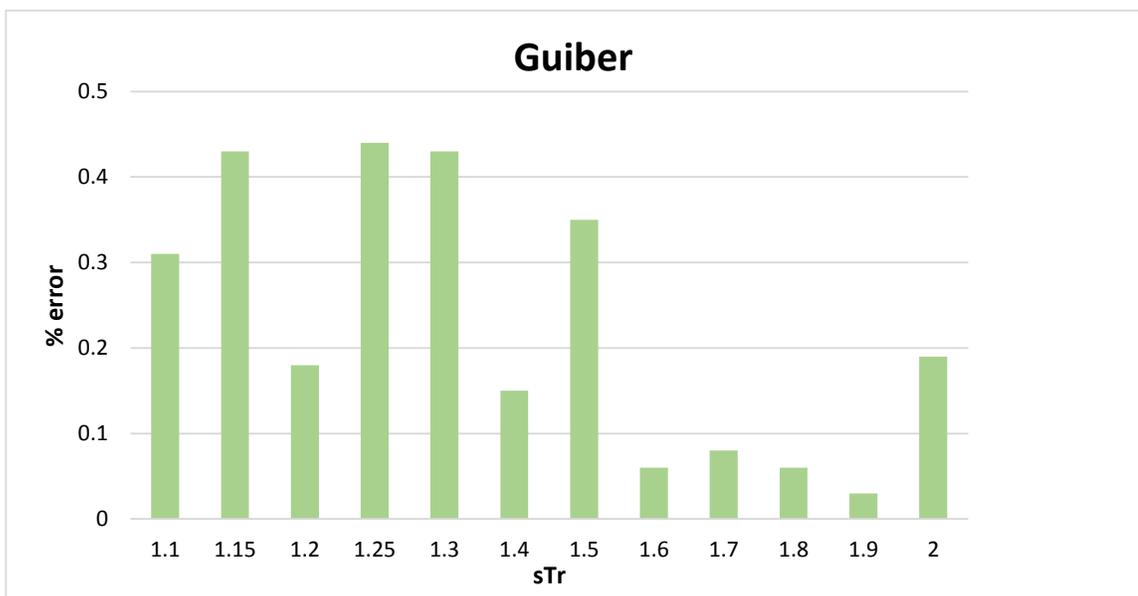
**Figura 16. Desviación del método AGA8 a diferentes condiciones de presión del gas Guajira**



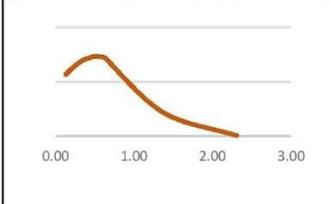
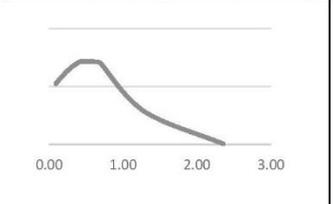
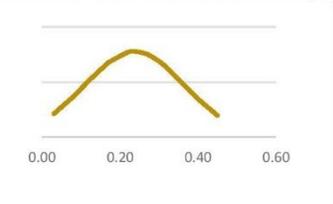
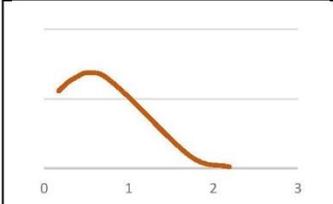
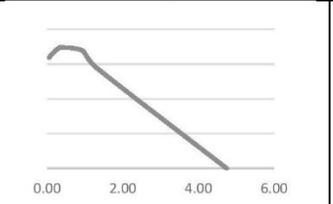
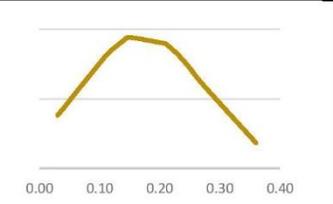
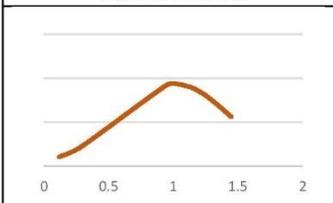
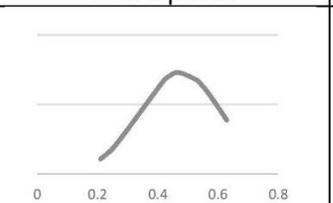
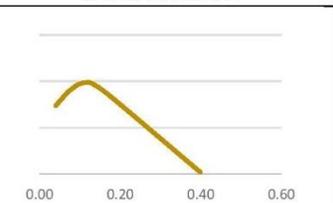
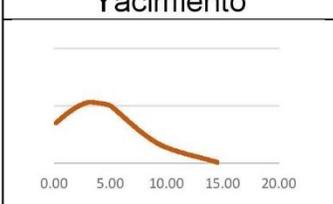
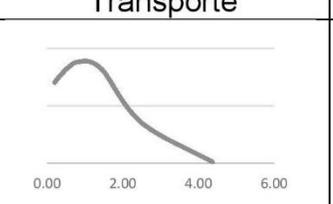
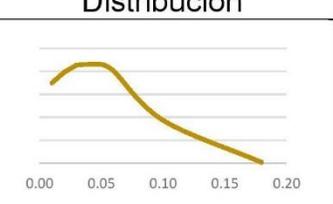
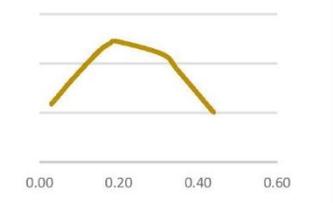
**Figura 17. Desviación del método de Papay a diferentes condiciones de presión del gas Guajira**



**Figura 18. Desviación del método de Guiber a condiciones de presión de distribución del gas Guajira**



**Tabla 10. Distribución normal de los porcentajes de error presentes en cada método alternativo a Standing y Katz en el gas Guajira**

<b>Método de Dranchuk Abu-Kassem</b>		
Yacimiento	Transporte	Distribución
		
<b>Método de Hall-Yarborough</b>		
Yacimiento	Transporte	Distribución
		
<b>Método AGA8</b>		
Yacimiento	Transporte	Distribución
		
<b>Método de Papay</b>		
Yacimiento	Transporte	Distribución
		
<b>Método de Guiber</b>		
Distribución		

El estudio de la exactitud del método Dranchuk Abu-Kassem a lo largo de la temperatura pseudoreducida, muestra una desviación estándar de 0.54 evidenciando poca dispersión en los errores. La **figura 14** detalla un error máximo de 2.3% a una  $sTr=1.1$  que a su vez, es la temperatura más cercana al límite inferior del rango de aplicación del método; para las temperaturas pseudoreducidas entre 1.15 y 2.8 se presentan errores menores a 0.63%, destacando a 0.13% como el mínimo porcentaje de error manifestado a una  $sTr=2.4$ ; luego el error promedio aumenta significativamente a 1.37% a la temperatura pseudoreducida de 3.0 que se define como el límite del intervalo de aplicación de esta metodología.

El método de Hall-Yarborough alcanza el mayor porcentaje de error de 2.19% para las condiciones de yacimiento a una temperatura pseudoreducida de 1.1 que es la más cercana al límite inferior del intervalo de aplicación del método (**figura 15**). Los porcentajes de error disminuyen gradualmente hasta llegar a un error mínimo del 0.29% a  $sTr=1.4$ ; posteriormente, el error se eleva drásticamente a 1.74% a una temperatura pseudoreducida de 1.5 y después se mantiene por debajo de 0.3% hasta que llega a una  $sTr=3$  donde obtiene un error del 0.9%. La variación en el error promedio alcanza una desviación estándar de 0.57 el cual revela poca dispersión en los errores.

**La figura 16** muestra en detalle los porcentajes de error ocasionados al calcular el factor de compresibilidad con el método AGA8 en lugar de Standing y Katz, alcanzando un error máximo de 1.45% a una temperatura pseudoreducida de 2.2 y el mínimo porcentaje de error es 0.12% a una  $sTr=3$ . Aunque la desviación estándar adquiere un valor de 0.42, es claro en el gráfico que los errores dan relativamente altos respecto a las metodologías anteriores.

La desviación del método de Papay en el cálculo del factor de compresibilidad respecto a Standing-Katz detallada en la **figura 17** muestra a condiciones de yacimiento (1200-5000 psi) un error mayor de 14.5% a temperatura

pseudoreducida de 1.2, cabe aclarar que este es el límite inferior del rango de aplicación del método; a medida que la temperatura aumenta el porcentaje de error va disminuyendo hasta 1.74% a  $sTr=1.5$ , luego aumenta a 2.7% a  $sTr=1.6$  y vuelve a disminuir hasta 0.18% en una temperatura pseudoreducida de 2.2; posteriormente el porcentaje de error va aumentando a medida que se acerca al límite superior del rango de aplicación del método ( $sTr=3$ ) donde adquiere un error del 4.7%. Además, la desviación estándar del porcentaje de error promedio es 3.7 mostrando poca dispersión en los valores.

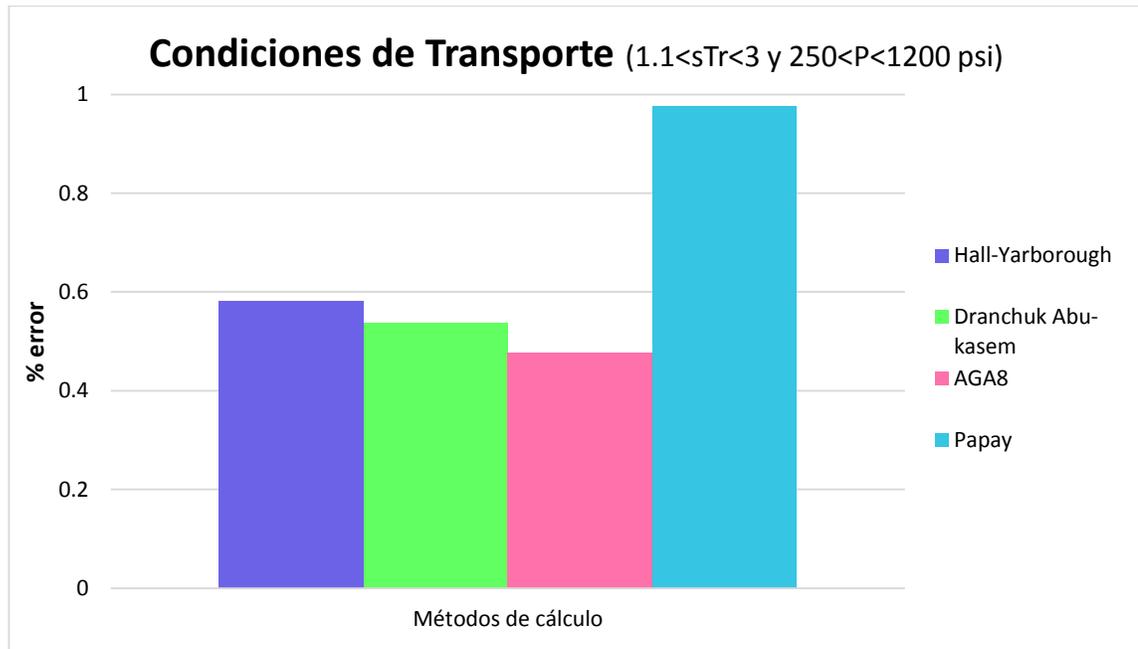
### **5.1.2 Análisis del factor de compresibilidad del gas Guajira a condiciones de transporte**

Los datos se generaron en un rango de presión de 250 a 1200 psi considerando el gas Guajira a condiciones de transporte. El software internamente computó porcentajes de error para temperaturas pseudoreducida entre 1.1 y 3.0 incrementando la presión en 50 psi obteniendo así, un error promedio para cada temperatura pseudoreducida.

El método AGA8 presenta menor porcentaje de error en relación a Standing y Katz para factores de compresibilidad computados a diversas temperaturas pseudoreducidas en el intervalo de presión correspondiente.

