



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**  
**MÉTODO DE CÁLCULO SIMPLIFICADO DE RESERVAS DE  
HIDROCARBUROS EN SITIO PARA YACIMIENTOS DE GAS Y DE  
GAS CONDENSADO**

**AUTOR**

**Parrales Klinger, Nimia Pilar**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

Previo a la obtención del grado académico en  
**MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

**TUTOR**

**Chuchuca Aguilar, Fidel Vladimir.**

**Santa Elena, Ecuador**

**Año 2023**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR**

---

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.  
COORDINADOR DEL PROGRAMA**



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR**

---

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.  
TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
**CARLOS ALBERTO  
PORTILLA LAZO**

---

**Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.  
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**ANDRES EDUARDO  
GUZMAN  
VELASQUEZ** Firmado digitalmente por  
ANDRES EDUARDO GUZMAN  
VELASQUEZ  
Fecha: 2023.12.15 14:15:20  
-05'00'

---

**Ing. Andrés Guzmán Velásquez, MSc  
DOCENTE ESPECIALISTA 2**



Firmado electrónicamente por:  
**MARIA MARGARITA  
RIVERA GONZALEZ**

---

**Ab. María Rivera González, Mgtr  
SECRETARIA GENERAL UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por NIMIA PILAR PARRALES KLINGER, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

**TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR

---

**Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar**

**17 días del mes de octubre del año 2023**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

**Yo, NIMIA PILAR PARRALES KLINGER**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, **MÉTODO DE CÁLCULO SIMPLIFICADO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN SITIO PARA YACIMIENTOS DE GAS Y DE GAS CONDENSADO** previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 17 días del mes de octubre del año 2023

**EL AUTOR**



firmado electrónicamente por:  
NIMIA PILAR  
PARRALES KLINGER

---

**Nimia Pilar Parrales Klinger**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **MÉTODO DE CÁLCULO SIMPLIFICADO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN SITIO PARA YACIMIENTOS DE GAS Y DE GAS CONDENSADO**, presentado por la estudiante, NIMIA PILAR PARRALES KLINGER fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

Tesis Nimia Parrales **MÉTODO DE CÁLCULO SIMPLIFICADO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN SITIO PARA YACIMIENTOS DE GAS Y DE GAS CONDENSADO**

**3%** Similitudes  
0% Texto entre comillas  
0% similitudes entre comillas  
< 1% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Tesis Nimia Parrales MÉTODO DE CÁLCULO SIMPLIFICADO DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN SITIO PARA YACIMIENTOS DE GAS Y DE GAS CONDENSADO.docx	Depositante: FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR Fecha de depósito: 17/10/2023 Tipo de carga: interface	Número de palabras: 7400 Número de caracteres: 46.534
--	---	--

**TUTOR**



Firmado electrónicamente por:  
**FIDEL VLADIMIR  
CHUCHUCA AGUILAR**

---

**Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**AUTORIZACIÓN**

**Yo, NIMIA PILAR PARRALES KLINGER**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales del informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 17 días del mes de octubre del año 2023

**EL AUTOR**



Formado académicamente por:  
**NIMIA PILAR  
PARRALES KLINGER**

---

**Nimia Pilar Parrales Klinger**

## AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi sincero agradecimiento a las autoridades de la Universidad Estatal Península de Santa Elena por proporcionar el entorno propicio para mi formación académica en la Maestría en Petróleos. Su liderazgo visionario ha sido fundamental para el desarrollo de mis habilidades y conocimientos.

Agradezco de manera especial a mis dedicados docentes, cuya pasión por la enseñanza ha iluminado mi camino académico. Cada módulo ha sido una oportunidad para aprender y crecer, y su orientación experta ha sido esencial para mi comprensión integral de la ingeniería de petróleo.

Quisiera expresar mi profundo agradecimiento a mi tutor de tesis, cuya guía experta y paciencia han sido cruciales en el desarrollo de este trabajo. Su mentoría ha sido un faro en los momentos desafiantes, brindándome dirección y motivación para alcanzar mis metas académicas.

A todos quienes han contribuido a mi educación en esta institución, mi más sincero agradecimiento. Este logro no solo es mío, sino también el resultado de la colaboración y el apoyo constante que he recibido de cada uno de ustedes.

*Nimia Pilar, Parrales Klinger*

## **DEDICATORIA**

A mis padres, quienes han sido mi fuente inagotable de inspiración y apoyo. Vuestra dedicación y sacrificios han sido la fuerza motriz detrás de mis logros académicos, y cada página de este trabajo refleja la herencia de valores que me han inculcado.

A mis queridos hermanos, por ser mi red de seguridad y por compartir este viaje conmigo. Este logro es tan vuestro como mío, un testimonio de la conexión inquebrantable que compartimos como familia.

A ti, mi novio, te dedico este logro con amor y agradecimiento. Tu paciencia, comprensión y aliento constante han sido el faro que me ha guiado a través de los desafíos académicos

*Nimia Pilar, Parrales Klinger*

# ÍNDICE GENERAL

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTO .....	VII
DEDICATORIA .....	VIII
ÍNDICE GENERAL .....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XI
ÍNDICE DE TABLAS .....	XII
RESUMEN .....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	5
1.1. Revisión de literatura .....	5
1.2. Desarrollo teórico y conceptual .....	8
1.2.1    Conceptos de volúmenes de hidrocarburos, reservas y recursos.....	8
1.2.2    Métodos para el cálculo de reservas .....	13
1.2.3    Correlaciones para el cálculo de propiedades pseudocríticas del gas .....	17
1.2.4    Correlaciones para el cálculo del factor de compresibilidad Z .....	22
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA .....	24
2.1. Contexto de la investigación .....	24
2.2. Diseño y alcance de la investigación .....	24
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	24
2.4. Población y muestra .....	24
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	24
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	25

2.7. Procedimiento de cálculo.....	25
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	32
3.1. Resultados .....	32
3.2. Discusión de resultados.....	41
3.3. Propuesta para el cálculo de reservas de gas y condensados .....	42
CONCLUSIONES .....	43
RECOMENDACIONES.....	45
REFERENCIAS.....	46
ANEXO A.....	51
ANEXO B.....	53
ANEXO C.....	55

# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> .....	2
<b>Figura 2</b> .....	2
<b>Figura 3</b> .....	13
<b>Figura 4</b> .....	27
<b>Figura 5</b> .....	28
<b>Figura 6</b> .....	29
<b>Figura 7</b> .....	33
<b>Figura 8</b> .....	34
<b>Figura 9</b> .....	35
<b>Figura 10</b> .....	38

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> ....	9
<b>Tabla 2</b> .....	10
<b>Tabla 3</b> .....	12

## RESUMEN

En este trabajo de investigación se desarrolló un método simplificado para evaluar las reservas de hidrocarburos en yacimientos de gas y de gas condensado, cuando no se disponga de datos PVT ni de información adicional sobre la composición del gas para cada periodo de producción del yacimiento. Para el desarrollo de este método simplificado, primero se seleccionó un método que sea reconocido en la literatura científica y que sea aplicado a este tipo de yacimientos objeto de esta investigación. El método seleccionado fue el de (Rzasa & Katz, 1945) y desarrollado por (Standing M. , 1977), el cual se compone en su mayoría de gráficos para determinar las incógnitas de cada paso. Luego, se procedió a recopilar casos estudiados de yacimientos de gas condensado para las comparaciones y validar el nuevo método propuesto. A continuación, se seleccionaron del acervo científico las correlaciones actualizadas para yacimientos de gas condensado para eliminar el uso de gráficos e incorporarlos en una hoja de cálculo. Finalmente, se compararon los resultados por el método gráfico de Rzasa y Katz y los obtenidos del nuevo método, para lo cual se verificaron que los mismos no difieran en valores mayores de un orden de magnitud, con lo cual el método se validó. El método aquí propuesto solo se aplica a hidrocarburos gaseosos sin presencia de otros gases contaminantes.

**Palabras claves:** reservas, yacimientos de gas, yacimientos de gas condensado, análisis PVT.

## ABSTRACT

In this research work, a simplified method was developed to determine hydrocarbon reserves in gas and gas condensate reservoirs, when PVT data and additional gas composition information are not available for each reservoir production period. For the development of this simplified method, first a method was determined that is recognized in the scientific literature and that is applied to this type of reservoirs. The selected method was of the (Rzasa & Katz, 1945) and developed by (Standing M. , 1977), which is composed mostly of graphs to determine the unknowns of each step. Then, we proceeded to collect case studies of gas condensate reservoirs for comparisons and validate the proposed new method. Updated correlations for gas condensate reservoirs were then selected from the scientific literature and the use of graphs were eliminated and to design a spreadsheet with the new correlations. Finally, the results were compared by the graphical method of Rzasa and Katz and those obtained from the new method, for which it was verified that they do not differ in values greater than an order of magnitude, with which the method was validated. The method proposed here only applies to gaseous hydrocarbons without the presence of other non-hydrocarbon gases.

**Keywords:** reserves, gas reservoirs, gas condensate reservoirs, PVT analysis.

# INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de gas y condensado se caracterizan por la producción tanto de gas como de cantidades variables de “petróleo” a condiciones de tanque de almacenamiento (PCTA) en superficie. El PCTA se conoce comúnmente como "condensado" o "destilado". Los rendimientos típicos de condensado en superficie oscilan entre 10 y 300 STB/MMPCS. El valor económico agregado del condensado producido además de la producción de gas hace que la recuperación del condensado sea una consideración clave en el desarrollo yacimientos de gas y condensado; en el caso de no se pueda vender el gas el condensado producible es la única fuente potencial de ingresos.

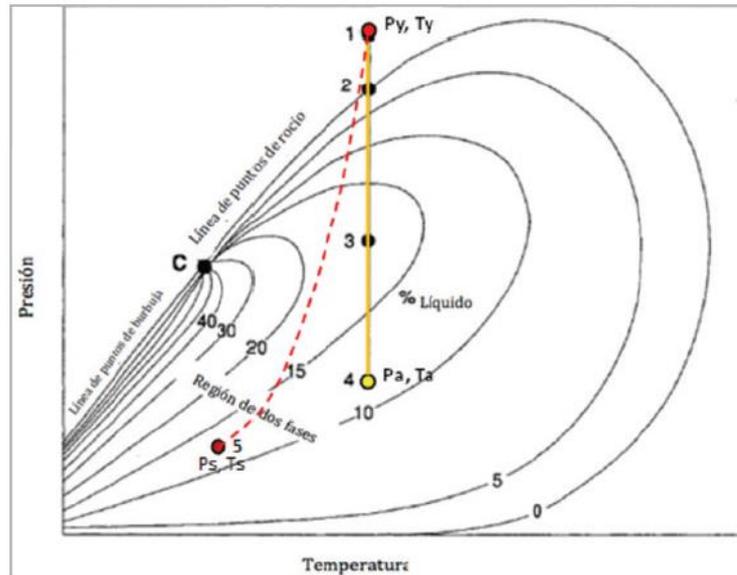
A condiciones de yacimiento, un yacimiento de gas y condensado contiene gas monofásico. El gas fluye desde el yacimiento a través de la tubería de producción hasta el separador de superficie y luego el líquido se condensa a partir del gas. La condensación isotérmica de líquidos en el yacimiento a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de rocío constituye el proceso de condensación retrógrada. Los líquidos condensados en el yacimiento en su mayoría se pierden o son irre recuperables. En un yacimiento de gas condensado, la condición inicial del yacimiento está en el área monofásica a la derecha del punto crítico. A medida que la presión del yacimiento disminuye, el fluido pasa por el punto de rocío y el líquido se precipita del gas, el porcentaje de vapor disminuye, pero puede aumentar nuevamente con la disminución continua de la presión (ver Fig. 1).

Una diferencia principal entre un yacimiento de gas y un yacimiento de gas y condensado es que un yacimiento de gas no experimentará dos fases de hidrocarburos en las condiciones del yacimiento y, por lo tanto, no habrá condensación líquida (pérdida de condensado) en el yacimiento (ver Fig. 2).

Además, un yacimiento de gas no tendría líquidos condensables en superficie significativos que perder debido a la condensación retrógrada. Esto conduce a la aparente contradicción de que cuanto más pobre es el condensado del gas, mayor es la recuperación de condensado (como porcentaje inicial en sitio). Los separadores de superficie normalmente funcionan en condiciones de baja presión y temperatura.

