

Proyecto de ingeniería aplicada

# Software para la determinación de propiedades pVT aplicado al sector Upstream – Midstream

Software for determining pVT properties applied to the Upstream – Midstream area

 Dennis Luque Veliz

Universidad Privada del Valle

## Resumen

En la industria del petróleo y el gas natural, la determinación exacta de las diferentes propiedades pVT de un fluido proveniente de un pozo petrolero o gasífero; son de vital importancia para la toma de decisiones técnicas y económicas dentro del sector de los hidrocarburos. Por esta razón, el presente proyecto tiene como objetivo desarrollar un prototipo de software que permita determinar las propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos de manera eficiente. Y además que contribuya a ser parte de la solución de uno de los problemas inevitables que se da en el ámbito laboral y académico de la carrera de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural, que es la disponibilidad de reportes pVT al momento de caracterizar un fluido hidrocarburífero. Dada la naturaleza cuantitativa del proyecto, se optó por una investigación a través del método científico deductivo - descriptivo, en el que se describen las correlaciones pVT comúnmente utilizadas por los ingenieros petroleros en los sectores de upstream - midstream y se adaptó la metodología propuesta por el matemático Póyla para el desarrollo del software. El resultado del proyecto fue un prototipo de software “independiente” bajo el seudónimo de PROPIEDADES pVT (Versión 1.1), diseñado y codificado en App Designer bajo el lenguaje de programación de MATLAB®. Este prototipo integra más de 36 modelos matemáticos que simplifican la resolución de cálculos numéricos e iterativos presentes en las correlaciones pVT de diferentes fluidos aplicados al sector upstream - midstream, como: gas natural; petróleo (saturado y bajo - saturado) y agua (saturada y bajo saturada).

**Palabras clave:** Propiedades pVT. Correlaciones pVT. Software aplicativo al sector upstream - midstream. Ingeniería de Petróleo y Gas Natural. Programación en Matlab.

## Abstract

In the oil and natural gas industry, the exact determination of the different pVT properties of a fluid from an oil or gas well; They are of vital important for making technical and economic decisions within the hydrocarbon sector. For this reason, the objective of this project is to develop a software prototype that allows the physical properties of hydrocarbon mixtures to be determined efficiently. And also contribute to being part of the solution to one of the inevitable problems that occurs in the work and academic field of Petroleum and Natural Gas Engineering

**Citar como:** Luque Veliz, D. Software para la determinación de propiedades pVT aplicados al sector upstream – midstream. Revista Journal Boliviano De Ciencias, 20(55). 46-68 <https://doi.org/10.52428/20758944.v20i55.960>

**Revisado:** 25/03/2024  
**Aceptado:** 20/05/2024  
**Publicado:** 30/06/2024

**Declaración:** Derechos de autor 2024 Luque Veliz, D., Esta obra está bajo una licencia internacional [Creative Commons Atribución 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/). Los autores/as declaran no tener ningún conflicto de intereses en la publicación de este documento.



career, which is the availability of pVT reports when characterizing a hydrocarbon fluid. Given the quantitative nature of the project, the investigation was chosen through the deductive - descriptive scientific method, in which the pVT correlations commonly used by petroleum engineers in the upstream - midstream sectors are described and the methodology proposed by the Póyla mathematician for software development. The result of the project was an “independent” software prototype under the pseudonym PROPERTIES pVT (Version 1.1), designed and coded in App Designer under the MATLAB® programming language. This prototype integrates more than 36 mathematical models that simplify the resolution of numerical and iterative calculations present in the pVT correlations of different fluids applied to the upstream - midstream sector, such as: natural gas; oil (saturated and low - saturated) and water (saturated and low saturated).

**Keywords:** pVT Properties. pVT correlations. Application software for the upstream - midstream area. Petroleum and Natural Gas Engineering. Programming in Matlab.

## 1. Introducción

El estudio de las propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos según Brill y Arirachakaran datan desde mediados del siglo XIX, pero ha sido a partir de la década de 1975 (comienzos del *Periodo del Despertar*), cuando se ha comenzado a incorporar herramientas computacionales con el propósito de predecir las distintas propiedades pVT y características inherentes al flujo simultaneo de gas y líquido presentes comúnmente en los sectores de upstream<sup>1</sup>, midstream<sup>2</sup> y downstream<sup>3</sup> (Garaicochea et al., 1991; Guzmán, 2009; Valle et al., 2017).

Actualmente, dentro de la industria del petróleo y el gas natural se comercializan una amplia variedad de software los cuales integran diferentes modelos matemáticos que varían en complejidad, rango de aplicación, exactitud y origen (por ejemplo, Keymodel, WellFlo™, Pipesim Flow, Pipephase™, PipeFlow®, Petrel, entre otros). La predicción y el modelamiento que realizan estos programas informáticos, están adecuados a fenómenos presentes en el país de origen del software. Además de estar licenciados bajo el seudónimo de “privados” estos están programados en idiomas extranjeros como inglés, árabe, chino y otros (Bratland, 2013). En cuanto a las publicaciones hechas en las últimas décadas, acerca de la inclusión de software comerciales orientados a la determinación de propiedades pVT se muestran a continuación: Gonzales (2005); Iza (2017); Yagual (2019); y Arteaga et al., (2020).

La importancia de la determinación de las propiedades pVT en las operaciones modernas de la industria de los hidrocarburos forma la base de muchos cálculos del área de la Ingeniería de Yacimientos, Producción y Transporte de Hidrocarburos. El conocimiento de estas propiedades es de vital importancia para la toma de decisiones técnicas y económicas; dado que la determinación incorrecta de dichas propiedades pVT podrían conducir a errores significativos en el costo de producción, evaluación de reservas de hidrocarburos, diseño de instalaciones y equipos, diseño de sistemas

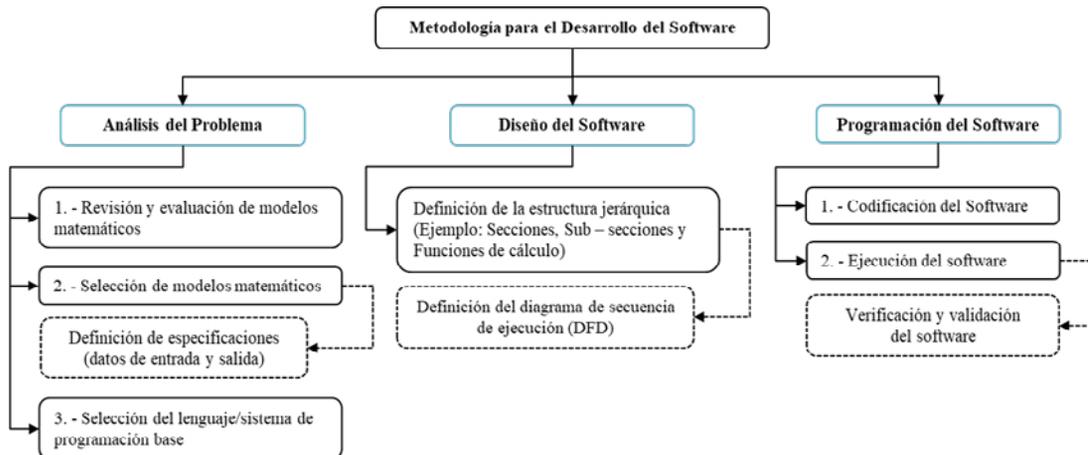
1. Sector de la industria petrolera destinada a la exploración, descubrimiento y producción de Hidrocarburos.
2. Sector de la industria petrolera destinada al transporte y almacenamiento de hidrocarburos.
3. Sector de la industria petrolera destinada a la distribución de los derivados del petróleo