En la **figura 19** se detalla la desviación de cada método en el cálculo del factor de compresibilidad de un gas a condiciones de transporte respecto a Standing y Katz. Se observa el menor porcentaje de error de 0.47% correspondiente al método de AGA8 como se mencionó anteriormente. En cuanto a Dranchuk Abu-Kassem, Hall-Yarborough y Papay, hay poca diferencia entre ellos presentando porcentajes de error de 0.53%, 0.58% y 0.97% respectivamente.

**Figura 19. Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de transporte para el gas Guajira**



Explorando la desviación del método de AGA8 que impide su exactitud a Standing y Katz, se evidencia en la **figura 16** que el error a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas trabajadas oscila entre 0.63% y 0.21%. Se aprecia además, un comportamiento irregular de los porcentajes de error al no seguir una tendencia al aumentar o disminuir la temperatura, sin embargo, la desviación estándar toma un valor de 0.13 revelando una mínima dispersión de los valores del error.

El método consecutivo en orden descendente de exactitud para las condiciones de transporte de gas, corresponde a Dranchuk Abu-Kassem y los errores promedios se muestran en detalle **la figura 14**. Al igual que para las condiciones de yacimiento, el error mayor se da a una temperatura pseudoreducida de 1.1 con un valor de 2.36%, luego disminuye conservando porcentajes de error inferiores a 0.6% hasta una  $sTr=1.4$  donde alcanza el mínimo error (0.09%). Seguidamente el error promedio mantiene valores por debajo de 0.6% hasta una

temperatura pseudoreducida de 2.8 y finalmente aumenta considerablemente el porcentaje de error a 1.29% a una  $sTr=3$ . En cuanto a la desviación estándar, toma un valor de 0.54 del cual se puede interpretar poca dispersión de los errores.

La desviación del método de Hall-Yarborough en el cálculo del factor de compresibilidad respecto a Standing-Katz a condiciones de transporte detallada en la **figura 15**, muestra el mayor porcentaje de error promedio de 0.47% correspondiente a una temperatura pseudoreducida de 1.1, luego el porcentaje de error promedio oscila entre valores menores a 0.34% para temperaturas pseudoreducidas entre 1.2 y 2.8; posteriormente el error aumenta adquiriendo un valor de 0.94% a  $sTr=3$ . La desviación estándar por su parte, adquiere un valor de 1.12 que marca la variación del porcentaje de error a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas.

Finalmente, se tiene el método de Papay que alcanza el mayor porcentaje de error de 4.38% a una temperatura pseudoreducida de 1.2 que corresponde al límite inferior del intervalo de aplicación del método (**figura 17**). Los porcentajes de error disminuyen gradualmente hasta llegar a un error mínimo del 0.2% a  $sTr=0.2$ ; posteriormente, la desviación vuelve a aumentar a medida que se acerca al límite superior del rango de aplicación del método ( $sTr=3$ ) donde obtiene un error del 1.4%. A pesar de esta variación en el error promedio, la desviación estándar muestra poca dispersión en los datos al obtener un valor de 1.1 en la misma.

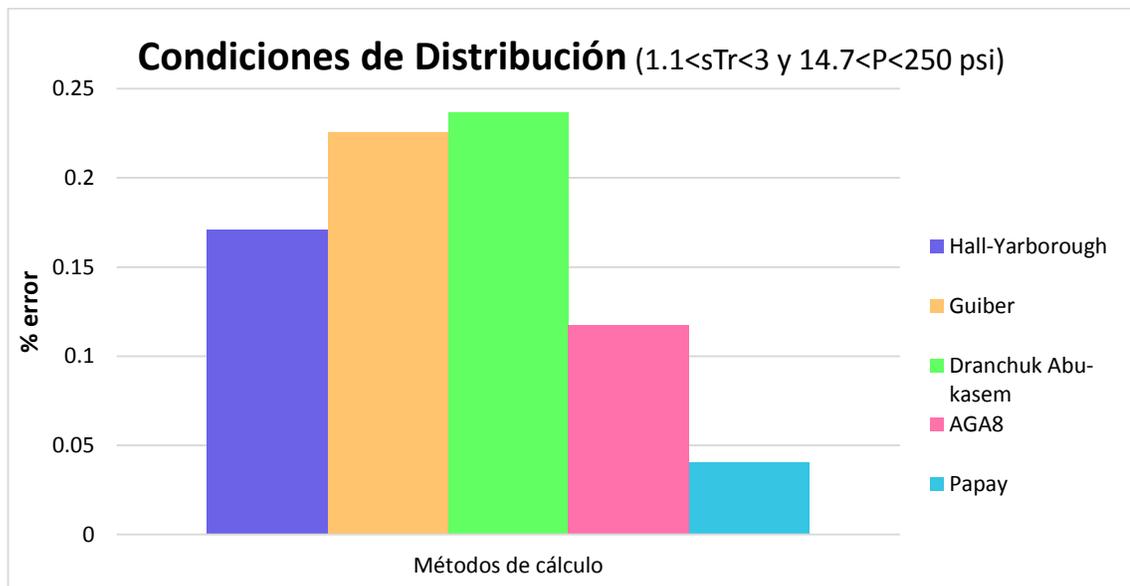
### **5.1.3 Análisis del factor de compresibilidad del gas Guajira a condiciones de distribución**

Durante la generación de datos se ha tomado un intervalo de presión entre 14.7 y 250 psi para condiciones de distribución con un incremento de presión de 10 psi y temperaturas pseudoreducidas entre 1.1 y 3.0, es importante omitir los

valores del factor de compresibilidad obtenidos por el método de Guiber si la temperatura pseudoreducida supera el rango de aplicación ( $1 < sTr < 2.0$ ) con el fin de lograr un correcto análisis. Se calculan los valores para el factor de compresibilidad por los diferentes métodos y se realiza la comparación notando rápidamente que el método de Papay es el más próximo a Standing y Katz bajo estas condiciones.

La **figura 20** muestra porcentajes de error menores a 0.23% en la aplicación de métodos alternativos a Standing y Katz para calcular el factor de compresibilidad de un gas a condiciones de distribución. El menor porcentaje de error es 0.04% y corresponde al método de Papay; posteriormente se tiene un orden descendente de precisión para los métodos AGA8, Hall-Yarborough, Guiber y Dranchuk Abu-Kassem con errores promedios de 0.11%, 0.17%, 0.22%, y 0.23% respectivamente.

**Figura 20. Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de distribución para el gas Guajira**



La variación de la precisión del método de Papay en el cálculo del factor de compresibilidad respecto a Standing-Katz a lo largo de la temperatura pseudoreducida detallada en la **figura 17**, muestra el mayor porcentaje de error promedio de 0.18% correspondiente a una temperatura pseudoreducida de 1.2, luego el porcentaje de error promedio va disminuyendo hasta un valor mínimo de 0.01% para temperaturas pseudoreducidas de 1.9, 2, 2.2 y 2.4; posteriormente el error vuelve a aumentar hasta adquirir un valor de 0.06% a  $sTr=3$  correspondiente al límite superior de la temperatura pseudoreducida en el rango de aplicación del método. La desviación estándar por su parte, adquiere el valor mínimo comparado con los otros métodos a estas condiciones de presión, con un valor de 0.04 revelando su óptima utilización como método alternativo a Standing y Katz.

**La figura 16** muestra en detalle los porcentajes de error ocasionados al calcular el factor de compresibilidad con el método AGA8 en lugar de Standing y Katz, alcanzando un error máximo de 0.4% a una temperatura pseudoreducida de 1.5 y el mínimo porcentaje de error es 0.04% a una  $sTr$  de 1.6 y 1.7. Se presentan errores menores a 0.17% a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas entre 1.8 y 3. Además, la desviación estándar adquiere un valor de 0.11 reflejando gran exactitud en la metodología.

La desviación del método de Hall-Yarborough en el cálculo del factor de compresibilidad respecto a Standing-Katz detallada en la **figura 15** muestra a condiciones distribución un error mayor de 0.36% a temperatura pseudoreducida de 1.1 y 1.15, luego los porcentajes de error oscilan entre 0.27% y 0.04% hasta la llegar a la temperatura pseudoreducida de 3 con un error de 0.15%. La variación de los errores promedios de este método señala una desviación estándar muy baja equivalente a 0.10.

El cálculo de factores de compresibilidad por medio del método de Guiber presenta porcentajes de error menores a 0.44% comparado con los generados

mediante el método Standing y Katz para las condiciones de presión de distribución del gas. A lo largo de las temperaturas pseudoreducidas, los errores adquieren una desviación estándar de 0.15 manifestando muy poca dispersión en dichos valores. Cabe destacar que el error mayor (0.44%) se da a una temperatura pseudoreducida de 1.25 y el mínimo presentado es 0.03% a una  $sTr= 1.9$ .

Finalmente se tiene el método de Dranchuk Abu-Kassem el cual alcanza una desviación estándar de 0.23 evidenciando poca dispersión en los errores. La **figura 14** detalla un error máximo de 0.45% a una  $sTr=1.15$ ; para las temperaturas pseudoreducidas entre 1.2 y 3.0 se presentan errores menores a 0.4%, destacando a 0.03% como el mínimo porcentaje de error manifestado a una  $sTr=1.9$ . En general, los porcentajes de error promedio no presentan una tendencia definida al aumentar o disminuir la temperatura pseudoreducida.

## 5.2 ANÁLISIS DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD EN EL GAS CUSIANA

La planta de producción de gas natural de Cusiana se ubica en el municipio de Yopal-Casanare en Colombia. Allí se producen 270 millones de pies cúbicos diarios de gas (Mpcd) que abastecen parte del mercado interior del país, se considera la segunda planta del país, después de la ubicada en La Guajira. La **tabla 11** muestra las características composicionales del gas Cusiana.

La generación de datos para encontrar la desviación de los métodos alternativos a Standing y Katz se realiza de forma análoga al análisis realizado para el gas Guajira; sin embargo, el rango de temperatura se toma entre 42 y 742 °F ( $1.25 < sTr < 3.0$ ) a causa de las diferencias composicionales entre ambos gases. El gas Cusiana presenta menor cantidad de metano y mayor cantidad de etano con relación al gas Guajira ocasionando diferencias marcadas en las condiciones pseudocríticas de cada gas. El rango de presión tomado fue de 14.7 a 5000 psi

con un incremento de 100 psi para calcular valores del factor de compresibilidad a cada temperatura correspondiente.

**Tabla 11. Composición del gas Cusiana**

COMPONENTE	% molar
<b>METANO</b>	74.78
<b>NITRÓGENO</b>	0.57
<b>DIOXIDO DE CARBONO</b>	5.06
<b>ETANO</b>	10.99
<b>PROPANO</b>	5.12
<b>I-BUTANO</b>	0.96
<b>n-BUTANO</b>	1.27
<b>I-PENTANO</b>	0.43
<b>n-PENTANO</b>	0.33
<b>n-HEXANO</b>	0.27
<b>n-HEPTANO</b>	0.22
<b>n-DECANO</b>	0.01

Fuente: Ecopetrol - Gerencia de Gas, Junio de 2004

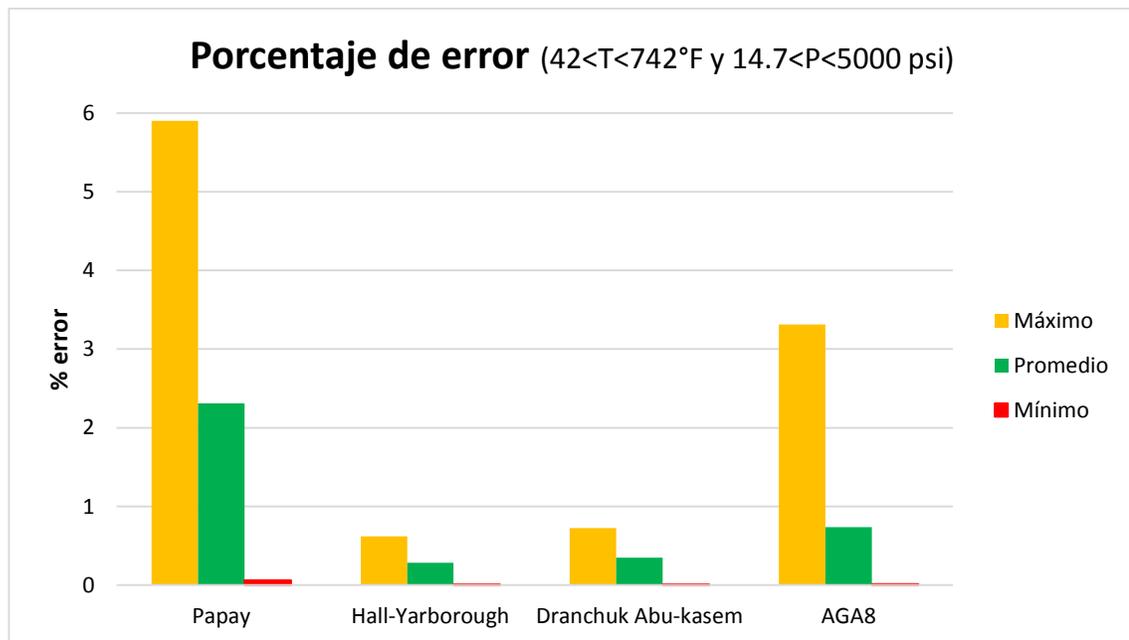
En la **figura 21** se puede detallar la desviación de los métodos AGA8, Dranchuk-Abu-Kassem, Papay, Hall-Yarborough, respecto a Standing y Katz. Se detecta que el método con menor porcentaje de error es Hall-Yarborough con un error promedio de 0.28%, luego Dranchuk Abu-Kassem con un valor de 0.34%; seguidamente se encuentra AGA8 con un error promedio igual a 0.73%; posteriormente el método de Papay presenta un error de 2.30%.