**Figura 1**

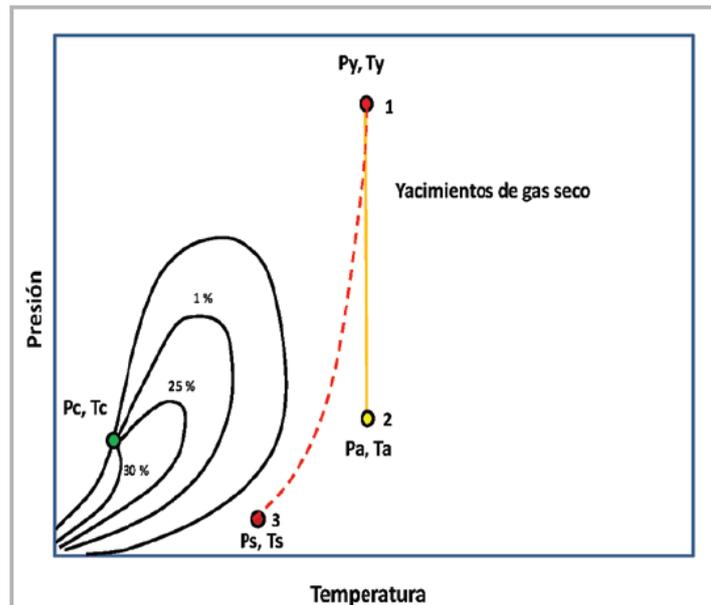
Diagrama presión-temperatura para un yacimiento de gas y condensado



Nota: El gráfico representa el comportamiento de la producción de un yacimiento de gas y condensado. A medida que se disminuye la presión, se forma condensado, tanto en formación como en superficie. Tomado de: (León-García, Galván-Serralde, & Samaniego Verduzco, 2019)

**Figura 2**

Diagrama presión-temperatura para un yacimiento de gas seco



Nota: La gráfica representa el comportamiento de un yacimiento de gas seco. A pesar de disminuir la presión no hay formación de condensados en formación ni en superficie. Tomado de (León-García, Galván-Serralde, & Samaniego Verduzco, 2019)

Otra diferencia importante entre los yacimientos de gas y de gas y condensado es la pérdida en la capacidad de producción de los pozos experimentada por los yacimientos de gas y condensado debido a la acumulación de saturaciones de líquido significativas cerca del pozo. Los yacimientos de gas no experimentarán tal pérdida de capacidad de entrega porque los líquidos no se condensan a la temperatura del yacimiento.

Debido a la dificultad para el cálculo de reservas de gas en yacimientos de gas y condensado, en contraste con un yacimiento de gas seco, se plantea encontrar un método simplificado, que permita una rápida valoración de las reservas de gas y condensados a partir de ecuaciones de balance de materiales que toman en consideración las reservas detrás de la pared de los pozos de gas que se encuentran, sea esperando ser producidos o en espera de ser reparados.

Este trabajo de investigación es importante ya que debido a la coyuntura internacional el gas natural viene siendo reposicionado como un combustible de transición energética y además por su escasez en el mercado hay un renovado esfuerzo por encontrar nuevas reservas, así como de reevaluar los yacimientos en producción o en prospectos.

### **Formulación del problema de investigación**

¿Es posible determinar un método simplificado para determinar reservas de hidrocarburos en yacimientos de gas y de gas y condensado?

### **Justificación**

Este método permitirá simplificar los cálculos para la determinación de reservas de gas en yacimientos en producción o en espera de ser producidos. Los métodos reportados en la literatura representan métodos complejos, para los cuales se necesita conocer muchas variables y determinar incógnitas que son necesarias para resolver muchas ecuaciones hasta llegar a los valores del factor de compresibilidad  $Z$  por periodo de análisis durante la vida productiva del yacimiento.

Debe anotarse que los yacimientos de gas y condensado se consideran como una mezcla de hidrocarburos en equilibrio entre las fases de gas y líquido en equilibrio, por lo tanto, la complejidad de los métodos radica en que las ecuaciones para fluidos puros son adaptadas para mezclas y además debe tenerse en cuenta la cantidad de componentes en la mezcla, lo que hace que el procedimiento de cálculo sea más complejo aún.

**Objetivo General:**

Desarrollar un método simplificado para la determinación de reservas de hidrocarburos en yacimientos de gas y de gas condensado.

**Objetivos Específicos:**

1. Recopilar data de yacimientos de gas y gas condensado a nivel local e internacional.
2. Jerarquizar las variables para determinar las más importantes para definir el modelo mediante ajuste estadístico.
3. Determinar el mejor modelo de acuerdo con el error absoluto ajustado estadísticamente.

**Planteamiento hipotético**

Para esta investigación se ha partido de la hipótesis de que es factible encontrar un método que permita simplificar los cálculos para determinar los volúmenes de reservas de gas natural en un yacimiento de gas o de gas condensado. El ajuste de los resultados obtenidos puede variar dependiendo de la calidad de la data disponible y de los modelos que han sido utilizados para la determinación de las reservas de gas en un yacimiento de los aquí estudiados.

# CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

## 1.1. Revisión de literatura

El cálculo del volumen de hidrocarburos in situ de un yacimiento de gas condensado a partir de los datos geológicos, del yacimiento y de producción requiere una comprensión clara del comportamiento del petróleo y el gas en diversas condiciones operativas del yacimiento y de superficie. Debido a que el condensado se obtiene a partir de yacimientos de gas y condensado cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, es necesario recombinar el condensado con el gas en una proporción adecuada para calcular el volumen original de gas en sitio en el yacimiento.

El método tradicional propuesto por Rzasa y Katz (1945), proporciona un medio para calcular el volumen de gas en sitio en un yacimiento de gas condensado correspondiente a la cantidad de gas producido y condensado asociado. Los gráficos de correlaciones basados en este método están disponibles en la literatura. Seguidamente, se siguen los pasos establecidos por Standing (1977) con lo cual se llega a la determinación del volumen de gas y de hidrocarburos asociados en sitio.

La solución convencional de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas seco y húmedo no incorporan las propiedades PVT debajo de la presión de saturación debido a que estas difieren significativamente en un yacimiento de gas y condensado cuando esta fase coexiste sobre la temperatura crítica y la cricondenterma. También, el balance de materia convencional para petróleo específicamente para petróleo saturado considera que no existen cambios significativos en la composición por debajo de la presión de saturación. Esto es difícil de tomar en consideración cuando se trata de condensados provenientes del gas en superficie en yacimientos de gas condensado (Shams, Yao, & Aifen, 2016).

El problema también se complica, ya que el método convencional no integra otras variables como la inyección de gas para recuperación secundaria o la intrusión de agua de acuíferos asociados, por lo que el método debe ser modificado y actualizado con los nuevos métodos que existen para el cálculo de factores de formación y de

compresibilidad del gas, así como de estimación de producción de condensados en superficie basado en las condiciones de operación y producción (Hagoort, 1988).

Por mucho tiempo se ha venido utilizando el modelo volumétrico para yacimientos de gas y condensado, pero se ha determinado que hay problemas en la validación de los resultados obtenidos tanto como en la predicción de los valores de recobro a condiciones de abandono del campo (Brinkley, 1958), (The Petroleum Society, 1994), (Nnakaihe & Nwabia, 2017).

En cuanto a la inyección de agua o gas en el yacimiento para mejorar el recobro de gas, es importante tomar en cuenta el trabajo presentado por Xiong y otros (2015), donde se considera la inyección cíclica de gas, el mismo que es analizado en la ecuación de balance de materiales y que proporciona al lector otra perspectiva respecto al manejo adecuado de un tipo de yacimiento como este.

Por otra parte, también el modelo propuesto por Parhamvand et al. (2013) representa un avance en el mejoramiento de la metodología para el cálculo de reservas de gas y condensado, para lo cual se debe determinar la composición del condensado en yacimientos de gas y condensado en conos de gas. En este sentido se recogen los avances presentados por Shams et al (2016) donde presentan un modelo mejorado de balance de materiales para yacimientos de gas condensado donde se incorporan nuevos métodos correlacionales para el cálculo de propiedades del gas a condiciones de yacimiento.

Más recientemente, se pueden mencionar trabajos como el de Velázquez-Zárate (2017), el mismo que incorpora métodos estocásticos para evaluar el comportamiento de los yacimientos de gas y en especial la determinación de las reservas, el mismo que permite validar los valores determinados a priori para poner en producción el reservorio.

En esta misma línea de tiempo se han presentado trabajos como el de Olushola y Isehunwa (2020), el cual pretende mejorar la estimación de las reservas de gas mediante la determinación del factor de compresibilidad  $Z$  usando para eso la ecuación de estado de Peng-Robinson para mezclas heterogéneas de gases que se encuentran en equilibrio con su líquido. El método debe calibrarse y la diferencia entre la estimación con el valor de laboratorio con el fin de ajustar el modelo y permitir que se encuentre en el nivel de error tomado como base.

Shateri et al (2015) realizaron un estudio de ecuaciones de estado, para lo cual utilizaron la red neuronal generalizada de base radial de Wilcoxon para el cálculo de Z de manera rápida y con valores de error aceptables.

Ghanbari et al (2017) por su parte hicieron un análisis de las ecuaciones de estado en especial las ecuaciones de Peng-Robinson (PR) y Soave-Redlich-Kwong (SRK). Según estos autores, la mejor ecuación de estado es la de Soave-Redlich-Kwong (SRK) y sobre esta deberían realizarse estudios para encontrar nuevos modelos alternativos para la determinación de las propiedades termodinámicas de los gases.

Otro trabajo importante que es necesario tomar en cuenta es el presentado por Zakharchuk (2022), quien modifica la ecuación de estado de Peng-Robinson para evaluar las reservas de un campo de gas en Ucrania. Esta autora demuestra que conjugando todas las variables de su modelo y simplificando la ecuación de estado, puede calcular el valor de Z de forma adecuado, tanto que, en la determinación de las reservas de gas del modelo convergen a un mismo valor durante la vida productiva del campo.

Wang et al. (2022) desarrollaron una nueva correlación para la determinación del factor de compresibilidad Z en yacimientos de gas y condensado, en donde se estudió el efecto del CO<sub>2</sub> sobre los resultados y en comparación con otros métodos utilizados. Los valores de error estadístico medio reportados por estos autores están por debajo de otros métodos normalmente utilizados.

Elsharkawy y Elsharkawy (2020) presentan una correlación para determinar el factor de compresibilidad Z afectado por contenido de CO<sub>2</sub> a altas presiones y temperaturas, la misma que se validó utilizando otros modelos para determinar Z con contenidos de gases no hidrocarburos, con buenos resultados de ajuste.

Garash y Abdallah (2020) tomaron datos de producción de tres pozos de gas de la formación T del campo de gas Wafa de su país, en donde estudiaron el efecto de contaminantes no hidrocarburos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y N<sub>2</sub>) en la determinación de Z. Ellos anotan que cuando se incrementa el contenido de N<sub>2</sub> el valor de la temperatura pseudocrítica aumenta. También, los valores de la compresibilidad del gas se incrementan con el incremento de la proporción de compuestos no hidrocarburos en el gas.

El desarrollo de herramientas de cálculo para la determinación del factor de compresibilidad  $Z$  basados en modelos de uso frecuente en la industria y en la academia, permiten obtener aplicaciones computacionales cuyos resultados son los más exactos posibles. Uno de esos, es el software desarrollado por Quintero-Titimbo y Collazos-Olaya (2014) basado en la correlación de AGA8 detallado para determinar su desviación del método gráfico de Standing y Katz. Otro método avanzado para el cálculo de  $Z$  es el uso de simulación dinámica molecular, el cual fue utilizado por Moiseeva y Malyshev (2019) el cual se aplicó para mezclas de gas natural con contenido mayor del 90% de metano. Los resultados dieron un valor de error mínimo respecto a los valores reportados por otros métodos de cálculo.

Kareem et al. (2016) sobre la base de la correlación implícita de Hall y Yarborough, desarrollaron una nueva correlación de isothermas linealizadas de  $Z$  a partir de 5346 puntos de datos experimentales extraídos de 5940 puntos de datos publicados en el libro de Ingeniería de Yacimientos de Gas Natural de la SPE y crearon un gráfico de factor  $Z$  para un rango completo de temperaturas pseudorreducidas entre  $1.15 \leq T_{pr} \leq 3$  y presiones pseudorreducidas de  $0.2 \leq P_{pr} \leq 15$ .

