

# AJUSTE FINO DE CORRELACIONES PVT PARA ALGUNOS CRUDOS COLOMBIANOS

Duban Fabián García Navas<sup>1\*</sup>, Juan Pablo Osorio Suarez<sup>2</sup>, Jorge Andrés Prada Mejía<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Universidad de Antioquia, Calle 67 No. 53-108, Medellín, Antioquia, Colombia.

<sup>2</sup> Ecopetrol S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia.

\*E-mail: dfabian.garcia@udea.edu.co

## RESUMEN

La estimación de las propiedades del fluido de un yacimiento y su variación en función de la Temperatura y la Presión representa un elemento clave para construir un modelo de simulación de flujo de producción acertado. El método de modelamiento más riguroso actualmente aplicado utiliza las Ecuaciones de Estado (EOS), partiendo de una descripción detallada de la composición del fluido y la asignación de ciertas propiedades para cada uno de sus componentes. Una aproximación más generalizada considera el fluido dividido únicamente en tres fases: agua, crudo y gas, conocido como Black-Oil, donde generalmente solo se tiene en cuenta la solubilidad del gas en las dos fases líquidas, mientras el agua y el aceite se consideran completamente inmiscibles. El desarrollo de cualquiera de estos dos tipos de modelo se basa en el ajuste a pruebas PVT realizadas en laboratorio. Los esfuerzos de modelado del fluido están generalmente relacionados con su propósito y las características del mecanismo de producción, de forma que frecuentemente la simulación de fenómenos a nivel de pozo y superficie (no así a nivel de yacimiento), suelen simplificarse por el uso de correlaciones empíricas basadas en el modelo Black-Oil, las cuales son de amplio uso y cuentan con numerosas propuestas de diferentes autores. Estas correlaciones pueden fallar de forma crítica cuando son extrapoladas a condiciones de presión y temperatura diferentes a las de las pruebas experimentales. En este trabajo se presentan los resultados de una metodología para el ajuste fino mediante optimización de diferentes correlaciones para la predicción del comportamiento PVT de los fluidos de cuatro campos diferentes de Colombia, con características de crudo pesado (Campos Castilla y Chichimene) y otros más livianos (Campos Apiay y Yariguí), cuyas gravedades API se encuentran entre 7-30 °. A la información experimental de prueba PVT se añaden además restricciones de comportamiento esperado y propiedades del fluido a condiciones de superficie, obteniendo expresiones que logran representar congruentemente fluidos de yacimiento en condiciones típicas operacional de un pozo productor, y que sirven no solo para los crudos ajustados sino también para crudos con propiedades similares, como por ejemplo del mismo campo.

**Palabras clave:** Optimización Correlaciones, Viscosidad, Densidad, Factor Volumétrico.

## FINE-TUNING PVT CORRELATION FOR SOME COLOMBIAN CRUDE OIL

## ABSTRACT

The accurate estimation of reservoir fluid properties as a function of temperature and pressure depicts a key step in the procedure of developing a correct well flow model. The strictest model currently applied uses the Equations of State (EOS), by a detailed description of the fluid composition and assigning certain properties for each component. One generalized approach so called Black-Oil model considers the reservoir fluid as mixture of three phases: water, oil and gas, which generally regards only the dissolution of gas in water and oil, but the liquids are immiscible. Both approaches use adjusting of experimental PVT tests to mathematical expressions. Generally, model developing effort is related to the purpose of the fluid model and production mechanism, nevertheless in bottom and surface well level cases (not for reservoir level), the estimation is simplified using empirical correlations based on Black-Oil model which have been widely used and several authors develop them. These correlations lack in extrapolated conditions. In this work, the results of fine tuning methodology through different correlations optimization to PVT properties of four Colombian crude oils (Castilla and Chichimene as heavy and extra-heavy oils, and other more lighter crudes such as Apiay and Yariguí), whose API gravities are between 7 to 30°. Experimental PVT data test and other conditions such as well surface data and expected performance are used to obtain expressions which achieve good representation of fluid properties in typical well operational conditions. These expressions are useful for other fluids with comparable properties than the fluid used for adjusting, for instance well fluids of the same field.