Para este análisis general no fue conveniente comparar el método de Guiber respecto a Standing y Katz debido a que las condiciones pseudoreducidas a valores altos de presión y temperatura no se ajustan al rango de aplicación; sin embargo, a condiciones de presión de distribución es válido realizar la

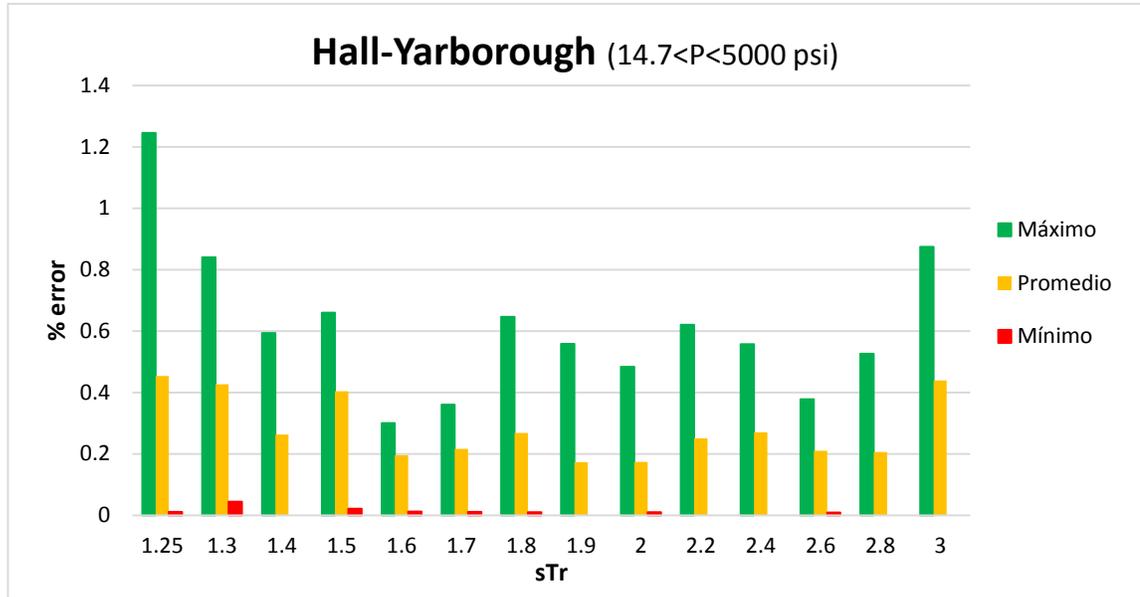
comparación teniendo en cuenta que la temperatura pseudoreducida no supere el límite ( $1 < sTr < 2$ ).

El seguimiento de la desviación del método de Hall-Yarborough a lo largo de la temperatura pseudoreducida no muestra una tendencia definida con el aumento o disminución de ésta como se detalla en la **figura 22**. Cabe destacar que los porcentajes de error mayores se ubican a una temperatura pseudoreducida de 1.25 y 3 (1.24% y 0.87% respectivamente)

**Figura 21. Porcentajes de error del factor de compresibilidad en el gas Cusiana**



**Figura 22. Porcentajes de error de Hall-Yarborough en el gas Cusiana**

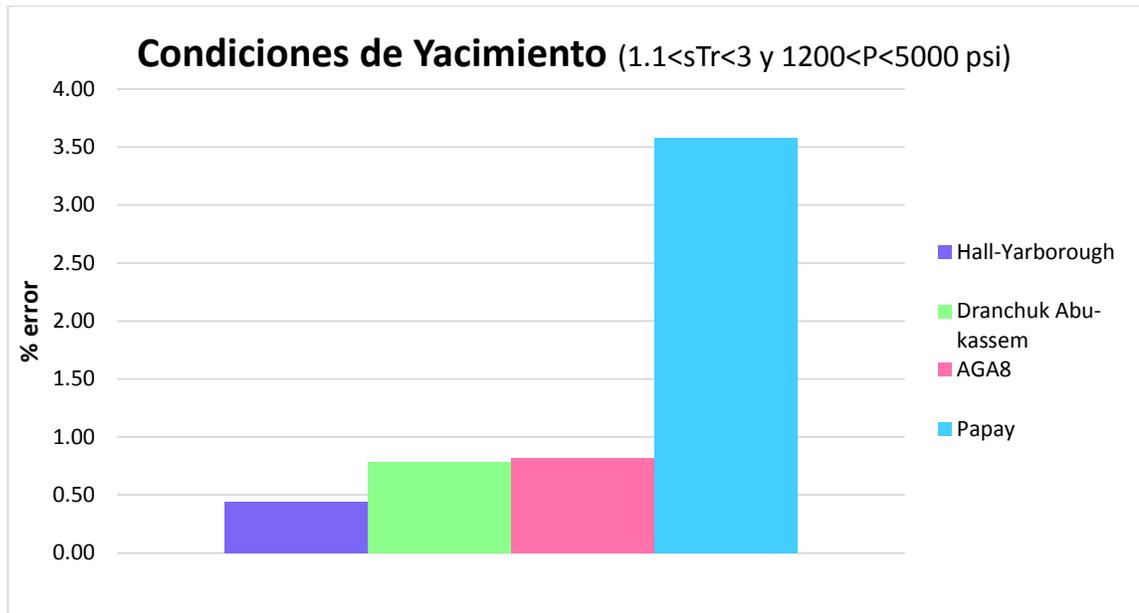


### 5.2.1 Análisis del factor de compresibilidad del gas Cusiana a condiciones de yacimiento

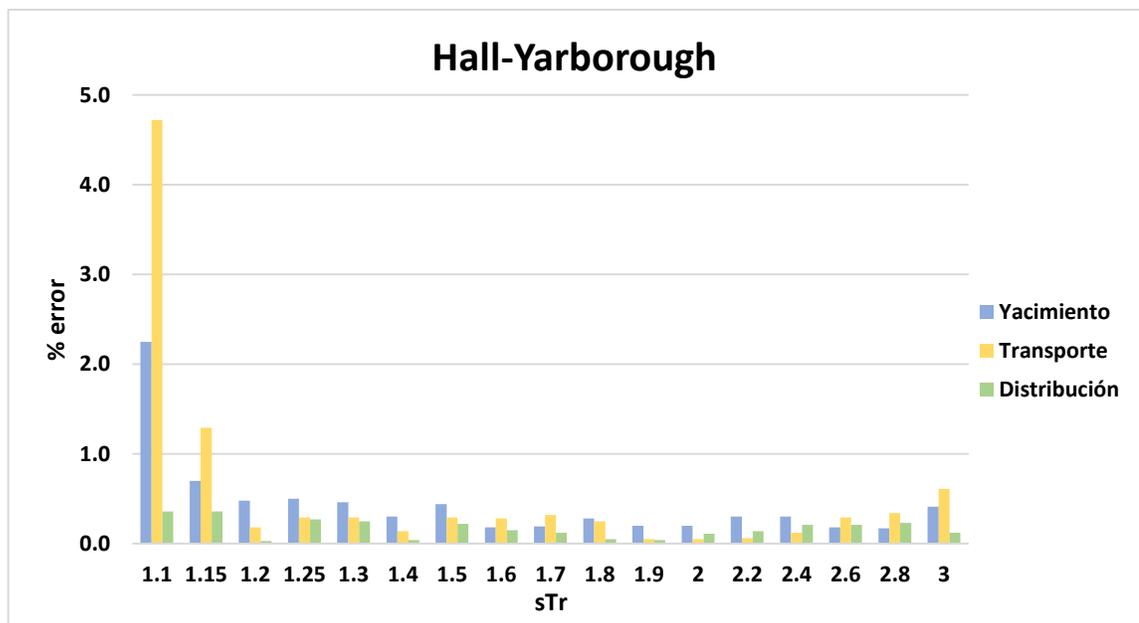
En el intervalo de presión de 1200 a 5000 psi definido como condiciones de yacimiento se calcularon los valores para el factor de compresibilidad por los diferentes métodos a temperaturas pseudoreducidas entre 1.1 y 3.0, se manifiesta el menor porcentaje de error para el método Hall-Yarborough con un valor de 0.44%, seguidamente Dranchuk Abu-Kassem con un error promedio de 0.79%, posteriormente el método AGA8 con un valor de 0.82%; luego se tiene el método de Papay que presenta un error de 3.58%. (Figura 23)

En las figuras 24 a 28 se detallan los porcentajes de error respecto a Standing y Katz al aplicar cada método alternativo para las condiciones de un gas de yacimiento, transporte y distribución. Además, la **tabla 12** muestra la distribución normal de los errores presentados por cada método. Las figuras se generaron a partir de la data presentada en el **anexo 4**.

