ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS

EVALUACIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS EN EL CÁLCULO DE FACTOR DE DESVIACIÓN Z PARA GAS NATURAL ASOCIADO DEL ORIENTE ECUATORIANO

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

RODRIGO ALEXANDER MORENO RUANO

rodrigoxln.rm@gmail.com

DIRECTOR:

FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO M.Sc.

franklin.gomez@epn.edu.ec

QUITO, ABRIL 2017

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Moreno Ruano Rodrigo Alexander, bajo mi supervisión.

Franklin Vinicio Gómez Soto M.Sc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, Moreno Ruano Rodrigo Alexander, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Rodrigo Alexander Moreno Ruano

DEDICATORIA

A aquellas dos preciosas mujeres que soñaron con acompañarme en momentos como este, pero su tiempo de vida nos les permitió llegar a esta cita. Mami Aura y Mami Elsi, ya habrá tiempo de celebrar en el cielo.

Al joven timorato a punto de dar el examen de admisión en el aula 610 del ICB, el cual no está seguro si es lo suficientemente bueno para aprobar o debe volver a casa y dedicarse a otra cosa. ¡Lo logramos!

AGRADECIMIENTO

¿A quién tengo yo en los cielos sino a ti? Y fuera de ti NADA deseo en la tierra. (Salmos 73:25)

A quien fue desde el principio, es y será por siempre. A aquel que me llamó cuando nadie más me hubiera llamado, ese que escribe mi historia y le ha dado un propósito a mi vida. Verdaderamente Dios es bueno, porque llegué pensando que este era un final, una meta, ahora me doy cuenta que esto es solo el inicio y que la carrera no la voy a correr solo. Escribir un agradecimiento de tesis, la idea de graduarme o insertarme en el mundo laboral no es lo que me dibuja una sonrisa en el rostro mientras escribo estas líneas. ¡Es Dios!, ese perfecto artista que está haciendo y hará grandes cosas conmigo (un pincel muy malo) lo que me emociona y me llena de ganas de saber qué viene después. ¡A Él la gloria!

A mi familia, en especial a mis padres, Rodrigo, Alexsi, Wladimir y July. Quien lea esto se preguntará: *"¿Que no son solo dos padres?"* ¡No! No es un error, Dios ha sido tan bueno que me ha dado cuatro padres en la tierra en lugar de dos. Les doy las gracias por estar ahí en cada momento, siempre pendientes, siempre amándome. Los amo y los admiro.

A la Escuela Politécnica Nacional, porque en sus aulas crecí académicamente y porque el sueño de estudiar aquí me llevó a conocer gente muy valiosa.

Al ingeniero Franklin Gómez, quien me cedió la oportunidad de desarrollar este tema aun cuando la idea era suya y seguramente pudo haberlo hecho mejor. Gracias por guiarme en este trabajo.

A mis amigos, sean estos de la universidad, de la iglesia o que la vida me ha permitido conocer por una u otra circunstancia, los bendigo. Gracias a mis compañeros del equipo Petrobowl 2016, excelentes personas y amigos, sé que van a poner su nombre muy en alto en la industria, los conozco y estoy seguro que escucharé mucho de ustedes en el futuro.

Al Centro de Investigaciones Quito (CIQ) de Petroamazonas, por facilitarme la información necesaria para el desarrollo de este trabajo.

A todos ustedes, ¡Muchas Gracias!

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN 7
ABSTRACT 8
INTRODUCCIÓN 9
CAPÍTULO I 12
1.1 GAS IDEAL Y REAL 12
1.2 FACTOR DE DESVIACIÓN DE GAS Z 13
1.3 PROPIEDADES CRÍTICAS Y REDUCIDAS DEL GAS 13
1.4 EL GAS NATURAL 14
1.5 CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA FACTOR *Z* 16
Correlación gráfica Standing, M.B – Katz, D.L 16
Correlación de Hall, K.R. y Yarborough, L. 17
Correlación de Dranchuk, P.M., Purvis, R.A y Robinson, D.B 19
Correlación de Dranchuk, P.M. y Abou-Kasem, J.H. 20
Correlación de Al-Anazi, B.D y Al-Quraishi, A.A. 21
Correlación de Mahmoud, M.A 22
1.6 LIBERACIÓN FLASH Y DIFERENCIAL 23
1.7 LOS ANÁLISIS PVT 24
1.8 GAS NATURAL DEL ECUADOR 26
CAPÍTULO II 27
CAPÍTULO III 29
CAPÍTULO IV 37
CAPÍTULO V 40
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 42
ANEXOS 43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Componentes hidrocarburos del gas natural (Cáceres, 2002) 15
Tabla 2. Resumen de resultados de los ejemplos de cálculo 23
Tabla 3: Composición de la muestra de gas del pozo A1 en las diferentes presiones de observación del proceso de liberación diferencial, presión en psia. 29
Tabla 4: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A1 30
Tabla 5: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A1 30
Tabla 6: Composición de la muestra de gas del pozo A2 en las diferentes presiones de observación del proceso de liberación diferencial, presión en psia. 30
Tabla 7: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A2 31
Tabla 8: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A2 31

Tabla 9: Composición de la muestra de gas del pozo A3 en las diferentes presiones de observación del proceso de liberación diferencial, presión en psia. 31
Tabla 10: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A3 32
Tabla 11: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A3 32
Tabla 12: Composición de la muestra de gas del pozo A4 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia. 32
Tabla 13: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A4 33
Tabla 14: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A4 33
Tabla 15: Composición de la muestra de gas del pozo A5 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia. 33
Tabla 16: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A5 34
Tabla 17: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A5 34
Tabla 18: Composición de la muestra de gas del pozo B2 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia. 34
Tabla 19: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo B1 35
Tabla 20: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo B1 35
Tabla 21: Composición de la muestra de gas del pozo B2 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia. 35
Tabla 22: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo B2 36
Tabla 23: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo B2 36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Comportamiento del factor de desviación Z (McCain, 1990) 14
Figura 2: Factor de compresibilidad para gas natural (Kidnay et al, 2011)..... 16
Figura 3: Equipo PVT de la facultad de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional 25
Figura 4:Gráfica Presión vs Z para pozo A1 (Valores reales y correlacionados) 30
Figura 5: Gráfica Presión vs Z para pozo A2 (Valores reales y correlacionados) 31
Figura 6: Gráfica Presión vs Z para pozo A3 (Valores reales y correlacionados) 32
Figura 7: Gráfica Presión vs Z para pozo A4 (Valores reales y correlacionados) 33
Figura 8: Gráfica Presión vs Z para pozo A5 (Valores reales y correlacionados) 34
Figura 9: Gráfica Presión vs Z para pozo B1 (Valores reales y correlacionados) 35
Figura 10: Gráfica Presión vs Z para pozo B2 (Valores reales y correlacionados) 36

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Ecuación general de los gases ideales……...12
Ecuación 2: Ecuación general de los gases reales……13
Ecuación 3: Relación entre volumen ideal y real (Z)……...13
Ecuación 4: Ecuación de Presión Reducida……13
Ecuación 5: Ecuación de Temperatura Reducida……14
Ecuación 6: Correlación de Hall-Yarborough (Ecuación de Z)……..17
Ecuación 7: Correlación de Dranchuk-Purvis-Robinson (Ecuación de Z)……...19
Ecuación 8: Correlación de Dranchuk-Abou Kasem (Ecuación de Z)……..20
Ecuación 9: Correlación de Al Anazi-Al Quraishi (Ecuación de Z)……21
Ecuación 10: Correlación de Mahmoud (Ecuación de Z)……...22

RESUMEN

Uno de los parámetros más importantes en la ingeniería petrolera es el factor de desviación “Z” de gas, este parámetro se lo obtiene experimentalmente. No obstante se han diseñado múltiples correlaciones empíricas para calcular al factor Z cuando se trabaja con gas natural. Las cinco correlaciones analizadas en este documento fueron diseñadas para calcular el factor de desviación cuando se trate de gas no asociado o libre, rico en metano y con contenido de bajo a nulo de impurezas. Sin embargo, en este trabajo se evalúan estas correlaciones para gas asociado, con alto contenido de impurezas, especialmente dióxido de carbono. Dado que el factor Z de gas es fundamental en trabajos de ingeniería como diseño de compresores o tuberías de gas, resulta importante evaluar si las correlaciones empíricas para cálculo de Z en gas asociado son confiables, por la facilidad de su uso. Se solicitaron siete datos de análisis PVT relativamente actuales de dos campos petroleros de la empresa Petroamazonas, en estos análisis se presentan datos reales de Z en el proceso de liberación diferencial, se calcularon factores de desviación por correlación y se analizaron errores porcentuales, diferencias netas y la posible relación de estos resultados con la composición de la muestra de gas. Dos de las cinco correlaciones evaluadas son modernas, presentadas en los años 2010 y 2013 en conferencias de la SPE. En este trabajo se muestra que, en general, si es posible aplicar correlaciones para gas asociado y se identifica la correlación con mejores resultados.

Palabras clave: Gas natural asociado, Factor de desviación, Correlaciones empíricas.

ABSTRACT

One of the most important and used parameters in petroleum engineering is the gas deviation factor “Z”, this parameter can be measured experimentally. However, several empirical correlations have been developed in order to calculate Z factor for natural gas. The five empirical correlations tested in this document were initially developed for calculating Z factor for non-associated natural gas. Free gas normally contains high quantity of methane and low quantity of impurities. However, in this document the correlations were tested for associated gas, this gas normally contains high quantity of impurities such as carbon dioxide. Since Z factor is required for engineering projects such as designing a gas compressor or gas lines, it is necessary to find out whether a correlation can be used for calculating Z factor for associated gas. Seven current PVT reports were given by Petroamazonas Company, on these reports, experimental values of Z factor by differential vaporization were obtained. Afterwards, the values of gas deviation factors Z were calculated by the five empirical correlations, then, the percentage errors, differences of values and the gas composition effects were analyzed. Two of the five correlations analyzed in this work are relatively current; these correlations were presented in SPE conferences and exhibitions in 2010 and 2013. This document shows that gas deviation factors Z for associated gas can be calculated by empirical correlations and the correlation with the best results is identified.

Keywords: Associated natural gas, gas deviation factor, empirical correlations.

EVALUACIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS EN EL CÁLCULO DE FACTOR DE DESVIACIÓN Z PARA GAS NATURAL ASOCIADO DEL ORIENTE ECUATORIANO

INTRODUCCIÓN

El factor de desviación de gas (Z) es una constante adimensional que representa el comportamiento real del gas respecto al comportamiento 'perfecto'. La teoría propone al gas ideal como aquel que no está sometido a fuerzas de atracción o de repulsión, y los choques entre moléculas son perfectamente elásticos. Premisa que no se cumple para la fase gaseosa, por lo que se define al factor de desviación Z como la relación entre el volumen ocupado en condiciones reales y el volumen ocupado en condiciones ideales. El gas real tendrá comportamiento cercano al ideal cuando el factor de desviación tienda a 1 (Kumar, 2004; Pino, sf).

El gas real está sometido a fuerzas de atracción y repulsión que influyen en su comportamiento, además es dependiente de las condiciones de presión y temperatura. Así, a condiciones estándar las partículas de gas están bastante distanciadas y las fuerzas de atracción son despreciables, el gas entonces tiende a tener un comportamiento ideal. Sin embargo, al aumentar la presión las fuerzas de atracción y repulsión empiezan a ser determinantes, mostrando así volúmenes de gas menores o incluso mayores con respecto al volumen que ocuparía el gas ideal. Por supuesto, las variaciones en el volumen del gas real con respecto al del gas ideal influirán directamente en los valores del factor de desviación (Mahmoud, 2013).

La consideración del concepto de factor de desviación de gas es aún más importante cuando se trata de gas natural, el cual es una mezcla de varios gases hidrocarburos y que muchas veces presenta cantidades de componentes considerados impurezas. Los cálculos y diseños de ingeniería demandan soluciones precisas y de constante mejoramiento; este enfoque es el mismo cuando se trata de gas natural, ya que al ser una mezcla de gases y al estar sometido a presiones y temperaturas altas, su estudio y manejo obliga al ingeniero a realizar modelamientos con el menor error e incertidumbre como sea posible.

La generación de curvas para estimación de Z y las correlaciones empíricas han sido una herramienta fiable a la hora de obtener valores de factor de desviación que puedan ser aplicables a la industria, luego, la evaluación de estas correlaciones es importante debido a que pueden presentar distinto nivel de precisión dependiendo de la

composición del gas natural y condiciones a las que se encuentre. Finalmente, la precisión lograda por las distintas correlaciones en el cálculo de Z con respecto a sus valores medidos en laboratorio permitirá dar acertadas conclusiones con respecto a qué correlación usar para el campo en el que se realice la evaluación.

Las correlaciones a analizar son: Hall&Yarborough, presentada en 1973 y basada en la ecuación de estado de Starling y Carnahan, también la correlación de Dranchuk-Purvis-Robinson del año 1974 y basada en la ecuación de estado Benedict-Webb-Rubin. Se analiza además la correlación de Dranchuk-Abou Kasem desarrollada en 1975 y basada en la ecuación de estado de Starling. Se incluye el análisis de dos correlaciones relativamente nuevas, Al Anazi-Al Quraishi que fue desarrollada en 2010 y presentada en el “SPE Oil and gas India Conference and Exhibition”, y también la correlación de Mahmoud del año 2013 y presentada en el “North África Technical Conference and Exhibition”.

En este trabajo se describe el nivel de precisión de distintas correlaciones empíricas en el cálculo de Z con respecto a datos reales obtenidos en laboratorio para gas natural asociado en muestras reales del oriente ecuatoriano, esto con el fin de obtener conclusiones de aplicabilidad para beneficio de la industria nacional. Los análisis PVT de las muestras son de dos campos del oriente ecuatoriano cercanos el uno del otro y ubicados en el corredor Sacha-Shushufindi. Ambos campos producen crudo mediano de las arenas Hollín, U y T. Estos análisis evidencian un amplio rango de composiciones variadas en el gas asociado, lo que permite hacer un estudio representativo.

La dificultad de obtener Muestras PVT, conjuntamente con la falta de investigación del gas asociado de reservorios ecuatorianos y la facilidad que representa aplicar una correlación confiable, hacen necesario realizar este estudio. El cual consiste en aplicar correlaciones versátiles para determinar el factor de compresibilidad Z en gas asociado del oriente ecuatoriano.

Pregunta de investigación

¿Es posible aplicar correlaciones empíricas en el cálculo del factor de desviación Z en reservorios de gas asociado del oriente ecuatoriano?

Objetivo General

- Evaluar la aplicación de distintas correlaciones empíricas en el cálculo del factor de desviación de gas para campos del oriente ecuatoriano.

Objetivos Específicos

- Calcular errores en el factor de desviación de gas por correlación con respecto a valores de laboratorio.
- Determinar la correlación empírica que mejor describa los valores de Z generados en laboratorio para los campos estudiados.
- Evaluar relaciones entre la composición de la muestra de gas y los valores de incertidumbre.
- Analizar las características del gas natural en los campos estudiados.
- Discutir los principales inconvenientes en la ejecución de un análisis PVT.

CAPÍTULO I
REFERENCIAL TEÓRICO

1.1 GAS IDEAL Y REAL

De acuerdo a la teoría cinética de los gases, se establece que el gas ideal es aquel que se compone de una gran cantidad de partículas cuyo volumen es despreciable en comparación con el volumen total del gas. También se asume que estas partículas o moléculas no ejercen fuerzas de atracción o repulsión entre sí, por tanto, la energía promedio de sus partículas será función de su temperatura. Las partículas de gas se mueven en distintas direcciones y velocidades de forma aleatoria, colisionando entre sí y con las paredes del recipiente que las contiene, estas colisiones contra el recipiente que las contiene determinan la presión del gas. Los cambios en volumen de gas harán que las colisiones aumenten o disminuyan, resultando en cambios de presión, de igual forma, el aumento de temperatura aumentará la energía con que las partículas chocan contra el recipiente y aumentará la presión. Estas consideraciones son descritas por las leyes de Boyle y Charles, cuya combinación en conjunto con la consideración de que el volumen depende, por supuesto, del número de moléculas, generan la ecuación de estado para gases ideales (ecuación 1) (Mahmoud, 2013; Azizi et al, 2010; Bradley et al, 1987; Pino, sf).

$$PV = nRT \tag{1}$$

Donde *P* es la presión a la que se encuentre el gas, *V* el volumen, *T* la temperatura, *n* el número de moles de gas y *R* es la constante de proporcionalidad del gas dependiente de las unidades de las anteriores variables.

La relación de gas ideal no se puede aplicar a gases reales (Cengel & Boles, 2009). Los gases reales están formadas por partículas en las que sus fuerzas atracción y repulsión no son despreciables, además las colisiones de las partículas son inelásticas, a diferencia de las colisiones en el gas ideal. A presiones bajas y temperaturas altas (con respecto a su temperatura crítica) el gas tiene un comportamiento cercano al ideal, sus partículas están lo suficientemente separadas y las fuerzas de atracción y repulsión pueden ser despreciadas. Sin embargo, si la presión se incrementa, el volumen del gas es lo suficientemente pequeño como para considerar el volumen de sus partículas, mientras que las fuerzas de atracción y repulsión se vuelven importantes; este comportamiento de gas real hace que las consideraciones de gas ideal presenten serios errores bajo estas condiciones. De esa manera, se introduce el concepto de un factor

de proporcionalidad que se pueda usar en la ecuación de estado para corregir este error, el factor de desviación Z (Mahmoud, 2013; Cengel & Boles, 2009; Bradley et al, 1987).