## **1.2. Desarrollo teórico y conceptual**

### **1.2.1 Conceptos de volúmenes de hidrocarburos, reservas y recursos**

Es necesario hacer un repaso de la terminología actualizada en cuanto a reservas de hidrocarburos. Estos conceptos hacen parte de la terminología adoptada a través del documento marco del Sistema de Gerenciamiento de Recursos Hidrocarburíferos (Petroleum Resources Management System), el mismo que es un esfuerzo conjunto entre la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG), el Consejo Mundial del Petróleo (WPC) y la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (SPEE), el mismo que ha sido adoptado por el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, 2018). Los mismos son los que se presentan a continuación:

**Tabla 1.**

*Definiciones de volúmenes de hidrocarburos*

<b>Variable concepto</b>	<b>Definición</b>
<b>Volumen original de hidrocarburos total</b>	<p>El volumen original de hidrocarburos es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos que se estiman existen, ya sean económicos o no, recuperables o no y también cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.</p> <p>Todas las cantidades de consideradas en este volumen pueden ser recursos potencialmente recuperables y las cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse en recursos recuperables si las condiciones económicas del momento cambian.</p>
<b>Volumen original de hidrocarburos no descubierto</b>	<p>Cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.</p>
<b>Volumen original de hidrocarburos descubierto</b>	<p>Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, ubicada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. Se pueden clasificar como económicos y no económicos en relación con la generación de valor debido a la explotación de sus hidrocarburos. A la parte que es recuperable económicamente se denomina <i>reservas</i> y a la que no es recuperable económicamente se le denomina <i>recurso contingente</i>.</p>

Nota: Suplemento de las definiciones de Reservas de Petróleo de la SPE/WPC y de las definiciones de Recursos Petroleros de la SPE/WPC/AAPG. Tomado de (SPE, 2001)

**Tabla 2**

*Reservas*

<b>Variable concepto</b>	<b>Definición</b>
<b>Reservas</b>	Son cantidades estimadas de petróleo y gas y sustancias relacionadas que se estiman serán recuperadas, a una fecha dada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo siendo muy importante que exista producción económica bajo los precios y costos actuales.
<b>Reserva Original</b>	Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.
<b>Reservas probadas</b>	Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de crudo, gas natural y líquidos del gas natural los cuales demuestran que pueden ser recuperables mediante métodos económicos en un horizonte planificado acorde a las regulaciones gubernamentales a partir de una fecha dada. Así mismo, se consideran probadas si la productividad comercial del yacimiento se sustenta en datos de producción reales o pruebas de producción concluyentes. Se las clasifica en desarrolladas y no desarrolladas.
<b>Reservas no probadas</b>	Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que han sido evaluados a condiciones de superficie, al extrapolar características y

	<p>parámetros de yacimiento más allá de la certidumbre razonable. También se incluyen las reservas comerciales producibles que no han sido explotadas.</p>
<b>Reservas desarrolladas</b>	<p>Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que se espera sean producidos por pozos perforados inclusive reservas detrás de tubería.</p>
<b>Reservas no desarrolladas</b>	<p>Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que se espera sean producidos mediante pozos nuevos o instalaciones de producción nuevas, para lo cual es necesario realizar una inversión económica que permita ponerlas en producción a condiciones económicamente viables bajo normativas gubernamentales.</p>
<b>Reservas probables</b>	<p>Son el tipo de reservas no probadas que sugieren que son factibles de ser producidas comercialmente mediante el análisis de la información disponible al momento de la evaluación comercial.</p>
<b>Reservas posibles</b>	<p>Son aquellos volúmenes de hidrocarburos los cuales se infiere son menos factible su recuperación mediante métodos comerciales al momento de su evaluación.</p>
<b>Pronósticos de producción</b>	<p>Los pronósticos de producción derivados de los estudios de reservas técnicas deberán desarrollarse en el sistema base institucional que se emplee para la fundamentación de las reservas.</p>
<b>Reserva remanente</b>	<p>Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones estándar, que queda por producirse económicamente de un yacimiento</p>

---

a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

---

Nota: Suplemento de las definiciones de Reservas de Petróleo de la SPE/WPC y de las definiciones de Recursos Petroleros de la SPE/WPC/AAPG. Tomado de (SPE, 2001)

**Tabla 3**

*Recursos*

<b>Variable concepto</b>	<b>Definición</b>
<b>Recursos petroleros</b>	El término recursos tiene por concepto, definir todas las cantidades de petróleo que se presentan en la naturaleza dentro o sobre la corteza terrestre. Se conoce como Recursos Petroleros al volumen de hidrocarburos, evaluados a condiciones de superficie, a las cantidades estimadas en un principio, se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto y a sus valores recuperables se les denomina <i>recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas de hidrocarburos.</i>
<b>Recursos prospectivos</b>	Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. Está basada en información geofísica y geológica del área de estudio y en analogías en áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto e inclusive hasta producido.

---

**Recursos contingentes**

Son aquellas cantidades de hidrocarburos, estimadas, a una fecha dada; y que se consideran potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero que bajo condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha no se consideran económicamente recuperables.

Nota: Suplemento de las definiciones de Reservas de Petróleo de la SPE/WPC y de las definiciones de Recursos Petroleros de la SPE/WPC/AAPG. Tomado de (SPE, 2001)

**Figura 3**

Clasificación de reservas y recursos.

Volumen Original de Hidrocarburos Total						
Volumen Original de Hidrocarburos No Descubiertos		Volumen Original de Hidrocarburos Descubiertos			Producción	
		No Económico	Económico			
Incertidumbre	Recursos Prospectivos	Estimación Baja	No Recuperable	Estimación Baja (1C)	Reservas	
		Mejor Estimación		Mejor Estimación (2C)		Probada + Probable
		Estimación Alta		Estimación Alta (3C)		Probada + Probable + Posible

Nota: Esta clasificación es la más actualizada y forma parte de un consenso a nivel internacional al momento de evaluar reservas de hidrocarburos. Tomado de (Flores-Trujillo & Ramírez-Ramírez, 2016).

**1.2.2 Métodos para el cálculo de reservas**

**Reservas de gas:** Para la evaluación de las reservas de gas en un yacimiento se ha venido utilizando el modelo volumétrico, el cual es descrito a continuación:

$$GOES = 7758 \frac{\varphi \times h \times A \times (1 - S_{wi})}{\beta_{gi}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde

GOES = gas original en sitio, PCS

$\varphi$  = porosidad promedio de la formación, decimales

h = espesor neto de formación, pies

A = área neta de formación, acres

$S_{wi}$  = saturación inicial de agua, decimales

$\beta_{gi}$  = factor volumétrico inicial del gas seco, PCY/PCS

El factor volumétrico inicial del gas seco se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\beta_{gi} = 0,0054 \frac{Z_{gi} \times T_{ri}}{P_i} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde

$Z_{gi}$  = factor de compresibilidad del gas a condiciones de presión y temperatura iniciales del yacimiento, adimensional

$T_{ri}$  = temperatura inicial del yacimiento, °R

$P_i$  = presión inicial del reservorio, psia

El factor volumétrico para el gas condensado  $\beta_{gci}$  se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$\beta_{gci} = 0,02829 \frac{Z_{gci} \times T_{ri}}{P_i} \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde

$\beta_{gci}$  = factor volumétrico inicial promedio del gas condensado, PCY/PCS

$Z_{gi}$  = factor de compresibilidad del gas condensado a condiciones de presión y temperatura iniciales del yacimiento, adimensional.

A partir de la fracción molar del gas condensado que se produce en superficie como gas se puede calcular el GOES o gas seco mediante la siguiente ecuación:

$$GOES = G_T \times f_g \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde

$G_T$  = gas total (gas seco + condensado) original en sitio, PCS

$f_g$  = fracción molar del gas condensado que se produce en superficie, decimales.

Además,  $f_g$  se determina mediante la siguiente ecuación

$$f_g = \frac{RGC_i}{RGC_i + 132800 \left( \frac{\gamma_c}{M_c} \right)} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde

$RGC_i$  = relación gas condensado a condiciones iniciales, PCS/STB

$\gamma_c$  = gravedad específica del condensado, adimensional

$M_c$  = peso molecular del condensado, lb/lb-mol.

Con la relación entre el GOES y la Relación Gas-Condensado inicial  $RGC_i$  se obtiene el Condensado Original en Sitio (COES) en STB.

$$COES = \frac{GOES}{RGC_i} \quad \text{Ec. (6)}$$

Basándose en las consideraciones anteriores, el método volumétrico puede ser aplicado usando valores promedios de los parámetros requeridos y por medio de recombinación

matemática del gas de separador y del condensado a condiciones de almacenamiento en superficie en base a la relación gas condensado o en base a la composición de los fluidos.

$$\begin{aligned} \text{Reservas recuperables de gas} &= \text{GOES} \times f_{rg} \\ \text{Reservas recuperables de condensado} &= \text{COES} \times f_{rc} \end{aligned} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde

$f_{rg}$  = factor de recobro de gas, fracción

$f_{rc}$  = factor de recobro de condensado, fracción

### **Método de balance de materiales**

El método de balance de materiales general, la cual se aplica para yacimientos de gas seco, se presenta a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{\beta_{gi}}{\beta_g}\right) + \frac{\beta_{gi}}{\beta_g} \times \left(\frac{C_w \times S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right) \Delta p + \frac{W_e - W_p \times \beta_w}{G \times \beta_g} \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde

$G_p$  = producción acumulada de gas, PCS

$G$  = reservas iniciales de gas GOES, PCS

$\beta_g$  = factor volumétrico del gas a condiciones de producción, PCY/PCS

$C_w, C_f$  = compresibilidad del agua y de la roca, 1/psia

$\Delta p$  = cambio de presión promedio del yacimiento ( $P_i - P$ ), psia

$W_e$  = intrusión de agua al yacimiento, BY

$W_p$  = producción acumulada de agua, STB

$\beta_w$  = factor volumétrico del agua, BY/STB

Además, del análisis de la ecuación de balance de materiales general se tiene que:

$$\frac{G_p}{G} = \text{recobro total}$$

$$\left(1 - \frac{\beta_{gi}}{\beta_g}\right) = \text{recobro por expansión de gas}$$

$$\frac{\beta_{gi}}{\beta_g} \times \left(\frac{C_w \times S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right) \Delta p = \text{recobro por expansión del agua connata y reducción del}$$

volumen poroso por compactación

$$\frac{W_e - W_p \times \beta_w}{G \times \beta_g} = \text{recobro por intrusión de agua}$$

Para la deducción de la ecuación de balance de materiales general se han tomado las siguientes asunciones:

- El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo de dimensión cero.
- El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua connata.
- La composición de gas no cambia durante la explotación del yacimiento (siempre y cuando no exista condensación retrógrada).
- La relación gas-agua en solución se considera despreciable ( $R_{sw} \approx 0$ ).
- La temperatura del yacimiento se considera constante (yacimiento isotérmico).
- Las propiedades de los fluidos y la roca se consideran uniformes.

### 1.2.3 Correlaciones para el cálculo de propiedades pseudocríticas del gas

Las siguientes correlaciones utilizan la gravedad específica de los gases naturales para calcular la presión y temperatura pseudocríticas. Dependiendo de la composición del gas se debe seleccionar el modelo que más se ajuste al caso real a tratarse.

Estas son algunas correlaciones que más se aplican

- a) Correlaciones que no contienen componentes de gases no hidrocarburos en las fórmulas

-Sutton (1985)

$$P_{pc} = 756.8 - 131.0 \times \gamma_g - 3.6 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (9)}$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5 \times \gamma_g - 74.0 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (10)}$$

Las correlaciones de Sutton fueron basadas en gases de alto peso molecular ricos en  $C_{7+}$  con presencia de cantidades menores de  $CO_2$  y  $N_2$  y sin  $H_2S$ . La correlación es aplicada para el intervalo  $0,57 < \gamma_g < 1,68$ .

-Guo y Ghalambor (2005)

$$P_{pc} = 709.604 - 58.718 \times \gamma_g \quad \text{Ec. (11)}$$

$$T_{pc} = 170.491 + 307.344 \times \gamma_g \quad \text{Ec. (12)}$$

Estas correlaciones son aplicables para  $H_2S < 3\%$ ,  $N_2 < 5\%$  y contenido total de compuestos inorgánicos inferior al 7%.

-Standing (1981)

$$P_{pc} = 706 - 51.7 \times \gamma_g - 11.1 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (13)}$$

$$T_{pc} = 187 + 330 \times \gamma_g - 71.5 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (14)}$$

Estas correlaciones se desarrollaron en base a los gases naturales de California de bajo peso molecular, las mismas que se usan sin presencia gases que no sean hidrocarburos. Es muy útil al momento de evaluar propiedades pseudocríticas de gases condensados.

-Elsharkawy et al. (2000)

$$P_{pc} = 787.06 - 147.34 \times \gamma_g - 7.916 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (15)}$$

$$T_{pc} = 149.18 + 358.14 \times \gamma_g - 66.976 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (16)}$$

Estas correlaciones fueron desarrolladas especialmente para gases retrógrados y se utilizan preferentemente para gas condensado.

-Dune y Oriji (2004)

$$P_{pc} = 688.634 - 21.983 \times \gamma_g - 13.866 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (17)}$$

$$T_{pc} = 158.01 + 342.12 \times \gamma_g - 6.04 \times \gamma_g^2 \quad \text{Ec. (18)}$$

b) Correlaciones que contienen componentes de gases no hidrocarburos en las fórmulas

Estos métodos también se los denomina de corrección por presencia de impurezas o de gases diferentes a los hidrocarburos.

-Ahmed (1989)

$$P_{pc} = 678 - 50(\gamma_g - 0.5) - 206.7 \times y_{N_2} + 440 \times y_{CO_2} + 606.7 \times y_{H_2S} \quad \text{Ec. (19)}$$

$$T_{pc} = 326 + 315.7(\gamma_g - 0.5) - 240 \times y_{N_2} - 83.3 \times y_{CO_2} + 133.3 \times y_{H_2S} \quad \text{Ec. (20)}$$

Este es un método de corrección directa.