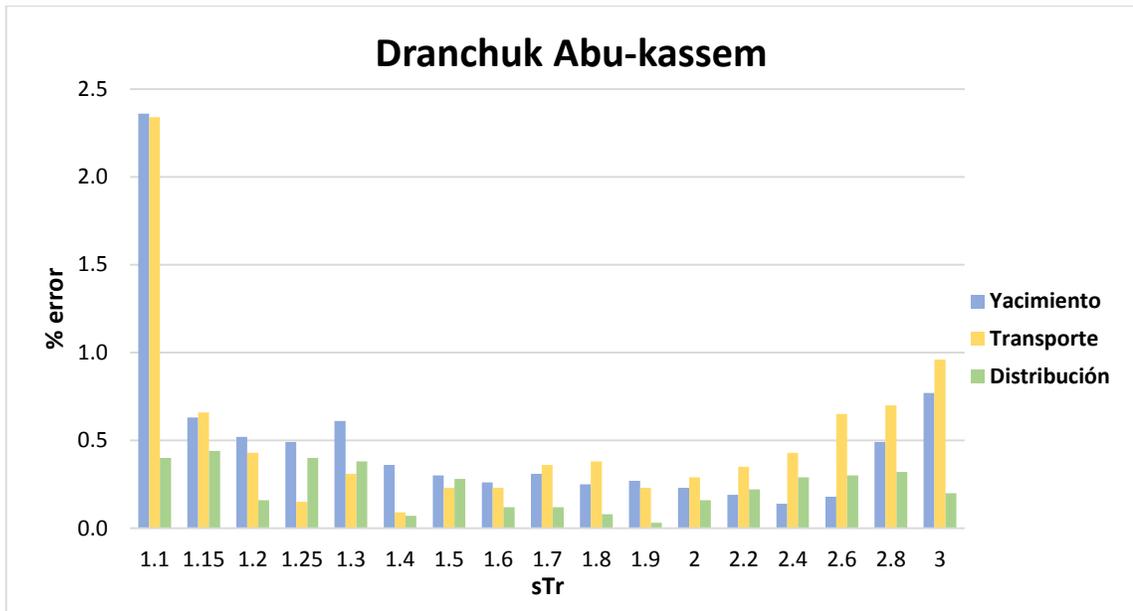
**Figura 23. Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de yacimiento para el gas Cusiana**



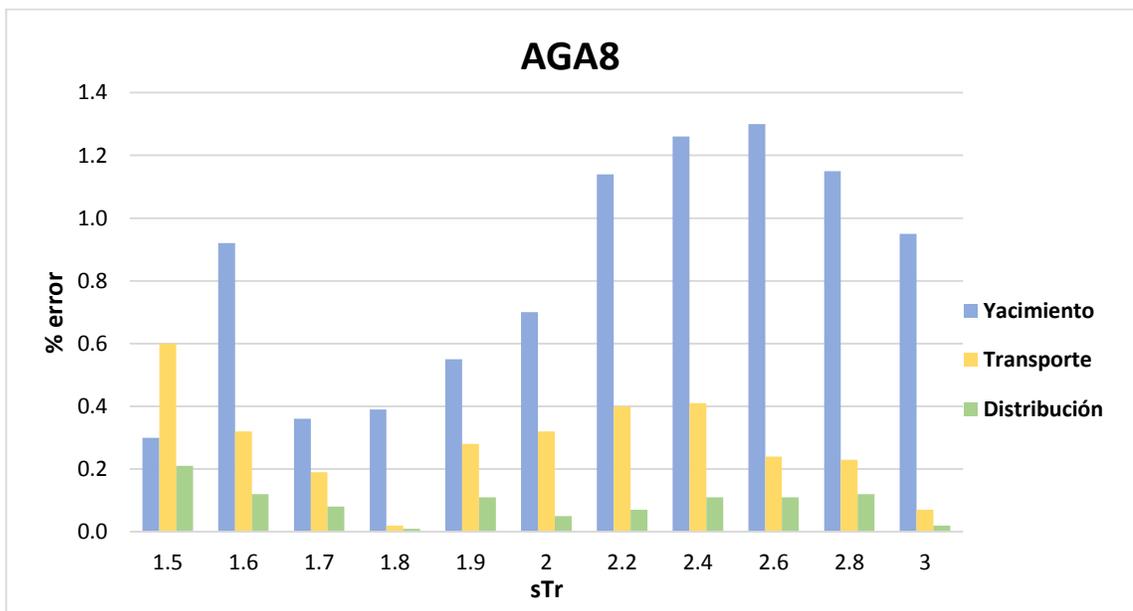
**Figura 24. Desviación del método de Hall-Yarborough a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana**



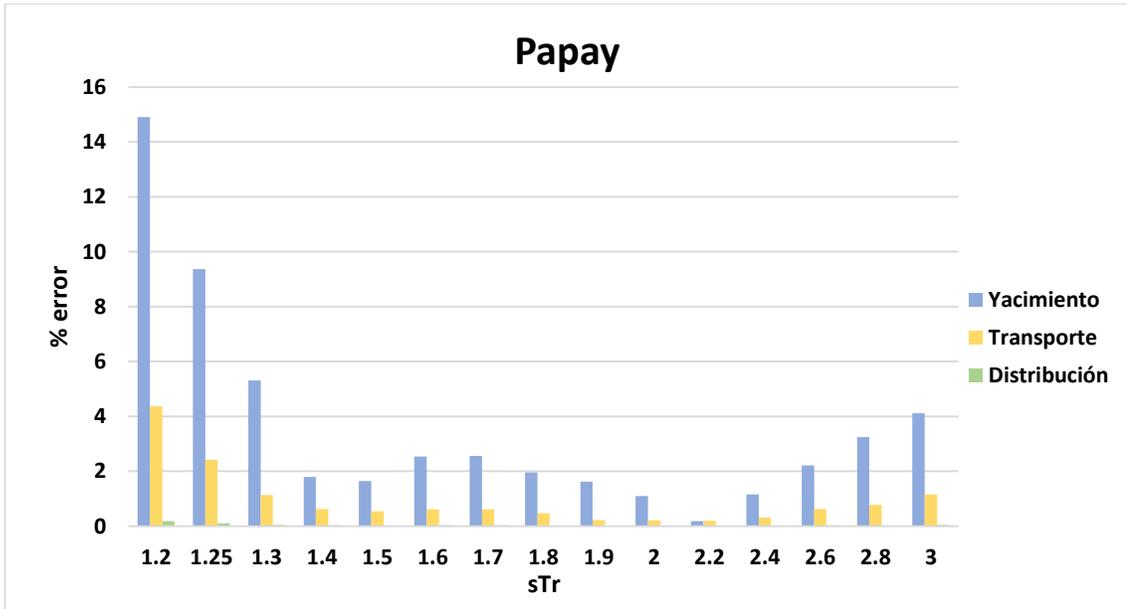
**Figura 25. Desviación del método de Dranchuk Abu-Kassem a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana**



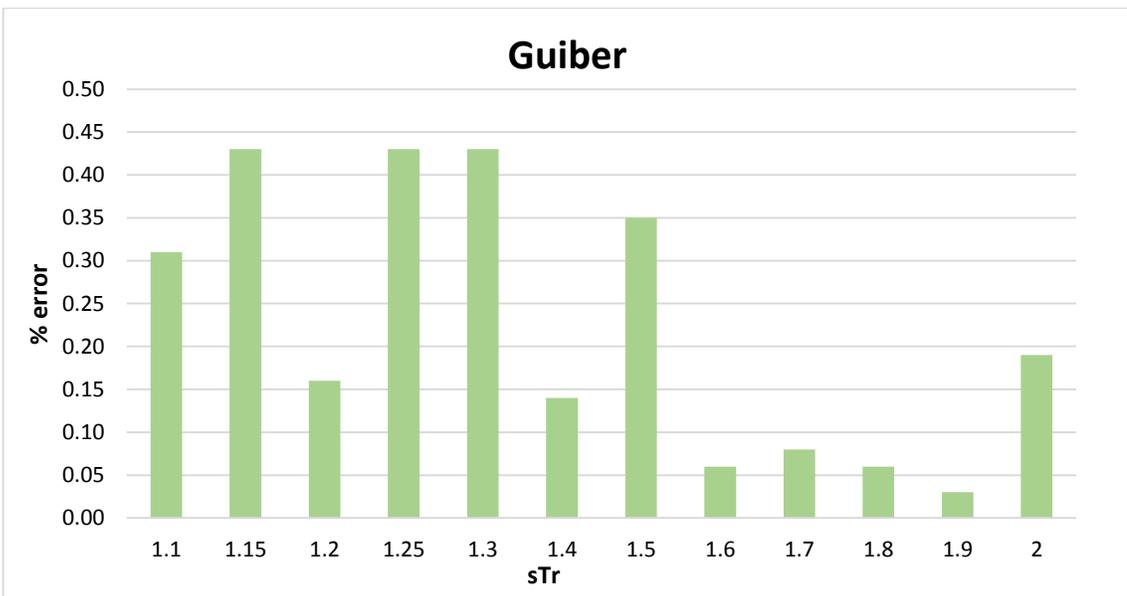
**Figura 26. Desviación del método AGA8 a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana**



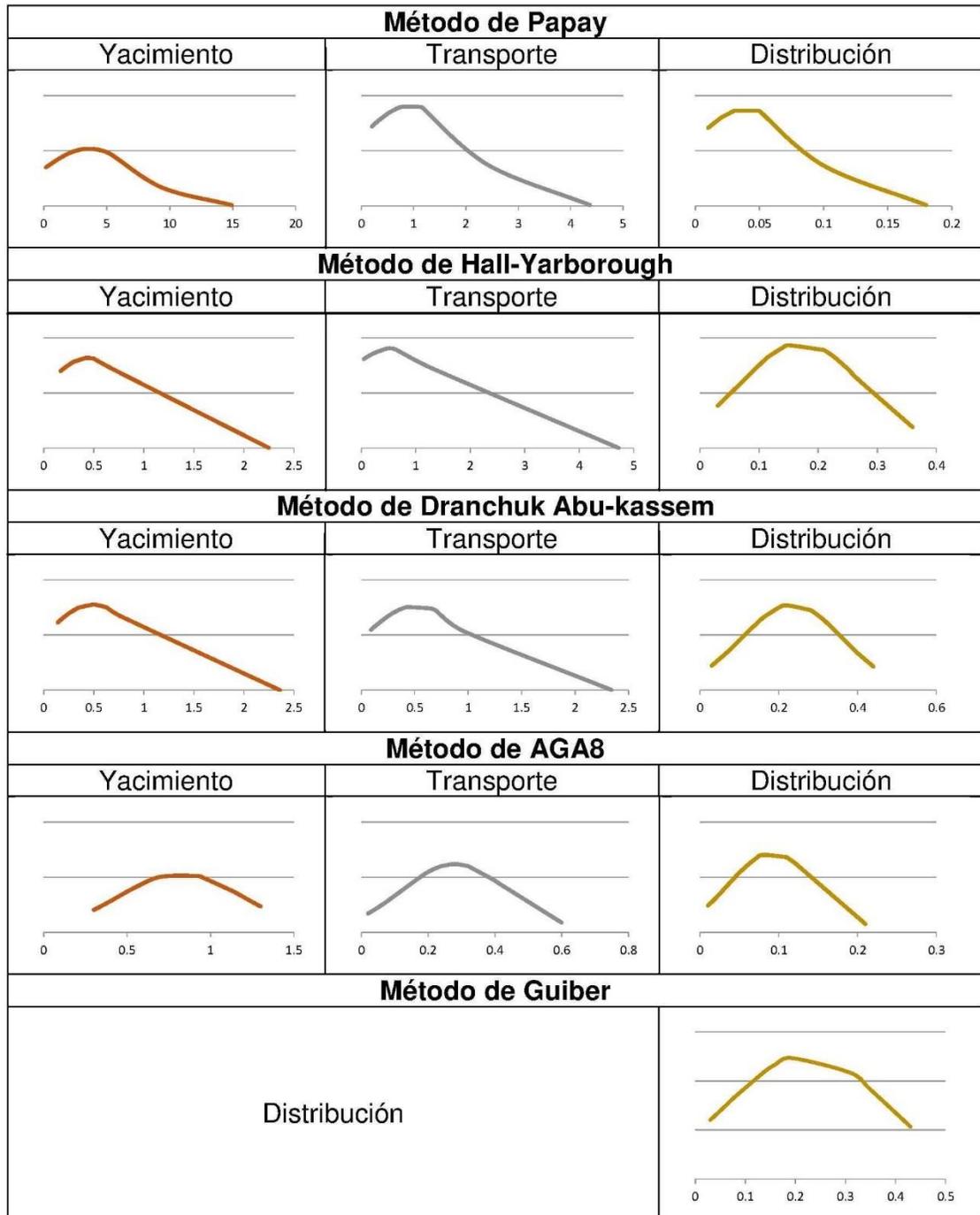
**Figura 27. Desviación del método de Papay a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana**



**Figura 28. Desviación del método de Guiber a condiciones de presión de distribución del gas Cusiana**



**Tabla 12. Distribución normal de los porcentajes de error presentes en cada método alternativo a Standing y Katz en el gas Cusiana**



El estudio de la desviación del método Hall-Yarborough a lo largo de la temperatura pseudoreducida, muestra una desviación atípica sin orden específico como se detalla en la **figura 24**. Se obtuvieron errores menores a 2.25%, siendo éste porcentaje el error máximo a una  $sTr=1.1$ , a medida que el método se evalúa a mayores temperaturas, el error disminuye teniendo un comportamiento variante entre 0.18% y 0.3% en el rango de temperatura pseudoreducida entre 1.6 y 2.8. El error mínimo se registró a una  $sTr$  de 2.8 con un valor de 0.17%. La desviación estándar fue de 0.49 que refleja poca dispersión de los valores y llevan al método a ser buena alternativa para calcular el factor de compresibilidad del gas en este rango de presión.