La ecuación de estado para gas real es

$$PV = ZnRT \tag{2}$$

Donde *Z* es el factor de desviación de gas.

1.2 FACTOR DE DESVIACIÓN DE GAS Z

Se define al factor de desviación de gas como la relación entre el volumen que el gas ocupa realmente a determinadas condiciones de presión y temperatura, y el volumen que ocuparía el gas a las mismas condiciones de presión y temperatura si se comportase de manera ideal (Azizi, 2010; McCain, 1990).

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \tag{3}$$

La ecuación de estado $PV = ZnRT$ puede usarse para gases reales e ideales, ya que el valor de *Z* es 1 para gases ideales, para los gases reales el valor de *Z* puede ser mayor o menor a la unidad. Entre mayor sea la diferencia del valor de *Z* con respecto a la unidad, mayor será la desviación del comportamiento del gas real con respecto al ideal (Cengel & Boles, 2009).

1.3 PROPIEDADES CRÍTICAS Y REDUCIDAS DEL GAS

Para una sustancia pura, se define a las propiedades críticas como las condiciones de presión, volumen y temperatura en donde las propiedades de gas y líquido (densidad, viscosidad, etc.) coexisten en equilibrio. Estas propiedades críticas son únicas para cada sustancia y son útiles a la hora de hallar propiedades físicas por medio de correlaciones (Bradley et al, 1987).

El comportamiento de los gases es distinto a determinadas condiciones de presión y temperatura, pero su comportamiento es similar cuando su presión y temperatura se toma en relación a sus propiedades críticas. Estas propiedades se definen como temperatura y presión reducidas, matemáticamente expresadas con las ecuaciones (Cengel & Boles, 2009):

$$Pr = \frac{P}{P_C} \tag{4}$$

$$Tr = \frac{T}{T_C} \tag{5}$$

En donde *Pr* es la presión reducida y *Tr* la temperatura reducida de la sustancia. Cuando las magnitudes de presión y temperatura reducidas son iguales para dos o más sustancias entonces sus factores de desviación Z de gas tendrán valores aproximados, a esto se le conoce como la ley de estados correspondientes (Cengel & Boles, 2009; Kumar, 2004).

Conocidos los conceptos de presión y temperatura reducidas, el comportamiento típico del factor de desviación de gas se explica en la figura 1.

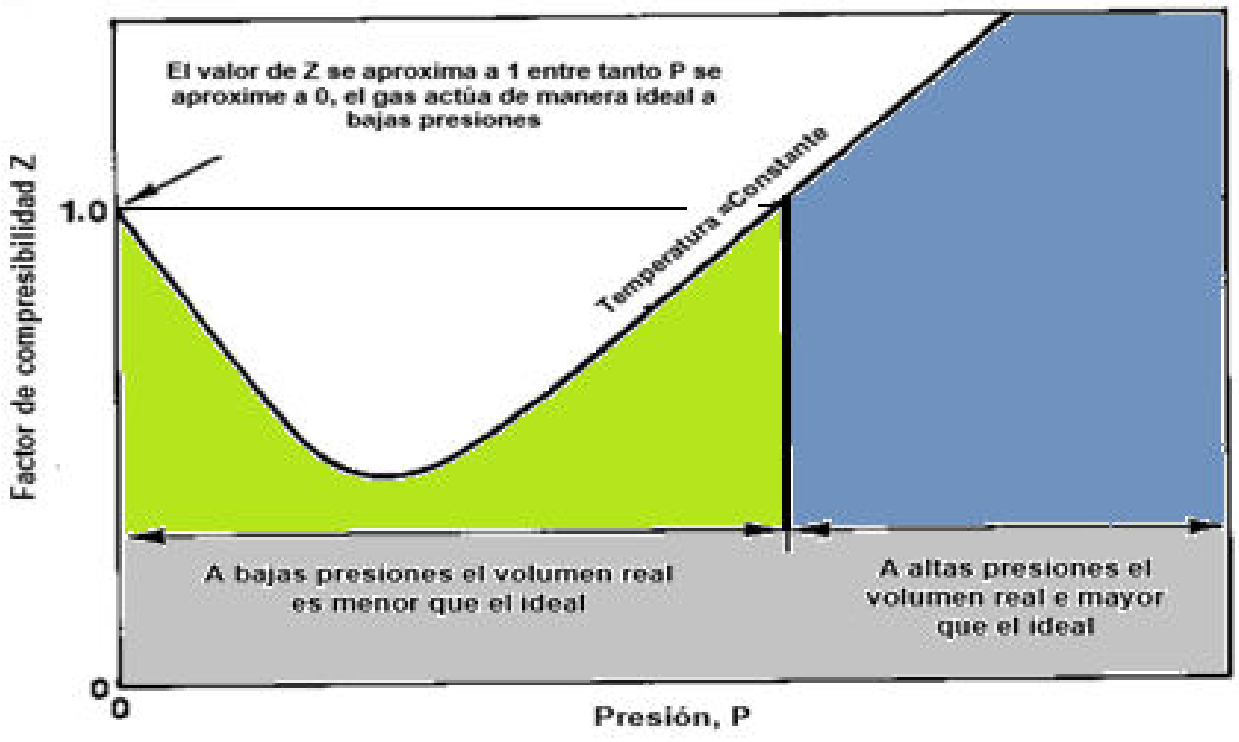


Figura 1: Comportamiento del factor de desviación Z (McCain, 1990)

En mezclas de gases, con propósito de estudio, se introduce a las propiedades críticas el prefijo de 'pseudo'. Cuando se conocen los componentes de una mezcla gaseosa, es posible estimar sus propiedades pseudocríticas gracias a algunos métodos propuestos (McCain, 1990). Un ejemplo de mezcla de gases es el gas natural, el cual es el objeto de estudio de este documento.

1.4 EL GAS NATURAL

El gas natural es un combustible fósil en estado gaseoso compuesto por alcanos o parafinas $(C_n H_{2n+n})$, tiene una importante presencia de metano (muchas veces mayor a 80%), también cantidades menores de etano, propano, butano, y porcentajes muy pequeños de compuestos hidrocarburos más pesados (Cáceres, 2002; Pérez y Martínez, 1995; Katz & Lee, 1990; Pino, SF). Los componentes hidrocarburos típicos del gas natural se mencionan en la tabla 1.

Tabla 1: Componentes hidrocarburos del gas natural (Cáceres, 2002)

Componente	Composición	Estado @ P atm
Metano	CH4	Gas
Etano	C2H6	Gas
Propano	C3H8	Gas licuable
Butano	C4H10	Gas licuable
Pentano	C5H12	Líquido gasificable
Hexano	C6H14	Líquido gasificable
Heptano	C7H16	Líquido
Octano (+)	C8H18 +	Líquido

A menudo se suelen confundir términos como LPG (Liquefied Petroleum Gas), NGL (Natural Gas Liquids), LNG (Liquefied Natural Gas), que no son lo mismo que el gas natural. Los conceptos de estos compuestos son:

- **LPG:** el gas licuado de petróleo está predominantemente formado por propano y butano; se mantiene en estado líquido bajo la presión del recipiente que lo contiene (Gas Processors Suppliers Association, 2004).
- **NGL:** líquidos del gas natural licuefactados en instalaciones de superficie o en plantas de gas; estos líquidos incluyen etano, propano, butano, isobutano, y lo que se conoce como gasolina natural formada por pentano y algunos componentes más pesados. Su separación del gas natural se logra por métodos como absorción, condensación u otros (US Energy Information Administration, 2012; Gas Processors Suppliers Association, 2004; Investopedia, s.f).
- **LNG:** porción ligera del gas natural, mayormente de metano que se licuefacta con el objetivo de obtener beneficios en su transporte y almacenamiento. Para esto, es necesario someterlo a un proceso criogénico y disminuir su temperatura hasta los -161°C o -258°F (Gas Processors Suppliers Association, 2004; Cáceres, 2002).

El gas natural tiene en cantidades menores, gases inorgánicos denominados impurezas, como: Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de hidrógeno (H_2S), Sulfuro de Carbonilo (COS) y trazas de agua (H_2O) (Kidnay, 2011).

La estimación de las propiedades del gas natural se puede realizar por medio de correlaciones empíricas, las cuales están basadas en diferentes ecuaciones de estado.

1.5 CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA FACTOR *Z*

Correlación gráfica Standing, M.B – Katz, D.L

La correlación más ampliamente utilizadas es la carta de Standing y Katz, fue desarrollada usando mezclas de metano con etano, propano, butano y gases naturales considerando variadas fracciones de sus componentes. Para el desarrollo de esta carta no se consideraron mezclas que superen pesos moleculares de 40. Desde la publicación de la carta en 1941 se han desarrollado múltiples correlaciones para describirla matemáticamente (Azizi, 2010). La gráfica se desarrolló bajo ciertas restricciones, como, el gas debe estar compuesto en más de 90% por metano, no debe poseer impurezas ni hidrocarburos aromáticos (Bánzer, 1996). La carta de correlación de Standing y Katz se presenta en la figura 2:

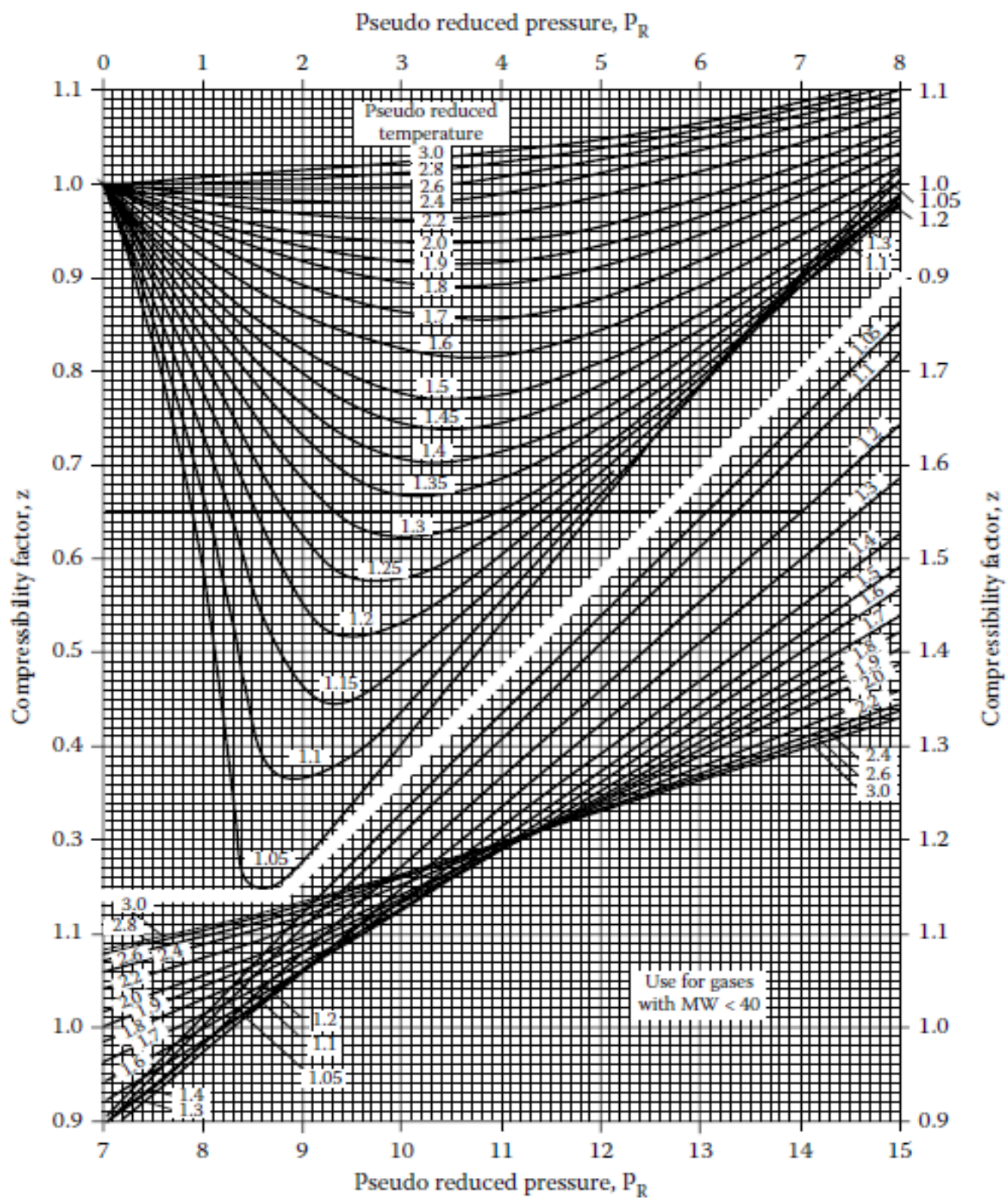


Figura 2: Factor de compresibilidad para gas natural (Kidnay et al, 2011)

A partir de este método gráfico se realizaron múltiples correlaciones para describir la curva a través de ecuaciones; a continuación se describen varias de las más conocidas así como la evaluación de dos correlaciones relativamente nuevas.

Correlación de Hall, K.R. y Yarborough, L.

Correlación presentada en 1973 y busca representar matemáticamente la carta de Standing y Katz. La correlación se sustenta en la ecuación de estado de Starling y Carnahan. Las ecuaciones y variables a considerar son (Ahmed, 2007; Bánzer, 1996):

$$Z = \left(\frac{0{,}06125 * t * Ppr}{Y}\right) \exp(-1{,}2(1-t)^2) \qquad (6)$$

donde,

Ppr = Presión Pseudoreducida

t = Recíproco de la temperatura Pseudoreducida

Y = Densidad reducida, obtenida de la ecuación:

$$F(Y) = A_1 + \frac{Y + Y^2 + Y^3 - Y^4}{(1-Y)} - (A_2)Y^2 + (A_3)Y^{A_4} = 0$$

Los valores de A_i son:

$A_1 = -0{,}06125 P_{pr} t * \exp(-1{,}2(1-t)^2)$

$A_2 = 14{,}76t - 9{,}76t^2 + 4{,}58t^3$

$A_3 = 90{,}7t - 242{,}2t^2 + 42{,}4t^3$

$A_4 = 2{,}18 + 2{,}82t$

La ecuación para obtener el valor de la densidad reducida es no lineal y se puede obtener por métodos de iteración de ensayo y error. Los desarrolladores de la correlación no recomiendan su aplicación para Temperaturas pseudoreducidas menores a la unidad (Ahmed, 2007).

Ejemplo de cálculo:

A presión de 1000 [psia] y temperatura de 200°F (660 R) calcular el valor de Z para un gas de gravedad específica ɣ=0,87. Considérese un gas sin presencia de impurezas.

Es posible correlacionar las propiedades pseudo-críticas con las ecuaciones:

Ppc= 709,6 - 58,7* ɣ= 658,53 [psia]

Tpc= 170,5 + 307,3* γ_g= 437,85 [R]

Las propiedades pseudo-reducidas se calculan con las ecuaciones (4) y (5) a la presión absoluta de 1000 [psia] y temperatura de absoluta de 660 [R], entonces:

Ppr= 1,5185

Tpr= 1,5073

Dado que “t” es el recíproco de la temperatura pseudo-reducida, entonces t = 1/Tpr = 0,6634

Las constantes A_i dependen de los parámetros Ppr y t, que a su vez depende de Tpr, de ese modo los valores A_i son:

A_1= -0,0538

A_2= 6,8337

A_3= -34,0441

A_4= 4,0508

Para calcular el valor de “Y” es posible aproximar un primer valor asumido, el cual se calcula con:

$$Y = 0{,}0125Ppr * t * \boldsymbol{e}^{-\mathbf{1{,}2}*(\mathbf{1}-\boldsymbol{t})^{\mathbf{2}}}$$

Así, el primer valor de Y asumido será 0,01099.

Con el primer valor asumido se calcula F(Y), si el valor de F(Y) no es “0” se realiza iteraciones con ayuda del método de Newton-Raphson hasta hallar el valor de “Y” que satisfaga la condición. Para este caso el valor de Y final será de 0,0627.

Una vez obtenido el valor de “Y” se procede a calcular Z con la ecuación:

$$Z = \left(\frac{0{,}06125 * t * Ppr}{Y}\right) \exp(-1{,}2(1-t)^2)$$

Para este caso el valor de Z será igual a 0,8593.