-Wichert y Aziz (1972)

El método consiste en calcular la presión y temperatura pseudorreducidas utilizando la regla de Kay para mezclas de gases hidrocarburos, posteriormente a estos valores se los corrige utilizando las siguientes relaciones.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad \text{Ec. (21)}$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon} \quad \text{Ec. (22)}$$

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^{0.4}) \quad \text{Ec. (23)}$$

$$A = y_{CO_2} + y_{H_2S} \quad \text{Ec. (24)}$$

$$B = y_{H_2S} \quad \text{Ec. (25)}$$

Este es un método de corrección indirecto e implícito.

-Whitson y Brulé (2000)

Cuando se conoce la gravedad específica del gas y el contenido de los gases no hidrocarburos estos autores recomiendan utilizar estas correlaciones y el siguiente procedimiento:

Primero se calcula la gravedad específica del gas natural sin impurezas:

$$\gamma_{gHC} = \frac{28.96 \times \gamma_g - (M_{N_2} \times y_{N_2} + M_{CO_2} \times y_{CO_2} + M_{H_2S} \times y_{H_2S})}{28.96(1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})} \quad \text{Ec. (26)}$$

Luego se calcula las propiedades pseudocríticas del gas natural sin impurezas

$$(P_{pc})_{HC} = 677 + 150 \times \gamma_{gHC} - 37.5 \times \gamma_{gHC}^2 \quad \text{Ec. (27)}$$

$$(T_{pc})_{HC} = 168 + 325 \times \gamma_{gHC} - 12.5 \times \gamma_{gHC}^2 \quad \text{Ec. (28)}$$

Finalmente, se calculan las propiedades pseudocríticas corregidas por las impurezas

$$P_{pc} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) \times (P_{pc})_{HC} + y_{N_2} \times (P_c)_{N_2} + y_{CO_2} \times (P_c)_{CO_2} + y_{H_2S} \times (P_c)_{H_2S} \quad \text{Ec. (29)}$$

$$T_{pc} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}) \times (T_{pc})_{HC} + y_{N_2} \times (T_c)_{N_2} + y_{CO_2} \times (T_c)_{CO_2} + y_{H_2S} \times (T_c)_{H_2S} \quad \text{Ec. (30)}$$

Donde

$P_{pc}$  = presión pseudocrítica, psia

$(P_{pc})_{HC}$  = presión pseudocrítica del hidrocarburo, psia

$T_{pc}$  = temperatura pseudocrítica, °R

$(T_{pc})_{HC}$  = temperatura pseudocrítica del hidrocarburo, °R

$\varepsilon$  = factor de ajuste de la temperatura pseudocrítica

$T'_{pc}$  = temperatura pseudocrítica ajustada, °R

$P'_{pc}$  = presión pseudocrítica ajustada, psia

$(P_c)_{N_2}$  = presión crítica del  $N_2$

$(P_c)_{CO_2}$  = presión crítica del  $CO_2$

$(P_c)_{H_2S}$  = presión crítica del  $H_2S$

$(T_c)_{N_2}$  = temperatura crítica del  $N_2$

$(T_c)_{CO_2}$  = temperatura crítica del  $CO_2$

$(T_c)_{H_2S}$  = temperatura crítica del  $H_2S$

$y_{CO_2}$  = porcentaje de  $CO_2$  en el gas natural

$y_{H_2S}$  = porcentaje de H<sub>2</sub>S en el gas natural

$y_{N_2}$  = porcentaje de N<sub>2</sub> en el gas natural

$\gamma_{gHC}$  = gravedad específica del gas hidrocarburo

$M_{CO_2}$  = peso molecular del CO<sub>2</sub>

$M_{N_2}$  = peso molecular del N<sub>2</sub>

$M_{H_2S}$  = peso molecular del H<sub>2</sub>S

#### 1.2.4 Correlaciones para el cálculo del factor de compresibilidad Z

Existen varios métodos para el cálculo del factor de compresibilidad o desviación Z. Sin embargo, aquí se han seleccionado los más frecuentes por su alto grado de exactitud.

- Dranchuk y Abou-Kassem (1975)

Es uno de los métodos más usados para el cálculo de Z

$$Z = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_r} + A_3 T_r^3 \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^2 + A_5 A_6 \frac{\rho_r^5}{T_r} + \frac{A_7 \rho_r^2}{T_r^3} (1 + A_8 \rho_r^2) \exp(-A_8 \rho_r^2) \quad \text{Ec. (31)}$$

Donde

$$\rho_r = 0.27 \frac{P_r}{Z T_r} \quad \text{Ec. (32)}$$

$$A_1 = 0.31506237$$

$$A_2 = -1.04670990$$

$$A_3 = -0.57832729$$

$$A_4 = 0.53530771$$

$$A_5 = -0.61232032$$

$$A_6 = -0.10488813$$

Ec. (33)

$$A_7 = 0.68157001$$

$$A_8 = 0.68446549$$

Esta correlación es válida para un intervalo de temperaturas pseudorreducidas entre 1.05 y 3.0 y de presión pseudorreducida entre 0 y 30.

Con frecuencia se utiliza el método de Newton-Raphson para determinar el valor de Z de la Ecuación 31.

-Whaba et. al (2018)

Es una expresión, la cual se puede aplicar de manera directa para determinar el factor Z, sin necesidad de encontrar las raíces de un polinomio. Es muy útil para la determinación del factor de compresibilidad y muestra un ajuste bastante bueno con datos experimentales y otros resultados obtenidos con otros métodos de cálculo.

$$\begin{aligned} Z = & -0.1284 + 0.3098 T_{pr} + 0.1427 P_{pr} + 0.3222 T_{pr}^2 \\ & - 0.157 T_{pr} P_{pr} + 0.009456 P_{pr}^2 - 0.0963 T_{pr}^3 \\ & + 0.02993 T_{pr}^2 P_{pr} - 0.00002458 T_{pr} P_{pr}^2 \\ & - 0.0002861 P_{pr}^3 \end{aligned} \quad \text{Ec. (34)}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{Ec. (35)}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ec. (36)}$$

Donde  $P_{pr}$  y  $T_{pr}$  son la presión y temperatura pseudorreducidas y, P y T son la presión y temperatura del yacimiento.

Esta correlación se recomienda para los intervalos  $1 < P_{pr} \leq 15$  y  $1.05 < T_{pr} \leq 3.0$ , por encima del punto de rocío.

## **CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA**

### **2.1. Contexto de la investigación**

La información utilizada fue tomada de la literatura especializada en esta temática, la cual forma parte del acervo bibliográfico, así como de datos de producción de yacimientos de gas del país, los cuales sirvieron para el análisis e implementación del modelo propuesto de determinación de reservas en yacimientos de gas y de gas y condensado.

### **2.2. Diseño y alcance de la investigación**

La investigación es del tipo correlacional, basada en datos validados de producción de gas y de reservas de gas estimadas por otros métodos reportados en la literatura científica.

### **2.3. Tipo y métodos de investigación**

Identificar el tipo de investigación: Cuantitativo. En cuanto a los métodos de investigación: Histórico.

### **2.4. Población y muestra**

Población: yacimientos de gas y de gas y condensado. Muestra: datos de producción y de reservas estimadas de gas en sitio.

Muestreo: Probabilístico.

### **2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Técnica Cuantitativa.

## **2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.**

Validación del modelo mediante ajuste de error estadístico a partir de otros métodos para la determinación de reservas en yacimientos de gas y condensado. El error estimado será el mínimo entre determinación de los métodos reportados en la literatura.

## **2.7. Procedimiento de cálculo.**

El cálculo del volumen de hidrocarburos en sitio de un yacimiento de gas condensado o de gas natural a partir de los datos geológicos, de yacimiento y de producción requiere una comprensión clara del comportamiento del petróleo y el gas en diversas condiciones de operación de yacimientos y superficies. Debido a la decantación del condensado a partir del gas en el yacimiento de gas condensado debido a la disminución de la presión por debajo del punto de rocío, es necesario recombinar el condensado con el gas en una proporción adecuada en laboratorio para calcular el volumen original de gas in situ en el yacimiento, lo que proporcionaría una estimación del volumen potencial del recurso.

El método aquí propuesto utiliza gráficos estándar y ecuaciones simples para calcular los volúmenes de hidrocarburos in situ en yacimientos de gas condensado e incorpora métodos modernos para el cálculo de factores de compresibilidad basado en correlaciones. Después de la evaluación de una cuenca hidrocarburífera, a partir de datos geológicos y de yacimientos conocidos, se podrían preparar gráficos de compresibilidad del gas frente a la profundidad del yacimiento para su uso en la evaluación de los recursos presentes en yacimientos de gas condensado con pocos o ningún dato de este, es decir usando inferencia o correlaciones estadísticas.

El método propuesto nos permitiría ver la variabilidad de varios factores geológicos y de reservorios, así como su impacto en parámetros relacionados, particularmente en regiones y cuencas con presión y temperatura anormales, y por lo tanto sería de gran importancia en una evaluación de recursos utilizando la Simulación de Montecarlo para una estimación probabilística de los volúmenes de recursos.

El método propuesto, está basado en las correlaciones establecidas por Rzasa y Katz (1945), el cual proporciona una guía para calcular el volumen de gas in situ en un

yacimiento de gas condensado a partir del volumen de gas y condensado asociado producidos.

Los datos necesarios para permitir estimaciones del volumen de gas en sitio son:

- Presión y temperatura del yacimiento, o profundidad para calcular los parámetros requeridos
- Composiciones de petróleo y gas o sus gravedades y pesos moleculares
- Gravedades y tasas de producción de condensado y gas del separador
- Porosidad de la roca
- Saturación de gas o agua intersticial, y
- Área y espesor, en ausencia de los cuales los cálculos se basan en un acre de volumen de reservorio.

Los siguientes pasos resumen el procedimiento basado en las correlaciones de Rzasa y Katz (1945) e ilustradas paso a paso por Standing (1977).

1. Calcular la gravedad promedio del gas separador, si esta no se conoce, se procede a promediar las gravedades del gas de varios separadores de etapa utilizando caudales de gas de separadores de etapa individuales para la ponderación.
2. Calcular la relación condensado-gas producido dividiendo la producción diaria de condensado (en barriles) por la producción total de gas (en millones de pies cúbicos).
3. Utilizar la Fig. 4, el cual muestra la relación condensado-gas en el eje  $x$  y la relación gravedad del fluido del pozo (o yacimiento)/gravedad del gas separador en el eje  $y$  para determinar la gravedad del fluido del yacimiento, basándose en los valores conocidos de gravedad específica del condensado y gravedad específica del gas en separador (obtenido del paso 1).

O en su lugar utilice la fórmula sintética, la cual reproduce la curva de ajuste de la Fig. 4.

$$a = \frac{\text{gravedad específica del fluido del pozo o yacimiento}}{\text{gravedad específica del gas producido en separador}} \quad \text{Ec. (37)}$$

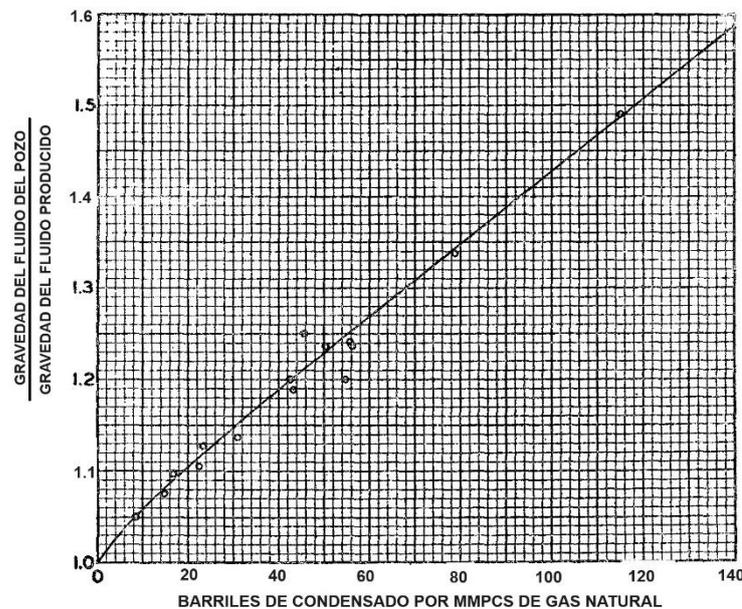
$$= -3 \times 10^{-6}(b)^2 + 0.0045 \times b + 1.0102$$

Donde

b = barriles de condensado por MMPCS

**Figura 4**

Gráfico que relaciona la relación de gravedades específicas y los barriles de condensado producidos



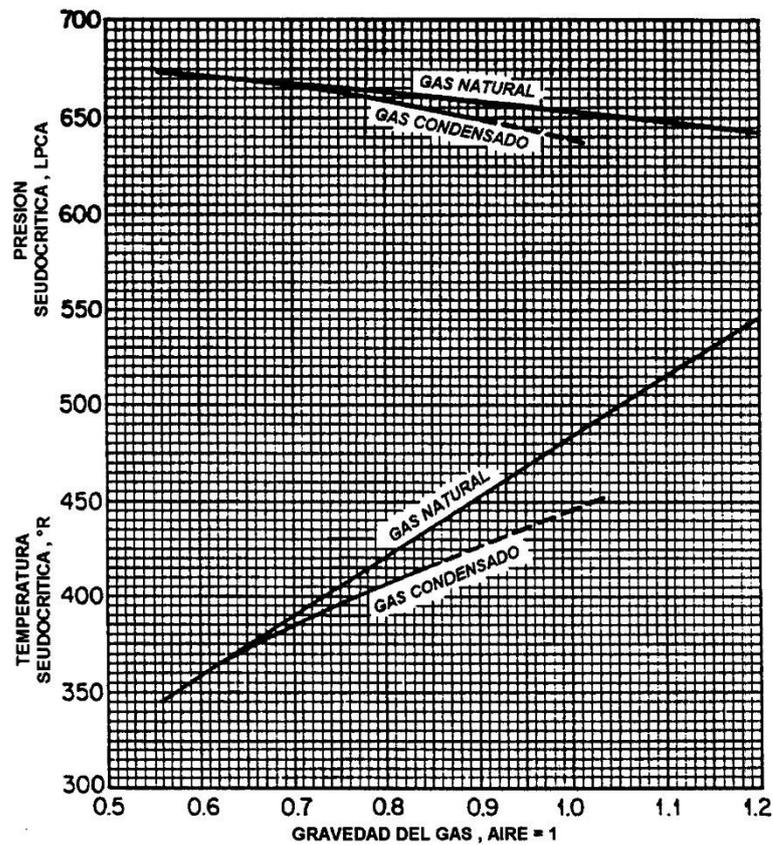
Fuente: Adaptado de (Rzasa & Katz, 1945)

4. A partir de la Figura 5 que muestra la correlación entre la presión y la temperatura pseudocríticas y la gravedad del fluido del yacimiento, determinar los dos parámetros pseudocríticos para una gravedad de fluido de yacimiento dada en el paso 3. O usar las correlaciones de (Standing M. , 1977) para gas condensado.