de producción y transporte, determinación de la cantidad y calidad de fluidos a producirse, y otros que podrían sobrestimar o subestimar el potencial del pozo petrolero (Ahmed et al., 2018; Baker et al., 2003; Iza, 2017). Estas propiedades pueden medirse experimentalmente en un laboratorio pVT o pueden estimarse mediante correlaciones empíricas; el método más preciso para determinar el comportamiento de estos fluidos es a través de un análisis pVT (realizado dentro de un laboratorio); sin embargo, la evaluación de pozos exploratorios y el diseño avanzado de equipos a menudo requieren una estimación del comportamiento del fluido antes de obtener una muestra representativa del yacimiento; es entonces cuando se recurre al uso de diferentes herramientas, como: tablas, gráficos y modelos matemáticos desarrollados bajo un enfoque empírico (Aguilar y Cevallos, 2014; Aramendiz y Velázquez, 2008; Khabullin et al., 2014; Yagual, 2019). Estos modelos matemáticos, comúnmente llamados "*Correlaciones pVT*" tienen principios termodinámicos y de mecánica de fluidos, pero principalmente están guiados por métodos de observación experimental limitados en su estudio por parámetros tales como: gravedad del petróleo y/o gas, condiciones de presión, volumen y temperatura de flujo, relaciones gas – líquido, y otros parámetros. Para lo cual la determinación de las propiedades pVT se complica a la existencia de numerosas variables haciendo que los modelos de cálculos comúnmente utilizados en la industria petrolera sean complejos, dado que por lo general estos integran procesos numéricos e iterativos (Banzer, 1996; Petrosky y Farshad, 1993).

La presente investigación corresponde al área de la Ingeniería de Yacimientos, Producción y Transporte de Hidrocarburos donde se expone el desarrollo un prototipo de un software orientado a la determinación de propiedades pVT. El desarrollo del software no solo permitirá al ingeniero petrolero simplificar la resolución de cálculos numéricos e iterativos presentes en las correlaciones pVT, sino que a través de su manejo este fortalecerá su productividad y conocimiento en lo cual se traduce como ahorro y ganancia de dinero para las empresas petroleras. Para este propósito la investigación fue desarrollada a través del método científico deductivo – descriptivo, utilizando técnicas de recopilación de información bibliográfica de fuentes primarias.

## 2. Metodología

Con el propósito de estructurar de mejor manera la investigación, se ha adaptado la metodología para el desarrollo del prototipo de software a la propuesta por el matemático George Pólya (1945). Esta metodología, también conocida como el "Método de resolución de problemas", proporciona estrategias y enfoques para abordar y resolver problemas de manera efectiva y sistemática. Estos principios también pueden aplicarse al desarrollo de un software, ver Figura 1.



**Figura 1.** Metodología para el desarrollo del software

Fuente: Elaboración propia a partir del esquema propuesto por Poyla, G. (1940).

La Figura 1 presenta una adaptación básica de la metodología propuesta por el matemático Pólya para la resolución de problemas matemáticos. En este esquema se definen los siguientes aspectos: el propósito principal del software, la secuencia de procesamiento de datos, los datos de entrada necesarios para abordar el problema (especificaciones de entrada), la información que debe generarse como resultado de la solución del problema (datos de salida), el diseño del entorno de trabajo conforme a los objetivos principales del proyecto y el proceso de validación del software; además de todas las funcionalidades adicionales que deben ser incorporadas.

### 2.1. Acerca del Diseño y Programación del Software

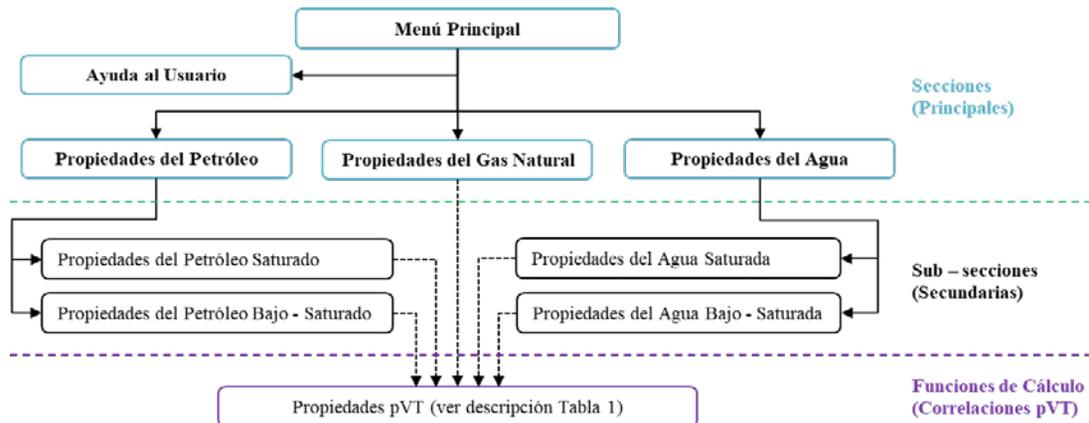
El prototipo del software fue creado bajo la denominación de “PROPIEDADES pVT”, a razón de que esta herramienta está orientada a la determinación de propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos. En cuanto a su programación, fue codificado bajo el lenguaje de programación del sistema de Matlab® a través de su aplicación *App Designer*, en el cual se diseñó las diferentes interfaces gráficas<sup>4</sup> y posteriormente se desarrolló la codificación de los algoritmos matemáticos seleccionados (ver Tabla 1). La selección del sistema base de programación (Matlab®), para el desarrollo del software en el presente proyecto, se eligió en función del tipo de aplicación a desarrollar y la complejidad en la incorporación de cálculos. Matlab® al momento de crear una aplicación permite compartir programas como aplicaciones “independientes” empaquetándolas en los archivos del instalador directamente desde la barra de herramientas de *App Designer*, o bien creando una aplicación web o de escritorio independiente a través de la función de Matlab Compiler™ (MathWorks, 2022). Esta función ha permitido desarrollar dentro de este estudio un software que no tendrá como requisito tener instalado el

<sup>4</sup> La Interfaz Gráfica de Usuario o GUI es definida como una interfaz que se puede utilizar para controlar PC, tabletas y otros dispositivos. Las GUI utilizan elementos gráficos como iconos, menús e imágenes para facilitar su manejo.

sistema de base de programación para su ejecución, ni tener conexión a internet, sino que a través de un archivo compartido se podrá hacer uso del software desde cualquier ventana de escritorio.

Según MathWorks® (2022), las principales características del sistema de Matlab®, son:

- Lenguaje de programación de alto nivel para cálculos científicos y de ingeniería.
- Entorno de escritorio optimizado para la exploración iterativa y solución de problemas.
- Visualización de gráficas en 2D y 3D; y herramientas para crear diagramas personalizados.
- Aplicaciones para ajustar curvas, clasificar datos, analizar señales, ajustar sistemas de control y muchas otras tareas.
- Herramientas para crear aplicaciones con interfaces de usuario personalizadas.
- Interfaces para C/C++, Java, .NET, Python, SQL, Hadoop y Microsoft Excel.
- Opciones de implementación libres de derechos para compartir programas de aplicación computacional o móvil programados en el lenguaje de Matlab® con los usuarios finales.



**Figura 2.** Estructura jerárquica del software PROPIEDADES pVT (Versión 1.1)

*Nota:* La Figura 2, expone mediante un esquema la estructura jerárquica de los apartados principales y secundarios que integra el software. De esta figura se aprecia que el software “PROPIEDADES pVT” (Versión 1.1) presenta cinco secciones (menú principal, ayuda al usuario, propiedades del gas natural, petróleo y agua), cuatro sub – secciones (propiedades del petróleo y agua saturada y bajo saturado, respectivamente) y 25 funciones de cálculo (remítase a la Tabla 1 para más información acerca de las funciones de cálculo seleccionados e incorporados en el software).