Correlación de Dranchuk, P.M., Purvis, R.A y Robinson, D.B

Correlación desarrollada en 1974 y se sustenta en la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin. El cálculo de Z se realiza con la ecuación (Ahmed, 2007; Bánzer, 1996):

$$Z = 1 + \left(X_1 + \frac{X_2}{Tpr} + \frac{X_3}{Tpr^3}\right)\rho_r + \left(X_4 + \frac{X_5}{Tpr}\right){\rho_r}^2 + \frac{X_5 X_6 {\rho_r}^5}{Tpr} + X_7(1 + X_8{\rho_r}^2)\frac{{\rho_r}^2}{Tpr^3}\exp(-X_8{\rho_r}^2) \qquad (7)$$

El valor de la densidad reducida ρ_r se obtiene como la relación entre la densidad a condiciones de presión y temperatura a analizar para la densidad a condiciones críticas:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{Zc * Ppr}{Z * Tpr}$$

Los valores de las constantes son:

X_1 =0,31506237 X_5 =-0,61232032

X_2 =-1,046709 X_6 =-0,10488813

X_3 =-0,57832720 X_7 =0,68157001

X_4 =0,53530771 X_8 =0,68446549

Se sugiere válido el método para Presiones pseudoreducidas entre 0,2 y 3,0, además de Temperaturas pseudoreducidas entre 1,05 y 3,0. El valor recomendado para Zc es 0,27 (Ahmed, 2007).

Ejemplo de cálculo:

Calcular el factor Z para el gas del ejemplo anterior a las mismas condiciones de presión, temperatura y gravedad específica con la correlación de Dranchuk – Purvis – Robinson.

Para el ejemplo,

Los parámetros pseudo-reducidos serán los mismos, así:

Ppr= 1,5185

Tpr= 1,5073

Este método también requiere realizar iteraciones para obtener un valor final. Por lo tanto, se asume un valor inicial de Z=1 y se calcula un primer valor de densidad reducida con la ecuación:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{0{,}27 * Ppr}{Z * Tpr} = 0{,}2720$$

Con esto se calcula un nuevo valor de Z considerando los valores de las constantes “X_i”. Si la diferencia entre el valor de Z asumido y Z calculado es muy cercana a “0” entonces se tendrá el valor de Z verdadero. Si la diferencia entre Z asumido y Z calculado no es “0” entonces el valor calculado pasa a ser el nuevo valor asumido y se repite el proceso. Para este ejemplo, el valor final de Z será de 0,8595.

Correlación de Dranchuk, P.M. y Abou-Kasem, J.H.

Es una correlación desarrollada en 1975 también resuelta por métodos iterativos. A diferencia de la correlación anterior, ésta se sustenta en la ecuación de estado de Starling (Mahmoud, 2013; Ahmed, 2007; Bánzer, 1996):

$$Z = 1 + \left(X_1 + \frac{X_2}{Tpr} + \frac{X_3}{Tpr^3} + \frac{X_4}{Tpr^4} + \frac{X_5}{Tpr^5}\right)\rho_r + \left(X_6 + \frac{X_7}{Tpr} + \frac{X_8}{Tpr^2}\right){\rho_r}^2 - X_9\left(\frac{X_7}{Tpr} + \frac{X_8}{Tpr^2}\right){\rho_r}^5 + X_{10}(1 + X_{11}{\rho_r}^2)\frac{{\rho_r}^2}{Tpr^3}\exp(-X_{11}{\rho_r}^2) \quad (8)$$

El cálculo para la densidad reducida es el mismo que en el de Dranchuk-Purvis-Robinson. En ambos casos la literatura sugiere tomar Zc=0,27. Los valores de las constantes X_i son:

$X_1 = 0{,}3265$	$X_5 = -0{,}05165$	$X_9 = 0{,}1056$
$X_2 = -1{,}07$	$X_6 = 0{,}5475$	$X_{10} = 0{,}6134$
$X_3 = -0{,}5339$	$X_7 = -0.7361$	$X_{11} = 0{,}721$
$X_4 = 0{,}01569$	$X_8 = 0{,}1844$	

Ejemplo de cálculo:

Calcular el factor Z para un gas a las mismas condiciones de presión, temperatura y gravedad específica del ejemplo anterior con la correlación de Dranchuk – Abou Kasem. Se toman los mismos parámetros pseudo-reducidos:

Ppr= 1,5185

Tpr= 1,5073

Se repite el proceso empleado en el cálculo por correlación de Dranchuk-Purvis-Robinson, sin embargo, la diferencia entre estos dos métodos es la ecuación empleada para cálculo de Z y las constantes X_i.

El valor de Z al final del proceso iterativo será de 0,8604.

Correlación de Al-Anazi, B.D y Al-Quraishi, A.A

Correlación relativamente nueva, desarrollada en 2010 y presentada en el "SPE Oil and gas India Conference and Exhibition". Para el desarrollo de la correlación se utilizó una base de datos de 977 factores de desviación *Z* obtenidos experimentalmente para gas natural de diferentes composiciones, lo que hace interesante evaluar este método para el gas natural local. Los datos usados, además, cubren varios rangos de presión, temperatura y peso molecular. La correlación se describe a continuación (Al-Anazi & Al-Quraishi, 2010):

$$Z = \frac{2E}{1{,}0482} + F \tag{9}$$

$$F = \frac{D}{E^2} - E$$

$$E = \frac{C + D}{1{,}0474Tpr} + 0{,}9178$$

$$D = (-2A)BC$$

$$C = B - (-2A)B$$

$$B = \frac{9A^2 - 1{,}427}{Tpr} + 0{,}9178$$

$$A = -0{,}06708Ppr + 0{,}2360$$

Los desarrolladores de la correlación aseguran que esta correlación fue probada tanto para hidrocarburos puros como para mezclas, algunas de estas mezclas incluían significativas cantidades de impurezas y condensados (Al-Anazi & Al-Quraishi, 2010).

Ejemplo de cálculo:

Calcular el factor Z para un gas a las mismas condiciones de presión, temperatura y gravedad específica del ejemplo anterior con la correlación de Al Anazi – Al Quraishi.

Los valores pseudo-reducidos son los mismos que en los casos anteriores:

Ppr= 1,5185

Tpr= 1,5073

Se calculan las constantes A,B,C,D,E, F a partir de las propiedades pseudo-reducidas, así:

$$A = -0{,}06708Ppr + 0{,}2360 = 0{,}1341$$

$$B = \frac{9A^2 - 1{,}427}{Tpr} + 0{,}9178 = 0{,}0785$$

$$C = B - (-2A)B = 0{,}0996$$

$$D = (-2A)BC = -0{,}0021$$

$$E = \frac{C + D}{1{,}0474Tpr} + 0{,}9178 = 0{,}9796$$

$$F = \frac{D}{E^2} - E = -0{,}9817$$

Los valores anteriores se reemplazan en la ecuación de Z, cuyo resultado final es 0,8872. Este método no requiere realizar iteraciones.

Correlación de Mahmoud, M.A

Correlación presentada en el 2013 en el "North África Technical Conference and Exhibition". Para su desarrollo se tomaron en consideración más de 300 datos medidos y calculados de publicaciones previas; se desarrolló la correlación por técnicas de regresión en el programa Mat lap. Los resultados de la correlación presentan un excelente nivel de ajuste a la curva de Standing y Katz, especialmente a presiones altas, ya que a presiones superiores a 6000 psia correlaciones como Al-Anazi & Al-Quraishi (2010) y Dranchuk & Abou-Kasem (1975) arrojaron valores con errores extremadamente altos (Mahmoud, 2013). La correlación es la siguiente:

$$Z = aPpr^2 + bPpr + c \tag{10}$$

donde,

$$a = 0{,}702e^{-2{,}5Tpr}$$
$$b = -5{,}524e^{-2{,}5Tpr}$$
$$c = 0{,}044Tpr^2 - 0{,}164Tpr + 1{,}15$$

Ejemplo de cálculo:

Calcular el factor Z para un gas a las mismas condiciones de presión, temperatura y gravedad específica del ejemplo anterior con la correlación de Mahmoud.

Los valores pseudo-reducidos para un gas de 1000 [psia], 200[°F] y gravedad específica de 0,87, obviando correcciones por impurezas son:

Ppr= 1,5185

Tpr= 1,5073

Los valores de las constantes a,b,c son:

$a = 0{,}702e^{-2{,}5Tpr} = 0{,}0162$

$b = -5{,}524e^{-2{,}5Tpr} = -0{,}1275$

$c = 0{,}044Tpr^2 - 0{,}164Tpr + 1{,}15 = 1{,}0027$

Estos parámetros se reemplazan en la ecuación de Z para la correlación de Mahmoud, cuyo resultado es 0,8464.

Se resume los resultados de los ejemplos de cálculo en la tabla 2.

Tabla 2. Resumen de resultados de los ejemplos de cálculo

CORRELACIÓN	Z
Hall - Yarborough	0,8593
Dranchuk-Purvis-Robinson	0,8595
Dranchuk y Abou-Ksem	0,8604
Al-Anazi y Al-Kuraishi	0,8872
Mahmoud	0,8464

1.6 LIBERACIÓN FLASH Y DIFERENCIAL

Un yacimiento de petróleo normalmente presenta gas asociado, este gas puede encontrarse disuelto en el petróleo o encontrarse libre dependiendo de la presión de burbuja del crudo. En el momento en que la presión a la que está sujeto el crudo cae por debajo de la presión de burbuja se produce la liberación del gas en solución. Así, en un yacimiento se pueden presentar dos clases de liberación. La primera es la liberación conocida como ‘flash’ en donde el gas que se libera permanece en contacto con el fluido durante toda la caída de presión, este contacto prolongado entre la fase líquida y gaseosa favorece la vaporización de hidrocarburos intermedios (principalmente propano, butano y pentano). El segundo caso es la separación diferencial de gas, en donde al disminuir la presión se liberará una cierta cantidad de gas, luego esta cantidad de gas se remueve del contacto de la fase líquida (Craft & Hawkings, 1991). A nivel de laboratorio se puede reproducir estos dos procesos de separación a través de celdas en las que se pueda modificar el volumen y presión de la muestra a analizar.

En la liberación diferencial se lleva la presión de la celda con fluido en reservorio hasta la presión de burbuja, luego la presión se reduce incrementando el volumen de la celda, ya que la presión es menor que la presión de burbuja se tendrá presencia de gas en la celda; este gas se remueve por completo de la celda mientras la presión de la celda se

mantiene constante disminuyendo su volumen. Del gas extraído se analizan sus propiedades puntuales para la presión a la que se encuentra, el proceso completo se repite por pasos hasta llegar a la presión atmosférica y manteniendo temperatura constante igual a la del yacimiento durante todo el proceso (McCain, 1990).

En la liberación flash se ajustan las condiciones de presión y temperatura a las de yacimiento, a temperatura constante se disminuye la presión en incrementos de volumen de la celda, pero la porción de gas nunca es retirada (McCain, 1990).

1.7 LOS ANÁLISIS PVT

Para una óptima producción de un campo, es necesario disponer de datos confiables del fluido que proviene del yacimiento. Estos datos tienen alta relación con variables como la presión, el volumen y la temperatura (PVT) que afectan al fluido. El factor de desviación Z de gas, es uno de varios parámetros que se pueden determinar a partir del análisis de fluido denominado PVT, que además proporciona datos como factores volumétricos, presión de burbuja, viscosidades y densidades, entre otros.

Para realizar un análisis PVT es necesario tomar muestras del fluido del yacimiento mediante dos posibles formas: la primera es un muestreo de fondo y la segunda es la recolección de una muestra por recombinación superficial. Algunos de los parámetros medidos al momento de tomar muestras son: presión estática del yacimiento, presión de fondo fluyente, presión de cabeza, temperatura de cabeza, condiciones del separador, entre otros.

Además de ser un análisis indispensable, es complejo y costoso. A veces se debe descartar el inicio de un análisis debido a que el recipiente para tomar muestras está contaminado, el equipo PVT puede costar hasta un millón de dólares y los análisis entre diez y setenta mil dólares. El uso de una correlación confiable para valorar o determinar algún parámetro de campo constituye en un valioso apoyo en la industria sino se dispone de un equipo PVT. Los resultados de liberación flash y diferencial son parte del análisis PVT.

Las pruebas que se pueden realizar en un equipo PVT (ver figura 3) son:

Expansión con masa constante (CME): la presión en la celda se disminuye de forma continua, lentamente o paso a paso dependiendo de la conveniencia. La calidad de los datos obtenidos es alta debido a la minuciosidad del proceso. Después de la prueba la muestra es recombinada a una presión superior a la de burbuja. En esta prueba se

miden parámetros como compresibilidad isotérmica, volumen relativo y función “Y” (Vinci Technologies, SF).

Depleción con masa constante (CMD): la presión en la celda que contiene la muestra es disminuida de forma continua, también lentamente o paso a paso. La presión se disminuye a temperatura constante, después de detectar el punto de rocío, el volumen de líquido es medido. Es una prueba no destructiva, por lo que después se usa la muestra para la prueba de depleción a volumen constante. Algunas de las variables calculadas son el volumen equivalente, factor Z y factor volumétrico de gas (Vinci Technologies, SF).

Depleción a volumen constante: la muestra es llevada al punto de rocío, la presión es reducida paso a paso manteniendo el volumen de la celda constante al abrir una válvula de salida. La temperatura también es constante. Se alcanza el equilibrio cuando el condensado escapa del gas. Las variables medidas en esta prueba son los volúmenes relativos de líquido y gas (Vinci Technologies, SF).

Prueba del separador: simula el proceso en el pozo para hallar la presión de separación óptima. Este tipo de pruebas se realizan con muestras originales del reservorio a presión de burbuja. Esta prueba a su vez se divide en pruebas de única etapa y pruebas multietapa (Vinci Technologies, SF).

Figura 3: Equipo PVT de la facultad de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional

1.8 GAS NATURAL DEL ECUADOR

Los campos hidrocarburíferos del Ecuador presentan producción de gas, tanto asociado como no asociado. El gas no asociado o libre que se produce en el país tiene como única fuente el campo Amistad (Bloque 6) ubicado en el golfo de Guayaquil y es operado por la empresa Petroamazonas. El gas asociado producido en el país proviene de los múltiples campos petroleros que a la fecha se encuentran siendo explotados en el oriente ecuatoriano. Según datos del Ministerio de Sectores Estratégicos en el balance energético nacional 2015 (con base a datos del 2014) se produjeron 186 MMPCS diarios, de esta cantidad el 30% pertenece a gas libre y el 70% es producción de gas asociado. Pese a que la cantidad de gas asociado producido es más del doble de lo producido en gas libre, la mayor parte del gas asociado no es aprovechado.

En cuanto a composición, el gas libre producido en el golfo es extremadamente rico en metano, llegando fácilmente a 98% de fracción molar. Esto no sucede en el gas asociado, la composición de metano puede en algunos casos ser igualada o superada por otros componentes más pesados. Además, la cantidad de impurezas observada en el gas asociado es muy variable, siendo en algunos casos extremadamente alta, llegando al 70% de fracción molar en CO_2.

Dada la cantidad de gas asociado que es desperdiciado, proyectos de aprovechamiento de este combustible deberían considerarse, tanto para autoabastecimiento energético de las empresas que operen en los campos petroleros, como para beneficiar a comunidades cercanas a estos campos.

CAPÍTULO II
ASPECTOS METODOLÓGICOS

En este trabajo se evalúa la aplicabilidad de varias correlaciones empíricas para el cálculo del factor de desviación Z de gas en muestras de campos reales del oriente ecuatoriano. Se solicitaron los datos experimentales de análisis de separación diferencial de gas a la empresa Petroamazonas, estos datos experimentales incluyen gravedades específicas de gas, factores de desviación y cromatografías evaluados a distintas presiones. Se escogieron 7 análisis PVT de campos cercanos en la cuenca oriente ecuatoriana, estos análisis fueron realizados entre los años 2009 y 2014, por lo que son relativamente actuales. Cada uno de los análisis de separación diferencial proporcionados presenta a detalle los valores experimentales de factor de desviación a las distintas presiones de observación. Además, para cada presión de análisis existe una tabla en donde se detallaba la composición de la muestra. Los valores de composición y Z experimentales fueron tabulados para los cálculos a realizarse.

Las correlaciones consideradas para este trabajo son:

- Hall&Yarborough (1973)
- Dranchuk-Purvis-Robinson (1974)
- Dranchuk- Abou Kassem (1975)

Estas correlaciones son las más utilizadas en el cálculo de Z mediante métodos iterativos. Además, se evalúa las correlaciones:

- Al Anazi-Al Quraishi (2010) y,
- Mahmoud (2013)

Que son relativamente modernas y no necesitan ser calculadas por métodos de iteración. Se las seleccionó ya que en la literatura se asegura son versátiles en el cálculo de Z, aun cuando los rangos de composición y presión (respectivamente) sean variados.

Algunos de los análisis PVT no presentan los valores de presión y temperatura pseudocrítica, por lo cual se procedió a calcularlos como la suma del producto entre fracciones molares de cada componente por su presión y temperatura críticas. Para estos cálculos se tomó como referencia los valores de presión y temperatura críticas que presenta el Manual de Ingeniería de Gas Natural publicado por la GPSA. Una vez calculados estos valores se procedió a realizar la corrección de dichos valores por las

ecuaciones de Wichert y Aziz, estas ecuaciones fueron programadas en Matlab usando la herramienta GUIDE, se puede encontrar la interfaz en el Anexo 1.

Se procedió a tabular los valores pseudo-críticos y consecuentemente los valores pseudo-reducidos para todas las muestras de gas en cada una de las presiones de observación.