**Keywords:** Correlation Optimization, Viscosity, Density, Volumetric Factor.

**Cita:** García, D.F, Osorio, J.P. & Prada, J.A. (2017). Ajuste fino de correlaciones PVT para algunos crudos colombianos. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (2), 57-70.



## INTRODUCCIÓN

A la hora de construir un modelo de simulación de flujo de producción acertado, sea nivel de yacimiento, de pozo, o incluso de superficie, es muy importante la estimación precisa de las propiedades del fluido de un yacimiento y su variación en función de la temperatura y presión. El método de modelamiento más riguroso actualmente aplicado utiliza las Ecuaciones de Estado (EOS), partiendo de una descripción detallada de la composición del fluido y la asignación de propiedades críticas y factores acéntricos para cada uno de sus componentes.

La ecuación de estado de Peng-Robinson es probablemente la más aceptada por su buena capacidad para describir las propiedades de las fases aceite y gas al mismo tiempo (Wu & Rosenegger, 1999). Sin embargo, el uso de las EOS es más generalizado en crudos intermedios y livianos, debido a la dificultad para caracterizar correctamente las fracciones pesadas. En este último caso un esquema de división por pseudocomponentes (Vega Moreno & Martínez Jaimes, 2012) o el uso combinado con teoría de interacción termodinámica (Avaullee, Duchet-Suchaux, & Durandea, 2001) entre los componentes puede ser requerido para conseguir un modelo con buena exactitud. La información de distribución TBP (True Boiling Point), densidad y peso molecular, son fundamentales para el desarrollo de este tipo de modelos (Almehaideb, Al-Khanbashi, Abdulkarim, & Ali, 2000). Si no se dispone de esta información, se suelen recurrir a correlaciones empíricas o termodinámicas que ayuden a construirla (Ahmed, 2007). Algunos autores han realizado estudios usando EOS para predecir el comportamiento PVT de diferentes crudos provenientes de extensas bases de datos (Almehaideb et al., 2000).

Una aproximación más generalizada considera el fluido dividido únicamente en tres fases, agua, aceite y gas, entre las cuáles el intercambio de masa se considera restringido. En este último caso el modelo más popular lo constituye el denominado modelo Black-Oil por el cual generalmente solo se considera la solubilidad del gas en las dos fases líquidas (agua y aceite), mientras el agua y el aceite se consideran completamente inmiscibles.

El desarrollo de cualquiera de estos dos tipos de modelo se basa en el ajuste a pruebas PVT realizadas en laboratorio. Los esfuerzos de modelado del fluido están generalmente relacionados con su propósito y las características del mecanismo de producción, de forma que frecuentemente la simulación de fenómenos a nivel

de pozo y superficie (no así a nivel de yacimiento), suelen simplificarse por el uso de correlaciones empíricas basadas en el modelo Black Oil, las cuáles son de amplio uso y con numerosas propuestas de diferentes autores. (Godefroy, Hiang, & Emms, 2012) realiza un amplio resumen de las características y rangos de aplicación de las principales correlaciones propuestas en literatura [Standing (1947), Lasater (1958), Vasquez-Beggs (1980), Glaso (1980), Al-Marhoun (1988-1992), Labedi (1990), Casey & Cronquist (1992), Petrosky & Farshad (1993), Kartoadmodjo & Schmidt (1994), Farshad, Leblanc & Garber (1996), Almehaideb (1997), Elsharkawy & Alikhan (1997), Velarde, Blasingame & McCain (1997), Al-Shammasi (1999) y Valko-McCain (2003)]. Estas correlaciones suelen tener un buen desempeño cuando son usadas con fluidos del mismo origen o campo para el cual fueron ajustadas previamente (Omar & Todd, 1993), (Elsharkawy, Elgibaly, & Alikhan, 1995), (Al-Marhoun, 2004), (Dindoruk & Christman, 2004). Sin embargo, también pueden fallar de forma crítica cuando son extrapoladas a condiciones de presión y temperatura diferentes a las de las pruebas experimentales o cuando se enfrentan a fluidos con características diferentes a las del fluido usado para el ajuste (ej. diferente API).