*Fuente:* Elaboración propia, 2022.

## 2.2. Selección de las Correlaciones pVT

Es evidente que para calcular las propiedades pVT de los fluidos hidrocarburíferos se requiere la selección de modelos matemáticos que permitan determinar valores muy aproximados a los datos medidos en las pruebas de laboratorio pVT. Para la selección de estos modelos matemáticos, se llevó a cabo una exhaustiva revisión documental de las correlaciones pVT frecuentemente utilizadas por los ingenieros petroleros en el sector de upstream – midstream, donde para su selección y posterior incorporación (programación) se aplicaron los siguientes criterios:

- Procedimiento de cálculo
- Sustento bibliográfico
- Rango de aplicación.
- Complejidad en la programación

La Tabla 1 presenta una descripción general de las correlaciones pVT correspondientes a las propiedades físicas del gas natural, petróleo y agua, las cuales que fueron seleccionadas en base a los criterios mencionados previamente para su inclusión en el software.

**Tabla 1.** *Propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos aplicado al sector upstream - midstream*

<b>Propiedades del Gas Natural</b>	
<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Densidad relativa del gas natural	<p><i>Correlación: General</i></p> <p>a. En función a la ecuación de estado para los gases reales.</p> $\rho_g = 2.7 \times \left[ \frac{P \times \gamma_{gf}}{Z \times (T + 460)} \right]$ <p>b. En función del factor de volumen del gas.</p> $\rho_g = 0.0764 \times \left( \frac{\gamma_{gf}}{B_g} \right)$
Factor de volumen del gas	<p><i>Correlación: General.</i></p> $B_g = \frac{0.02825 \times Z \times (T + 460)}{p}$
Propiedades pseudo – críticas del gas natural	<p><i>Correlación: Wichert y Aziz</i></p> <p>a. Temperatura y presión pseudo – críticas, para gases superficiales</p> $T_{pc} = 167 + 316.67 \times \gamma_{gf}$ $p_{pc} = 702.5 + 50 \times \gamma_{gf}$ <p>b. Temperatura y presión pseudo – críticas, para gases húmedos.</p> $T_{pc} = 238 + 210 \times \gamma_{gf}$ $p_{pc} = 740 + 100 \times \gamma_{gf}$ <p><i>*Factor de ajuste por presencia de gases contaminantes</i></p> $T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3$ $p'_{pc} = (p_{pc} \times T'_{pc}) / (T_{pc} + Y_{H_2S} \times (1 - Y_{H_2S}) \times \epsilon_3)$ $\epsilon_3 = 120 \times \left( (Y_{H_2S}^{CO_2})^{0.9} - (Y_{H_2S}^{CO_2})^{1.6} \right) + 15 \times \left( (Y_{H_2S})^{0.5} - (Y_{H_2S})^4 \right)$ <hr/> <p><i>Correlación: Dranchuk, Purvis y Robinson</i></p> <p>a. Temperatura y presión pseudo – críticas, para sistemas de gas natural.</p> $T_{pc} = 168 + 325 \times \gamma_g - 12.5 \times (\gamma_g)^2$ $p_{pc} = 677 + 15 \times \gamma_g - 37.5 \times (\gamma_g)^2$ <p>b. Temperatura y presión pseudo – críticas, para sistema de gas condensado.</p> $T_{pc} = 187 + 330 \times \gamma_g - 71.5 \times (\gamma_g)^2$ $p_{pc} = 706 + 51.7 \times \gamma_g - 11.1 \times (\gamma_g)^2$ <p><i>*Factor de ajuste por presencia de gases contaminantes</i></p> $T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3$ $p'_{pc} = (p_{pc} \times T'_{pc}) / (T_{pc} + Y_{H_2S} \times (1 - Y_{H_2S}) \times \epsilon_3)$ $\epsilon_3 = 120 \times \left( (Y_{H_2S}^{CO_2})^{0.9} - (Y_{H_2S}^{CO_2})^{1.6} \right) + 15 \times \left( (Y_{H_2S})^{0.5} - (Y_{H_2S})^4 \right)$
Densidad relativa del gas libre	<p><i>Correlación: General.</i></p> $\gamma_{gf} = \frac{R \times \gamma_g - R_s \times \gamma_{gd}}{R - R_s}$

**Propiedades del Gas Natural**

<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Factor de compresibilidad del gas natural	<p><i>Correlación: Beggs y Brill</i></p> $Z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + C \times (p_{pr})^D$ <p>Donde:</p> $A = 1.39 \times (T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 \times T_{pr} - 0.1$ $B = (0.62 - 0.23 \times T_{pr}) \times p_{pr} + \left( \frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right) \times (p_{pr})^2 + \frac{0.32}{10^{0.9 \times (T_{pr} - 1)}} \times (p_{pr})^6$ $C = 0.132 - 0.23 \times \log(T_{pr})$ $D = 10^{0.3106 - 0.49 \times T_{pr} + 0.1824 \times (T_{pr})^2}$ <p>*Ecuaciones para el cálculo de las propiedades pseudo - reducidas del gas natural:</p> $p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad ; \quad T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$
Viscosidad del gas	<p><i>Correlación: Papay, J.</i></p> $Z = 1 - \left[ \frac{3.52 * p_{pr}}{10^{0.9813 * T_{pr}}} + \left( \frac{0.274 * p_{pr}^2}{10^{0.8157 * T_{pr}}} \right) \right]$ <hr/> <p><i>Correlación: Lee, A.L., Gonzales, M.H. y Eakin B.E.</i></p> $\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(X \times (\rho_g / 62.428)^Y)$ <p>Donde:</p> $K = \frac{(9.4 + 0.5794 \times \gamma_{gf}) \times (T + 460)^{1.5}}{209 + (550.4 \times \gamma_{gf}) + (T + 460)}$ $Y = 2.4 - 0.2 \times X$ $X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + (0.2897 \times \gamma_{gf})$
Relación de solubilidad del gas natural	<p><i>Correlación: Standing, M.B. y Dempsey</i></p> $\mu_h = [1.709 \times 10^{-5} - (2.062 \times 10^{-6} \times \gamma_g)] \times (T - 460) + 8.188 \times 10^{-3} - (6.15 \times 10^{-3} \times \log(\gamma_g))$ <p>*Para gases que no contienen componentes hidrocarbúricos aplicar las siguientes correcciones a la presión atmosférica calculada.</p> $\mu_g = \mu_h + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S}$ <p>Donde:</p> $C_{N_2} = Y_{N_2} \times [8.48 \times 10^{-3} \times \log(\gamma_g) + 9.59 \times 10^{-3}]$ $C_{CO_2} = Y_{CO_2} \times [9.08 \times 10^{-3} \times \log(\gamma_g) + 6.24 \times 10^{-3}]$ $C_{H_2S} = Y_{H_2S} \times [8.49 \times 10^{-3} \times \log(\gamma_g) + 3.73 \times 10^{-3}]$
	<p><i>Correlación: Standing, M.B.</i></p> $R_s = \gamma_{gd} \left( \left( \frac{p_{ob}}{18} \right) \times 10^{(0.00091 \times T - 0.0125 \times API)} \right)^{\frac{1}{0.83}}$
	<p><i>Correlación: Lassater, J.A.</i></p> $R_s = 132755 \times \left( \frac{Y_g \times \gamma_o}{(1 - Y_g) \times M_o} \right)$ <p>Donde:</p> $Y_g = [419.545 \times 10^{-5} \times (p_t)^3] - [591.428 \times 10^{-4} (p_t)^2] + [334.519 \times 10^{-3} \times p_t] + (169.879 \times 10^{-4})$ <p>*Ecuaciones para el cálculo del peso molecular del petróleo:</p> <p>Si: <math>15 \leq \text{°API} &lt; 40</math></p> $M_o = (63.506 - \text{°API}) / 0.0996$ <p>Si: <math>40 \leq \text{°API} &lt; 55</math></p> $M_o = (1048.33 / (\text{°API}))^{1.6736}$