Posteriormente se programaron en Mat Lab cada una de las correlaciones a evaluar, al igual que con las ecuaciones de Wichert y Aziz, se usó la herramienta GUIDE para diseñar una interfaz fácil de usar. Las distintas interfaces y códigos de programación de cada correlación se pueden encontrar en los Anexos 1 y 2, respectivamente.

Una vez calculados los valores de Z por correlación para todas las muestras a las distintas presiones de observación, se realizaron gráficas de Presión versus Factor de desviación en donde se evidencia de manera clara lo acercados o alejados que son los valores correlacionados con respecto a los valores experimentales de Z. Además, se presentan los valores calculados de error porcentual y diferencias netas entre los valores experimentales y correlacionados. Las muestras en donde se realizan estos análisis cubren un amplio rango de composición de impurezas e hidrocarburos, por lo que, los cálculos de error permitirán realizar recomendaciones acertadas para el uso de una u otra correlación en el campo analizado.

CAPÍTULO III
RESULTADOS

Las siguientes gráficas y tablas muestran la comparación de los valores de Z reales con los calculados por las distintas correlaciones. Se presenta también los errores calculados porcentualmente, las diferencias netas entre los valores de Z reales vs calculados y las composiciones observadas en el gas a las distintas presiones del proceso de liberación diferencial.

Para facilidad de lectura y presentación de resultados, se usa la siguiente nomenclatura:

e: Valor absoluto del error porcentual entre Z real y Z calculado por correlación.

D: Valor absoluto de la diferencia neta entre Z real y Z calculado por correlación.

AA/AQ: La variable observada (Factor Z, error porcentual o diferencia de valores) corresponde a la correlación de Al Anazi, B.D- Al Quraishi, A.A.

M: La variable observada corresponde a la correlación de Mahmoud, M.A.

HY: La variable observada corresponde a la correlación de Hall, K.R. y Yarborough, L.

DPR: La variable observada corresponde a la correlación de Dranchuk, P.M., Purvis, R.A y Robinson, D.B

DAK: La variable observada corresponde a la correlación de Dranchuk, P.M. y Abou-Kasem, J.H.

RESULTADOS POZO A1:

En la tabla 3 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 4 y 5 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 3: Composición de la muestra de gas del pozo A1 en las diferentes presiones de observación del proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
0,416	0	2,074	6,387	3,725	25,651	45,052	12,955	0,983	2,599	0,052	300
1,968	0	1,870	26,970	8,857	15,787	22,993	10,887	2,281	2,253	0,785	200
1,995	0	0,614	19,134	11,340	20,439	16,161	16,478	3,738	3,521	1,933	100
1,042	0	0,107	6,174	8,859	32,004	12,200	20,001	6,012	5,987	2,176	14,7

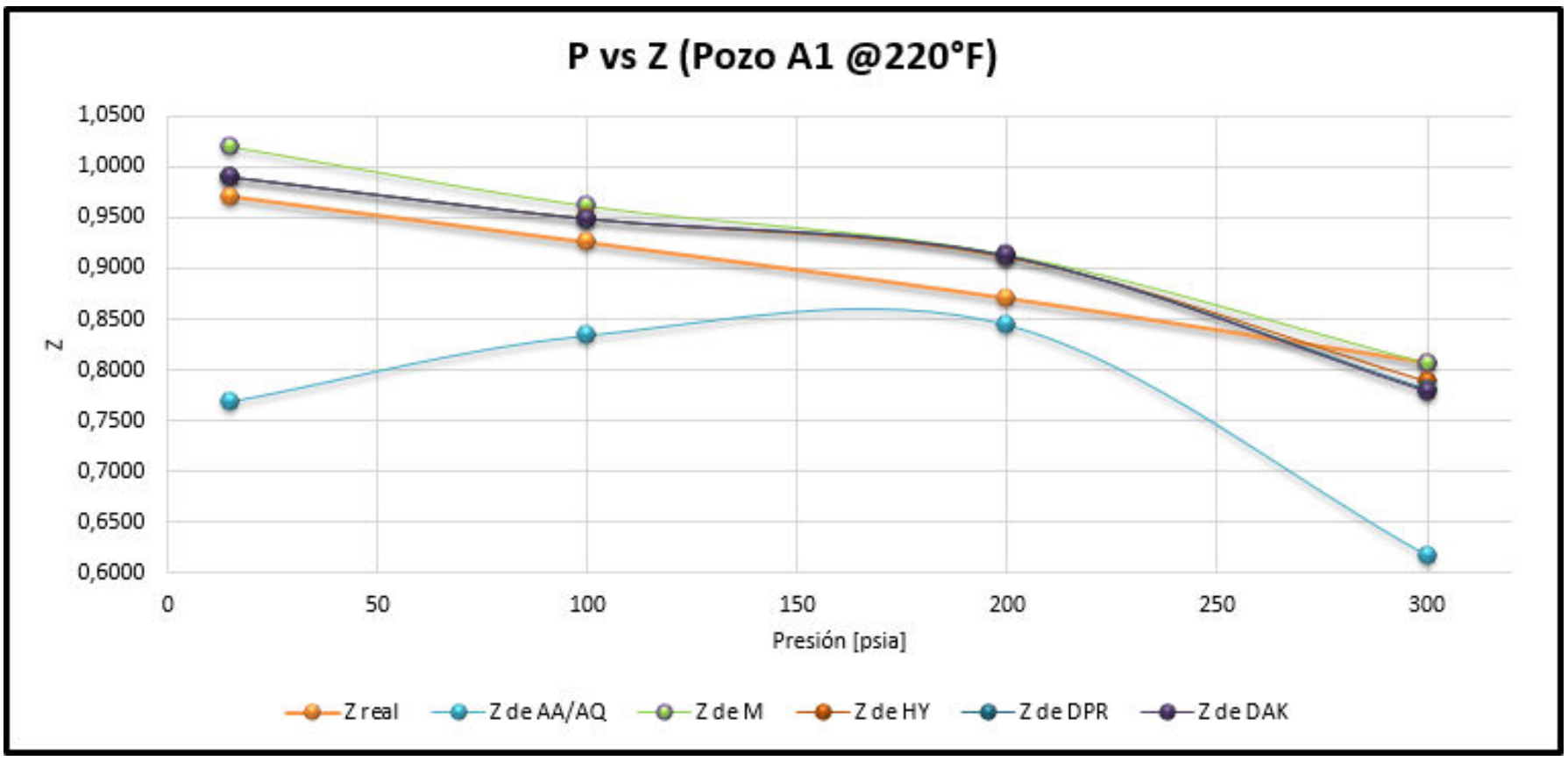


Figura 4:Gráfica Presión vs Z para pozo A1 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 4: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A1

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,8063	**0,7879**	2,28	**0,7796**	3,31	**0,779**	3,39	**0,6167**	23,51	**0,8059**	0,05	300
0,8698	**0,9111**	4,75	**0,9119**	4,84	**0,9122**	4,87	**0,8434**	3,04	**0,9132**	4,99	200
0,9251	**0,9491**	2,59	**0,9486**	2,54	**0,9487**	2,55	**0,8334**	9,91	**0,9612**	3,90	100
0,9706	**0,9904**	2,04	**0,9899**	1,99	**0,9898**	1,98	**0,7683**	20,84	**1,02**	5,09	14,7

Tabla 5: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A1

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,8063	**0,7879**	0,0184	**0,7796**	0,0267	**0,779**	0,0273	**0,6167**	0,1896	**0,8059**	0,0004	300
0,8698	**0,9111**	0,0413	**0,9119**	0,0421	**0,9122**	0,0424	**0,8434**	0,0264	**0,9132**	0,0434	200
0,9251	**0,9491**	0,0240	**0,9486**	0,0235	**0,9487**	0,0236	**0,8334**	0,0917	**0,9612**	0,0361	100
0,9706	**0,9904**	0,0198	**0,9899**	0,0193	**0,9898**	0,0192	**0,7683**	0,2023	**1,02**	0,0494	14,7

RESULTADOS POZO A2:

En la tabla 6 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 7 y 8 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 6: Composición de la muestra de gas del pozo A2 en las diferentes presiones de observación del proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
12,16	0	4,5	57,4	9,57	9,31	1,3	3,18	0,79	0,74	1,05	600
12,8	0	3,24	54,92	10,51	9,96	1,33	3,28	0,88	0,91	2,17	400
14,16	0,01	1,19	43,6	14,31	15,65	2,16	5,21	1,25	1,18	1,28	200
8,2	0,01	0,23	14,79	14,15	28,86	5,4	14,94	4,3	4,27	4,85	60
4,81	0,04	0,35	7,59	9,44	23,59	5,27	17,35	6,87	8,15	16,54	14,7

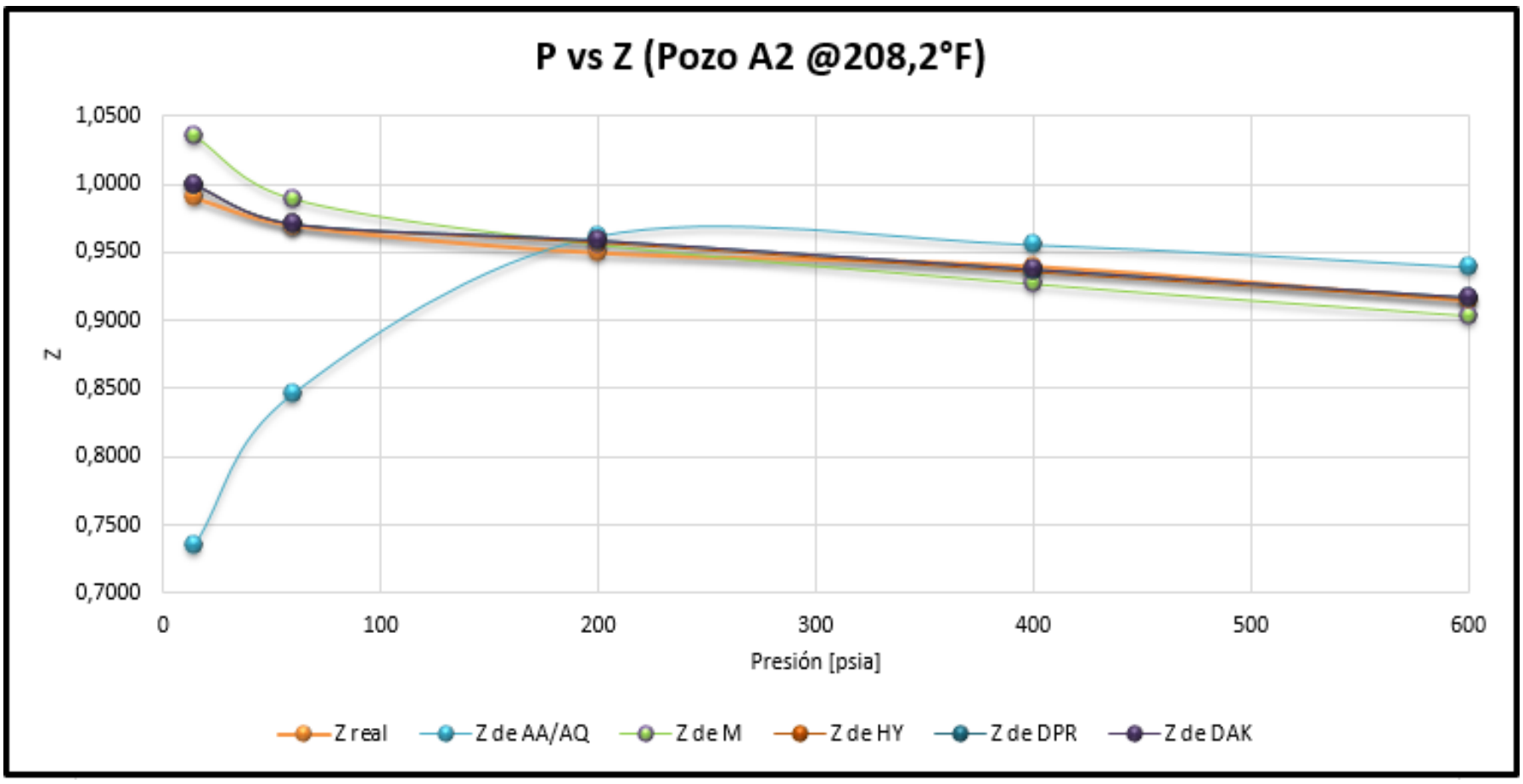


Figura 5: Gráfica Presión vs Z para pozo A2 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 7: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A2

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,9150	**0,91521**	0,02	**0,9161**	0,12	**0,91677**	0,19	**0,93916**	2,64	**0,9038**	1,22	600
0,9400	**0,9356**	0,47	**0,9369**	0,33	**0,9374**	0,28	**0,9555**	1,65	**0,927**	1,38	400
0,9500	**0,9573**	0,77	**0,9586**	0,91	**0,9588**	0,93	**0,9619**	1,25	**0,9557**	0,60	200
0,9700	**0,971**	0,10	**0,971**	0,10	**0,9709**	0,09	**0,846**	12,78	**0,989**	1,96	60
0,9900	**0,9999**	1,00	**0,9999**	1,00	**0,9999**	1,00	**0,7345**	25,81	**1,035**	4,55	14,7

Tabla 8: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A2

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,915	**0,91521**	0,00021	**0,91610**	0,00110	**0,91677**	0,00177	**0,93916**	0,02416	**0,90380**	0,01120	600
0,940	**0,93560**	0,00440	**0,93690**	0,00310	**0,93740**	0,00260	**0,95550**	0,01550	**0,92700**	0,01300	400
0,950	**0,95730**	0,00730	**0,95860**	0,00860	**0,95880**	0,00880	**0,96190**	0,01190	**0,95570**	0,00570	200
0,970	**0,97100**	0,00100	**0,97100**	0,00100	**0,97090**	0,00090	**0,84600**	0,12400	**0,98900**	0,01900	60
0,990	**0,99990**	0,00990	**0,99990**	0,00990	**0,99990**	0,00990	**0,73450**	0,25550	**1,03500**	0,04500	14,7

RESULTADOS POZO A3:

En la tabla 9 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 10 y 11 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 9: Composición de la muestra de gas del pozo A3 en las diferentes presiones de observación del proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
73,69	0,87	4,24	10,33	2,2	3,28	0,97	1,78	0,77	0,6	1,27	200
73,07	0,16	2,29	7,74	2,51	5,13	1,67	3,23	1,41	1,11	1,68	100
58,86	0,05	0,54	3,9	3,51	10,71	4,13	8,47	3,7	2,86	3,27	14,7

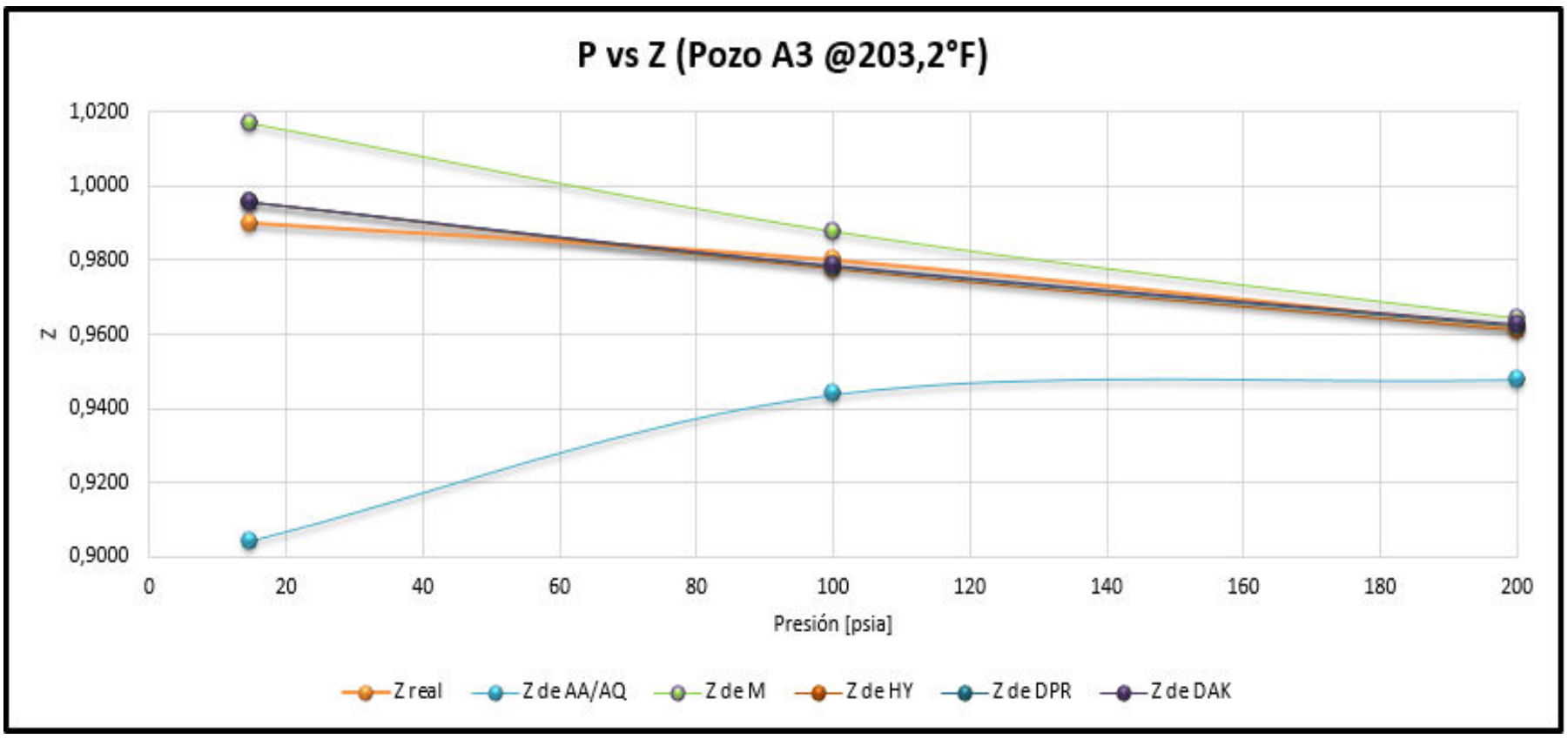


Figura 6: Gráfica Presión vs Z para pozo A3 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 10: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A3