5. Calcular la presión y la temperatura pseudorreducidas, basándose en la presión y temperatura pseudocríticas conocidas (paso 4) y la temperatura y presión del yacimiento. O calcularlas a partir de las correlaciones obtenidas en el paso 4.
6. Utilizar parámetros pseudorreducidos para determinar el factor de compresibilidad del gas  $Z$  utilizando el factor de compresibilidad para gases naturales (Fig. 6) del estudio de Standing y Katz (1942) o en su defecto el factor  $Z$  de la correlación de Wahba et al. (2018).

**Figura 5**

Correlación entre presión y temperatura pseudocríticas con la gravedad del gas.



Fuente: Adaptado de (Brown, Katz, Oberfell, & Alden, 1948).

7. Calcular el volumen de hidrocarburos de 1 acre-pie de reservorio utilizando la porosidad y la saturación de gas (o agua).
8. Calcular el número total de moles en un acre-pie de roca reservorio utilizando la ecuación general de la ley de gases y el volumen poroso ocupado por los

hidrocarburos en el yacimiento, presión y temperatura del yacimiento, y el factor de compresibilidad del gas Z,

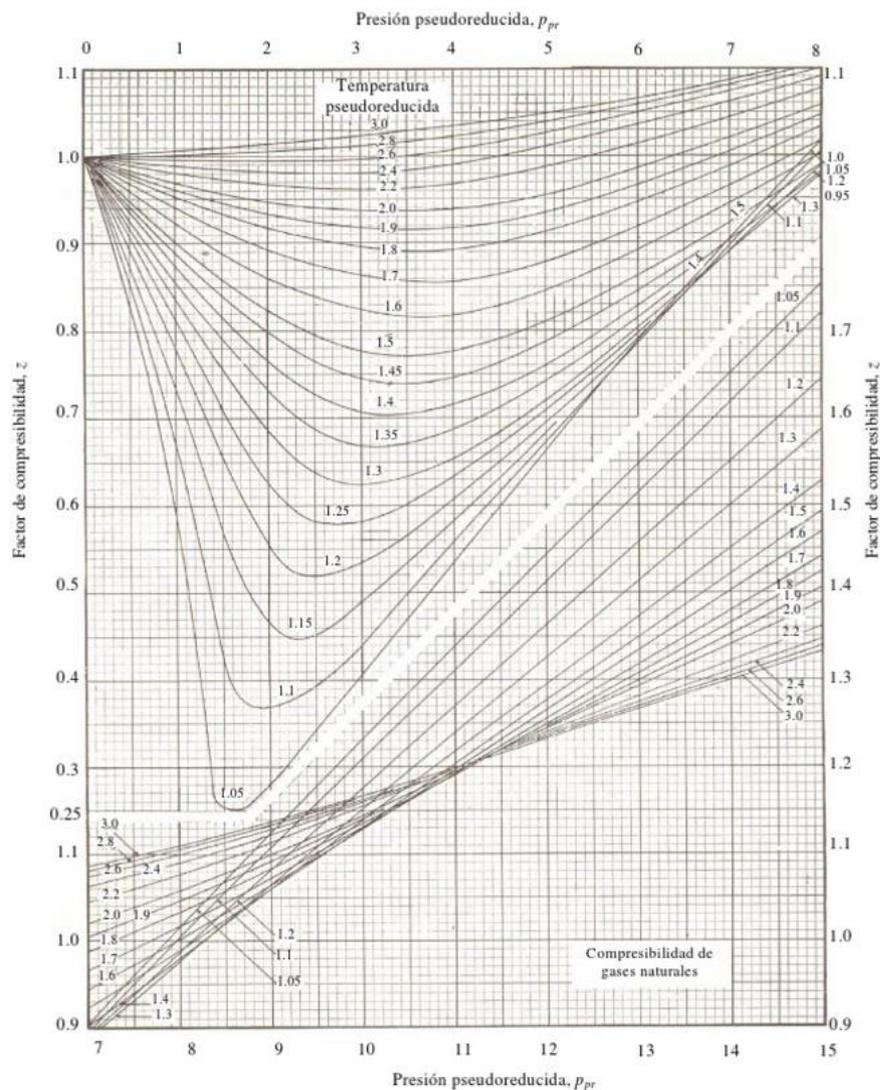
$$N = \frac{PV}{ZRT} \quad \text{Ec. (38)}$$

Donde:

N son las lb-moles del gas condensado, P es la presión en psia, V es el volumen en pies cúbicos, Z el factor de compresibilidad, R es la constante universal de los gases, y T es la temperatura en grados Rankine.

**Figura 6**

Correlación entre presión y temperatura pseudorreducidas y el factor de compresibilidad Z.



Adaptado de (Standing & Katz, 1942). Fuente: (Craft & Hawkins, 2015)

9. Si todos los hidrocarburos se van a producir como gas en superficie, el volumen de gas se puede calcular multiplicando el número de moles por 379 (una lb-mol de cualquier gas ocupa 379 pies cúbicos en las condiciones estándar de 14.7 psia y 60° F).
10. Por otro lado, si el condensado se produce con gas en superficie, las siguientes ecuaciones pueden ayudar a calcular el número de lb-mol en un barril de condensado:

$$\text{lb - mol/barril de condensado} = \frac{5.615 \times 62.37 \times \gamma_C}{M_C} \quad \text{Ec. (39)}$$

Donde  $\gamma_C$  es la gravedad específica del condensado y  $M_C$  es el peso molecular del condensado.

La gravedad específica del condensado se calcula a partir de su gravedad API utilizando para eso la Ecuación 16:

$$\gamma_C = \frac{141.5}{131.5 + \text{gravedad API del condensado}} \quad \text{Ec. (40)}$$

En el lado derecho de la ecuación 39, el numerador es la masa de condensado en libras en un barril de condensado, y el denominador es su peso molecular, dando así el número de moles.

El peso molecular del condensado se puede calcular mediante la correlación de (Craft & Hawkins, 2015):

$$M_C = \frac{5954}{API - 8.811} = \frac{42.43\gamma_C}{1.008 - \gamma_C} \quad \text{Ec. (41)}$$

11. Calcular el número de lb-mol en el gas dividiendo la relación gas-condensado (volumen de gas en pies cúbicos por barril de condensado) por 379.

12. Con base en las moles conocidas de gas y condensado, determinar la fracción de gas producido y condensado en la corriente de fluido del yacimiento.
13. Para obtener el volumen de gas producido por acre-pie de roca reservorio, primero se debe multiplicar la fracción molar de gas (del paso 12) por el número total de moles (del paso 8) para obtener el número total de moles de gas por un acre-pie de roca reservorio y luego multiplicarlo por 379 para determinar los pies cúbicos de gas.
14. Multiplicar la fracción molar de condensado (del paso 12) por el número total de moles (del paso 8) para obtener el número de moles de condensado en 1 acre-pie de roca reservorio y luego dividirlo por el número de moles por barril de condensado (del paso 10) para obtener volumen en barriles.

# CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

## 3.1. Resultados

A continuación, se presenta la aplicación del método propuesto, con los siguientes casos.

### Caso 1:

Gas producido y procesado en separador primario en superficie con almacenamiento de condensado a condiciones estándar. Calcular las reservas de gas en sitio.

Datos:

Presión de yacimiento	3,000 psia
Temperatura de yacimiento	240°F
Porosidad	30 %
Saturación de agua intersticial	12 %
Condensado producido	400 B/D
Gravedad API del condensado	50° API
Producción de gas en tanque	200 MPCSD
Gravedad específica del gas en tanque	1.25 (aire = 1)
Producción en separador primario	4,000 MPCSD
Gravedad del gas en separador primario	0.65 (aire = 1)

### Solución

**Base de cálculo:** 1 acre-pie de volumen de yacimiento

#### Paso 1:

$$\text{Gravedad específica promedio del gas (superficie)} = \frac{4,000\text{MPCSD} \times 0.65 + 200\text{MPCSD} \times 1.25}{4,000\text{MPCSD} + 200\text{MPCSD}} = 0.679$$

#### Paso 2:

$$\text{Relación Condensado – Gas (RCG)} = \frac{400\text{B/D}}{4,000\text{MPCSD} + 200\text{MPCSD}} \times \frac{1000}{1000} = 95.24 \text{ barriles/MMPCS}$$

#### Paso 3:

Usando el valor de RCG de 95.24, gravedad específica promedio del gas en separador de 0.679 y la gravedad API del condensado de 50°, la relación de gravedad específica del fluido a gravedad específica del fluido producido en el separador primario es 1.41 (Fig. 4).

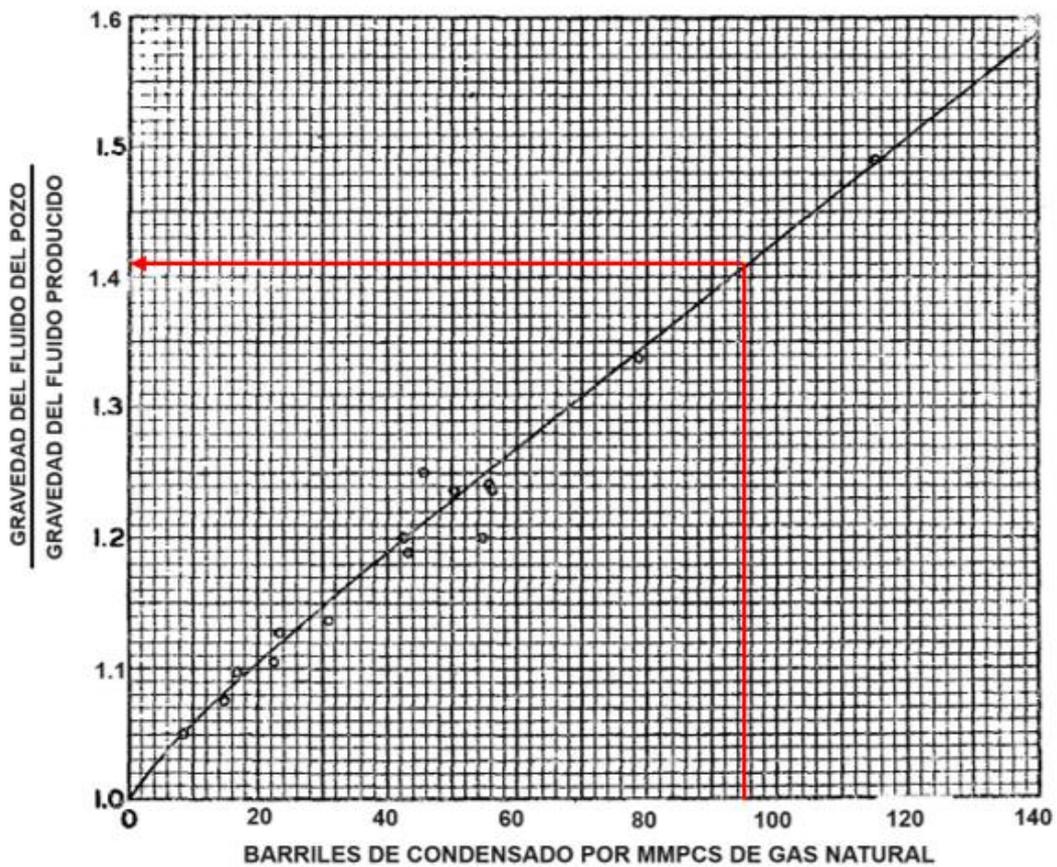
De esta manera, la gravedad específica del fluido del yacimiento es  $= 1.41 \times 0.679 = 0.957$ .