**Propiedades del Gas Natural**

<u>Propiedades pVT</u>	<u>Correlaciones pVT</u>
Densidad relativa del gas disuelto	<p>Correlación: Katz.</p> $\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02 \times \text{°API} + [R_s \times 10^{-6} \times (0.6874 - 3.5864 \times \text{°API})]$

**Propiedades del Petróleo Saturado**

<u>Propiedades pVT</u>	<u>Correlaciones pVT</u>
Factor de volumen del petróleo saturado	<p>Correlación: Standing, M.B.</p> $B_o = 0.972 + 0.000147 \times F^{1.175}$ <p>Donde:</p> $F = R_s \times \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o}\right)^{0.5} + 1.25 \times T$

Correlación: Glasso, O. y Thondheim, S.

$$B_{ob} = 1 + 10^a$$

Donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \times \log(B_o^*) - 0.27683 \times (\log(B_o^*))^2$$

$$(B_o)^* = R_s \times \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o}\right)^{0.526} + 0.968 \times T$$

Viscosidad del petróleo saturado	<p>Correlación: <u>Beggs y Robinson</u></p> $\mu_{ob} = a \times (\mu_{om})^b$
----------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------

Donde:

$$a = 10.715 \times (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 \times (R_s + 150)^{-0.328}$$

\*Brill & Mukherjee presentan las siguientes ecuaciones para determinar la viscosidad del petróleo muerto ( $\mu_{om}$ ), a la presión de 1 [atm].

$$\mu_{om} = 10^X - 1$$

Donde:

$$X = Y \times T^{-1.63}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \times \text{°API}$$

Densidad del petróleo saturado	<p>Correlación: Standing, M.B.</p> $Q_o = \frac{62.4 \times \gamma_o + 0.01362 \times R_s \times \gamma_{gd}}{B_o}$
--------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Donde:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

Presión del petróleo saturado o de burbujeo	<p>Correlación: Standing, M.B.</p> $p_{ob} = 18 \times \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}}\right)^{0.83} \times 10^{(0.00091 \times T - 0.0125 \times \text{°API})}\right)$
---------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Correlación: Lassater, J.A.

$$p_{ob} = (p_f \times (T + 460)) / \gamma_{gd}$$

Donde:

$$p_f = [504.3 \times 10^{-2} \times (\gamma_g)^3] + [310.526 \times 10^{-2} \times (\gamma_g)^2] + [136.226 \times 10^{-2} \times \gamma_g] + 119.118 \times 10^{-3}$$

$$\gamma_g = \frac{\frac{R_s}{379.3}}{\frac{R_s}{379.3} + \frac{350 \times \gamma_o}{M_o}}$$

\*Ecuaciones para el cálculo del peso molecular del petróleo:

Si:  $15 \leq \text{°API} < 40$

$$M_o = (63.506 - \text{°API}) / 0.0996$$

Si:  $40 \leq \text{°API} < 55$

$$M_o = (1048.33 / (\text{°API}))^{1.6736}$$

**Propiedades del Petróleo Saturado**

<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Tensión superficial del petróleo saturado	Correlación: General $\sigma_o = (42.4 - 0.047 \times T - 0.267 \times \text{°API}) \times \exp(-0.0007 \times p)$

**Propiedades del Petróleo Bajo - Saturado**

<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Compresibilidad del petróleo bajo - saturado	Correlación: Vásquez y Beggs $C_o = \frac{-1433 + (5 \times R_s) + (17.2 \times T) + (-1180 \times \gamma_{gs}) + (12.61 \times \text{°API})}{10^5 \times p}$
Densidad del petróleo bajo - saturado	Correlación: General $\rho_o = \rho_{ob} \times \exp(C_o \times (p - p_b))$
Viscosidad del petróleo bajo - saturado	Correlación: Vásquez y Beggs $\mu_o = \mu_{ob} \times (p/p_b)^m$ Donde: $m = 2.6 \times p^{1.107} \times \exp(-11.513 + (-8.98 \times 10^{-5}) \times p)$
Factor de volumen del petróleo bajo - saturado	Correlación: Standing, M.B. $B_o = B_{ob} \times \exp(-C_o \times (p - p_b))$

**Propiedades del Agua Saturada**

<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Densidad del agua saturada	Correlación: General $\rho_w = (62.43 \times \gamma_w)/B_w$ Donde: $\gamma_w = 1 + (0.695 \times 10^{-6} \times S)$
	Correlación: Cain, Mc. y W.D., JR. $\rho_w = \rho_{w1}/B_w$ Donde: $\rho_{w1} = 62.368 + (0.438603 \times S) + (1.60074 \times 10^{-3} \times S^2)$
Relación de solubilidad del gas en el agua	Correlación: Ahmed y McCoy, R.L. $R_{swp} = A + B \times p + C \times p^2$ Donde: $A = 2.12 + (3.45 \times 10^{-3} \times T) + (3.59 \times 10^{-5} \times T^2)$ $B = 0.0107 - (5.26 \times 10^{-5} \times T) + (1.48 \times 10^{-7} \times T^2)$ $C = -(8.75 \times 10^{-7}) + (3.9 \times 10^{-9}) \times T - (1.02 \times 10^{-11}) \times T^2$ *Corrección de la solubilidad del gas en el agua ( $R_{swp}$ ), por efecto de la salinidad del agua ( $R_{sw}$ ). $R_{sw} = R_{swp} \times [1 - (0.0753 - 0.000173) \times S]$
	Correlación: Culberson, O.L. y McKetta, J.R. $R_{swp} = A + (B \times p) + (C \times p^2)$ Donde: $A = 8.15839 - (6.12265 \times 10^{-2} \times T) + (1.91663 \times 10^{-4} \times T^2) - (2.1654 \times 10^{-7} \times T^3)$ $B = (1.01021 \times 10^{-2}) - (7.44241 \times 10^{-5} \times T) + (3.05553 \times 10^{-7} \times T^2) - (2.94883 \times 10^{-10} \times T^3)$ $C = [-9.02505 + (0.130237 \times T) - (8.53425 \times 10^{-4} \times T^2) + (2.34122 \times 10^{-6} \times T^3) - (2.37049 \times 10^{-9} \times T^4)] \times 10^{-7}$ *Corrección de la solubilidad del gas en el agua ( $R_{swp}$ ), por efecto de la salinidad del agua ( $R_{sw}$ ). $R_{sw} = R_{swp} \times 10^{-0.0040655 \times S \times T^{0.208854}}$
Tensión superficial agua - gas	Correlación: General $\sigma_w = [((260 - T))/206 \times (\sigma_{w2} - \sigma_{w1})] + \sigma_{w1}$ Donde: $\sigma_{w1} = 52.5 - (0.006 \times p)$ $\sigma_{w2} = 76 \times \exp(-0.00025 \times p)$