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,9620	**0,9613**	0,07	**0,9624**	0,04	**0,9627**	0,07	**0,9479**	1,47	**0,9641**	0,22	200
0,9800	**0,9777**	0,23	**0,9783**	0,17	**0,9784**	0,16	**0,9439**	3,68	**0,9877**	0,79	100
0,9900	**0,9954**	0,55	**0,9954**	0,55	**0,9954**	0,55	**0,904**	8,69	**1,017**	2,73	14,7

Tabla 11: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A3

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,9620	**0,9613**	0,0007	**0,9624**	0,0004	**0,9627**	0,0007	**0,9479**	0,0141	**0,9641**	0,0021	200
0,9800	**0,9777**	0,0023	**0,9783**	0,0017	**0,9784**	0,0016	**0,9439**	0,0361	**0,9877**	0,0077	100
0,9900	**0,9954**	0,0054	**0,9954**	0,0054	**0,9954**	0,0054	**0,904**	0,0860	**1,017**	0,0270	14,7

RESULTADOS POZO A4:

En la tabla 12 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 13 y 14 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 12: Composición de la muestra de gas del pozo A4 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
2,07	0	5,27	74,59	8,23	5,79	0,69	1,56	0,38	0,37	0,3	1050
2,22	0	3,71	74,47	9,19	6,44	0,74	1,67	0,39	0,38	0,3	850
2,4	0	2,41	71,64	10,61	7,76	0,91	2,14	0,54	0,53	0,41	650
2,63	0	1,75	66,94	12,68	9,67	1,12	2,65	0,68	0,65	0,49	450
2,91	0	0,63	54,63	17,36	15,12	1,82	4,14	0,93	0,9	0,67	218
2,73	0	0,38	36,96	21,1	22,58	2,86	6,9	1,84	1,76	1,28	121
2,25	0	0,42	21,67	22,67	29,71	4,08	9,97	2,65	2,54	1,82	76

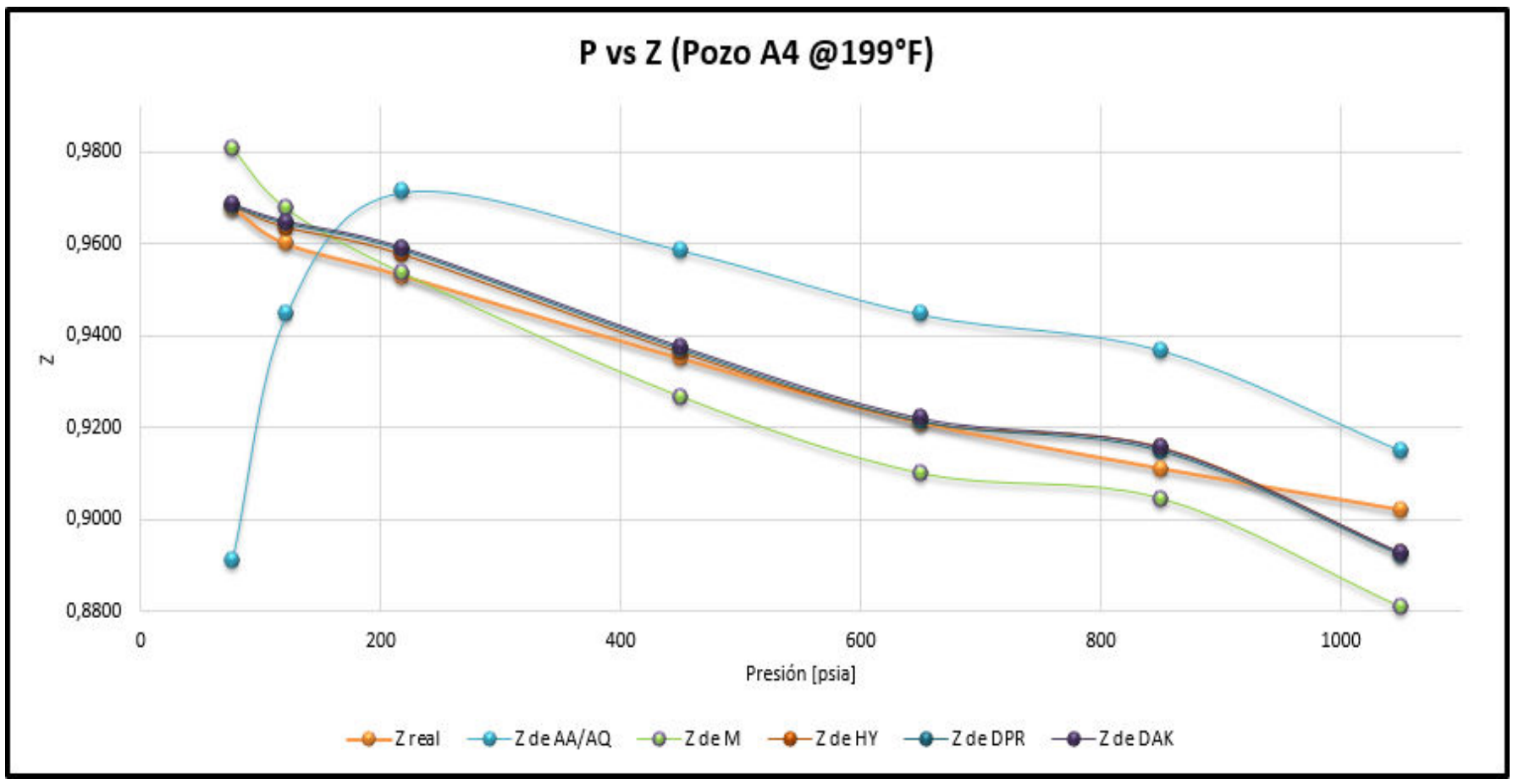


Figura 7: Gráfica Presión vs Z para pozo A4 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 13: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A4

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,9020	**0,8928**	1,02	**0,8921**	1,10	**0,8928**	1,02	**0,915**	1,44	**0,8809**	2,34	1050
0,9110	**0,9158**	0,53	**0,9149**	0,43	**0,9156**	0,50	**0,9369**	2,84	**0,9046**	0,70	850
0,9210	**0,9213**	0,03	**0,9213**	0,03	**0,922**	0,11	**0,9447**	2,57	**0,9101**	1,18	650
0,9350	**0,9364**	0,15	**0,9371**	0,22	**0,9376**	0,28	**0,9587**	2,53	**0,9268**	0,88	450
0,9530	**0,9577**	0,49	**0,9588**	0,61	**0,9591**	0,64	**0,9714**	1,93	**0,9537**	0,07	218
0,9600	**0,9636**	0,38	**0,9646**	0,48	**0,9648**	0,50	**0,9448**	1,58	**0,9678**	0,81	121
0,9680	**0,9682**	0,02	**0,9684**	0,04	**0,9685**	0,05	**0,8911**	7,94	**0,9809**	1,33	76

Tabla 14: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A4

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,9020	**0,8928**	0,0092	**0,8921**	0,0099	**0,8928**	0,0092	**0,9150**	0,0130	**0,8809**	0,0211	1050
0,9110	**0,9158**	0,0048	**0,9149**	0,0039	**0,9156**	0,0046	**0,9369**	0,0259	**0,9046**	0,0064	850
0,9210	**0,9213**	0,0003	**0,9213**	0,0003	**0,9220**	0,0010	**0,9447**	0,0237	**0,9101**	0,0109	650
0,9350	**0,9364**	0,0014	**0,9371**	0,0021	**0,9376**	0,0026	**0,9587**	0,0237	**0,9268**	0,0082	450
0,9530	**0,9577**	0,0047	**0,9588**	0,0058	**0,9591**	0,0061	**0,9714**	0,0184	**0,9537**	0,0007	218
0,9600	**0,9636**	0,0036	**0,9646**	0,0046	**0,9648**	0,0048	**0,9448**	0,0152	**0,9678**	0,0078	121
0,9680	**0,9682**	0,0002	**0,9684**	0,0004	**0,9685**	0,0005	**0,8911**	0,0769	**0,9809**	0,0129	76

RESULTADOS POZO A5:

En la tabla 15 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 16 y 17 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 15: Composición de la muestra de gas del pozo A5 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
2,35	0	3,84	60,98	14,71	9,51	1,41	2,9	0,85	0,9	0,95	900
2,85	0	4,16	54,05	13,03	13,23	1,69	3,99	0,97	1,09	1,18	700
2,64	0	1,97	48,03	11,34	20,67	3,11	5,09	1,21	1,18	1,3	500
2,65	0	1,67	38,1	13,35	22,95	4,37	8,2	1,97	1,81	1,61	300
2,46	0	0,35	26,25	15,33	29,2	5,04	11,04	2,85	2,7	2,45	150

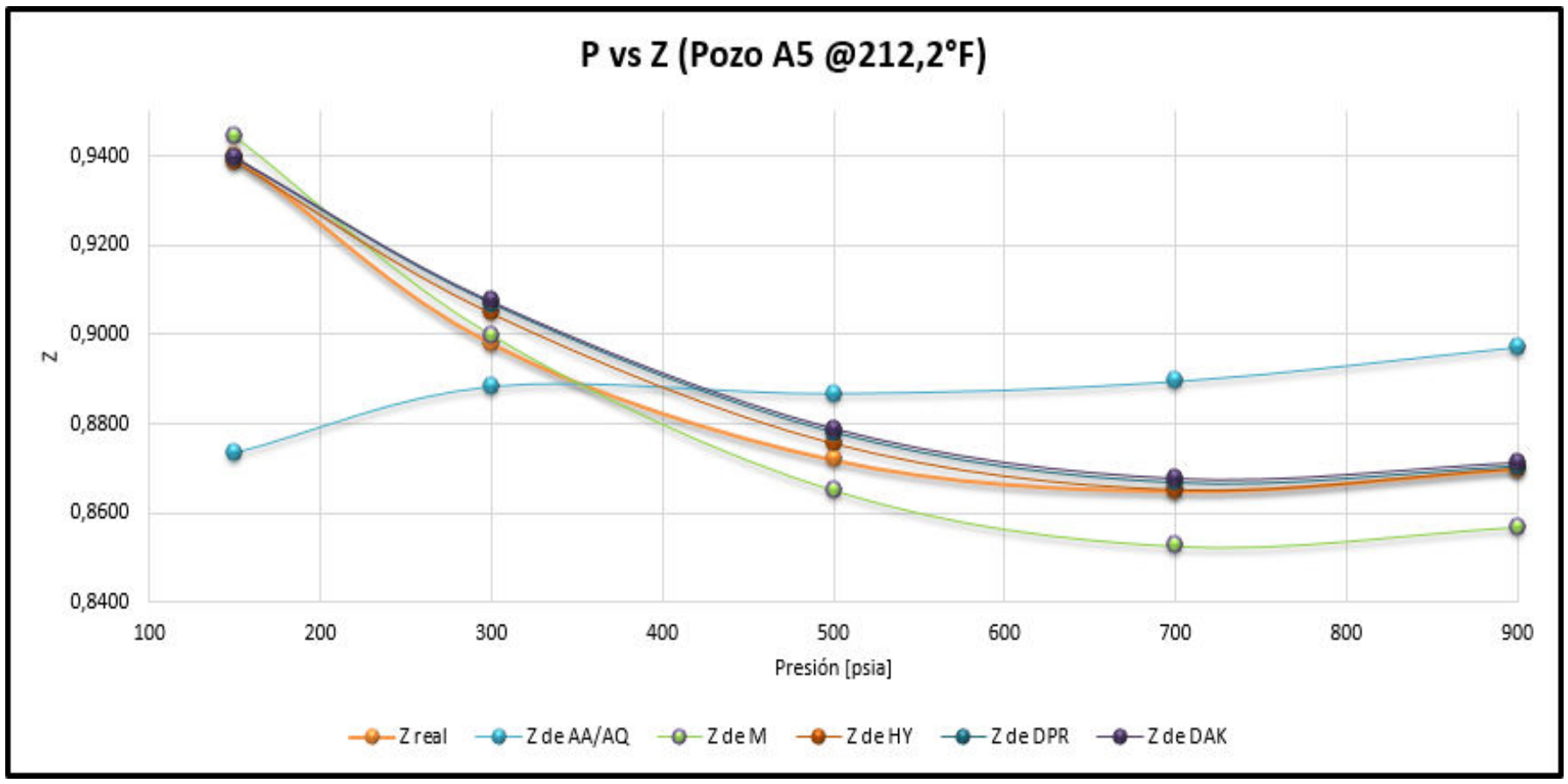


Figura 8: Gráfica Presión vs Z para pozo A5 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 16: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo A5

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,8700	**0,8700**	0,00	**0,8704**	0,05	**0,8713**	0,15	**0,8972**	3,13	**0,8570**	1,49	900
0,8650	**0,8652**	0,02	**0,8667**	0,20	**0,8677**	0,31	**0,8895**	2,83	**0,8527**	1,42	700
0,8720	**0,8756**	0,41	**0,8780**	0,69	**0,8789**	0,79	**0,8868**	1,70	**0,8652**	0,78	500
0,8980	**0,9048**	0,76	**0,9069**	0,99	**0,9074**	1,05	**0,8884**	1,07	**0,8999**	0,21	300
0,9400	**0,9389**	0,12	**0,9396**	0,04	**0,9397**	0,03	**0,8735**	7,07	**0,9444**	0,47	150

Tabla 17: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo A5

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,8700	**0,8700**	0,0000	**0,8704**	0,0004	**0,8713**	0,0013	**0,8972**	0,0272	**0,8570**	0,0130	900
0,8650	**0,8652**	0,0002	**0,8667**	0,0017	**0,8677**	0,0027	**0,8895**	0,0245	**0,8527**	0,0123	700
0,8720	**0,8756**	0,0036	**0,8780**	0,0060	**0,8789**	0,0069	**0,8868**	0,0148	**0,8652**	0,0068	500
0,8980	**0,9048**	0,0068	**0,9069**	0,0089	**0,9074**	0,0094	**0,8884**	0,0096	**0,8999**	0,0019	300
0,9400	**0,9389**	0,0011	**0,9396**	0,0004	**0,9397**	0,0003	**0,8735**	0,0665	**0,9444**	0,0044	150

RESULTADOS POZO B1:

En la tabla 18 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 19 y 20 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 18: Composición de la muestra de gas del pozo B2 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
77,91	0	4,046	2,335	1,183	4,794	6,036	2,284	0,225	0,554	0	1000
67,18	0	0,53	0,004	1,234	5,594	7,094	7,011	0,365	1,729	3,53	800
64,39	0	0,242	1,332	1,311	6,305	7,82	8,395	0,255	3,41	3,686	600
61,586	0	0,13	0,009	1,527	8,67	9,421	8,384	0,41	2,107	5,14	400
45,041	0	0,058	0,008	1,822	15,403	15,505	10,356	0,029	2,897	5,142	200
33,555	0	0,028	0,006	3,124	17,347	6,262	15,28	4,324	5,019	4,232	14,7