La **Figura 25** representa el comportamiento de los errores promedios del método de Dranchuk Abu-Kassem en un amplio rango de temperaturas pseudoreducidas (1.1-3.0), para las condiciones de yacimiento se nota un comportamiento decreciente desde la temperatura pseudoreducida de 1.1 hasta 2.6 donde los valores del porcentaje de error oscilan entre 2.36% y 0.14%, a partir de una  $sTr$  de 2.6 hay un cambio en el comportamiento y se vuelve creciente hasta una  $sTr=3.0$  con un porcentaje de error de 0.77%. Es indispensable analizar la dispersión de los datos, por lo cual se calcula una desviación estándar de 0.5, indicando que el método es confiable.

El siguiente método en orden descendente de exactitud a Standing y Katz a condiciones de yacimiento es AGA8, el cual presenta errores menores a 1.3% como se observa en la **Figura 26**. Los porcentaje de error mínimo se encuentran a una temperatura pseudoreducida de 1.5 y equivale a 0.3%; el error máximo es de 1.3% a una  $sTr$  de 2.6. En general, a medida que la temperatura pseudoreducida aumenta se presenta un comportamiento irregular, sin embargo, los errores adquieren una desviación estándar de 0.38 indicando poca dispersión de los datos.

El método de Papay presentado en la **Figura 27** muestra mayor porcentaje de error en el rango de presiones correspondiente a Yacimiento (1200-5000 psi), este método tiene un rango de aplicación para temperaturas pseudoreducidas entre 1.2 y 3.0, por lo cual el mayor error registrado se encuentra en el límite inferior con un error de 14.91%. No se observa un comportamiento uniforme a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas, sin embargo, puede apreciarse que el error toma valores inferiores a 5% para temperaturas pseudoreducidas entre 1.3 y 3.0. El porcentaje de error mínimo se da a una  $sTr$  de 2.2 con un valor de 0.18%. Se determina además, una desviación estándar de 3.84 para estas condiciones revelando mucha dispersión en los errores respecto a las metodologías mencionadas anteriormente.

### **5.2.2 Análisis del factor de compresibilidad del gas Cusiana a condiciones de transporte**

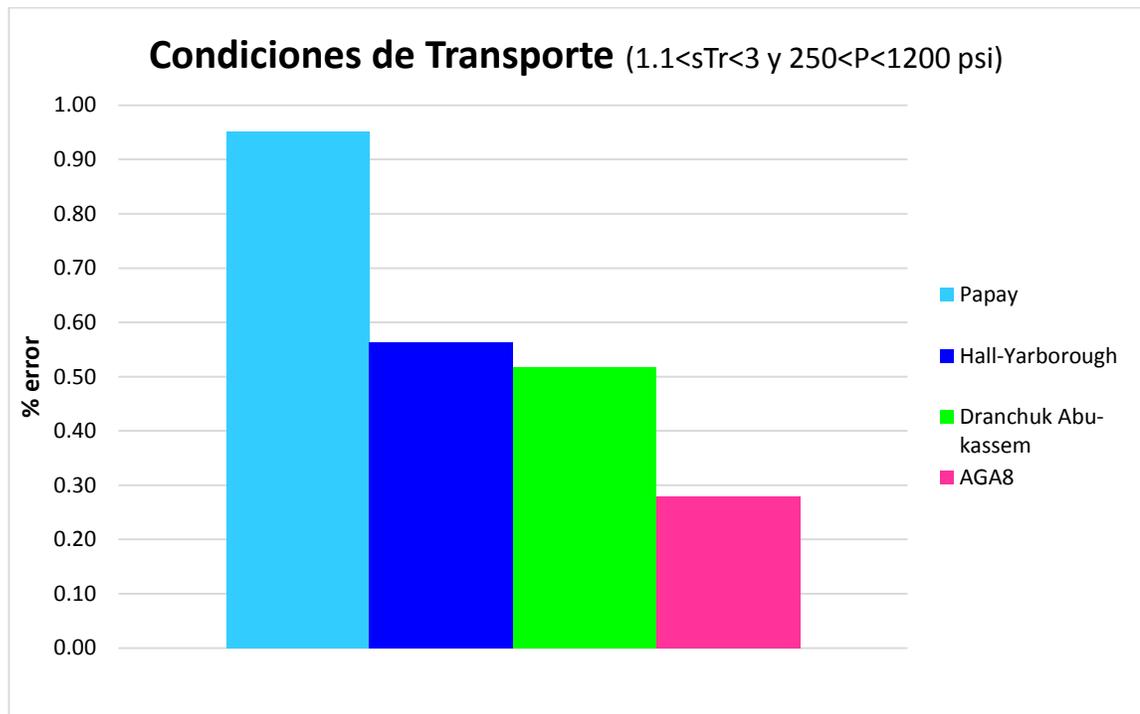
El método AGA8 presenta menor porcentaje de error con relación a Standing y Katz para factores de compresibilidad computados a diversas temperaturas en el intervalo de presión de 250 a 1200 psi definido como condiciones de transporte.

En la **figura 29** se detalla la desviación de cada método, específicamente se tiene un valor de 0.28% para el menor porcentaje de error correspondiente al método de AGA8 como se mencionó anteriormente. En cuanto a Dranchuk Abu-Kassem, Hall-Yarborough y Papay, presentan porcentajes de error de 0.52%, 0.56% y 0.95% respectivamente.

Explorando la desviación del método de AGA8 que impide su precisión a Standing y Katz, en la **figura 26** se evidencia el error a lo largo de las temperaturas trabajadas. Se aprecia un comportamiento irregular de la desviación al no seguir una tendencia al aumentar o disminuir la temperatura pseudoreducida. El error mínimo presentado es de 0.6% una  $sTr=1.5$ , del mismo

modo, se precisa un mínimo de porcentaje de error de 0.02% a una temperatura pseudoreducida de 1.8. Los errores van disminuyendo en el intervalo de temperaturas pseudoreducidas de 1.5 a 1.8, luego aumentan gradualmente oscilando entre 0.02% y 0.41% para  $sTr$  de 1.8 a 2.4; desde una  $sTr$  de 2.4 hasta 3.0 el porcentaje de error disminuye de 0.41% a 0.07%. La dispersión de los datos es baja y se refleja con la desviación estándar obtenida de 0.16.

**Figura 29. Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de transporte para el gas Cusiana**



Continuando con los métodos alternativos a Standing y Katz analizados a condiciones de transporte, el método de Dranchuk Abu-Kassem alcanza un porcentaje de error máximo de 2.34% a una temperatura pseudoreducida de 1.1 y el un error mínimo de 0.09% a una  $sTr$  de 1.4. Respecto al comportamiento, es decreciente en el rango de temperatura pseudoreducida de 1.1 y 1.4, luego toma

un comportamiento creciente desde  $sTr=1.4$  hasta  $sTr=3.0$ . En el intervalo de temperaturas pseudoreducidas desde 1.2 hasta 2.4 presenta errores por debajo del 0.5%. La desviación estándar es de 0.52 indicando poca dispersión en los porcentajes de error a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas trabajadas.

Seguidamente, se tiene el método de Hall-Yarborough en que los porcentajes de error máximos se localizan a temperaturas pseudoreducidas de 1.1 y 1.15 con valores de 4.72% y 1.29% respectivamente. Se nota una variación irregular de los porcentajes de error a partir de una  $sTr$  de 1.2 hasta 3 donde el error oscila entre 0.05% y 0.61% como lo muestra la **Figura 24**, a su vez, da como resultado una desviación estándar de 1.1 reflejando la dispersión descrita en líneas anteriores.

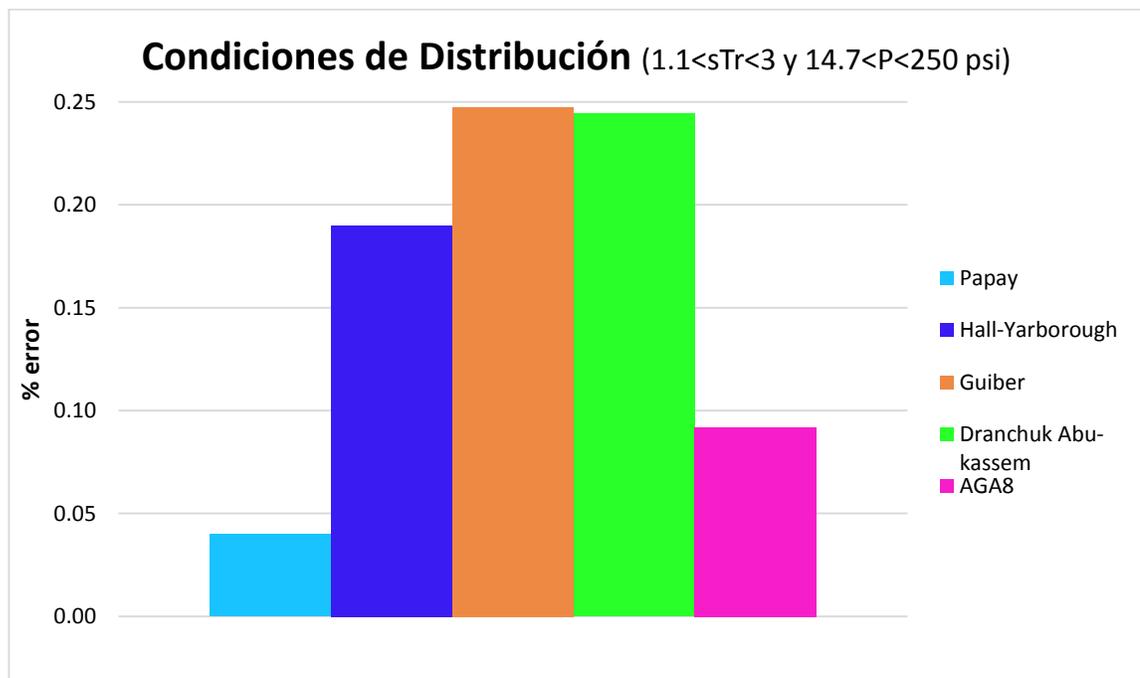
Finalmente, está el método de Papay que alcanza el mayor porcentaje de error de 4.37% a una temperatura pseudoreducida de 1.2 que corresponde al límite inferior del intervalo de aplicación del método (**figura 27**). Los porcentajes de error disminuyen gradualmente hasta llegar a un error mínimo del 0.20% a  $sTr=0.2$ ; posteriormente, la desviación vuelve a aumentar a medida que se acerca al límite superior del rango de aplicación del método ( $sTr=3$ ) donde obtiene un error de 1.16%. La variación en el error promedio lleva a una desviación estándar de 1.1 indicando dispersión en los datos.

### **5.2.3 Análisis del factor de compresibilidad del gas Cusiana a condiciones de distribución**

Durante la comparación del factor de compresibilidad de los métodos trabajados respecto a Standing y Katz, se nota rápidamente que el método de Papay es el más próximo en el intervalo de presión de 14.7 a 250 psi correspondiente a las condiciones de distribución del gas, considerando un rango de temperatura pseudoreducida de  $1.1 < sTr < 3.0$ . Cabe destacar que para el método de Guiber la temperatura se limitó al rango de aplicación definido por el autor ( $1 < sTr < 2.0$ ).

La **figura 30** muestra los porcentajes de error de cada método, el menor es 0.04% que pertenece a Papay; posteriormente se tiene un orden descendente de precisión para los métodos AGA8, Hall-Yarborough, Dranchuk Abu-Kassem y Guiber con errores promedios de 0.09%, 0.19%, 0.24 y 0.25% respectivamente.