**Propiedades del Agua Saturada**

<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Factor de volumen del agua saturada	<p><i>Correlación:</i> Cain, Mc. y W.D., JR.</p> $B_w = (1 + \Delta V_{wp}) \times (1 + \Delta V_{wT})$ <p>Donde:  <math>\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + (1.33391 \times 10^{-4} \times T) + (5.50654 \times 10^{-7} \times T^2)</math>  <math>\Delta V_{wp} = -(1.95301 \times 10^{-9} \times p \times T) - (1.72834 \times 10^{-13} \times p^2 \times T) - (3.58922 \times 10^{-7} \times p) - (2.25341 \times 10^{-10} \times p^2)</math></p> <hr/> <p><i>Correlación:</i> Gould</p> $B_w = 1 + [1.2 \times 10^{-4} \times (T - 60)] + [1 \times 10^{-6} \times (T - 60)] - (3.33 \times 10^{-6} \times p)$
Viscosidad del agua saturada	<p><i>Correlación:</i> Matthews, C.S. y Russel, D.G.</p> $\mu_h = A + B/T$ <p>Donde:  <math>A = -0.04518 + (0.009313 \times S) - (0.000393 \times S^2)</math>    <math>B = 70.634 + (0.09576 \times S^2)</math>                      *Corrección de la viscosidad del agua saturada a la presión atmosférica (<math>\mu_h</math>) si las presiones son elevadas:  <math>C(p, T) = 1 + [3.5 \times 10^{-12} \times p^2 \times (T - 40)]</math></p> <hr/> <p><i>Correlación:</i> Cain, Mc. y W.D., JR.</p> $\mu_{w1} = A \times T^B$ <p>Donde:  <math>A = 109.574 - (8.40564 \times S) + (0.13314 \times S^2) + (8.72213 \times 10^{-3} \times S^3)</math>  <math>B = -1.12166 + (2.63951 \times 10^{-2} \times S) - (6.79461 \times 10^{-4} \times S^2) - (5.47119 \times 10^{-5} \times S^3) + (1.55586 \times 10^{-6} \times S^4)</math>                      *Corrección por efecto de la presión sobre la viscosidad del agua 4% para presiones menores de 10000 [lb/(pg<sup>2</sup>)] y en 7% para presiones entre 10000 y 14000 [lb/(pg<sup>2</sup>)].  <math>\mu_w/\mu_{w1} = 0.9994 + (4.0295 \times 10^{-5} \times p) + (3.1062 \times 10^{-9} \times p^2)</math></p> <hr/> <p><i>Correlación:</i> McCoy, R.L.</p> $\mu_{w1} = 0.02414 \times 10^{\wedge}[247.8/((5/9 \times T) - 115.372)]$ <p>*Corrección de la viscosidad del agua por efectos de la salinidad:  <math>\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1 - (1.87 \times 10^{-3} \times S^{0.5}) + (2.18 \times 10^{-4} \times S^{2.5}) + [(T^{0.5} - 1.35 \times 10^{-2} \times T) \times (2.76 \times 10^{-3} \times S - 3.44 \times 10^{-4} \times S^{1.5})]</math></p> <hr/> <p><i>Correlación:</i> Van Wingen, H</p> $\mu_w = \exp[1.003 - (1.479 \times 10^{-2} \times T) + (1.982 \times 10^{-5} \times T^2)]$

**Propiedades del Agua Bajo - Saturada**

<b>Propiedades pVT</b>	<b>Correlaciones pVT</b>
Densidad del agua bajo - saturada	<p><i>Correlación:</i> General</p> $\rho_w = \rho_{wb} \times \exp(C_w \times (p - p_b))$
Factor del volumen del agua bajo - saturada	<p><i>Correlación:</i> General</p> $B_w = B_{wb} \times \exp(-C_w \times (p - p_b))$
Compresibilidad del agua bajo - saturada	<p><i>Correlación:</i> Mehan (Compresibilidad del agua bajo - saturada libre de gas)</p> $(C_w)_f = (A + B \times T + C \times T^2) \times 10^{-6}$ <p>Donde:  <math>A = 3.8546 - 0.000134 \times p</math>    <math>C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} \times p</math>  <math>B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} \times p</math></p> <hr/> <p><i>Correlación:</i> Mehan (Compresibilidad del agua con gas en solución)</p> $(C_w)_s = ((C_w)_f) \times f^*$ <p>Donde:  <math>f^* = 1 + 8.9 \times 10^{-3} \times R_{sw}</math></p>

*Fuente:* Elaborado a partir de la siguiente bibliografía Bánzer, 1996; Garaicochea et al., 1991; Llumiyinga y Proaño, 2016; Menjura et al., 2014; Trauwvitz y Torres, 2008.

### 3. Resultados

#### 3.1. Desarrollo del Software

La Figura 3, muestra la Interfaz Gráfica de Usuario (GUI) de la sección *Menú Principal* del software (desarrollado). De esta figura es posible distinguir cuatro botones principales:

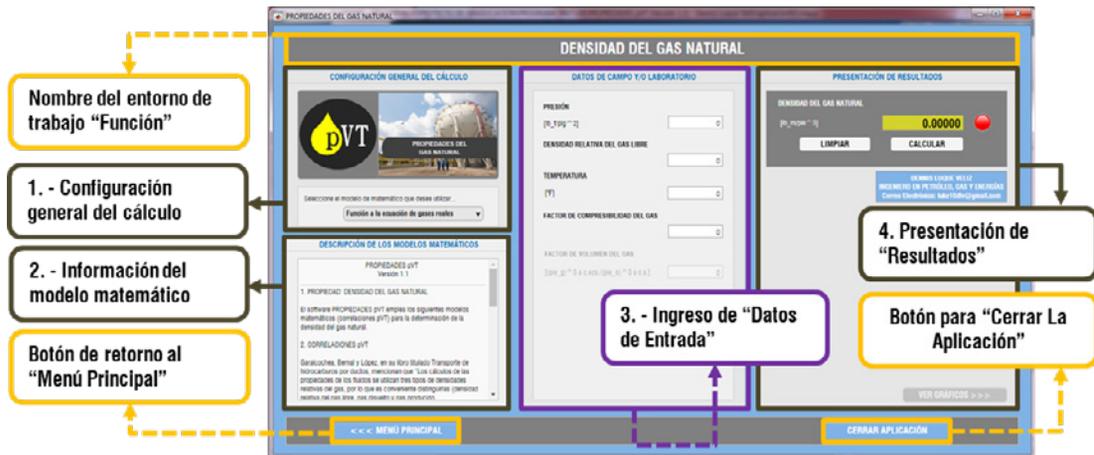
1. El botón *Acerca del Software*, sirve como acceso a la GUI donde se presenta toda la información complementaria del software; en este apartado el usuario podrá acceder a la información acerca del autor y el proyecto donde se desarrolló el sustento científico.
2. El botón *Nuevo Cálculo*, permite acceder a la GUI de las secciones, sub – secciones y funciones de cálculos que integra el software. Dentro de este apartado, los usuarios pueden seleccionar la propiedad específica que desean calcular utilizando casillas de verificación de selección única.
3. El botón *Ayuda*, ofrece acceso a la GUI de asistencia para el usuario, donde los usuarios pueden consultar el manual técnico del software y obtener ayuda adicional.
4. El Botón *Cerrar*, permite salir de la interfaz del *menú principal* del software.



**Figura 3.** Menú principal del software *PROPIEDADES pVT (Versión 1.1)*

*Fuente:* Elaboración propia a partir de la programación del software en MATLAB®.

A continuación, se describe uno de los entornos de trabajo del software (desarrollado), ya que todas las interfaces gráficas de usuario (GUI) diseñadas para el prototipo siguen un mismo patrón de ejecución.



**Figura 4.** Interfaz gráfica del entorno de trabajo del software PROPIEDADES pVT (Versión 1.1)

Fuente: Elaboración propia a partir de la programación del software en MATLAB®.