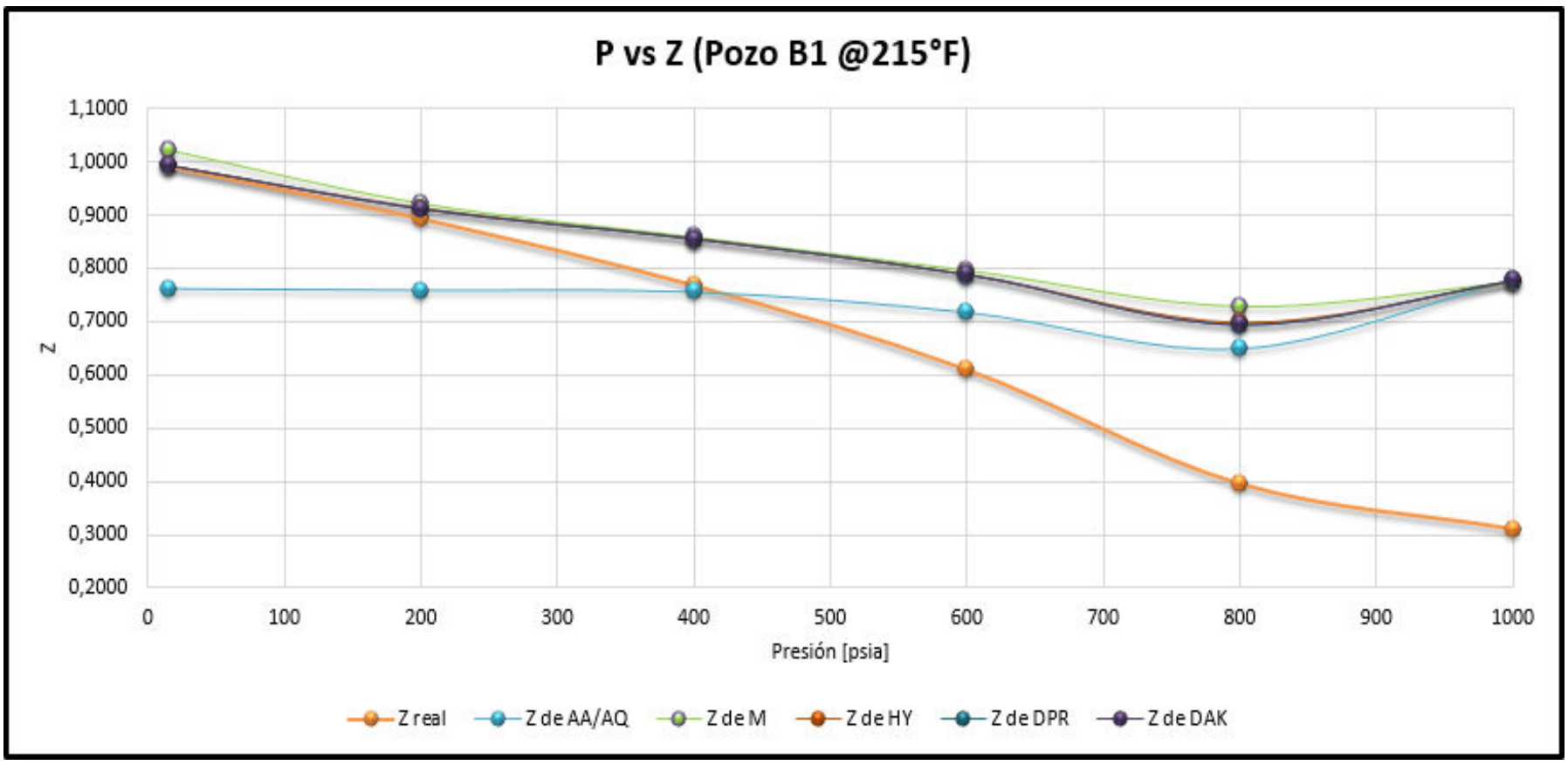


Figura 9: Gráfica Presión vs Z para pozo B1 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 19: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo B1

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,3091	**0,7745**	150,57	**0,7754**	150,86	**0,7769**	151,34	**0,7781**	151,73	**0,7744**	150,53	1000
0,3944	**0,6988**	77,18	**0,6933**	75,79	**0,6942**	76,01	**0,6484**	64,40	**0,729**	84,84	800
0,6096	**0,7884**	29,33	**0,787**	29,10	**0,7875**	29,18	**0,7166**	17,55	**0,7966**	30,68	600
0,7684	**0,855**	11,27	**0,8542**	11,17	**0,8544**	11,19	**0,7552**	1,72	**0,859**	11,79	400
0,8941	**0,9122**	2,02	**0,9101**	1,79	**0,9099**	1,77	**0,7585**	15,17	**0,922**	3,12	200
0,9930	**0,9922**	0,08	**0,9917**	0,13	**0,99167**	0,13	**0,7616**	23,30	**1,023**	3,02	14,7

Tabla 20: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo B1

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,3091	**0,7745**	0,4654	**0,7754**	0,4663	**0,7769**	0,4678	**0,7781**	0,4690	**0,7744**	0,4653	1000
0,3944	**0,6988**	0,3044	**0,6933**	0,2989	**0,6942**	0,2998	**0,6484**	0,2540	**0,7290**	0,3346	800
0,6096	**0,7884**	0,1788	**0,7870**	0,1774	**0,7875**	0,1779	**0,7166**	0,1070	**0,7966**	0,1870	600
0,7684	**0,8550**	0,0866	**0,8542**	0,0858	**0,8544**	0,0860	**0,7552**	0,0132	**0,8590**	0,0906	400
0,8941	**0,9122**	0,0181	**0,9101**	0,0160	**0,9099**	0,0158	**0,7585**	0,1356	**0,9220**	0,0279	200
0,9930	**0,9922**	0,0008	**0,9917**	0,0013	**0,9917**	0,0013	**0,7616**	0,2314	**1,0230**	0,0300	14,7

RESULTADOS POZO B2:

En la tabla 21 se condensa las composiciones del gas, en las tablas 22 y 23 los errores porcentuales y las diferencias netas, respectivamente.

Tabla 21: Composición de la muestra de gas del pozo B2 en las diferentes presiones de observación en el proceso de liberación diferencial, presión en psia.

fm (%)CO_2	fm (%)O_2	fm (%)N_2	fm (%)C_1	fm (%)C_2	fm (%)C_3	fm (%)i-C_4	fm (%)n-C_4	fm (%)i-C_5	fm (%)n-C_5	fm (%)n-C_6	Presión
7,51	0	5	63,83	8,12	8,55	1,36	2,84	0,75	0,73	1,31	600
8,26	0	2,97	59,03	9,8	11	1,76	3,69	0,96	0,94	1,59	400
8,74	0	1,17	44,45	12,88	17,59	3,04	6,52	1,72	1,66	2,23	200
7,51	0	0,5	26,61	14,57	25,79	4,98	11,08	2,99	2,88	3,1	100
3,89	0	0,96	17,81	8,36	24,8	7,04	18,01	6,09	5,91	7,12	14,7

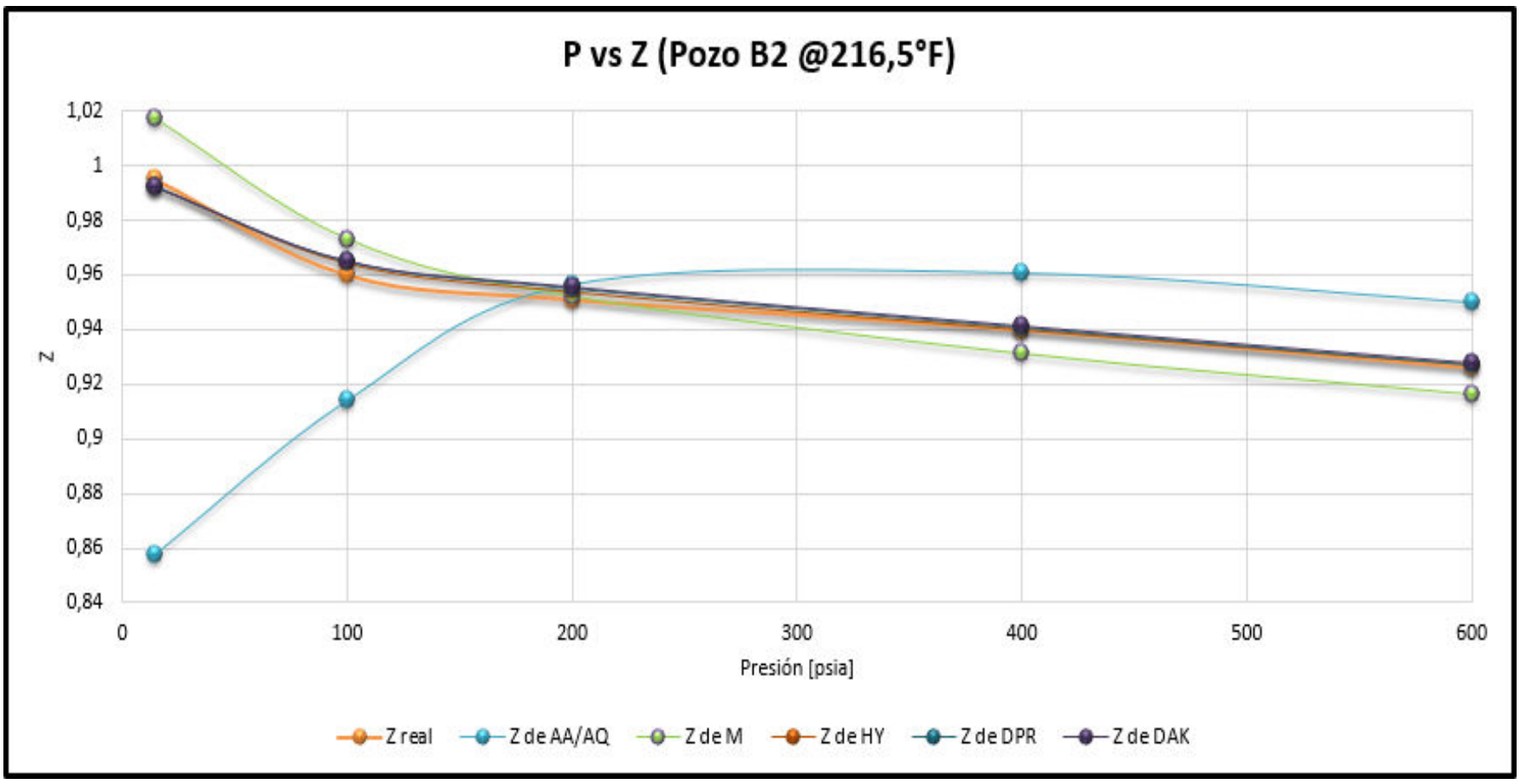


Figura 10: Gráfica Presión vs Z para pozo B2 (Valores reales y correlacionados)

Tabla 22: Errores porcentuales de las diferentes correlaciones para pozo B2

z REAL	z-HY	e-HY (%)	z-DPR	e-DPR (%)	z-DAK	e-DAK (%)	z-AA/AQ	e-AA/AQ (%)	z-M	e-M (%)	Presión
0,926	**0,927**	0,11	**0,9272**	0,13	**0,9278**	0,19	**0,9501**	2,60	**0,9162**	1,06	600
0,94	**0,9399**	0,01	**0,9408**	0,09	**0,9413**	0,14	**0,9609**	2,22	**0,9311**	0,95	400
0,951	**0,9539**	0,30	**0,9552**	0,44	**0,9556**	0,48	**0,9567**	0,60	**0,9521**	0,12	200
0,96	**0,9643**	0,45	**0,965**	0,52	**0,9651**	0,53	**0,9141**	4,78	**0,9731**	1,36	100
0,995	**0,9924**	0,26	**0,9923**	0,27	**0,9923**	0,27	**0,8577**	13,80	**1,0171**	2,22	14,7

Tabla 23: Diferencia entre valores correlacionados y valores reales para pozo B2

z REAL	z-HY	D-HY	z-DPR	D-DPR	z-DAK	D-DAK	z-AA/AQ	D-AA/AQ	z-M	D-M	Presión
0,9260	**0,9270**	0,0010	**0,9272**	0,0012	**0,9278**	0,0018	**0,9501**	0,0241	**0,9162**	0,0098	600
0,9400	**0,9399**	0,0001	**0,9408**	0,0008	**0,9413**	0,0013	**0,9609**	0,0209	**0,9311**	0,0089	400
0,9510	**0,9539**	0,0029	**0,9552**	0,0042	**0,9556**	0,0046	**0,9567**	0,0057	**0,9521**	0,0011	200
0,9600	**0,9643**	0,0043	**0,9650**	0,0050	**0,9651**	0,0051	**0,9141**	0,0459	**0,9731**	0,0131	100
0,9950	**0,9924**	0,0026	**0,9923**	0,0027	**0,9923**	0,0027	**0,8577**	0,1373	**1,0171**	0,0221	14,7

CAPÍTULO IV
DISCUSIÓN

Previo a realizar una discusión general, se presenta un análisis con respecto a las muestras de los pozos analizados.

Pozo A1: El análisis de separación diferencial para este pozo se hizo desde 300 psia hasta la presión atmosférica, el porcentaje de impurezas es bajo en todas las presiones de análisis (considerando que un porcentaje bajo es menor al 5% en fracción molar), aunque el contenido de metano también es bastante bajo, muchas veces es superado por los otros componentes hidrocarburos. En cuanto a la precisión de las correlaciones, se observa que la correlación de Hall-Yarborough es la que, aunque no tiene el menor error y diferencia en todas las etapas, presenta un error máximo de 4,75% en Z, mejor que lo observado en las otras correlaciones. La correlación de Al Anazi-Al Quraishi presenta los mayores errores en cálculo de Z para este pozo, llegando a 23,51% observado a 300 psia (ver tablas 4 y 5). Se evidencia una buena similitud entre los valores de Z calculados por las tres correlaciones que requieren iteración, en la gráfica P vs Z parecen incluso una sola curva (ver figura 4).

Pozo A2: Pese a que el contenido de impurezas es de 4 a 14% en CO_2 y alrededor de 4% en N_2 (ver tabla 6) el nivel de precisión de las correlaciones por iteración es de máximo 1% (ver tabla 7). De entre las correlaciones modernas la que mejor se acopla es la correlación de Mahmoud con error máximo de 4,55% mientras que la correlación de Al Anazi-Al Quraishi presenta los mayores errores y diferencias netas, llegando al 25,81% de error a presión atmosférica (ver tablas 7 y 8). Si se sigue la figura 5 se podrá observar que las curvas de Z entre valor real y valores de correlación por iteración están prácticamente superpuestas, lo que indica el gran nivel de precisión de las correlaciones.

Pozo A3: El análisis de separación diferencial va de 200 psia hasta presión atmosférica con presencia de CO_2 de 58 a 73% (ver tabla 9). Se tiene muy buenos resultados de todas las correlaciones (ver tablas 10 y 11). Aun así la que presenta mayor nivel de imprecisión es la correlación de Al Anazi-Al Quraishi siendo el error máximo 8,69% a presión atmosférica (ver tabla 10). Es de resaltar, que los valores de Z por correlación son bastante precisos considerando la alta presencia de CO_2. Los valores de Z calculados con las correlaciones por iteración tuvieron los mejores resultados.

Pozo A4: Se realiza liberación diferencial de 1050 a 76 psia, la cantidad de impurezas es de máximo 7% entre CO_2 y N_2 observada a 1050 psia (ver tabla 12). La fracción molar de metano es predominante con respecto a los otros hidrocarburos en todas las presiones medidas, excepto en la de 76 psi (donde la presencia de metano es casi igual a la cantidad de etano y propano). El nivel de precisión es excelente para todas las correlaciones, observándose un máximo de error de 2% (salvo AA/AQ con 7% observado a 76 psia). En promedio, la correlación que menor incertidumbre presentó fue la correlación de Hall-Yarborough (ver tablas 13 y 14).

Pozo A5: La presencia de impurezas es baja con respecto a las muestras de otros pozos, 2% de CO_2 y hasta 4% de N_2 como se observa en la tabla 15. La abundancia de metano es mayor que la del resto de componentes hidrocarburos en todas las presiones de observación, con excepción de lo encontrado a 150 psia, donde la fracción molar de metano es superada por la de propano (ver tabla 15). Hay un excelente nivel de precisión de todas las correlaciones, los valores máximos de error porcentual y diferencia neta de valores se encuentran a la presión de 150 psia calculados con la correlación de Al Anazi-Al Quraishi. El resto de correlaciones presenta hasta 1% de error. Los mejores resultados se observan para la correlación de Hall-Yarborough (ver tablas 16 y 17).

Pozo B1: Para esta muestra todas las correlaciones presentan errores extremadamente altos (ver tablas 19 y 20), estos valores de incertidumbre y diferencia neta disminuyen conforme disminuye la presión de observación. La cantidad de metano es en extremo baja, lo contrario sucede con la cantidad de impurezas, que llega a un 77% de CO_2 y 4% de N2 observado a 1000 psia (ver tabla 18). Es importante resaltar que en todas las muestras de los otros pozos las curvas de Z de correlaciones son similares a las curvas de Z reales (excepto por la correlación de Al Anazi-Al Quraishi). Sin embargo, para este pozo las curvas de correlaciones siguen una tendencia bastante diferente a la observada para Z real (ver figura 9). La posible razón es que los errores de correlación tienen que ver con la extremadamente baja fracción molar de metano conjuntamente con la alta cantidad de impurezas.

Pozo B2: Para este pozo se realizó separación diferencial desde 600 psia hasta presión atmosférica, los resultados de Z calculados son muy buenos para todas las correlaciones en todas las presiones de observación, excepto a presión atmosférica, en donde se tiene un error de 13,80% (diferencia neta de 0,1373) de la correlación de Al Anazi-Al Quraishi (ver tablas 22 y 23). La cantidad de impurezas no es muy alta con respecto a otras muestras observadas, la cantidad de CO2 tiene un máximo de 8,74% y la cantidad máxima de nitrógeno es 5% (ver tabla 21). La cantidad de metano es

predominante con respecto al resto de componentes hidrocarburos en todas las presiones de observación salvo la presión atmosférica (ver tabla 21). La correlación que obtuvo, en promedio, los mejores resultados para este pozo fue la correlación de Hall-Yarborough.