A partir de  $b = 95.24$ , el valor de  $a$  obtenido de la fórmula sintética (Ec. 37), es de 1.412, por tanto, el método queda validado.

La diferencia es  $|1.412 - 1.41| = 0.002$  o 0.16%, lo cual representa un buen ajuste de la curva de la Fig. 4.

### Figura 7

Uso de la Fig. 4 para determinar la relación de la gravedad específica del fluido y la gravedad específica en el separador.



### Paso 4:

Los valores de la presión y temperatura pseudocríticas usando la correlación de (Standing M. , 1977) son:

$$P_{pc} = 646.36 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 437.33^{\circ} R$$

En cambio, usando el método gráfico son

$$P_{pc} = 642 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 435^{\circ} R$$

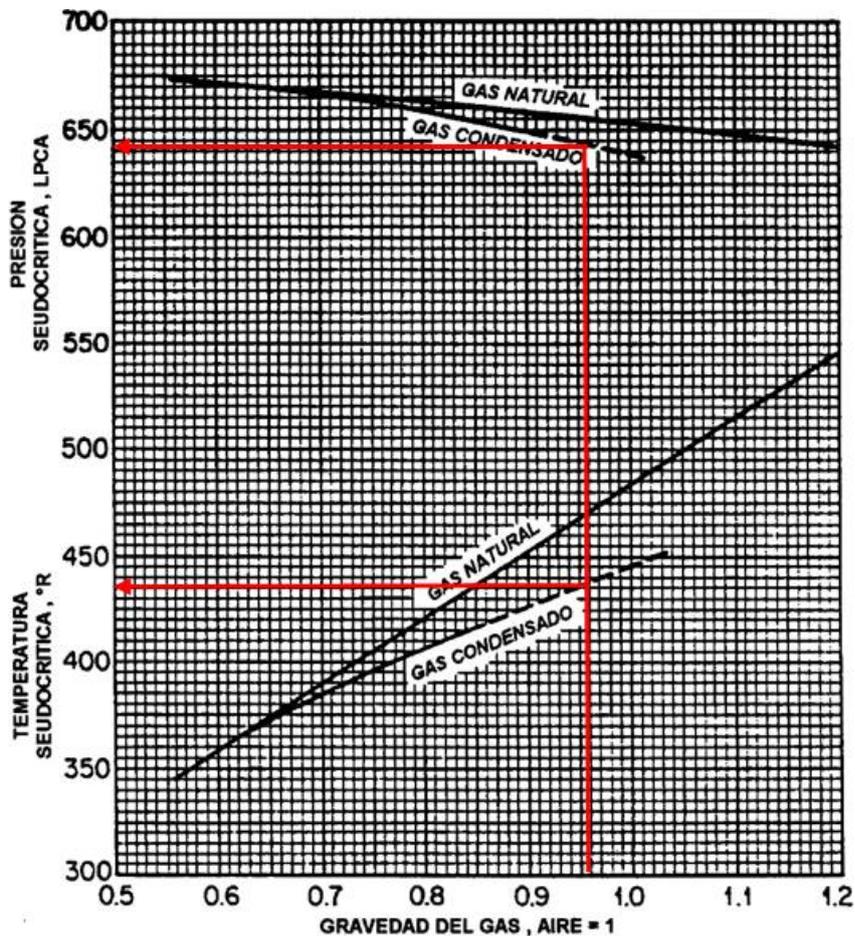
Diferencia en la presión pseudocrítica =  $|646.36 \text{ psia} - 642 \text{ psia}| = 4.36$  o 0.68%

Diferencia en la temperatura pseudocrítica =  $|437.33^{\circ} R - 435^{\circ} R| = 2.33$  o 0.54%

Los valores obtenidos mediante correlaciones se ajustan a los valores determinados mediante el método gráfico.

**Figura 8**

Uso de Fig. 5 para determinar relación entre presión pseudocrítica y temperatura pseudocrítica y la gravedad del fluido del yacimiento.



**Paso 5:**

Los valores de la presión y temperatura pseudorreducidas son (tomando los resultados de las correlaciones de Standing):

$$P_{pr} = 4.641$$

$$T_{pr} = 1.600$$

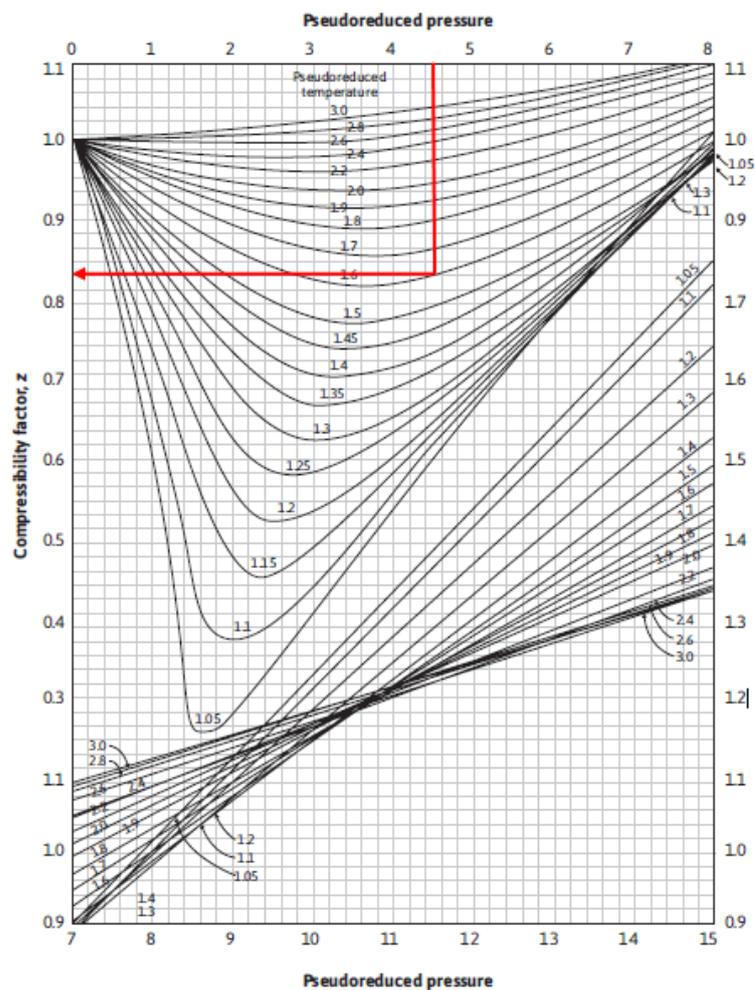
**Paso 6:**

El valor del factor de compresibilidad del gas condensado Z usando la correlación de (Wahba, Khattab, & Gawish, 2018) es de 0.8239. Mediante el método gráfico se tiene que Z es 0.84.

Diferencia en Z =  $|0.8239 - 0.84| = 0.0161$  o 1.92%.

**Figura 9**

Uso de la Fig. 6 para determinar el factor de compresibilidad Z.



**Paso 7:**

El volumen de hidrocarburos por acre-pie de roca reservorio es

$$V = 43,560 \text{ PC} \times 0.3 \times (1 - 0.12) = 11,499.84 \text{ PC (pie cúbico) /acre-pie.}$$

**Paso 8:**

Usando la ecuación general de los gases, el número de moles es

$$N = \frac{3,000 \text{ psia} \times 11,499.84 \text{ PC/acre-pie}}{0.8239 \times 10.73 \frac{\text{PC} \times \text{psia}}{^\circ\text{R} \times \text{lb-mol}} \times 700^\circ\text{R}} = 5,574.95 \text{ lb-mol/acre-pie}$$

**Paso 9:**

Si todos los hidrocarburos se van a producir en forma de gas, el Volumen de Gas en sitio sería

$$\text{Volumen de gas en sitio} = 5,574.95 \frac{\text{lb-mol}}{\text{acre-pie}} \times 379 \frac{\text{PC}}{\text{lb-mol}} = 2.11 \text{ MMPCS/acre-pie.}$$

**Paso 10:**

Si el yacimiento está produciendo tanto gas como condensado, es necesario encontrar sus fracciones molares relativas.

**Base para el cálculo de moles:** Un barril de condensado

Usando las Ecs. (40) y (41), se obtienen la gravedad específica y el peso molecular del condensado, respectivamente

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + 50} = 0.78$$

$$M_c = \frac{42.43 \times 0.78}{1.008 - 0.78} = 145.16$$

Con la Ec. (39) se obtiene la relación lb-mol por barril de condensado

$$\text{lb - mol/barril de condensado} = \frac{5.615 \times 62.37 \times 0.78}{145.16} = 1.88$$

$$\text{Relación gas condensado} = \frac{4,000 \text{ MPCSD} + 200 \text{ MPCSD}}{400 \text{ B/D}} = 10.5 \text{ MPCSD/barril de condensado}$$

**Paso 11:**

$$\text{Moles de gas por barril de condensado} = \frac{10,500 \frac{\text{PC}}{\text{bbl}}}{379 \frac{\text{PC}}{\text{lb-mol}}} = 27.704 \frac{\text{lb-mol}}{\text{bbl}}$$

**Paso 12:**

$$\text{Fracción molar de gas} = \frac{27.704 \text{ lb} - \text{mol}/\text{bbl}}{27.704 \text{ lb} - \text{mol}/\text{bbl} + 1.88 \text{ lb} - \text{mol}/\text{bbl}} = 0.936$$

**Paso 13:**

$$\text{Gas en sitio} = 0.936 \times 5,574.95 \frac{\text{lb-mol}}{\text{acre-pie}} \times 379 \frac{\text{PC}}{\text{lb-mol}} = 1.98 \text{ MMPCS/acre-pie}$$

**Nota:** Tomar en cuenta que los resultados de los Pasos 9 y 13 son diferentes, dependiendo de la forma de producir los yacimientos de gas y/o de gas y condensado.

**Paso 14:**

$$\text{Fracción molar de condensado} = \frac{1.88 \text{ lb} - \text{mol}/\text{bbl}}{27.704 \text{ lb} - \text{mol}/\text{bbl} + 1.88 \text{ lb} - \text{mol}/\text{bbl}} = 0.0635$$

$$\text{Condensado en sitio} = \frac{0.0635 \times 5,574.95 \text{ lb-mol/acre-pie}}{1.88 \text{ lb-mol/bbl}} = 188.44 \text{ bbl/acre-pie}$$

$$\text{Volumen de gas en sitio} = 2.11 \text{ MMPCS/acre-pie.}$$

**Caso 2:**

Calcular las reservas de gas iniciales en un yacimiento de gas y condensado.

Datos:

Presión inicial de yacimiento	2,740 psia
Temperatura de yacimiento	215°F
Porosidad	25 %
Saturación de agua intersticial	30 %
Condensado producido	242 B/D
Gravedad API del condensado	48° API
Producción de gas en tanque	120 MPCSD
Gravedad específica del gas en tanque	1.20 (aire = 1)
Producción en separador primario	3,100 MPCSD
Gravedad del gas en separador primario	0.65 (aire = 1)

**Solución**

El procedimiento es el mismo que en el caso anterior.

**Base de cálculo:** 1 acre-pie de volumen de yacimiento

**Paso 1:**

$$\text{Gravedad específica promedio del gas (superficie)} = \frac{3,100\text{MPCSD} \times 0.65 + 120\text{MPCSD} \times 1.20}{3,100\text{MPCSD} + 120\text{MPCSD}} = 0.670$$

**Paso 2:**

$$\text{Relación Condensado - Gas (RCG)} = \frac{242\text{B/D}}{3,100\text{MPCSD}+120\text{MPCSD}} \times \frac{1000}{1000} = 75.16 \text{ barriles/MMPCS}$$

**Paso 3:**

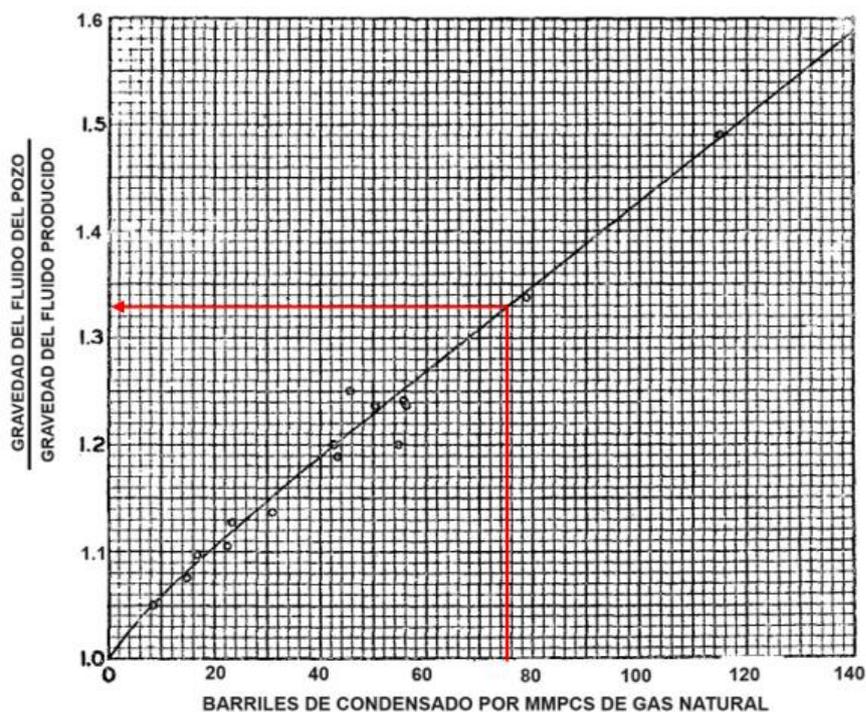
Usando el valor de RCG de 75.16, la gravedad específica promedio del gas en separador de 0.670 y la gravedad API del condensado de 48°, la relación de gravedad específica del fluido a gravedad específica del fluido producido en el separador primario es 1.328 (Fig. 4).