La Figura 4 muestra la interfaz gráfica de usuario del entorno de trabajo de la función “Densidad del gas natural”. Este entorno de trabajo, al igual que los 25 restantes (Tabla 1), se distingue por tener cuatro principales apartados:

1. *Configuración general del cálculo*, este primer apartado permite al usuario, mediante una pestaña de selección única, seleccionar el tipo de correlación pVT que más se ajuste y/o adapte a su caso de estudio.
2. *Información del modelo matemático*, dentro de este segundo apartado, el usuario puede acceder a la descripción general de los modelos matemáticos que fueron codificados. Este apartado también incluye la siguiente información:
  - Rango de aplicación de los modelos matemáticos codificados.
  - Nomenclatura de la simbología utilizada en la descripción del modelo matemático.
  - Referencias bibliográficas de las correlaciones pVT obtenidas.
3. *Ingreso de datos*, dentro de este tercer apartado, el usuario debe completar el formulario de ingreso de datos habilitados en el entorno de trabajo del software. Datos a tomar en cuenta:
  - Los datos de entrada y salida deben ser ingresadas en unidades del campo petrolero.

- La habilitación de su visualización de estos datos de entrada está en función al tipo de correlación pVT seleccionado por el usuario.
- Es importante que se ingresen la totalidad de datos de entrada numérica habilitados de lo contrario el software asumirá como cero (0).

4. *Presentación de resultados*, finalmente en este último apartado, el usuario podrá acceder a los resultados obtenidos para su caso de estudio. Para la impresión de este, se debe hacer clic en el botón “Calcular”.

### 3.2. Descripción del uso del Software

a) Interfaz gráfica del entorno de trabajo principal

b) Interfaz gráfica del entorno de trabajo secundario

**Figura 5.** Entorno de trabajo principal y secundario de la función “Densidad del gas natural”

Fuente: Elaboración propia a partir de la programación del software en MATLAB®.

La Figura 5(a), describe los pasos que deben ser completados por el usuario en el entorno de trabajo principal al momento de determinar una propiedad en específica (para este caso, la propiedad (*Densidad del gas natural*). Mientras la Figura 5(b), muestra el entorno de trabajo secundario de la misma propiedad, donde el usuario puede observar las gráficas del comportamiento de la propiedad (en específica) frente a otras variables. La presentación de estas graficas fueron codificadas en dos dimensiones (ejes X y Y); y los rangos que asuman estas coordenadas dependerán de los valores de cada variable y/o valores que se ingresen como dato.

**Tabla 2.** *Requisitos del sistema para la instalación del software PROPIEDADES pVT (Versión 1.1)*

<b>Requisitos del Sistema</b>	
<b>Requerimientos del hardware</b>	Equipo, teclado, mouse, monitor. Memoria RAM (recomendada): 1 GB. Sistema operativo (Windows 7 en adelante).
<b>Requerimientos del software</b>	Sin conexión a internet. No tener instalado Matlab®.

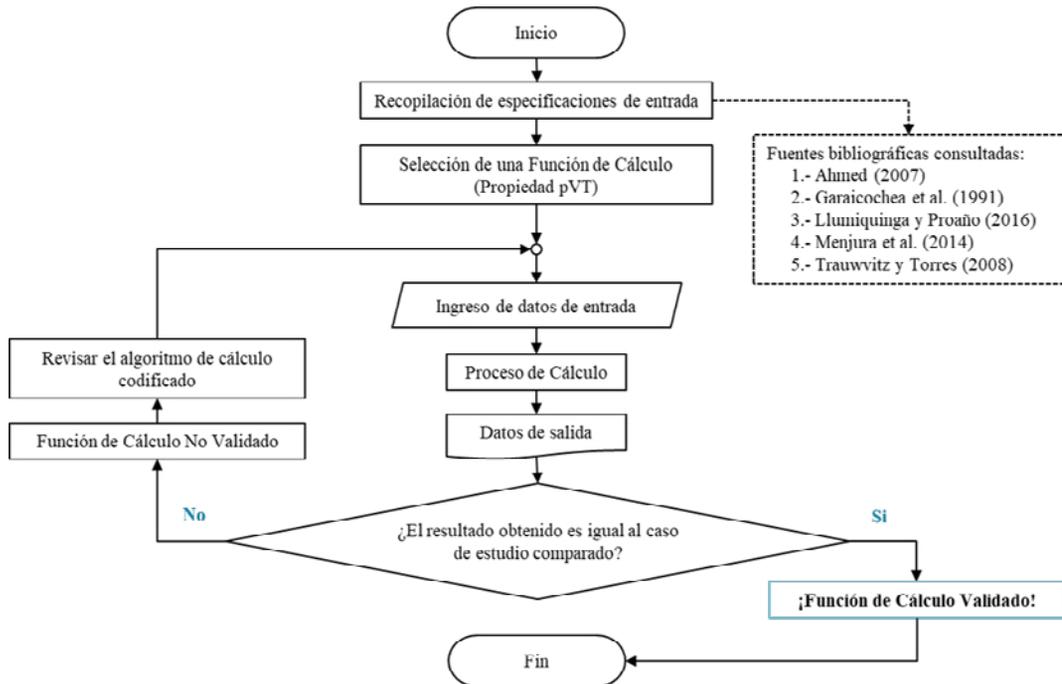
*Nota:* La Tabla 2 detalla los requerimientos en cuando a hardware y software necesarios para la instalación del software PROPIEDADES pVT (Versión 1.1).

*Fuente:* Elaboración propia a partir de la programación del software en MATLAB®.

### 3.3. Metodología aplicada para la verificación y validación del Software

Con el fin de tener una forma de verificar el correcto funcionamiento de los algoritmos de cálculo programados (correlaciones pVT) e identificar los posibles errores durante la codificación de los modelos matemáticos se desarrolló una metodología para la verificación y validación de los resultados obtenidos a través del software frente a resultados recopilados de fuentes bibliográficas o en su caso resultos de manera manual, ver Figura 6.

Esta metodología, representada a través de un diagrama de flujo (DFD), detalla la secuencia de pasos a seguir durante el proceso de comparación directa de resultados. Inicialmente, se recopilaron datos de campo y/o laboratorio de diferentes fuentes bibliográficas, como: Ahmed (2007); Garaicochea y colaboradores (1991); Llumiyinga y Proaño (2016); Menjura y colaboradores (2014); Trauwvitz y Torres (2008). Estos datos recopilados se utilizaron como especificaciones de entrada y salida para verificar y validar los resultados generados por el prototipo de software. Además, en caso de que se detecten discrepancias en la comparación de resulta



**Figura 6.** Metodología aplicada en la validación del software

Fuente: Elaboración Propia, 2022.

#### 4. Conclusiones

Una vez concluido el proyecto de investigación de ingeniería aplicada se concluye que:

1. Se cumplió con éxito el objetivo principal de la investigación, pues se desarrolló un prototipo de software bajo la denominación de “PROPIEDADES pVT” (Versión 1.1) para la determinación de propiedades pVT aplicado al sector upstream – midstream; como parte de la solución a uno de los problemas inevitables que se da en el ámbito laboral y académico de la carrera de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural, que es la disponibilidad de reportes pVT al momento de caracterizar un fluido hidrocarburífero. Se verificó que el software resuelve de manera eficiente las correlaciones pVT, lo cual resulta fundamental para la toma de decisiones técnicas y económicas, así como para llevar a cabo una variedad de cálculos en áreas como la Ingeniería de Yacimientos, Ingeniería de Reservorios, Ingeniería de Producción e Ingeniería de Transporte y Almacenaje de hidrocarburos. Esto convierte a este prototipo en una herramienta de soporte indispensable para el análisis y la resolución de problemas inherentes al cálculo de propiedades pVT.