En general, si se analiza la composición de las muestras de gas a las diferentes presiones, es notable que existen diferencias considerables entre el gas natural asociado de las muestras analizadas en comparación al gas natural seco y rico en metano. Las cinco correlaciones consideradas en este trabajo fueron evaluadas para muestras de gas con variadas composiciones de impurezas e hidrocarburos, así como presiones desde la atmosférica hasta presiones relativamente altas. Considerando lo observado en los resultados, se puede determinar que la afirmación de que el uso de las correlaciones se limita al gas natural que es rico en metano (C1>90%) no se aplicó para las muestras analizadas en este trabajo. Tampoco aplicó el concepto de que la cantidad de CO_2 deriva en un error igual al valor porcentual de esta impureza en la mezcla de gas, el error encontrado en algunos casos ni siquiera se acerca al valor porcentual de CO_2. Las anteriores afirmaciones pueden ser encontradas en el libro de Carlos Bánzer sobre correlaciones PVT.

Al comparar los resultados de cálculo de factor de desviación Z entre las correlaciones evaluadas, se tiene que Hall-Yarborough presenta los mejores resultados, sin embargo, las correlaciones de Dranchuk-Purvis-Robinson y Dranchuk-Abou Kasem muestran resultados bastante acercados. Las correlaciones con resultados menos satisfactorios son aquellas cuya resolución emplea cálculo directo, como son la correlación de Mahmoud y Al Anazi-Al Quraishi (desarrolladas en 2013 y 2010, respectivamente), esta última presenta los mayores valores de error en la evaluación de correlaciones.

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- No se puede descartar la aplicación de correlaciones empíricas para cálculo de factor de desviación Z cuando se trata de gas asociado.
- Si es posible aplicar correlaciones empíricas en gas natural cuando el contenido de metano es menor a 90%.
- No se cumplió el hecho de que el error de cálculo de Z sea equivalente al valor porcentual de CO_2 presente en el gas (es decir que, por ejemplo, el contenido de 20% de CO_2 en la muestra de gas supondría un error de cálculo de 20%). En muchos de los cálculos de este trabajo el valor porcentual de CO_2 ni siquiera se acerca al valor de error porcentual.
- La cantidad extremadamente baja de metano con respecto al resto de componentes de una muestra de gas, acompañado de una alta presencia de impurezas, puede generar errores considerables en los valores calculados por correlación; por lo que no se recomienda usar correlaciones para calcular Z bajo estas condiciones.
- Las correlaciones de cálculo por iteración evaluadas en este documento generan valores de Z confiables para las muestras de gas analizadas, el único caso en el que no sucedió fue cuando la cantidad de metano era extremadamente baja y la cantidad de impurezas alta (Pozo B1).
- La correlación con mejores resultados fue la correlación de Hall-Yarborough, sin embargo, las correlaciones de Dranchuk Purvis Robinson y Dranchuk Abou-Kasem arrojaron resultados muy similares.
- La correlación de Mahmoud no presenta malos resultados, sin embargo, las correlaciones de cálculo por iteración fueron mucho más precisas. Es mejor aplicar esta correlación cuando se trabaja con gas seco, sobretodo porque se conoce que trabaja muy bien a altas presiones.
- La correlación de Al Anazi-Al Quraishi presentó los mayores valores de incertidumbre, es una correlación no aplicable a cálculos de Z para gas asociado. Pese a que en el documento en el cual esta correlación fue publicada se menciona que es una correlación que trabaja bien aún con alta cantidad de impurezas, los cálculos de Z usando esta correlación no fueron satisfactorios

para gas asociado. Se recomienda limitar el uso de esta correlación para cálculos de Z en gas no asociado únicamente.

RECOMENDACIONES

- No usar la correlación de Al Anazi-Al Quraishi para muestras de gas asociado locales, en especial para los campos estudiados en este documento, los cuales fueron Drago (pozos A1, A2, A3, A4, A5) y Auca (pozos B1, B2).
- Usar las correlaciones empíricas por iteración para el cálculo de factor de desviación Z entre tanto los niveles de metano no sean extremadamente bajos, por ejemplo 3% o menores, lo que es extremadamente inusual en el gas natural.
- Usar las correlaciones empíricas por iteración para cálculo de Z como apoyo a la confiabilidad de los datos de análisis PVT o cuando no se tengan dichos datos.
- Idear proyectos de aprovechamiento energético de gas asociado, ya que la producción de gas asociado representa cerca del 70% de la producción total de gas natural del país y mucho de este gas no es aprovechado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmed, T. (2007). *Equations of state and PVT analysis.* Houston TX: Gulf Publishing Company.

Al-Anazi, B., & Al-Quraishi, A. (2010). *New Correlation for Z-Factor Using Genetic Programming Technique. Paper SPE 128878.* Mumbai, India: SPE.

Azizi, N., Behbahani, R., & Isazadeh, M. (2010). *An efficient correlation for calculating compressibility factor of natural gases.* Journal of Natural Gas Chemistry.

Bánzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas PVT.* Maracaibo VE.

Bradley, H., Gipson, F., Mortada, M., Odeh, A., Raymer, L., Sizer, P., & Smith, G. (1987). *Petroleum Engineering Handbook.* Texas: Society of Petroleum Engineers.

Cáceres, L. (2002). *El gas natural.* Callao-Perú.

Cengel, Y., & Boles, M. (2009). *Termodinámica.* McGraw-Hill.

Craft, B., & Hawkings, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering.* Prentice Hall PTR.

Gas Processors Suppliers Association. (2004). *Engineering data book.* Tulsa, Oklahoma.

Investopedia. (n.d.). *Natural Gas Liquids.* Retrieved from http://www.investopedia.com/terms/n/natural-gas-liquids.asp

Katz, D., & Lee, R. (1990). *Natural Gas Engineering - Production and storage.* Singapur: McGraw-Hill.

Katz, D., Cornell, D., Vary, J., Kobayashi, R., Elenbaas, J., Poettmann, F., Weinaug, C., (1959). Handbook of Natural Gas Engineering. USA: McGraw-Hill.

Kidnay, A., Parrish, W., & McCartney, D. (2011). *Fundamentals of natural gas processing.* Taylor and Francis Group.

Kumar, N. (2004). *Compressibility factors for natural and sour reservoir gases by correlations and cubic equations of state.* Texas Tech University.

Mahmoud, M. (2013). *Development of a new correlation of gas compressibility factor for high*

McCain, W. (1990). *The properties of petroleum fluids, 2nd. ed.* Tulsa OK: PennWell Books.

Pérez, R., & Martínez, M. (1995). *Características y comportamiento de los hidrocarburos.* Maracaibo: Germore C.A.

Pino, F. (n.d.). *Curso Gasotecnia.* Venezuela: Universidad de oriente.

US Energy Information Administration. (2012, Abril 20). Retrieved from What are natural gas liquids and how are they used?: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5930

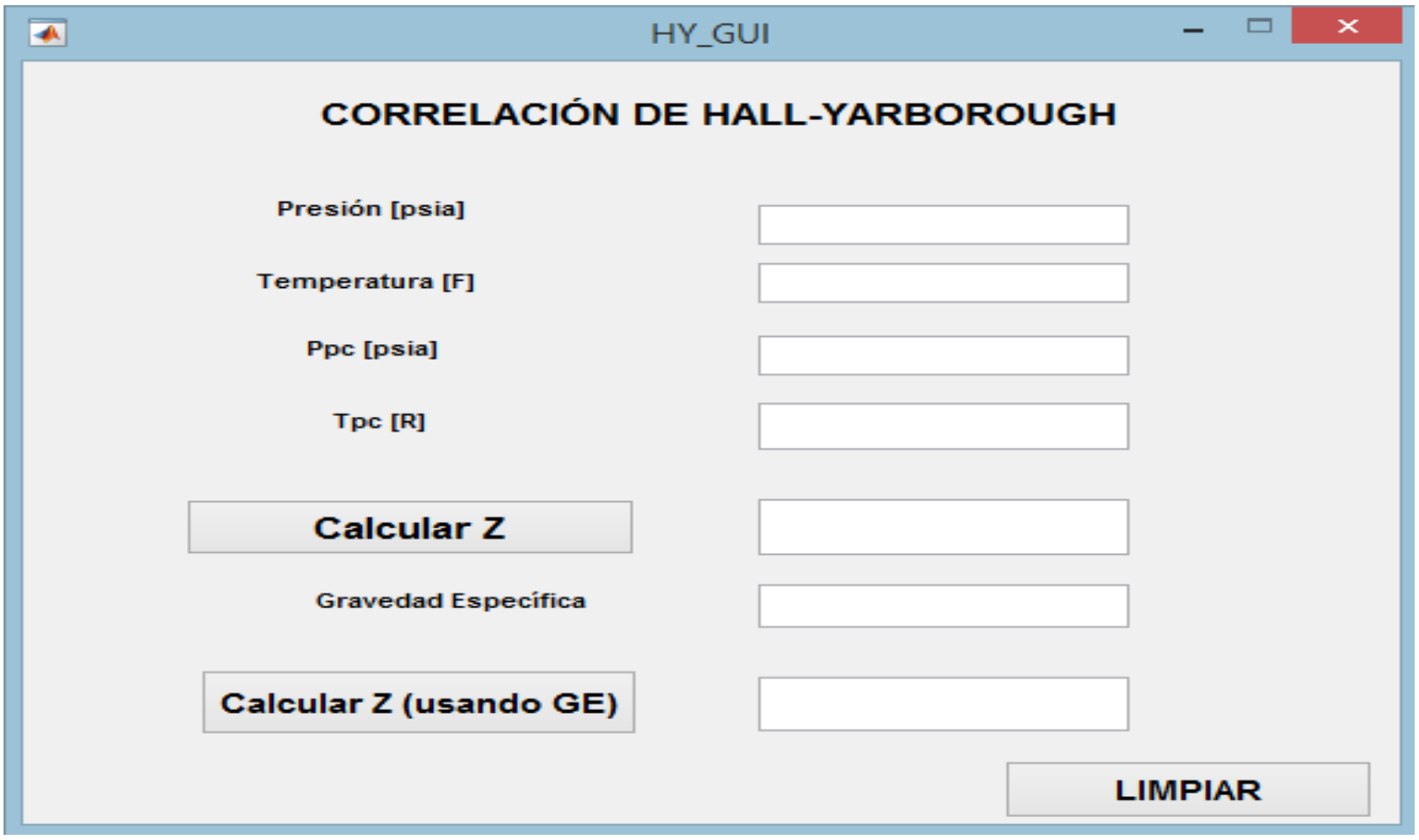
Vinci Technologies *(SF). Fluid Eval Educational. Operation and Mainteinance Operator Manual.*

ANEXOS

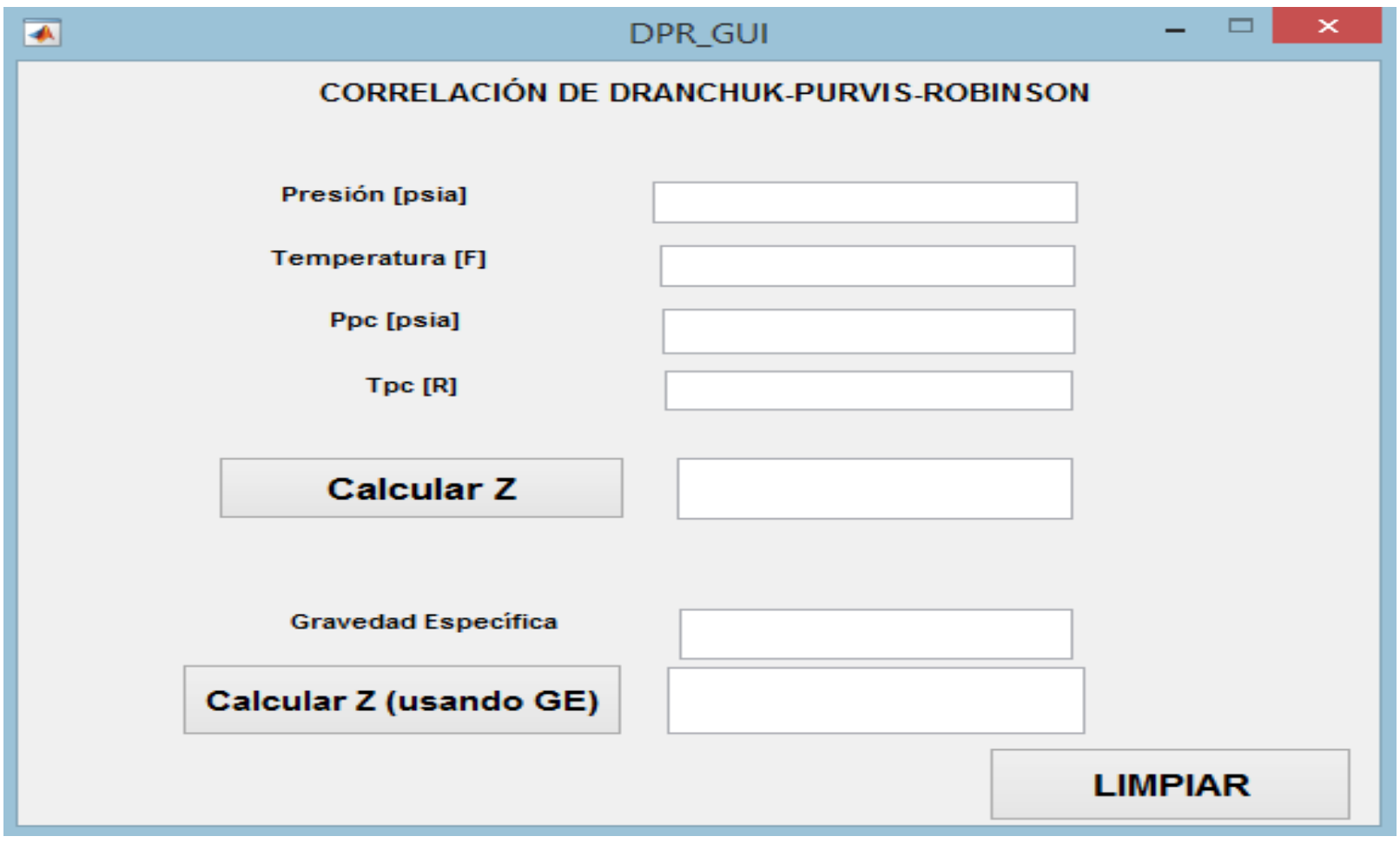
ANEXO 1: INTERFAZ DE CORRELACIONES PROGRAMADAS EN LA HERRAMIENTA GUIDE DE MATLAB

A continuación se presenta un extracto de la programación de las correlaciones en Matlab y las imágenes de sus interfaces en la herramienta GUIDE.

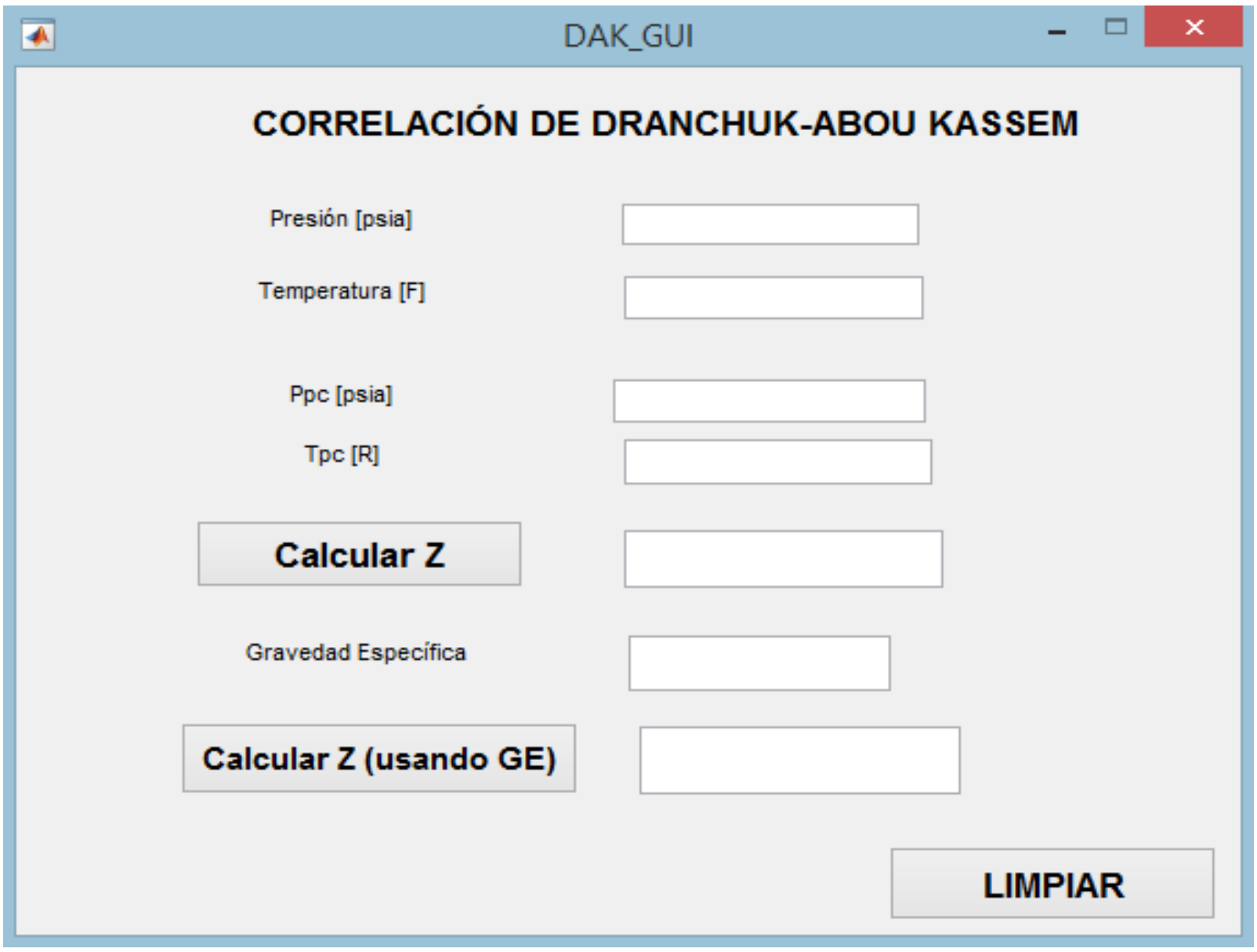
Correlación de Hall-Yarborough (GUIDE):