Otros autores han propuesto el uso de métodos estadísticos basados en clasificadores, redes neuronales, y lógica difusa (El-Sebakhy, 2009), (Olusanya, Selamat, & Raheem, 2010), (Velarde J. J., 1996), para ajustar numerosas fuentes de datos de PVT, con la desventaja de que su extrapolación a condiciones o fluidos distintos de los usados en el entrenamiento es muy riesgosa.

Con el avance en los sistemas computacionales y la facilidad de adquisición de información experimental (Jaubert, Avaullee, & Souvay, 2002), distintos autores han construido expresiones matemáticas cada vez más robustas para el cálculo de propiedades PVT. Como resultado la aparición de nuevas correlaciones y ajustes finos de las correlaciones típicas son frecuentemente propuestas para mejorar su precisión, (Almehaideb et al., 1995) (Muhammad, 2004), (Mohammed & Muhammad, 1996), (Dindoruk & Christman, 2004), (Omar & Todd, 1993). En el caso de fluidos colombianos, también se han presentado trabajos de reajuste usando como referencias información de pruebas PVT únicamente (Frashad, LeBlanc, Garber, & Osorio, 1996).

En este trabajo se presentan los resultados del uso de una metodología de ajuste fino aplicado a diferentes correlaciones de predicción del comportamiento PVT de los fluidos de cuatro campos diferentes de Colombia

(Castilla y Chichimene, API < 20°, y Apiay y Yarigú, API entre 20 y 30°). A los datos experimentales de pruebas PVT se añaden restricciones de comportamiento y propiedades del fluido a condiciones de superficie, con el fin de que el fluido simulado represente fielmente el comportamiento real del fluido en el rango operacional. Como resultado del ajuste de los parámetros originales de las correlaciones típicas propuestas en literatura se obtienen correlaciones ajustadas suficientemente exactas para fines de simulación a nivel de pozo y

sistemas de levantamiento artificial, las cuales pueden ser usadas inclusive para crudos de propiedades similares. La metodología puede aplicarse fácilmente a cualquier pozo con información experimental a diferentes condiciones.

### PARTE EXPERIMENTAL

Las diferentes propiedades y sus correlaciones que se probaron y reajustaron se muestran en la Tabla 1:

**Tabla 1.** Propiedades del fluido y sus correlaciones originales.

Propiedad	Correlaciones	Parámetros	
Relación gas disuelto [SCF/BN]	Standing, M.B. (Rs1)	$Rs_1 = \gamma_g \left[ \left( \frac{P}{a} + b \right) 10^{(c \cdot API - d \cdot T)} \right]^e$	a = 18.2; b = 1.4 c = 0.0125; d = 0.00091 e = 1.2048;
	Vásquez M.E. & Beggs, H.D. (Rs2)	$Rs_2 = a \cdot \gamma_g \cdot P^b \cdot e^{\left( \frac{c \cdot API}{T + 460} \right)}$	a = 15.0057 b = 0.0152 c = 4.484e-4
	Glasso, O. (Rs3)	$Rs_3 = \gamma_g \left[ \frac{API^a}{T^b} 10^{c \cdot (d + f \log P)^g} \right]^h$	a = 0.989 b = 0.172 c = 2.8869 d = 14.1811 f = -3.3093 g = 0.5; h = 1.2255
	Al-Marhoun, M.A. (Rs4)	$Rs_4 = [a \cdot P \cdot \gamma_g^b \cdot \gamma_o^c \cdot T^d]^e$	a = 185.84321 b = 1.87784 c = -3.1437 d = -1.32657 e = 1.3984
	TOTAL, C.F.P. (Rs5)	$Rs_5 = \gamma_g \left[ \frac{P}{a} 10^{(b \cdot API - c \cdot T)} \right]^d$	a = 15.0057 b = 0.0152 c = 4.484e-4 d = 1.095
Factor Vol. [BN/BY]	Standing, M.B. (Bo1)	$Bo_1 = C1 + C2 \left[ Rs_b \sqrt{\gamma_g / \gamma_o} + C3 \cdot T \right]^{C4}$	C1 = 0.9759 C2 = 12e-5 C3 = 1.25 C4 = 1.2
	Vásquez, M.E. & Beggs, H.D. (Bo2)	$Bo_2 = 1 + C1 \cdot Rs_b + C2 (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_g} \right) + C3 \cdot Rs_b (T - 60) \left( \frac{API}{\gamma_g} \right)$	C1 = 4.677e-4 C2 = 1.751e-5 C3 = -1.81e-8
	Glasso, O. (Bo3)	$Bo_3 = 1 + 10 e^{C1 + C2 \cdot \log f + C5 (f)^{C6}}$ $f = Rs_b \left( \gamma_g / \gamma_o \right)^{C3} + C4 \cdot T$	C1 = -6.5851 C2 = 2.91329 C3 = 0.526 C4 = 0.968 C5 = -0.27683 C6 = 2
	Al-Marhoun, M.A. (Bo4)	$Bo_4 = C1 + C2 \cdot T + C3 \cdot f + C4 \cdot f^2$ $f = Rs_b^{C5} \gamma_g^{C6} \gamma_o^{C7}$	C1 = 0.497069 C2 = 0.863e-3 C3 = 0.183e-2 C4 = 0.318e-5 C5 = 0.74239 C6 = 0.323294 C7 = -1.20204

Propiedad	Correlaciones		Parámetros
Compresib. Isotérmica [1/psi]	Petrosky, G.E. & Farshad, F.F. (Co1)	$Co_1 = ARs^B \cdot \gamma_G^C \cdot API^D \cdot T^E \cdot P^F$	A = 1.705e-7 B = 0.69357 C = 0.1885 D = 0.3272 E = 0.6729 F = -0.5906
	Vazquez M.E. & Beggs, H.D. (Co2)	$Co_2 = \frac{A + BRs + CT + D\gamma_G + E \cdot API}{P * F}$	A = -1433 B = 5; C = 17.2 D = 1180 E = 12.61 F = 1e-5
Densidad [lb/ft³]	Banzer, C. (Do)	$Do = \left( \frac{A1 \cdot \gamma_o + A2 \cdot \gamma_G R_s}{A3 \cdot Bo} \right) e^{Co \cdot (Pb - P)}$	D1 = 350 D2 = 0.0764 D3 = 5.615
Viscosidad [cP]	Vazquez M.E. & Beggs, H.D. (subsaturados) (Vo1)	$Vo_1 = Vo_2 \left( \frac{P}{P_b} \right)^{b1 P^{b2} e^{(b3 + b4 \cdot P)}}$	b1 = 2.6 b2 = 1.187 b3 = -11.513 b4 = -8.98e-5
	Beal, C. (Crudo muerto) Chew, J.N. & Conally, C.A. (Crudo vivo) (Vo2)	$Vo_m = \left( a1 + \frac{a2}{API^{a3}} \right) \left( \frac{a4}{T + a5} \right)^{10 \left( \frac{a6 + a7}{API} \right)}$ $A = 10^{R_s(a8 \cdot R_s - a9)}$ $B = \frac{a10}{10^{a11 \cdot R_s}} + \frac{a12}{10^{a13 \cdot R_s}} + \frac{a14}{10^{a15 \cdot R_s}}$	a1 = 0.32 a2 = 1.8e7 a3 = 4.53 a4 = 360 a5 = 200 a6 = 0.43 a7 = 8.33 a8 = 2.2e-7 a9 = 7.4e-4 a10 = 0.68 a11 = 8.62e-5 a12 = 0.25 a13 = 1.1e-3 a14 = 0.062 a15 = 3.74e-3
Factor Z	Dranchuk, P.M. & Abou-Kassem, J.H. (Z1)	$Z_1 = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} \right) \rho r + \left( A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho r^2 + A_9 \left( \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho r^2) \frac{\rho r^2}{T_{sr}^3} e^{-A_{11} \rho r^2}$	A1 = 0.3265 A2 = -1.07 A3 = -0.5339 A4 = 0.01569 A5 = -0.05165 A6 = 0.5475 A7 = -0.7361 A8 = 0.1844 A9 = 0.1056 A10 = 0.6134 A11 = 0.7221
	Papay, J. (Z2)	$Z_2 = 1 - \frac{A1 \cdot P_{sr}}{10^{A2 \cdot T_{sr}}} + \frac{A3 \cdot P_{sr}^2}{10^{A4 \cdot T_{sr}}}$	A1 = 3.52 A2 = 0.9813 A3 = 0.274 A4 = 0.817
Viscosidad gas [cP]	Lee, A.L., Gonzáles, M.H., & Eakin, B.E. (Vg)	$V_g = \frac{K e^{X \rho_g^Y}}{l}$ $K = \frac{(a + bM) T^c}{d + eM + T}; X = f + \frac{g}{T} + hM; Y = j - kX$	a = 9.4; b = 0.02 c = 1.5; d = 209 e = 19; f = 3.5; g = 986 h = 0.01 j = 2.4; k = 0.2;