2. En función de la búsqueda de información documental relacionada a la determinación de las propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos y en base a criterios de selección se definieron más de 36 modelos matemáticos (correlaciones pVT) relacionados al cálculo de las propiedades físicas del gas natural, propiedades físicas del petróleo (saturado y bajo – saturado), y propiedades físicas del agua (saturada y bajo – saturada). Adicionalmente se desarrolló un manual técnico del software con el fin de explicar y dar a conocer a los usuarios finales las características, limitaciones y formas de funcionamiento del software.

3. En cuanto al prototipo del software, este fue desarrollado bajo el lenguaje de programación del sistema de Matlab® (Versión 9.4) a través de “App Designer” el cual permitió crear una aplicación informática “independiente” que no tendrá como requisito tener instalado el sistema de base de programación, ni conexión a internet para su ejecución; esto beneficia al sector petrolero, ya que comúnmente las infraestructuras petroleras (on shore - off shore) están ubicados en lugares muy alejados de la urbanización, donde no cuentan con infraestructuras típicas de conectividad a internet. Por lo tanto, se enfocó en desarrollar un software amigable y de fácil uso que mejore la experiencia en el manejo de programas informáticos en la Industria del Petróleo y el Gas Natural. De esta manera, se asegura que los usuarios finales puedan aprovechar al máximo las funcionalidades del software PROPIEDADES pVT (Versión 1.1), sin la necesidad de contar con conocimientos especializados en programación o en el manejo específico del sistema de Matlab®.

## 5. Recomendaciones

En esta sección también se incluyen recomendaciones para futuros trabajos que se puedan realizar como continuación de este estudio, de modo que se amplíe el alcance y la aplicación del prototipo del software PROPIEDADES pVT (Versión 1.1) desarrollado en el presente trabajo.

1. Para futuras investigaciones, modificaciones y/o actualizaciones de la presente versión del software, se recomienda considerar la incorporación de otras propiedades pVT y extender el número de correlaciones pVT aplicados al sector upstream – midstream; para que este prototipo llegue a convertirse en una herramienta indispensable en el estudio y la determinación de las propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos.

2. También se recomienda ampliar la aplicación del software de forma que se pueda implementar la función “*Sistema de prueba*”, esta función permitirá al usuario realizar comparaciones estadísticas de los resultados reportados por las pruebas de laboratorio pVT versus los generados por el software; la función “*Adaptabilidad*”, esta función permitirá al usuario corregir los resultados de una determinada propiedad en el software en función del error porcentual determinado con la función “*Sistema de prueba*” y la función “*Reporte*”, el cual permitirá al usuario imprimir de manera física los casos de estudio.

## Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidad
$^{\circ}\text{API}$	Grados API del petróleo.	
$B_g$	Factor de volumen de gas.	$\left[ \frac{(\text{pie}_g)^3 \text{ a c. esc}}{(\text{pie}_o)^3 \text{ a c. s.}} \right]$
$B_o$	Factor de volumen del petróleo.	$\left[ \frac{(\text{pie}_g)^3 \text{ a c. esc}}{(\text{pie}_o)^3 \text{ a c. s.}} \right]$
$B_{ob}$	Factor de volumen del petróleo en el punto de burbujeo.	$\left[ \frac{(\text{pie}_o)^3 \text{ a } p_b}{(\text{pie}_o)^3 \text{ a c. s.}} \right]$
$(B_o)^*$	Número correlacionado para calcular $B_{ob}$ .	
$B_{wb}$	Factor de volumen del agua saturada.	$\left[ \frac{(\text{pie}_w)^3 \text{ a c. esc}}{(\text{pie}_w)^3 \text{ a c. s.}} \right]$
$B_w$	Factor de volumen del agua bajo – saturada.	$\left[ \frac{(\text{pie}_w)^3 \text{ a c. esc}}{(\text{pie}_w)^3 \text{ a c. s.}} \right]$
$C_{N_2}$	Correlación por presencia de nitrógeno ( $N_2$ ).	
$C_{CO_2}$	Correlación por presencia de dióxido de carbono ( $CO_2$ ).	
$C_{H_2S}$	Correlación por presencia de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ).	
$(C_w)_s$	Compresibilidad isotérmica del agua con gas en solución.	$[\text{psi}^{-1}]$
$C_w$	Compresibilidad del agua bajo – saturada.	$\left[ \frac{\text{plg}^2}{\text{lb}} \right]$
$C_s$	Corrección de la solubilidad del agua en gas por salinidad.	
$(C_w)_f$	Compresibilidad del agua, libre de gas.	$[\text{psi}^{-1}]$
$e$	Base de los logaritmos neperianos.	$e = 7182$
$f^*$	Factor de corrección de la compresibilidad del agua bajo – saturada, por presencia de gases en solución.	
$p$	Presión.	$\left[ \frac{\text{lb}_f}{\text{plg}^2} \right]$
$p_o$	Presión del petróleo bajo – saturado.	$\left[ \frac{\text{lb}_f}{\text{plg}^2} \right]$
$p_f$	Factor de la presión en el punto de burbujeo.	$\left[ \frac{\text{lb}_f}{\text{plg}^2} \right]$
$p_{ob}$	Presión de saturación o de burbujeo del petróleo.	$\left[ \frac{\text{lb}_f}{\text{plg}^2} \right]$
$p_{pc}$	Presión pseudo – crítica del gas natural.	

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>
$P_{pr}$	Presión pseudo – reducida del gas natural.	
$P'_{pc}$	Presión pseudo - crítica ajustada del gas.	$\left[ \frac{lb_f}{plg^2} \right]$
$PM_{aire}$	Peso molecular del aire, medido a la temperatura media ( $\bar{T}$ ).	$\left[ \frac{lb_m}{lb - mol} \right]$
$R_s$	Relación de solubilidad del gas.	$\left[ \frac{(pie_{gd})^3 \text{ a c. s.}}{bl_o \text{ a c. s.}} \right]$
$R_s$	Relación de solubilidad del gas a la presión de saturación ( $p_b$ ).	$\left[ \frac{(pie_{gd})^3 \text{ a c. s.}}{bl_o \text{ a c. s.}} \right]$
$R_{sw}$	Relación de solubilidad del gas en el agua.	$\left[ \frac{(pie_{gd})^3 \text{ a c. s.}}{bl_w \text{ a c. s.}} \right]$
$(R_{sw})_b$	Solubilidad de salmuera en agua a la presión de saturación ( $p_b$ ).	$\left[ \frac{(pie_{gd})^3 \text{ a c. s.}}{bl_w \text{ a c. s.}} \right]$
$S$	Salinidad de solidos disueltos (ClNa).	
$T$	Temperatura.	[°F]
$\bar{T}$	Temperatura media.	[°R]
$T_{pc}$	Temperatura pseudo – crítica del gas natural.	[°R]
$Y_{N_2}$	Fracción molar de nitrógeno ( $N_2$ ).	
$T_{pr}$	Temperatura pseudo – reducida del gas.	
$T'_{pc}$	Temperatura pseudo - crítica ajustada del gas.	[°R]
$Y_{H_2S}$	Fracción molar de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ).	
$Y_{CO_2}$	Fracción molar de dióxido de carbono ( $CO_2$ ).	
$Y_g$	Densidad relativa del gas natural producido.	
$Y_{gd}$	Densidad relativa del gas natural disuelto.	
$Y_{gf}$	Densidad relativa del gas libre.	
$Y_{gs}$	Densidad relativa del gas normalizada a una presión de separación, 100 [lb/(plg <sup>2</sup> ) (man)].	
$Y_o$	Densidad relativa del petróleo.	
$Y_w$	Densidad relativa del agua.	
$Y_{H_2S}^{CO_2}$	Suma de las fracciones molares de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico ( $CO_2 - H_2S$ ).	
$\epsilon_3$	Factor de ajuste de las propiedades pseudo – críticas.	[°R]
$\mu_g$	Viscosidad del gas natural.	[cp]
$\mu_{gc}$	Viscosidad del gas calculado.	[cp]
$\mu_h$	Viscosidad del gas natural a la presión atmosférica y temperatura dominante.	[cp]
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo.	[cp]
$\mu_{ob}$	Viscosidad del petróleo en el punto de saturación.	[cp]
$\mu_{om}$	Viscosidad del petróleo muerto.	[cp]