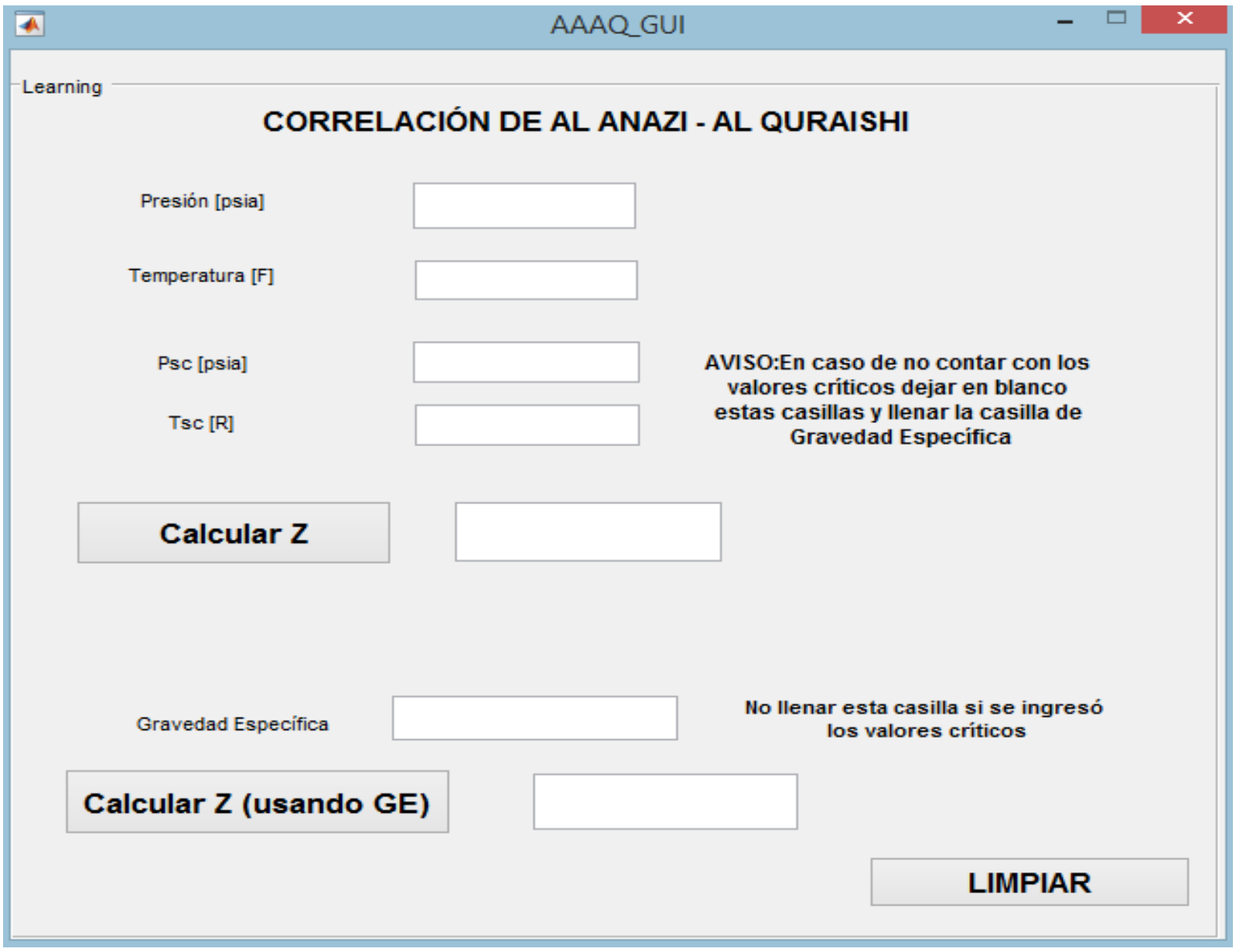
Correlación de Danchuk-Purvis-Robinson (GUIDE):



Correlación de Dranchuk- Abou Kasem (GUIDE):

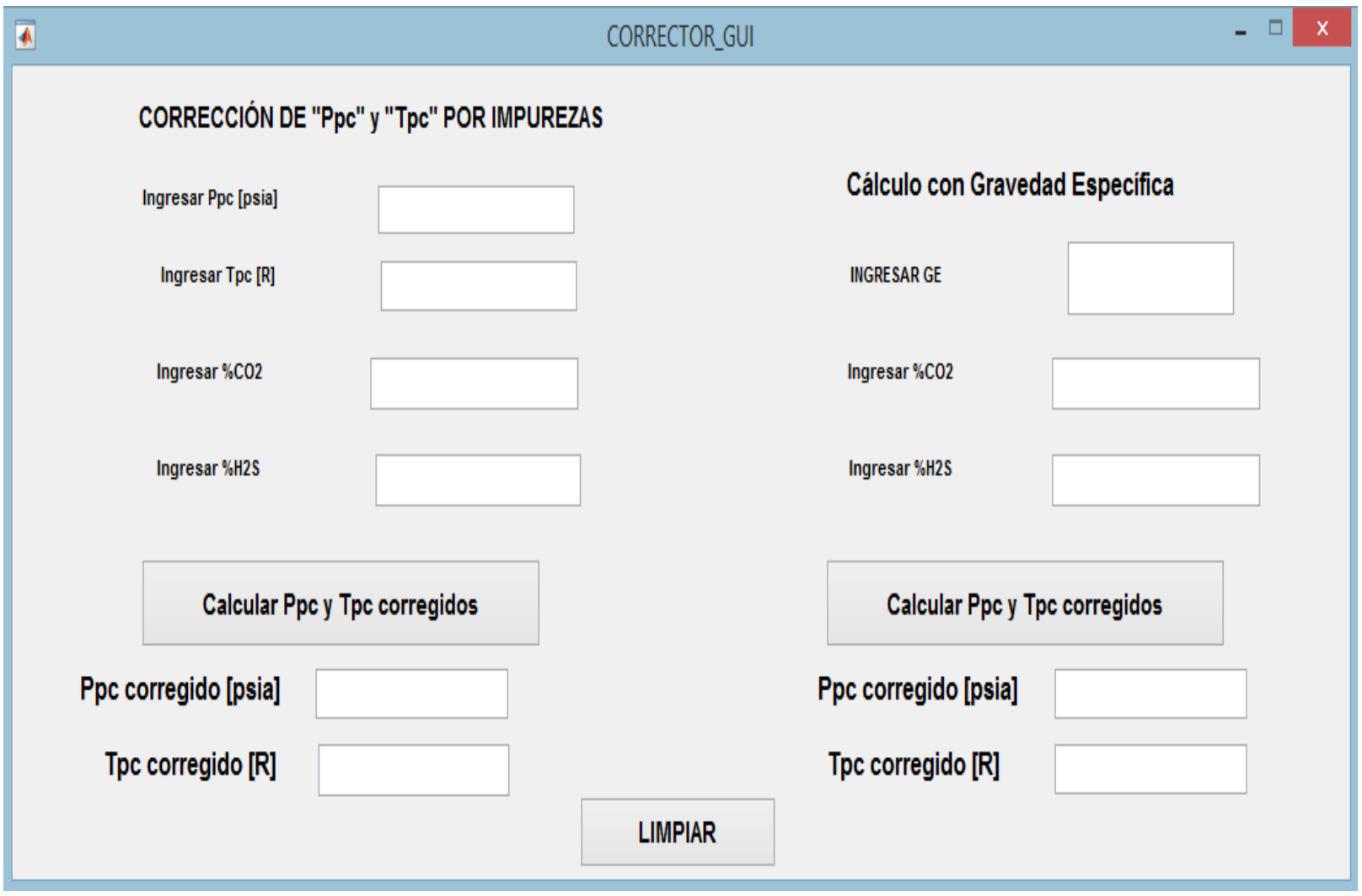


Correlación de Al Anazi – Al Quraishi (GUIDE):



Correlación de Mahmoud (GUIDE):

Corrector de propiedades críticas por CO_2 y/o H_2S (GUIDE):



ANEXO 2: PROGRAMACIÓN DE BOTONES DE CÁLCULO DE "Z" EN MATLAB

Hall – Yarborough Programación del botón de cálculo de Z:

```
global P;
global T;
global ppc;
global tpc;
ppr=P/ppc;
tpr=(T+460)/tpc;
t=tpc/(T+460);
A=(-0.06125*ppr*t)*(exp(-1.2*((1-t)^2))); %X1
B=(14.76*t)-(9.76*(t^2))+(4.58*(t^3)); %X2
C=(90.7*t)-(242.2*(t^2))+(42.4*(t^3)); %X3
D=2.18+(2.82*t); %X4

Yk=(0.0125*ppr*t)*(exp(-1.2*((1-t)^2)));
fYk=A+((Yk+(Yk^2)+(Yk^3)-(Yk^4))/((1-Yk)^3))-
((B)*(Yk^2))+((C)*(Yk^D));
fpYk=((1+(4*Yk)+(4*(Yk^2))-(4*(Yk^3))+(Yk^4))/((1-Yk)^4))-
(2*B*Yk)+(C*D*(Yk^(D-1)));
Ykk=Yk-(fYk/fpYk);

fYkk=A+((Ykk+(Ykk^2)+(Ykk^3)-(Ykk^4))/((1-Ykk)^3))-
((B)*(Ykk^2))+((C)*(Ykk^D));
fpYkk=((1+(4*Ykk)+(4*(Ykk^2))-(4*(Ykk^3))+(Ykk^4))/((1-Ykk)^4))-
(2*B*Ykk)+(C*D*(Ykk^(D-1)));
Yj=Ykk-(fYkk/fpYkk);

fYj=A+((Yj+(Yj^2)+(Yj^3)-(Yj^4))/((1-Yj)^3))-
((B)*(Yj^2))+((C)*(Yj^D));
fpYj=((1+(4*Yj)+(4*(Yj^2))-(4*(Yj^3))+(Yj^4))/((1-Yj)^4))-
(2*B*Yj)+(C*D*(Yj^(D-1)));
Yjj=Yj-(fYj/fpYj);

fYjj=A+((Yjj+(Yjj^2)+(Yjj^3)-(Yjj^4))/((1-Yjj)^3))-
((B)*(Yjj^2))+((C)*(Yjj^D));
fpYjj=((1+(4*Yjj)+(4*(Yjj^2))-(4*(Yjj^3))+(Yjj^4))/((1-Yjj)^4))-
(2*B*Yjj)+(C*D*(Yjj^(D-1)));
Yi=Yjj-(fYjj/fpYjj);

fYi=A+((Yi+(Yi^2)+(Yi^3)-(Yi^4))/((1-Yi)^3))-
((B)*(Yi^2))+((C)*(Yi^D));
fpYi=((1+(4*Yi)+(4*(Yi^2))-(4*(Yi^3))+(Yi^4))/((1-Yi)^4))-
(2*B*Yi)+(C*D*(Yi^(D-1)));
Yii=Yi-(fYi/fpYi)

%while abs(fYk)>0.0000000000000001
    %Yk=Ykk
    %fYk=A+((Yk+(Yk^2)+(Yk^3)-(Yk^4))/(1-Yk))-
((B)*(Yk^2))+((C)*(Yk^D))
    %fpYk=((1+(4*Yk)+(4*(Yk^2))-(4*(Yk^3))+(Yk^4))/((1-Yk)^4))-
(2*B*Yk)+(C*D*(Yk^(D-1)))
    %Ykk=Yk-(fYk/fpYk)
%end
%Yk
Z=((0.06125*t*ppr)/(Yii))*(exp(-1.2*((1-t)^2)));
```

```
set(handles.RESULTADO,'string',Z);
```

Danchuk-Purvis-Robinson programación del botón de cálculo de Z:

```
global P;
global T;
global ppc;
global tpc;
ppr=P/ppc;
tpr=(T+460)/tpc;
A=0.31506237; %A1
B=-1.0467099; %A2
C=-0.57832729; %A3
D=0.53530771; %A4
E=-0.61232032; %A5
F=-0.10488813; %A6
G=0.68157001; %A7
H=0.68446549; %A8
Za=1;
pr=(0.27*ppr)/(Za*tpr);
Z=1+((A+(B/tpr)+(C/(tpr^3)))*pr)+((D+(E/tpr))*(pr^2))+((E*F*(pr^5))/(t
pr))+(((G)*(1+(H*(pr^2))))*(((pr^2)/(tpr^3))*(exp(-H*(pr^2)))));
M=abs(Za-Z);
while M>0.00000000000001
    Za=Z
    pr=(0.27*ppr)/(Za*tpr)

Z=1+((A+(B/tpr)+(C/(tpr^3)))*pr)+((D+(E/tpr))*(pr^2))+((E*F*(pr^5))/(t
pr))+(((G)*(1+(H*(pr^2))))*(((pr^2)/(tpr^3))*(exp(-H*(pr^2)))))
    M=abs(Za-Z)
end
Z;
set(handles.RESULTADO,'string',Z);
```

Dranchuk- Abou Kasem programación del botón de cálculo de Z:

```
global P;
global T;
global ppc;
global tpc;
ppr=P/ppc;
tpr=(T+460)/tpc;
A=0.3265; %A1
B=-1.07; %A2
C=-0.5339; %A3
D=0.01569; %A4
E=-0.05165; %A5
F=0.5475; %A6
G=-0.7361; %A7
H=0.1844; %A8
I=0.1056; %A9
J=0.6134; %A10
K=0.721; %A11
Za=1;
pr=(0.27*ppr)/(Za*tpr);
Z=1+(pr*(A+(B/tpr)+(C/(tpr^3))+(D/(tpr^4))+(E/(tpr^5))))+((F+(G/tpr)+(
H/(tpr^2)))*(pr^2))-
((I)*((G/tpr)+(H/(tpr^2)))*(pr^5))+(((J)*(1+(K*(pr^2))))*(((pr^2)/(tpr
^3))*(exp(-K*(pr^2)))));
M=abs(Za-Z);
```

```
while M>0.00000000000001
    Za=Z
    pr=(0.27*ppr)/(Za*tpr)

Z=1+(pr*(A+(B/tpr)+(C/(tpr^3))+(D/(tpr^4))+(E/(tpr^5))))+((F+(G/tpr)+(
H/(tpr^2)))*(pr^2))-
((I)*((G/tpr)+(H/(tpr^2)))*(pr^5))+(((J)*(1+(K*(pr^2))))*(((pr^2)/(tpr
^3))*(exp(-K*(pr^2)))))
    M=abs(Za-Z)
end
Z;
set(handles.RESULTADO,'string',Z);
```

Al Anazi – Al Quraishi programación de botón de cálculo de Z:

```
global P;
global T;
global psc;
global tsc;
ppr=P/psc;
tpr=(T+460)/tsc;
A=(-0.06708*ppr)+0.236;
B=0.9178+((((9)*(A^2))-1.427)/(tpr));
C=B-(-2*A*B);
D=-2*A*B*C;
E=0.9178+((C+D)/(1.0474*tpr));
F=((D)/(E^2))-E;
Z=F+((2*E)/(1.0482));
set(handles.RESULTADO,'string',Z);
```

Mahmoud programación de botón de cálculo de Z:

```
global P;
global T;
global ppc;
global tpc;
ppr=P/ppc;
tpr=(T+460)/tpc;
a=0.702*(exp(-2.5*tpr));
b=-5.524*(exp(-2.5*tpr));
c=(0.044*(tpr^2))-(0.164*tpr)+1.15;
Z=(a*(ppr^2))+(b*ppr)+c;
set(handles.RESPUESTA,'string',Z);
```

Programación del botón de cálculo de corrección de parámetros pseudocríticos:

```
global ppc;
global tpc;
global DC;
global AS;
DCc=DC/100;
ASc=AS/100;
A=DCc+ASc;
B=ASc;
E=(120*((A^0.9)-(A^1.6)))+(15*((B^0.5)-(B^4)));
tpcc=tpc-E;
ppcc=(ppc*tpcc)/(tpc+((E)*(B-(B^2))));
set(handles.PPCN,'string',ppcc);
set(handles.TPCN,'string',tpcc);
```