**FUNCIÓN OBJETIVO**

La metodología de optimización consiste en minimizar el error entre el valor predicho con la correlación y la medición experimental de la propiedad en función de los parámetros, lo cual corresponde a una función objetivo para cada correlación:

$$\min_{\alpha} \rightarrow (\hat{y} - y)^2 \tag{1}$$

$\alpha$  representa el conjunto de parámetros de cada correlación, representa la medición experimental y  $\hat{y} = f(P, T, API, \gamma_G)$ , representa cada correlación a optimizar.

Como se observa en la Tabla 1 algunas propiedades son función de otras, por lo que es necesario establecer el orden de ajuste, así: factor Z del gas, relación aceite-gas disuelto, factor volumétrico, factor de compresibilidad, densidad, viscosidad del crudo y viscosidad del gas.

Todos los parámetros de las correlaciones se modifican siempre y cuando la cantidad de información experimental sea mayor a la cantidad de parámetros. En caso contrario se hace un análisis de sensibilidad de cada parámetro y su influencia en el desempeño de la correlación para seleccionar el (los) parámetro(s) más sensibles (Singh, Fevang, & Whitson, 2007).

Para el análisis se utiliza el error promedio relativo (Epr) y la desviación estándar ( $\sigma$ ):

$$Epr = \left(\frac{100}{n}\right) \sum_i^n \frac{|\hat{y}_i - y_i|}{y_i} \quad (2)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_i^n \frac{(\hat{y}_i - y_i)^2}{n-1}} \quad (3)$$

## DATOS EXPERIMENTALES

Para los propósitos del presente trabajo los autores parten del hecho de que las mediciones experimentales usadas reflejan fielmente las características reales de las propiedades de los fluidos analizados, ya que la manipulación, separación, técnicas empleadas y otras características propias de cada laboratorio pueden inferir en los valores reportados.

Los análisis o pruebas PVT son mediciones realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo para diferentes crudos representativos del país: Castilla (CS), Apiay (AP), Chichimene (CH) y Yariguí (YR). Dichas mediciones contienen los valores de cada propiedad medida (ver propiedades Tabla 1) a diferentes condiciones de presión y temperatura para el crudo y el gas de yacimiento.

## RESTRICCIONES

Es necesario que la información experimental diferentes a la de prueba PVT (ej. superficie) sea ingresada como restricción de la función objetivo, de tal manera que las correlaciones respondan en un gran rango de condiciones sin que se sometan a considerables extrapolaciones.