**Figura 30. Análisis del factor de compresibilidad a condiciones de distribución para el gas Cusiana**



La variación de la precisión del método de Papay a lo largo de la temperatura pseudoreducida, presenta un comportamiento discontinuo como se puede detallar en la **figura 27** para cada valor de temperatura pseudoreducida. Muestra el mayor porcentaje de error promedio de 0.2% correspondiente a una temperatura pseudoreducida de 1.2, luego el porcentaje de error promedio va disminuyendo hasta un valor mínimo de 0.01% para temperaturas pseudoreducidas de 1.9, 2, 2.2 y 2.4; posteriormente el error vuelve a aumentar

hasta adquirir un valor de 0.05% a  $sTr=3$  correspondiente al límite superior de la temperatura pseudoreducida en el rango de aplicación del método. La desviación estándar por su parte, adquiere el valor mínimo comparado con los otros métodos a estas condiciones de presión, con un valor de 0.05 revelando su óptima utilización como método alternativo a Standing y Katz.

El método AGA8 evaluado a condiciones de Distribución presenta porcentajes de error inferiores a 0.21% en el rango de temperaturas pseudoreducidas de 1.5 a 3.0 como se observa en la **Figura 26**; este método adquiere un porcentaje de error mínimo de 0.01% a una  $sTr$  de 1.8, se aprecia una variación irregular del porcentaje de error que oscila entre 0.05% a 0.12% para temperaturas pseudoreducidas entre 1.6 y 3.0. Adicionalmente, se encontró una desviación estándar de 0.06 precisando poca dispersión en los porcentajes de error calculados para cada temperatura pseudoreducida.

La desviación del método de Hall-Yarborough en el cálculo del factor de compresibilidad respecto a Standing-Katz detallada en la **figura 24** muestra a condiciones distribución un error mayor de 0.36% a temperatura pseudoreducida de 1.1 y 1.15, luego los porcentajes de error oscilan entre 0.03% y 0.27% hasta la llegar a la temperatura pseudoreducida de 3 con un error de 0.12%. La variación de los errores promedios de este método señala una desviación estándar muy baja equivalente a 0.10.

Continuando en orden descendente de precisión en el análisis de metodologías alternativas a Standing y Katz en el cálculo del factor de compresibilidad a condiciones de presión de distribución, se tiene el método Dranchuk Abu-Kassem que adquiere un mayor porcentaje de error (0.44%) a una temperatura pseudoreducida de 1.15 y un error mínimo de 0.03% a una  $sTr$  de 1.9 (**Figura 25**). A lo largo de las temperaturas pseudoreducidas entre 1.2 y 3.0, los errores no presentan una tendencia definida y sus valores oscilan entre 0.07% y 0.4%

obteniendo una desviación estándar de 0.13 indicando proximidad entre los errores calculados.

Finalmente se tiene el método de Guiber cuyo porcentaje de error a condiciones de distribución es muy cercano al método de Dranchuk Abu-Kassem (0.25% y 0.24% respectivamente). La **figura 28** muestra el porcentaje de error máximo de 0.43% a las temperaturas pseudoreducidas de 1.15, 1.25 y 1.3. Asimismo, se presentan errores por debajo de 0.08% a lo largo de  $sTr$  entre 1.6 y 1.9, el error mínimo se localiza a una  $sTr$  de 1.9 con un porcentaje de error de 0.03%. Adicionalmente, se calculó una desviación estándar de 0.15 reflejando poca dispersión entre los errores hallados a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas.

### **5.3 SEMEJANZA Y ANÁLISIS FINAL DE LA DESVIACIÓN DE LOS MÉTODOS ALTERNATIVOS A STANDING Y KATZ EN LOS GASES GUAJIRA Y CUSIANA**

#### **5.3.1 Análisis de la desviación de los métodos alternativos a Standing y Katz en los gases Guajira y Cusiana a condiciones específicas del gas**

El análisis general realizado con los resultados del porcentaje de error existente entre factores de compresibilidad calculados por diferentes métodos, utilizando presiones de 14,7 a 5000 psi y temperaturas pseudoreducidas entre 1.25 y 3.0, muestra que el método más apropiado para reemplazar el gráfico de Standing y Katz es el método de Hall-Yarborough; tanto en el gas Guajira como en el gas Cusiana se obtuvieron porcentajes de error muy pequeños (0.53% y 0.28% respectivamente).

Al considerar presiones entre 1200 y 5000 psi como un rango de presión para un gas a condiciones de yacimiento, el análisis de la desviación de los métodos de cálculo del factor de compresibilidad alternativos a Standing y Katz para los gases

Guajira y Cusiana, posicionan los métodos Hall-Yarborough y Dranchuk Abu-Kassem en los dos primeros lugares en el orden descendente de precisión con porcentajes de error inferiores a 0.52% y desviaciones estándar menores a 0.54 indicando una pequeña dispersión de los datos. No obstante, el método AGA8 posee un error cercano a 1% y una desviación estándar aproximada de 0.4 en ambos gases dando validez a su utilización.

El método de AGA8 presenta mayor precisión respecto a Standing y Katz en el análisis realizado con los gases Guajira y Cusiana para presiones de transporte (250-1200 psi) pues adquiere un porcentaje de error menor a 0.47% y una desviación estándar cercana a 0.1 en ambos gases. En cuanto a los otros métodos de presentan porcentajes de error menores 0.97% revelando que también podrían ser usados.

El análisis realizado para factores de compresibilidad calculados por los métodos Papay, AGA8, Guiber, Dranchuk Abu-Kassem y Hall-Yarborough a presiones bajas como condiciones de distribución de gas (14.7-250 psi), demuestran que este factor puede ser calculado por alguno de estos métodos sin alterar su resultado con relación al factor de compresibilidad hallado mediante Standing y Katz. Los porcentajes de error calculados muestran valores inferiores a 0.25%. Cabe resaltar, que el método que más precisión tiene es Papay, consigue un error de 0.04% y una desviación estándar de 0.045 en el análisis realizado con las características composicionales de los gases Guajira y Cusiana.

### **5.3.2 Análisis de la desviación de los métodos alternativos a Standing y Katz a lo largo de las temperaturas pseudoreducidas**

El método de Dranchuk Abu-Kassem muestra un comportamiento similar a las condiciones del gas definidas para yacimiento y transporte tanto en el gas Guajira como en el gas Cusiana; los errores mayores se aproximan a 2.3% y se

presentan a la temperatura pseudoreducida de 1.1 que corresponde al límite inferior del intervalo de aplicación del método, luego el error oscila entre 0.09% y 0.7% y al llegar a una  $sTr$  de 3.0 el error aumenta notablemente a valores entre 0.96% y 1.37%. Los porcentajes de error mínimo se presentan a temperaturas pseudoreducidas de 2.4 y 1.4 para condiciones de yacimiento y de transporte respectivamente, sin embargo la desviación estándar en ambas condiciones da en el orden de 0.5 mostrando muy poca dispersión entre los errores. Al analizar los dos gases, se encontraron las temperaturas pseudoreducidas donde ocurre el error máximo y el mínimo (1.15 y 1.9 respectivamente) para las condiciones de presión de distribución del gas, además, ocurre una desviación estándar aproximada de 0.13 reflejando poca variación en el porcentaje de error al calcular el factor de compresibilidad a cualquier temperatura pseudoreducida dentro del rango de aplicación.

El análisis realizado con las dos características composicionales de gases presentes en campos colombianos, muestra similitudes en la desviación presentada por el método de Hall-Yarborough en cada una de las condiciones de presión definidas para los gases (yacimiento, transporte y distribución). Se encontraron los porcentajes de error mayores a las temperaturas pseudoreducidas de 1.1 y 1.15 las cuales son cercanas al límite inferior del rango de aplicación de este método. Para las temperaturas pseudoreducidas siguientes los errores varían en un pequeño rango (0.03% y 0.50%), sin embargo para las condiciones de yacimiento y distribución se registra un incremento del porcentaje de error a una  $sTr$  de 3.0. La mayor desviación estándar se localizó en las condiciones de transporte tomando un valor de 1.11 en el gas Guajira.

La desviación estándar de los porcentajes de error obtenidos en el análisis realizado a condiciones de presión de distribución utilizando el método de Guiber, alcanzó un valor de 0.15 en los dos gases trabajados, evidenciando poca dispersión entre los errores calculados en cada temperatura pseudoreducida.

Además, se estimó que los mayores y menores errores promedio se daban a una temperatura pseudoreducida de 1.15 y 1.9 respectivamente.

El método de Papay muestra un comportamiento similar a las condiciones del gas definidas para yacimiento, transporte y distribución tanto en el gas Guajira como en el Cusiana; los errores mayores se presentan a la temperatura pseudoreducida de 1.2 que corresponde al límite inferior del intervalo de aplicación del método, luego el error empieza a disminuir gradualmente hasta llegar a un error mínimo en  $sTr=2.2$  para todas las condiciones del gas. Asimismo, el porcentaje de error a partir de  $sTr=2.2$  aumenta gradualmente a medida que se acerca a la temperatura pseudoreducida de 3.0 perteneciente al límite superior del rango de aplicación del método. Cabe destacar, que la menor desviación estándar presentada por los porcentajes de error al aplicar el método de Papay, se da a condiciones de distribución en los gases estudiados (0.054 Guajira y 0.045 Cusiana).

El método AGA8 por su parte, resulta ser muy variado en cuanto a los porcentajes de error hallados para cada condición de presión en los gases evaluados. Las desviaciones estándar son muy particulares en los dos gases, con valores aproximados a 0.40, 0.15 y 0.08 para condiciones de yacimiento, transporte y distribución respectivamente. Además, se encontró que la temperatura pseudoreducida en la cual se produce un mayor porcentaje de error es 1.5, por lo cual al calcular el factor de compresibilidad en esta condición el resultado se somete a un error entre 0.3% a 0.6%. Sin embargo, para los gases Guajira y Cusiana, el método AGA8 resultó ser el más adecuado para reemplazar a Standing y Katz en el cálculo efectivo del factor de compresibilidad.

## CONCLUSIONES

1. El software desarrollado es una herramienta de fácil manejo para el cálculo del factor de compresibilidad de un gas de forma rápida y confiable a determinadas condiciones de operación, mediante los métodos AGA8, Dranchuk-Abu-Kassem, Papay, Hall-Yarborough y Guiber.
2. El cálculo del factor de compresibilidad mediante el software desarrollado, en el rango de presiones de un gas a condiciones de yacimiento (1200 – 5000 psi) y temperaturas pseudoreducidas dentro del rango de aplicación de los métodos, permitió realizar un análisis con características composicionales de gases presentes en campos colombianos, concluyendo que los métodos de Hall Yarborough y Dranchuk Abu-Kassem son los más próximos a Standing y Katz al presentar porcentajes de error menores a 0.52% y desviaciones estándar menores a 0.54 indicando confiabilidad en los datos.
3. Dada la importancia del factor de compresibilidad en el cálculo del volumen exacto transportado de un gas, se generó una data del factor de compresibilidad con los métodos incorporados en Catleya, tomando temperaturas pseudoreducidas entre 1.1 y 3.0; para los gases analizados se encontró que el método AGA8 da resultados próximos a Standing – Katz en el rango de presión definido para transporte de gas (250–1200 psi) al presentar un porcentaje de error menor a 0.47% y una desviación estándar cercana a 0.1 en los dos gases.

4. La distribución del gas natural se realiza a presiones bajas y es fundamental conocer una metodología precisa para calcular el factor de compresibilidad, por lo cual se ejecutaron los métodos integrados en el software para presiones a condiciones de distribución (14.7-250 psi) y se compararon estos valores del factor de compresibilidad respecto a los obtenidos mediante Standing y Katz; al hacer el análisis con características composicionales de gases existentes en Colombia, se pudo evidenciar que cualquiera de los métodos usados en este estudio generan errores no superiores a 0.25%. Cabe resaltar, que el método que más precisión tiene es Papay, consigue un error de 0.04% y una desviación estándar de 0.045, el AGA8 por su parte genera un error del 0.09%.
  
5. La validez del algoritmo para el AGA8 desarrollado en este trabajo, muestra que los valores del factor de compresibilidad tienen bajo porcentaje de diferencia respecto a los valores encontrados en el apéndice A5 del reporte AGA8, por tanto se puede concluir que los resultados obtenidos mediante el software Cattleya son válidos.