De esta manera, la gravedad específica del fluido del yacimiento es =  $1.328 \times 0.670 = 0.89$ .

A partir de  $b = 75.16$ , el valor de  $a$  obtenido de la fórmula sintética, es de 1.333, por tanto, el método queda validado.

**Figura 10**

Uso de la Fig. 4 para determinar la relación de la gravedad específica del fluido y la gravedad específica del gas en el separador



**Paso 4:**

Los valores de la presión y temperatura pseudocríticas usando la correlación de (Standing M. , 1977) son:

$$P_{pc} = 651.19 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 424.06^\circ R$$

**Paso 5:**

Los valores de la presión y temperatura pseudorreducidas son (tomando los resultados de las correlaciones de Standing):

$$P_{pr} = 4.208$$

$$T_{pr} = 1.592$$

**Paso 6:**

El valor del factor de compresibilidad del gas condensado Z usando la correlación de (Wahba, Khattab, & Gawish, 2018) es de 0.806.

**Paso 7:**

El volumen de hidrocarburos por acre-pie de roca reservorio es

$$V = 43,560PC \times 0.25 \times (1 - 0.30) = 7,623 \text{ pies cúbicos/acre-pie.}$$

**Paso 8:**

Usando la ecuación general de los gases, el número de moles es

$$N = \frac{2,740 \text{ psia} \times 7,623 \text{ PC/acre-pie}}{0.806 \times 10.73 \frac{\text{PC} \times \text{psia}}{^\circ R \times \text{lb-mol}} \times 675^\circ R} = 3,577.98 \text{ lb-mol/acre-pie}$$

**Paso 9:**

Si todos los hidrocarburos se van a producir en forma de gas, el Volumen de Gas es:

$$\text{Volumen de gas en sitio} = 3577.98 \frac{\text{lb-mol}}{\text{acre-pie}} \times 379 \frac{\text{PC}}{\text{lb-mol}} = 1.36 \text{ MMPCS/acre-pie.}$$

**Paso 10:**

Si el yacimiento está produciendo tanto gas como condensado, es necesario encontrar sus fracciones molares relativas.

**Base para el cálculo de moles:** Un barril de condensado

Usando las Ecs. (40) y (41), se obtienen la gravedad específica y el peso molecular del condensado, respectivamente

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + 48} = 0.788$$
$$M_c = \frac{42.43 \times 0.788}{1.008 - 0.788} = 152.24$$

Con la Ec. (39) se obtiene la relación lb-mol por barril de condensado

$$\text{lb - mol/barril de condensado} = \frac{5.615 \times 62.37 \times 0.788}{152.24} = 1.813$$

$$\text{Relación gas condensado} = \frac{3100\text{MPCSD} + 120\text{MPCSD}}{242 \text{ B/D}} = 13.31 \text{ MPCS/barril de condensado}$$

**Paso 11:**

$$\text{Moles de gas por barril de condensado} = \frac{13,310 \frac{PC}{bbl}}{379 \frac{PC}{lb - mol}} = 35.11 \frac{lb - mol}{bbl}$$

**Paso 12:**

$$\text{Fracción molar de gas} = \frac{35.11 \text{ lb - mol/bbl}}{35.11 \text{ lb - mol/bbl} + 1.813 \text{ lb - mol/bbl}} = 0.951$$

**Paso 13:**

$$\text{Gas en sitio} = 0.951 \times 3577.98 \frac{lb - mol}{acre - pie} \times 379 \frac{PC}{lb - mol} = 1.29 \text{ MMPCS/acre-pie}$$

Nota: Tomar en cuenta que los resultados de los Pasos 9 y 13 son diferentes, dependiendo de la forma de producir los yacimientos de gas y de gas y condensado.

**Paso 14:**

$$\text{Fracción molar de condensado} = \frac{1.813 \text{ lb - mol/bbl}}{35.11 \text{ lb - mol/bbl} + 1.813 \text{ lb - mol/bbl}} = 0.049$$

$$\text{Condensado en sitio} = \frac{0.049 \times 3577.98 \text{ lb - mol/acre - pie}}{1.813 \text{ lb - mol/bbl}} = 96.90 \text{ bbl/acre-pie}$$

$$\text{Volumen de gas en sitio} = 1.36 \text{ MMPC/acre-pie.}$$

### 3.2. Discusión de resultados

El método propuesto en este trabajo, reemplaza el uso de gráficos propuesto originalmente por (Rzasa & Katz, 1945) y descrito por (Standing M. , 1977), el cual que permitía encontrar las soluciones paso a paso hasta poder determinar las reservas de gas y condensado en sitio por unidad de área de roca reservorio.

Con el uso de correlaciones, los cálculos se simplifican y la precisión se incrementa. Sin embargo, es importante recalcar que la búsqueda de los métodos para la determinación del factor de compresibilidad  $Z$ , el cual es importante al momento de calcular el volumen de gas, deben orientarse en los gases condensados o retrógrados, es decir, aquellos gases naturales que son susceptibles de producir gas en la roca reservorio como en superficie, por tanto, deben seleccionarse con cuidado las correlaciones, ya que pueden dar errores de cálculo y por tanto la evaluación de las reservas gas arrojarían resultados no deseados.

Si bien existen muchas correlaciones para la determinación de  $Z$ , las mismas que pueden ser revisadas en el artículo de (Wahba, Khattab, & Gawish, 2018), se consideró que este método es el más acertado para este caso y además no necesita de pasos previos para la determinación de densidades reducidas ni funciones especiales que deban ser utilizadas como insumos para otras secuencias de cálculos con polinomios de alto número de términos en donde deban determinarse las raíces, como por ejemplo en el método de (Dranchuk & Abou-Kassem, 1975).

Como puede observarse, en el Caso 1, se usó los métodos gráficos en conjunto con las correlaciones para determinar la presión y temperatura pseudocríticas para posteriormente obtener el valor de  $Z$ , los mismos que demuestran que una mejor aproximación y un cálculo más rápido de estos valores se pueden obtener mediante correlaciones, las mismas que quedan validadas con la comparación de los resultados en cada paso.

Este método no toma en consideración la presencia de otros gases distintos a los hidrocarburos, por tanto, su uso se limita a la solución de gases combustibles y de moléculas que no contienen fracciones pesadas de  $C_{7+}$ , mismos que proporcionan desviaciones de la metodología aquí aplicada y, por tanto, debe investigarse el uso de otras correlaciones que permitan encontrar soluciones más exactas.

Por último, el método de (Rzasa & Katz, 1945) apoyado por la secuencia de (Standing M. , 1977) y mejorado mediante el uso de nuevas correlaciones matemáticas para la determinación de las presiones y temperaturas pseudocríticas y factor de compresibilidad del gas, permite contar con un método rápido para la determinación de reservas de yacimientos de gas y condensado. Si bien los pasos presentan un método estructurado para resolver este tipo de problemas, estos se pueden compactar para acelerar los resultados. Un detalle adicional que se presenta en la secuencia de cálculos es la opción de producir el gas y el condensado como solo gas, esto último considerando que el condensado se puede volatilizar y unirse a la corriente principal de gas natural para la venta o transporte, lo cual se puede visualizar cuando se toma esta opción en el desarrollo de los Casos 1 y 2 en los valores de Volumen de gas en sitio (Pasos 9 y 13), los cuales difieren en los resultados.

### **3.3. Propuesta para el cálculo de reservas de gas y condensados**

Para mejorar el procedimiento se realizó una Hoja de cálculo en Excel con todas las fórmulas y correlaciones necesarias para obtener los valores de reservas de condensado y gas de forma sencilla, donde se puede visualizar los datos de entrada y los parámetros que son calculados y que sirve para determinar finalmente las reservas de condensado y gas de un yacimiento o unidad productora (pozos respecto a su área de barrido). Ver Anexos A, B y C.

## CONCLUSIONES

Una vez terminada la etapa desarrollo del trabajo investigativo, se puede concluir que:

Se ha demostrado que fue factible el desarrollo de un método simplificado para determinar las reservas de hidrocarburos en yacimientos de gas y de gas y condensado cuando no se disponga de suficiente información del yacimiento, el cual está basado en la metodología propuesta originalmente por Rzasa y Katz (1945) y desarrollada inicialmente por Standing (1977), la misma que fue modificada en este trabajo de investigación por correlaciones modernas para obtener resultados más rápidos y con mayor exactitud.

Las correlaciones fueron seleccionadas de acuerdo con su simplicidad y mayor grado de aproximación a los valores obtenidos por el método gráfico de Rzasa y Katz (1945). En este caso se usó las correlaciones para presiones y temperaturas pseudocríticas de gas condensado de Standing (1977) y la correlación para la determinación del factor de compresibilidad de Z de Wahba et al (2018), que tal como se demuestra, sus resultados se ajustan a los valores obtenidos por el método gráfico.

Adicionalmente, en función del análisis de los datos y el procesamiento de estos se puede concluir que:

Las variables más importantes para la determinación de las reservas de gas y condensados son la presión y temperatura del yacimiento, la producción de gas del separador primario y el tanque de almacenamiento, las gravedades API y específica del condensado en el tanque de almacenamiento, las gravedades específicas del gas en el separador primario y en el tanque de almacenamiento y las producciones de gas en estos, así como de la porosidad y saturación intersticial de agua en el reservorio.

Cuando no se disponga del volumen del reservorio, los cálculos se realizarán por unidad de volumen poroso.

Los cálculos toman en cuenta un hidrocarburo sin presencia de otros componentes contaminantes, tales como sulfuro de hidrógenos, gas carbónico, etc.

Se verificó que las correlaciones se ajusten con la mayor exactitud posible tomando como referencia los valores obtenidos por las gráficas.

Se abre una línea de investigación, donde se incorporen nuevas correlaciones para el cálculo de las propiedades de los gases naturales, así como el cálculo de reservas de gas y de condensado lo cual puede extenderse al cálculo de otras propiedades que se requieran para mejorar la comprensión de la mecánica de producción de este tipo de yacimientos y de automatizar los cálculos mediante programas.

## **RECOMENDACIONES**

Se recomienda futuras investigaciones con el uso de otro tipo de correlaciones cuando el gas hidrocarburo contenga contaminantes tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc., los mismos que permitan ampliar los métodos para resolver el problema de determinación de reservas de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado.

También se recomienda utilizar este método para analizar el comportamiento de producción de yacimientos de gas natural en el país y verificar si este es válido o no.