Símbolo	Descripción	Unidad
$\mu_w$	Viscosidad del agua bajo - saturada.	[cp]
$\Xi$	Factor de ajuste para calcular la presión y temperatura pseudo – crítica	
$\rho_g$	Densidad del gas natural.	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}\right]$
$(\rho_m)'$	Densidad real de la mezcla en la correlación de <u>Dukler</u> .	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}\right]$
$\rho_o$	Densidad del petróleo bajo - saturado.	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}\right]$
$\rho_w$	Densidad del agua bajo – saturada.	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}\right]$
$\rho_{ob}$	Densidad del petróleo en el punto de saturación.	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}\right]$
$\rho_{wb}$	Densidad del agua saturada.	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}\right]$
$\sigma_{w1}$	Tensión superficial del agua - gas a: 280 [°F].	$\left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}}\right]$
$\sigma$	Tensión superficial agua – gas.	$\left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}}\right]$
$\sigma_{w2}$	Tensión superficial del agua - gas a: 74 [°F].	$\left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}}\right]$
$\%_w \text{ NaCl}$	Salinidad del agua, porcentaje en peso de cloruro de sodio.	

### Agradecimientos

El autor desea expresar sus agradecimientos a la Universidad Privada del Valle. Dirección de Investigación (Sede Académica La Paz - Bolivia) por brindar la oportunidad de publicar el presente proyecto de ingeniería aplicada. Da las gracias también a los revisores del presente documento por sus correcciones y sugerencias.

## Referencias Bibliográficas

Aguilar Torres, H. V. y Ceballos Montero, A. C. (2014). *Desarrollo de algoritmos para análisis integral de pozos con bombeo electro - sumergible y bombeo hidráulico tipo jet*. [Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Digital Institucional de la Escuela Politécnica Nacional, EPN. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8724>

Ahmed, E.B., Ahmed, A. y Ahmed, E.M. (2018). *PVT property correlations selection and estimation* [Selección y estimación de correlaciones de propiedades PVT] (1a Ed). Chennai; India: Gulf professional publishing.

Ahmed, T. (2007). *Equations of state and PVT analysis* [Ecuaciones de estado y análisis PVT] (2da Ed). Houston, Texas: Gulf professional publishing.

Arteaga Tus, J. D., Gómez Soto, F. V., Iza Toapamanta, A. C., Izurieta Ballesteros, Á. J., Jiménez Escobar, T. F., Valencia Tapia, R. A. y Zurita Pedraza, K. F. (2020). Desarrollo de una herramienta informática para la simulación de reportes PVT en los pozos del oriente ecuatoriano de la arena u inferior. *Revista Politécnica*, 46(1), 21-28.

<https://doi.org/10.33333/rp.vol46n1.02>

Aramendiz Pacheco, J. J. y Velasquez Osma, M. A. (2008). *Consideraciones y procedimientos para el análisis pVT del crudo de campos maduros. Aplicación campo colorado* [Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander, Colombia].

Baker, R., Regier, C. y Sinclair, R. (2003). *PVT error analysis for material balance calculations* [Análisis de errores PVT para cálculos de balance de materiales]. Conferencia Internacional del Petróleo de Canadá. Calgary, Alberta. <https://doi.org/10.2118/2003-203>

Bánzer S., C. (1996). *Correlaciones numéricas PVT* [Tesis de Gado. Universidad del Zulia, Venezuela]. <http://oilproduction.net/files/Correlaciones%20PVT-Carlos%20Banzer.pdf>

Bratland, O. (2013). *Pipe flow 1 “Single - phase flow assurance”* [Flujo de tubería 1 “Aseguramiento de flujo monofásico”] [Archivo PDF]. Dr. Ove Bratland, Flow System Pte. Ltd. <http://www.drbratland.com/free-book-pipe-flow-1-single-phase-flow-assurance/>

Garaicochea, F., Bernal, C. y López, O. (1991). *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Gonzales, MJ. (2005). *Software para el análisis de PVT de petróleo negro KEYMODEL*. [Tesis de Maestría, Universidad de Zulia, Venezuela]. DOCPLAYER.

Guzmán Vásquez, J. E. (2009). *Análisis de un flujo bifásico con tapones hidrodinámicos largos en sistemas de producción costa – fuera* [Tesis de Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

<http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/2823>

Iza Toapanta, A. C. (2017). *Análisis y generación de correlaciones pVT del de petróleo y su aplicabilidad en el Ecuador* [Proyecto de Grado, Escuela politécnica Nacional, Ecuador]. Repositorio Digital Institucional de la Escuela Politécnica Nacional, EPN.

<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17368>

Khabullin, R., Khasanov, M., Brusilovsky, A., Odegov, A., Serebryakova, D. y Krasnov, V. (2014, octubre). *New Approach to PVT Correlations Selection* [Nuevo enfoque para la selección de correlaciones PVT]. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica de Exploración y Producción de Petróleo y Gas de Rusia de la SPE. Moscú, Rusia.

Llumiquinga Llumiquinga, D. S. y Proaño Cornejo, A. R. (2016). *Desarrollo de algoritmos para el dimensionamiento de una facilidad temprana de producción (EPF) en Microsoft Excel* [Proyecto de Grado. Universidad Politécnica Nacional, Ecuador]. Repositorio Digital Institucional de la Escuela Politécnica Nacional, EPN.

<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/15906>

MathWorks®. (2022, 14 de febrero). *Centro de ayuda, Desarrollar apps mediante App Designer*. [https://la.mathworks.com/help/matlab/app-designer.html?s\\_tid=CRUX\\_topnav](https://la.mathworks.com/help/matlab/app-designer.html?s_tid=CRUX_topnav)

Menjura Martínez, G., Serrano Martínez, A., Espinosa Gelvez, D. y Gutiérrez Rengifo, M. (2014). *Correlaciones* [Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, Colombia].

Petrosky, G. y Farshad, F. (1993, octubre). *Pressure – volume - temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils* [Correlaciones de presión-volumen-temperatura para el petróleo crudo del Golfo de México]. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE, Houston, Texas. <https://doi.org/10.2118/26644-MS>

Trauwvitz Rosas, E. F. y Torres Coria, J. M. (2008). *Flujo multifásico en tuberías*. [Tesis de pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio Digital de la Facultad de Ingeniería, UNAM. <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/8609>

Valle Tamayo, G. A., Romero Consuegra, F. y Cabarcas Simancas, M. E. (2017). Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: Descripción de requerimientos. *El reventón energético*, 15(1), 87–99. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n1-2017008>

Yagual Bacilio, J. J. (2019). *Diseño de un software para el análisis pVT de petróleo negro* [Tesis de pregrado, Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador]. Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena, UPSE.

<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/5227>

---

(Documento base)

Luque Veliz, D. (2022). *Sistema para la determinación de propiedades físicas de mezclas de hidrocarburos, mediante el desarrollo de un programa de aplicación informática “independiente” en App Designer bajo el lenguaje de programación del sistema de MATLAB®* [Proyecto de Grado. Universidad Privada del Valle, Bolivia].