## RECOMENDACIONES

El software puede iniciar un proceso de actualización que conlleve a la adición de otros métodos de cálculo del factor de compresibilidad, ya sea métodos iterativos o ecuaciones de estado. Además, se pueden adicionar nuevas propiedades del gas como densidad, peso molecular, viscosidad y otras, con el fin de tener un paquete completo para analizar mezclas de gases naturales.

Realizar un estudio más detallado de cada método alternativo a Standing y Katz, donde se recorra en pasos más cortos la presión del gas para detectar con más detalle la presencia del porcentaje de error al comparar los valores del factor de compresibilidad calculados en cada método para cada temperatura pseudoreducida.

El análisis realizado para el factor de compresibilidad  $Z$  se podría hacer comparando Standing y Katz con otros métodos diferentes a los presentados en el presente proyecto de grado, conservando las mismas condiciones de presión y los rangos de temperatura, realizando un estudio estadístico que implique una mejora a las conclusiones actuales.

## REFERENCIAS

Papay, J. "A Termelstechnologiai Parameterek Valtozasa a Gazleplek Muvelese Soran." OGIL MUSZ, Tud, Kuzl. [Budapest] (1985): 267-273.

Dranchuki, P.M. and Abou-Kassem, J.H: "Calculation of Z Factors for natural Gases Using Equations of State, " JCPT (July-Sept. 1975) 34-36.

Wichert, E. And Aziz, K.: "Calculate Z's for Sour Gases," Hyd. Proc. (May 1972) 119-12.

Yarborough, L.: "Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids." Equations of state in Engineering and Research, K.C. Chao and R.L. Robinson (eds.). Advances in Chemistry Series No. 182, ACS, Washington, DC (1979) 385-439.

Standing, M.B., Katz, D.L.: "Density of Natural Gases," Trans., AIME (1942) 146,140-149. SPE 942140-G.

Standing, M.B.: Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems, 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, TX (1981).

Calidad de gases comercializados en Colombia. Ecopetrol - Gerencia de Gas. Recuperado el 7 de diciembre de 2013, en <http://www.ecopetrol.com.co>.

Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. "Informe Anual De Servicios Públicos En Colombia 2007". Junio de 2008.

A.G.A. (1994). Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases Texas.

Ahmed, T. (2007). Equation Of State and PVT Analysis. Texas: Gulf Publishing Company.

Arnold, K. y Stewart, M. (1999). Surface Production Operation. (edición 2). Massachusetts: Butterworth-Heinemann.

Comisión De Regulación De Energía Y Gas, CREG. Reglamento único de transporte. (Resolución 071). (1999, 03 de Diciembre). Colombia.

Ecopetrol. (2010). Manual De Medición De Hidrocarburos Y Biocombustibles.

Gas Processors Association, GPSA. (1987). Engineering Data Book. (edición 10). Oklahoma.

Olaya, G. Nueva ecuación para determinar el factor de desviación "Z" del gas natural. Revista Ingeniería y Región, 43-46.

Parra, R. (2011). Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. (Edición 2) Neiva: Universidad Surcolombiana.

Petroleum Society. Calculation of Z Factors For Natural Gases Using Equations of State. (1975). Canadá.

Society of Petroleum Engineers. An Accurate Method for Determining Oil PVT Properties Using the Standing-Katz Gas Z-Factor Chart. (2008). Texas.

Starling, K.E y Savidge, J.L. (2003). Compressibility factors of natural gas and other related hydrocarbon gases. American Gas association. Reporte 8.

## ANEXOS

### ANEXO 1. TABLAS AGA8

**TABLA 4\***

n	an	bn	cn	kn	un	gn	qn	fn	sn	wn
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	2.291290E-09	1	1	3	-6	0	0	1	0	0
14	0.157672400	1	1	2	2	0	0	0	0	0
15	-0.436386400	1	1	2	3	0	1	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	0.2791795	2	1	4	23	1	0	0	0	0
26	-0.696605100	2	1	4	22	0	1	0	0	0
27	-0.002860589	3	1	4	-1	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	0	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	-6.00E-17	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	0.042968180	4	1	2	2	0	0	0	0	0
41	0.7465453	4	1	2	7	0	0	0	0	0
42	-0.291961300	4	1	2	9	0	1	0	0	0
43	7.294616000	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	-0.658716400	6	1	2	5	1	0	0	0	0
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	0.015573220	8	1	2	3	0	0	0	0	0
56	0.006862415	8	1	2	0	1	0	0	0	0
57	-0.001226752	9	1	2	1	0	0	0	0	0
58	0.002850908	9	1	2	0	0	1	0	0	0

**TABLA 5\*. Parámetros de caracterización**

CID	Compuesto	Masa Molar	Energy Parameter E (K)	Size Parameter K	Orientation Parameter G	Quadrupole Parameter Q	High Temp. Parameter F	Dipole Parameter S	Association Parameter W
1	METANO	16.043	151.3183	0.4619255	0	0	0	0	0
2	NITRÓGENO	28.0135	99.73778	0.4479153	0.027815	0	0	0	0
3	DIOXIDO DE CARBONO	44.01	241.9606	0.4557489	0.189065	0.69	0	0	0
4	ETANO	30.07	244.1667	0.5279209	0.0793	0	0	0	0
5	PROPANO	44.097	298.1183	0.583749	0.141239	0	0	0	0
6	AGUA	18.0153	514.0156	0.3825868	0.3325	1.06775	0	1.5822	1

7	SULFURO DE HIDROGENO	34.082	296.355	0.4618263	0.0885	0.633276	0	0.39	0
8	HIDRÓGENO	2.0159	26.95794	0.3514916	0.034369	0	1	0	0
9	MONOXIDO DE CARBONO	28.01	105.5348	0.4533894	0.038953	0	0	0	0
10	OXÍGENO	31.9988	122.7667	0.4186954	0.021	0	0	0	0
11	ISO-BUTANO	58.123	324.0689	0.6406937	0.256692	0	0	0	0
12	NEO-BUTANO	58.123	337.6389	0.6341423	0.281835	0	0	0	0
13	ISO-PENTANO	72.15	365.5999	0.6738577	0.332267	0	0	0	0
14	NEO-PENTANO	72.15	370.6823	0.6798307	0.366911	0	0	0	0
15	NEO-HEXANO	86.177	402.636293	0.7175118	0.289731	0	0	0	0
16	NEO-HEPTANO	100.204	427.72263	0.7525189	0.337542	0	0	0	0
17	NEO-OCTANO	114.231	450.325022	0.784955	0.383381	0	0	0	0
18	NEO-NONANO	128.258	470.840891	0.8152731	0.427354	0	0	0	0
19	NEO-DECANO	142.285	489.558373	0.8437826	0.469659	0	0	0	0
20	HELIO	4.0026	2.610111	0.3589888	0	0	0	0	0
21	ARGÓN	39.948	119.6299	0.4216551	0	0	0	0	0

**TABLA 6\*. Interacción binaria**

Identification Number							
CID (i)	CID (j)	Component Pair		Eij	Uij	Kij	Gij
1	2	Metano	Nitrogeno	0.971640	0.886106	1.003630	
	3		Dioxido de Carbono	0.960644	0.963827	0.995933	0.807653
	4		Etano				
	5		Propano	0.994635	0.990877	1.007619	
	6		Agua	0.708218			
	7		Sulfuro de Hidrógeno	0.931484	0.736833	1.000080	
	8		Hidrógeno	1.170520	1.156390	1.023260	1.957310
	9		Monóxido de Carbono	0.990126			
	10		Oxígeno				
	11		Iso Butano	1.019530			
	12		Neo Butano	0.989844	0.992291	0.997596	
	13		Iso Pentano	1.002350			
	14		Neo Pentano	0.999268	1.003670	1.002529	
	15		Neo Hexano	1.107274	1.302576	1.002529	
	16		Neo Heptano	0.880880	1.191904	0.983565	
	17		Neo Octano	0.880973	1.205769	0.982707	

	18		Neo Nonano	0.881067	1.219634	0.981849	
	19		Neo Decano	0.881161	1.233498	0.980991	
2	3	Nitrógeno	Dioxido de Carbono	1.022740	0.835058	0.982361	0.982746
	4		Etano	0.970120	0.816431	1.007960	
	5		Propano	0.945939	0.915502		
	6		Agua	0.746954			
	7		Sulfuro de Hidrógeno	0.902271	0.993476	0.942596	
	8		Hidrógeno	1.086320	0.408838	1.032270	
	9		Monóxido de Carbono	1.005710			
	10		Oxígeno	1.021000			
	11		Iso Butano	0.946914			
	12		Neo Butano	0.973384	0.993556		
	13		Iso Pentano	0.959340			
	14		Neo Pentano	0.945520			
3	4	Dioxido de Carbono	Etano	0.925053	0.969870	1.008510	0.370296
	5		Propano	0.960237			
	6		Agua	0.849408			1.673090
	7		Sulfuro de Hidrógeno	0.955052	1.045290	1.007790	
	8		Hidrógeno	1.281790			
	9		Monóxido de Carbono	1.500000	0.900000		
	10		Oxígeno				
	11		Iso Butano	0.906849			
	12		Neo Butano	0.897362			
	13		Iso Pentano	0.726255			
	14		Neo Pentano	0.859764			
	15		Neo Hexano	0.855134	1.066638	0.910183	
	16		Neo Heptano	0.831229	1.077634	0.895362	
	17		Neo Octano	0.808310	1.088178	0.881152	
	18		Neo Nonano	0.786323	1.098291	0.867520	
	19		Neo Decano	0.765171	1.108021	0.854406	
4	5	Etano	Propano	1.022560	1.065173	0.986893	
	6		Agua	0.693168			
	7		Sulfuro de Hidrógeno	0.946871	0.971926	0.999969	
	8		Hidrógeno	1.164460	1.616660	1.020340	
	9		Monóxido de Carbono				
	10		Oxígeno				
	11		Iso Butano		1.250000		
	12		Neo Butano	1.013060	1.250000		
	13		Iso Pentano		1.250000		

	14		Neo Pentano	1.005320	1.250000		
5	8	Propano	Hidrógeno	1.034787			
	12		Neo Butano	1.004900			
7	15	Sulfuro de Hidrógeno	Neo Hexano	1.008692	1.028973	0.968130	
	16		Neo Heptano	1.010126	1.033754	0.962870	
	17		Neo Octano	1.011501	1.038338	0.957828	
	18		Neo Nonano	1.012821	1.042735	0.952441	
	19		Neo Decano	1.014089	1.046966	0.948338	
8	9	Hidrógeno	Monóxido de Carbono	1.100000			
	10		Oxígeno				
	11		Iso Butano	1.300000			
	12		Neo Butano	1.300000			

## ANEXO 2. REPORTE CATTLEYA

# FACTOR DE COMPRESIBILIDAD Z

### GAS AMARILLO

Fecha: 12/03/2014

Datos de entrada:

Temperatura de operación, T= 200 °F

Presión de operación, P= 1000 psi

Altura del sitio, H= 400 metros

Composición del gas:

Componente	Fórmula	% Molar
<b>METANO</b>	(C1)	90.6724
<b>NITRÓGENO</b>	(N2)	3.1284
<b>DIÓXIDO DE CARBONO</b>	(CO2)	0.4676
<b>ETANO</b>	(C2)	4.5279
<b>PROPANO</b>	(C3)	0.828
<b>I-BUTANO</b>	(iC4)	0.1037
<b>N-BUTANO</b>	(nC4)	0.1563
<b>I-PENTANO</b>	(iC5)	0.0321
<b>N-PENTANO</b>	(nC5)	0.0443
<b>N-HEXANO</b>	(nC6)	0.0393

CATTLEYA

Cálculo de Z por diferentes métodos:

<b>Método</b>	<b>Valor de Z</b>
<b>Standing-Katz</b>	Z= 0.9430
<b>Papay</b>	Z= 0.9405
<b>Hall-Yarborough</b>	Z= 0.9419
<b>Dranchuk-Abu-Kassem</b>	Z= 0.9398
<b>Guiber</b>	Z= 0.9300
<b>AGA8 Detallado</b>	Z= 0.9499



CATTLEYA

**ANEXO 3. DATOS GENERADOS PARA ENCONTRAR LA DESVIACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE LOS MÉTODOS ALTERNATIVOS A STANDING Y KATZ UTILIZANDO EL GAS GUAJIRA**

**TABLA A3.1 Porcentaje de error promedio a diferentes condiciones de presión del gas Guajira**

sTr	Papay			Hall-Yarborough			Guiber	Dranchuk Abu-kasem			AGA8		
	Yaci	Transp	Distri	Yaci	Transp	Distri	Distri	Yaci	Transp	Distri	Yaci	Transp	Distri
<b>1.1</b>	NA	NA	NA	0.29	0.25	0.36	0.18	0.31	0.36	0.40	0.06	0.51	0.08
<b>1.15</b>	NA	NA	NA	0.69	0.30	0.36	0.43	0.23	0.66	0.45	0.09	0.35	0.06
<b>1.2</b>	14.52	4.38	0.18	0.49	0.19	0.04	0.18	0.50	0.39	0.17	0.77	0.02	0.01
<b>1.25</b>	9.31	2.50	0.10	0.50	0.29	0.27	0.44	0.49	0.15	0.40	0.18	0.10	0.03
<b>1.3</b>	5.14	1.14	0.05	0.45	0.29	0.25	0.43	0.59	0.32	0.37	0.32	0.85	0.09
<b>1.4</b>	1.83	0.63	0.03	0.29	0.14	0.03	0.15	0.36	0.09	0.08	0.86	0.85	0.19
<b>1.5</b>	1.74	0.53	0.02	1.74	0.29	0.21	0.35	0.29	0.24	0.27	0.29	0.63	0.40
<b>1.6</b>	2.74	0.55	0.02	0.19	0.24	0.12	0.06	0.31	0.24	0.11	1.17	0.53	0.04
<b>1.7</b>	2.62	0.60	0.03	0.20	0.31	0.12	0.08	0.30	0.36	0.12	1.14	0.42	0.04
<b>1.8</b>	2.01	0.48	0.02	0.28	0.25	0.06	0.06	0.25	0.38	0.08	0.95	0.44	0.09
<b>1.9</b>	1.66	0.22	0.01	0.21	0.05	0.04	0.03	0.27	0.23	0.03	1.16	0.61	0.17
<b>2</b>	1.11	0.21	0.01	0.20	0.05	0.11	0.19	0.23	0.29	0.17	1.23	0.57	0.07
<b>2.2</b>	0.18	0.20	0.01	0.30	0.06	0.14	NA	0.19	0.35	0.22	1.45	0.54	0.07
<b>2.4</b>	1.18	0.31	0.01	0.30	0.12	0.21	NA	0.13	0.43	0.30	1.37	0.47	0.10
<b>2.6</b>	2.25	0.62	0.03	0.18	0.29	0.21	NA	0.17	0.65	0.30	1.28	0.26	0.11
<b>2.8</b>	3.27	0.78	0.03	0.17	0.34	0.23	NA	0.48	0.70	0.32	1.04	0.21	0.13
<b>3</b>	4.77	1.49	0.06	0.98	0.94	0.15	NA	1.37	1.29	0.24	0.12	0.56	0.07
<b>%Error Promedio</b>	<b>3.62</b>	<b>0.98</b>	<b>0.04</b>	<b>0.55</b>	<b>0.58</b>	<b>0.17</b>	<b>0.23</b>	<b>0.52</b>	<b>0.54</b>	<b>0.24</b>	<b>1.02</b>	<b>0.48</b>	<b>0.12</b>
<b>Desv. Estándar</b>	<b>3.74</b>	<b>1.12</b>	<b>0.05</b>	<b>0.58</b>	<b>1.12</b>	<b>0.10</b>	<b>0.16</b>	<b>0.54</b>	<b>0.55</b>	<b>0.13</b>	<b>0.43</b>	<b>0.14</b>	<b>0.10</b>

**TABLA A3.2 Porcentaje de error máximo, mínimo y promedio para presiones de 14.7 a 5000 psi en el gas Guajira**

<b>sTr</b>	<b>Papay</b>			<b>Hall-Yarborough</b>			<b>Dranchuk Abu-kasem</b>			<b>AGA8</b>		
	Máy	Mín	Prom	Máy	Mín	Prom	Máy	Mín	Prom	Máy	Mín	Prom
<b>1.5</b>	7.71	0.03	1.52	0.66	0.40	0.02	0.60	0.28	0.01	1.35	0.12	1.26
<b>1.6</b>	8.06	0.07	2.22	0.30	0.20	0.00	0.59	0.26	0.01	1.75	0.01	0.89
<b>1.7</b>	7.34	0.02	2.20	0.37	0.22	0.01	0.58	0.31	0.01	1.79	0.01	0.95
<b>1.8</b>	5.86	0.01	1.70	0.65	0.27	0.01	0.57	0.28	0.01	1.54	0.00	0.82
<b>1.9</b>	4.51	0.03	1.36	0.56	0.18	0.00	0.45	0.25	0.00	1.75	0.05	1.02
<b>2</b>	3.05	0.01	0.93	0.48	0.18	0.00	0.40	0.25	0.01	1.78	0.01	1.06
<b>2.2</b>	0.36	0.01	0.19	0.62	0.25	0.00	0.41	0.23	0.01	2.06	0.05	1.22
<b>2.4</b>	2.35	0.18	1.00	0.56	0.27	0.01	0.48	0.20	0.00	1.91	0.03	1.15
<b>2.6</b>	4.30	0.18	1.90	0.38	0.21	0.00	0.73	0.27	0.00	1.70	0.01	1.04
<b>2.8</b>	5.67	0.06	2.72	0.53	0.21	0.01	1.05	0.52	0.01	1.27	0.01	0.85
<b>3</b>	2.33	0.02	0.70	10.03	3.48	0.00	9.99	3.20	0.00	1.10	0.03	1.45

**ANEXO 4. DATOS Y GRÁFICOS GENERADOS PARA ENCONTRAR LA DESVIACIÓN DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE LOS MÉTODOS ALTERNATIVOS A STANDING Y KATZ UTILIZANDO EL GAS CUSIANA**

**TABLA A4.1 Porcentaje de error promedio a diferentes condiciones de presión del gas Cusiana**

sTr	Papay			Hall-Yarborough			Guiber	Dranchuk Abu-kassem			AGA8		
	Yaci	Transp	Distri	Yaci	Transp	Distri	Distri	Yaci	Transp	Distri	Yaci	Transp	Distri
<b>1.1</b>	NA	NA	NA	0.35	0.52	0.20	0.24	0.75	0.54	0.20	0.76	0.31	0.03
<b>1.15</b>	NA	NA	NA	0.70	0.29	0.16	0.43	0.63	0.66	0.44	0.35	0.25	0.07
<b>1.2</b>	14.91	4.37	0.18	0.48	0.18	0.03	0.16	0.52	0.43	0.16	0.24	0.17	0.13
<b>1.25</b>	9.37	2.42	0.10	0.50	0.29	0.27	0.43	0.49	0.15	0.40	0.13	0.22	0.05
<b>1.3</b>	5.31	1.13	0.05	0.46	0.29	0.25	0.43	0.61	0.31	0.38	0.39	0.10	0.14
<b>1.4</b>	1.80	0.62	0.03	0.30	0.14	0.04	0.14	0.36	0.09	0.07	0.45	0.96	0.10
<b>1.5</b>	1.65	0.54	0.02	0.44	0.29	0.22	0.35	0.30	0.23	0.28	0.30	0.60	0.21
<b>1.6</b>	2.54	0.61	0.03	0.18	0.28	0.15	0.06	0.26	0.23	0.12	0.92	0.32	0.12
<b>1.7</b>	2.56	0.61	0.03	0.19	0.32	0.12	0.08	0.31	0.36	0.12	0.36	0.19	0.08
<b>1.8</b>	1.96	0.48	0.02	0.28	0.25	0.05	0.06	0.25	0.38	0.08	0.39	0.02	0.01
<b>1.9</b>	1.62	0.22	0.01	0.20	0.05	0.04	0.03	0.27	0.23	0.03	0.55	0.28	0.11
<b>2</b>	1.10	0.21	0.01	0.20	0.05	0.11	0.19	0.23	0.29	0.16	0.70	0.32	0.05
<b>2.2</b>	0.18	0.20	0.01	0.30	0.06	0.14	NA	0.19	0.35	0.22	1.14	0.40	0.07
<b>2.4</b>	1.16	0.31	0.01	0.30	0.12	0.21	NA	0.14	0.43	0.29	1.26	0.41	0.11
<b>2.6</b>	2.21	0.62	0.03	0.18	0.29	0.21	NA	0.18	0.65	0.30	1.30	0.24	0.11
<b>2.8</b>	3.24	0.78	0.02	0.17	0.34	0.23	NA	0.49	0.70	0.32	1.15	0.23	0.12
<b>3</b>	4.12	1.16	0.05	0.41	0.61	0.12	NA	0.77	0.96	0.20	0.95	0.07	0.02
<b>Error Promedio</b>	<b>3.58</b>	<b>0.95</b>	<b>0.04</b>	<b>0.44</b>	<b>0.56</b>	<b>0.19</b>	<b>0.25</b>	<b>0.79</b>	<b>0.52</b>	<b>0.24</b>	<b>0.82</b>	<b>0.28</b>	<b>0.09</b>
<b>Desv. Estándar</b>	<b>3.84</b>	<b>1.10</b>	<b>0.045</b>	<b>0.49</b>	<b>1.11</b>	<b>0.10</b>	<b>0.16</b>	<b>0.51</b>	<b>0.52</b>	<b>0.13</b>	<b>0.38</b>	<b>0.16</b>	<b>0.06</b>

**TABLA A4.2 Porcentaje de error máximo, mínimo y promedio para presiones de 14.7 a 5000 psi en el gas Cusiana**

<b>sTr</b>	<b>Papay</b>			<b>Hall-Yarborough</b>			<b>Dranchuk Abu-kasem</b>		
	<b>Máx</b>	<b>Mín</b>	<b>Prom</b>	<b>Máx</b>	<b>Mín</b>	<b>Prom</b>	<b>Máx</b>	<b>Mín</b>	<b>Prom</b>
<b>1.25</b>	14.31	0.06	7.65	1.25	0.01	0.45	1.06	0.00	0.43
<b>1.30</b>	8.81	0.08	4.29	0.84	0.04	0.43	1.02	0.03	0.55
<b>1.40</b>	5.12	0.06	1.56	0.59	0.00	0.26	0.77	0.01	0.30
<b>1.50</b>	7.28	0.03	1.44	0.66	0.02	0.40	0.60	0.02	0.29
<b>1.60</b>	7.75	0.06	2.15	0.30	0.01	0.20	0.57	0.00	0.25
<b>1.70</b>	7.11	0.04	2.16	0.36	0.01	0.22	0.58	0.00	0.31
<b>1.80</b>	5.65	0.00	1.66	0.65	0.01	0.27	0.57	0.01	0.27
<b>1.90</b>	4.34	0.03	1.33	0.56	0.00	0.17	0.44	0.00	0.25
<b>2.00</b>	2.95	0.02	0.92	0.48	0.01	0.17	0.41	0.01	0.25
<b>2.20</b>	0.36	0.00	0.19	0.62	0.00	0.25	0.41	0.00	0.23
<b>2.40</b>	2.36	0.18	0.98	0.56	0.00	0.27	0.48	0.01	0.20
<b>2.60</b>	4.26	0.18	1.87	0.38	0.01	0.21	0.73	0.02	0.27
<b>2.80</b>	5.60	0.06	2.69	0.53	0.00	0.21	1.05	0.00	0.52
<b>3.00</b>	6.75	0.02	3.44	0.87	0.00	0.44	1.43	0.02	0.78