## REFERENCIAS

- Ahmed, T. (1989). *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, TX.: Gulf Publishing Co.
- Brinkley, T. W. (1958). Calculation of Rate and Ultimate Recovery from Gas Condensate Reservoirs. *SPE*, 4-17.
- Brown, G., Katz, D., Oberfell, G., & Alden, R. (1948). Natural Gasoline and Volatile Hydrocarbons. *Natural Gasoline Ass. of America*, 24-32.
- Craft, B. C., & Hawkins, M. (2015). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (3 ed.). (R. E. Terry, & J. B. Rogers, Eds.) Estados Unidos: Prentice-Hall.
- Dranchuk, P., & Abou-Kassem, J. (1975, Julio-Septiembre). Calculation of Z-Factors for Natural Gases Using Equations of State. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 14(3), 34.
- Dune, K., & Oriji, B. (2004, Diciembre 30). An Alternative Correlation for the Computation of Pseudo-critical Temperature and Pressure. *Global Journal of Engineering Research*, 6(1), 69-74. Retrieved from <https://www.ajol.info/index.php/gjer/article/view/18949/3823>
- Elsharkawy, A. M., & Elsharkawy, L. A. (Enero-Junio de 2020). Predicting the compressibility factor of natural gases containing various amounts of CO<sub>2</sub> at high temperatures and pressures. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 11(1), 19-36. Obtenido de <https://academicjournals.org/journal/JPGE/article-full-text-pdf/A4C994063491>
- Elsharkawy, A., Hashem, Y. K., & Alikhan, A. (2000). Compressibility factor for gas condensate reservoirs. *Paper SPE 59702*.
- Flores-Trujillo, C., & Ramírez-Ramírez, C. (2016). *Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos*. México: IPN.
- Garash, A. S., & Abdallah, A. T. (2020, Nov.-Dic.). Effect of Co<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>s and N<sub>2</sub> Components on Z- Factor Values (A Case Study of Wafa Gas Field). *Himalayan Journal of Agriculture*, 1(2), 39-44. Retrieved from <https://himjournals.com/article/articleID=51>

- Ghanbari, M., Ahmadi, M., & Lashanizadegan, A. (2017, Junio). A comparison between Peng-Robinson and Soave-Redlich-Kwong cubic equations of state from modification perspective. *Cryogenics*, 84, 13-19.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2017.04.001>
- Guo, B., & Ghalambor, A. (2012). *Natural Gas Engineering Handbook*. USA: Gulf Publishing Co. doi:<https://doi.org/10.1016/C2013-0-15534-1>
- Hagoort, J. (1988). *Fundamentals of Gas Reservoir Engineering*. Amsterdam - Oxford - New York - Tokyo: Elsevier.
- Kareem, L. A., Iwalewa, T. M., & Al-Marhoun, M. (2016). New explicit correlation for the compressibility factor of natural gas: linearized z-factor isotherms. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*(6), 481–492.  
doi:<https://doi.org/10.1007/s13202-015-0209-3>
- León-García, A., Galván-Serralde, E., & Samaniego Verduzco, F. (Enero-Febrero de 2019). Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. *Ingeniería Petrolera*, 59(1), 4-21. Obtenido de <https://biblat.unam.mx/es/revista/ingenieria-petrolera/articulo/comportamiento-termodinamico-de-los-yacimientos-de-gas-seco-gas-humedo-y-gas-y-condensado>
- Ministerio de Energía y Minas de Ecuador. (2018). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Quito. Obtenido de <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/11/Informe-Anual-del-Potencial-Hidrocarburifero-del-Ecuador-2018.pdf>
- Moiseeva, E. F., & Malyshev, V. L. (2019, Mayo 13). Compressibility factor of natural gas determination by means of molecular dynamics simulations. *AIP Advances*, 9(5). doi:<https://doi.org/10.1063/1.5096618>
- Nnakaihe, S., & Nwabia, F. (2017, Enero). Validation of an Estimated Gas Condensate Reserve using Applied Uncertainty Analysis for the Condensate Reservoir Properties. *International Journal of Engineering Works*, 4(1), 21-28.
- Olushola, J., & Isehunwa, S. (2020, Abril-Junio). Improved Estimation of Reserves in Gas Condensate Reservoirs. *Academic Research Publishing Agency*, 43(1), 20-

33. Retrieved from

[https://www.arpapress.com/Volumes/Vol43Issue1/IJRRAS\\_43\\_1\\_03.pdf](https://www.arpapress.com/Volumes/Vol43Issue1/IJRRAS_43_1_03.pdf)

Parhamvand, M. H., Gerami, S., & Emadi, M. A. (2013). Determination of Original Gas Condensate Composition in The Case of Gas Coning. *Iran. J. Chem. Chem. Eng.*, 32(4), 117-122.

Pérez Palacio, R., & Martínez, M. J. (s.f.). *Ingeniería de Gas Natural: Características y Comportamiento de los Hidrocarburos*. Maracaibo: Mi2 Ingenieros consultores.

Quintero-Titimbo, M., & Collazos-Olaya, L. (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*. (G. Olaya, Ed.) Neiva: Universidad Surcolombiana.

Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz: Universidad de Oriente.

Rzasa, M., & Katz, D. (1945). Calculations of static pressure gradients in gas wells. *Transaction AIME*(100).

Shams, B., Yao, J., & Aifen, L. (2016). General Material Balance for Gas Condensate Reservoir and its GIIP Estimations. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 7(2), 1-5. doi:10.4172/2157-7463.1000270

Shateri, M., Ghorbani, S., Hemmati-Sarapardeh, A., & Mohammadi, A. H. (2015, Mayo). Application of Wilcoxon generalized radial basis function network for prediction of natural gas compressibility factor. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 50, 131-141.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.jtice.2014.12.011>

Siemek, J., & Nagy, S. (2004). Estimation of Uncertainles in Gas-Condensate Systems Reserves by Monte Carlo Simulation. *Acta Montanistica Slovaca*, 9(3), 289-293.

Skiba, A. K. (2022). Construction of a gas condensate field development model. *Open Computer Science*(12), 103-111. doi:<https://doi.org/10.1515/comp-2020-0226>

- SPE. (2001). *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources*. Richardson, TX 75080-2040 USA: Society of Petroleum Engineers.
- Standing, M. (1977). *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Dallas, USA: SPE.
- Standing, M. B., & Katz, D. L. (1942). Density of Natural Gases. *Trans. AIME*(146), 144.
- Sutton, R. (1985). Compressibility Factors for High Molecular Weight Reservoir Gases. *Paper SPE 14265*.
- The Petroleum Society. (1994). *Determination of Oil and Gas Reserves*. Calgary, Alberta, Canada: The Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum.
- Velázquez-Zárate, C. G. (2017). *Métodos estocásticos y determinísticos aplicados al cálculo de reservas y volumen original de hidrocarburos*. México: IPN.
- Wahba, A. M., Khattab, H. M., & Gawish, A. A. (2018). A Study on Gas Compressibility Factor for Gas-Condensate Systems. *Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20(1), 41-57. Retrieved from [https://jpme.journals.ekb.eg/article\\_38796\\_d2bc02bd3e0f1f9d7e732f288f2f5f4d.pdf](https://jpme.journals.ekb.eg/article_38796_d2bc02bd3e0f1f9d7e732f288f2f5f4d.pdf)
- Wang, C., Jia, A., Guo, Z., Huang, S., Shi, X., & Cui, F. (22 de Diciembre de 2022). An Improved Correlation of Compressibility Factor Prediction of Variable CO<sub>2</sub>-Content Condensate Gases. *Energies*, 1(105). doi:<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/105>
- Whitson, C. H., & Brulé, M. R. (2000). *Phase Behavior* (Vol. 20). Richardson, Texas, USA: SPE Monograph Series.
- Wichert, E., & Aziz, K. (1972). Calculate Z's for Sour Gases . *Hyd. Proc.*, 119-122.
- Xiong, Y., Wang, L., Zhu, Z., & Xie, W. (2015). A New Method for the Dynamic Reserves of Gas Condensate Reservoir Using Cyclic Gas Injection Based on the Effects of Reinjection Ratio and Water Influx. . *Engineering*(7), 455-461. doi:10.4236

- Zakharchuk, O. (2022). Gas Reserves Calculation Based On the Results of Reservoir Pressure Distribution Modeling. *Industrial and Technology Systems: Technology and Systems of Power Supply*, 1(1(63)), 30-35. doi:0.15587/2706-5448.2022.253109
- Zhao, B., Li, Z., Gao, C., & Tang, Y. (2022). Identification of Complex Fluid Properties in Condensate Gas Reservoirs Based on Gas–Oil Ratio Parameters Calculated by Optimization Mathematical Model. *Frontiers in Energy Research*, 1-10. doi:10.3389/fenrg.20

# ANEXO A

## Hoja de cálculo

### VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS DE GAS Y CONDENSADO

Datos de entrada		Unidades	Descripción
Presión formación =		psia	Datos
Temperatura formación =		°F	Resultados
Porosidad =		porcentaje	
Sw =		porcentaje	
Gravedad del condensado =		°API	
Prod. Gas primario =		MPCSD	
Prod. Gas tanque =		MPCSD	
Producción de cond. en tanque =		B/D	
G. E. Gas primario =		adimensional	
G. E. Gas tanque =		adimensional	
<b>CÁLCULOS</b>			
Relación condensado-gas =		bbl/MMPCS	Ec. Sintética
G. E. Gas sep. =		adimensional	
G.E. Fluido yac./G.E. Gas sep. =		adimensional	
G.E. Fluido yacimiento =		adimensional	
Ppc =		psia	Ec. Standing, (1981)
Tpc =		°R	
Ppr =		adimensional	
Tpr =		adimensional	
Z =		adimensional	Ec. Whaba et. al, (2018)
V =		pie <sup>3</sup> /acre-pie	
N =		lb-mol/acre-pie	
<b>a) Si los HC se producen como gas</b>			
Volumen de gas en sitio =		MMPCS/acre-pie	
<b>b) Si los HC se producen como gas y condensado</b>			
γc =		adimensional	
Mc =		lb/lb-mol	
Moles de gas/bbl condensado =			
lb-mol/barril condensado =			
Fracción molar de gas =		adimensional	
Fracción molar de condensado =		adimensional	

Volumen de gas en sitio =		MMPCS/acre-
Condensado en sitio =		pie
		bbl/acre-pie
Volumen total de HC en sitio =		MMPCS/acre-
		pie

# ANEXO B

## Caso 1

### VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS DE GAS Y CONDENSADO

Datos de entrada		Unidades
Presión formación =	3000	psia
Temperatura formación =	240	°F
Porosidad =	30%	porcentaje
Sw =	12%	porcentaje
Gravedad del condensado =	50	°API
Prod. Gas primario =	4000	MPCSD
Prod. Gas tanque =	200	MPCSD
Producción de cond. en tanque =	400	B/D
G. E. Gas primario =	0,65	adimensional
G. E. Gas tanque =	1,25	adimensional

### CÁLCULOS

Relación condensado-gas =	95,24	bbl/MMPCS
G. E. Gas sep. =	0,679	adimensional
G.E. Fluido yac./G.E. Gas sep. =	1,412	adimensional
G.E. Fluido yacimiento =	0,958	adimensional

Ec. Sintética

Ppc =	646,30	psia
Tpc =	437,49	°R
Ppr =	4,642	adimensional
Tpr =	1,600	adimensional
Z =	0,824	adimensional

Ec. Standing, (1981)

Ec. Whaba et. al, (2018)

1 < Ppr ≤ 15 | 1,05 < Tpr ≤ 3,0

V =	11.499,84	pie <sup>3</sup> /acre-pie
N =	5.574,38	lb-mol/acre-pie

#### a) Si los HC se producen como gas

Volumen de gas en sitio =	2,11	MMPCS/acre-pie
---------------------------	------	----------------

#### b) Si los HC se producen como gas y condensado

γc =	0,780	adimensional
Mc =	144,838	lb/lb-mol
Moles de gas/bbl condensado =	27,704	
lb-mol/barril condensado =	1,885	

Fracción molar de gas =	0,936	adimensional
Fracción molar de condensado =	0,064	adimensional

<b>Volumen de gas en sitio =</b>	<b>1,98</b>	<b>MMPCS/acre-pie</b>
<b>Condensado en sitio =</b>	<b>188,39</b>	<b>bbl/acre-pie</b>
<b>Volumen total de HC en sitio =</b>	<b>2,11</b>	<b>MMPCS/acre-pie</b>

# ANEXO C

## Caso 2

### VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS DE GAS Y CONDENSADO

Datos de entrada		Unidades
Presión formación =	2740	psia
Temperatura formación =	215	°F
Porosidad =	25%	porcentaje
Sw =	30%	porcentaje
Gravedad del condensado =	48	°API
Prod. Gas primario =	3100	MPCSD
Prod. Gas tanque =	120	MPCSD
Producción de cond. en tanque =	242	B/D
G. E. Gas primario =	0,65	adimensional
G. E. Gas tanque =	1,20	adimensional

### CÁLCULOS

Relación condensado-gas =	75,16	bbl/MMPCS
G. E. Gas sep. =	0,670	adimensional
G.E. Fluido yac./G.E. Gas sep. =	1,331	adimensional
G.E. Fluido yacimiento =	0,893	adimensional

Ec. Sintética

Ppc =	651,00	psia
Tpc =	424,62	°R
Ppr =	4,209	adimensional
Tpr =	1,590	adimensional
Z =	0,805	adimensional

Ec. Standing, (1981)

V =	7.623,00	pie3/acre-pie
N =	3.580,53	lb-mol/acre-pie

Ec. Whaba et. al, (2018)

1<Ppr≤15    1,05<Tpr≤3,0

#### a) Si los HC se producen como gas

Volumen de gas en sitio =	1,36	MMPCS/acre-pie
---------------------------	------	----------------

#### b) Si los HC se producen como gas y condensado

yc =	0,788	adimensional
Mc =	152,243	lb/lb-mol
Moles de gas/bbl condensado =	35,108	
lb-mol/barril condensado =	1,813	

Fracción molar de gas =	0,951	adimensional
Fracción molar de condensado =	0,049	adimensional
<b>Volumen de gas en sitio =</b>	<b>1,29</b>	<b>MMPCS/acre-pie</b>
<b>Condensado en sitio =</b>	<b>96,98</b>	<b>bbl/acre-pie</b>
<b>Volumen total de HC en sitio =</b>	<b>1,36</b>	<b>MMPCS/acre-pie</b>