Otro tipo de restricciones corresponde al comportamiento de algunas correlaciones en función de variaciones de propiedades. Un ejemplo sencillo es el comportamiento

esperado de la viscosidad del crudo en función de la gravedad API: a presiones mayores a la presión de burbuja se espera que la viscosidad del fluido disminuya con el aumento de la gravedad API (Singh et al., 2007) Esto significa que en este rango de presiones la derivada de la viscosidad respecto a la gravedad API debe ser negativa.

Finalmente, existen algunas correlaciones que por su estructura es probable que posean indeterminaciones en los rangos de presión y temperatura de operación. Por consiguiente, es necesario agregar estas restricciones, como lo es el caso de la correlación de Glasso para determinar la relación gas disuelto-aceite, donde debe ser mayor que cero (ver Tabla 1).

## HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Las rutinas del software Matlab© *fmincon* y *fminsearch* fueron usadas para la optimización de las funciones objetivos con varios parámetros, con o sin restricciones, respectivamente, partiendo de valores iniciales conocidos, que en general correspondieron a los valores originales de los parámetros de cada correlación.

## RESULTADOS Y ANÁLISIS

Las principales características de los crudos analizados se resumen en la Tabla 2:

**Tabla 2.** Información crudos para el ajuste

	CS	AP	CH	YR
API	12.53	28.53	9.2	20.43
$\gamma_{\text{gas}}$	1.4673	0.6591	0.7209	0.6581
Pb [psi]	105	2501	622	2492

Esta información representa los datos básicos de entrada a las correlaciones, además de las condiciones de presión y temperatura a los cuales fueron medidas las diferentes propiedades.

Cada propiedad es medida experimentalmente a diferentes condiciones de presión, y en algunos casos de temperatura. De la misma manera, cada propiedad es estimada mediante el uso de las diferentes correlaciones y con los datos de entrada descritos en la Tabla 2.

El desempeño de las correlaciones mencionadas en la Tabla 1 se puede observar en la Figura 1, donde se muestra la propiedad y el error promedio relativo, calculados a partir de los datos experimentales medidos en las pruebas PVT para cada crudo.

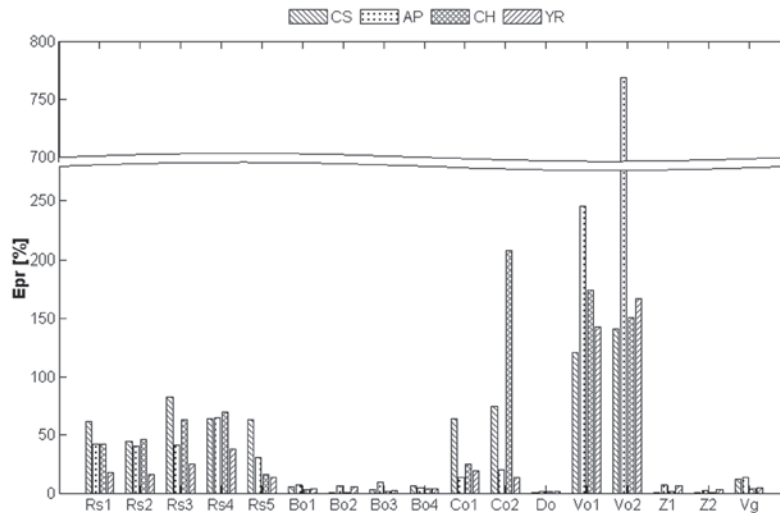


Figura 1. Errores correlaciones originales

En la Figura 1 se puede apreciar que, para los crudos de estudio, los errores relativos en la predicción de casi todas las propiedades y correlaciones superan el 5%, y en casos críticos como la viscosidad el error supera valores del 100%. Por otro lado, se puede observar que los errores de diferentes correlaciones, para la misma

propiedad, presentan altos errores en magnitud, como lo es el caso de la relación gas disuelto2-aceite.

Los errores relativos promedio de los datos estimados con las correlaciones optimizadas se muestran en la Figura 2.

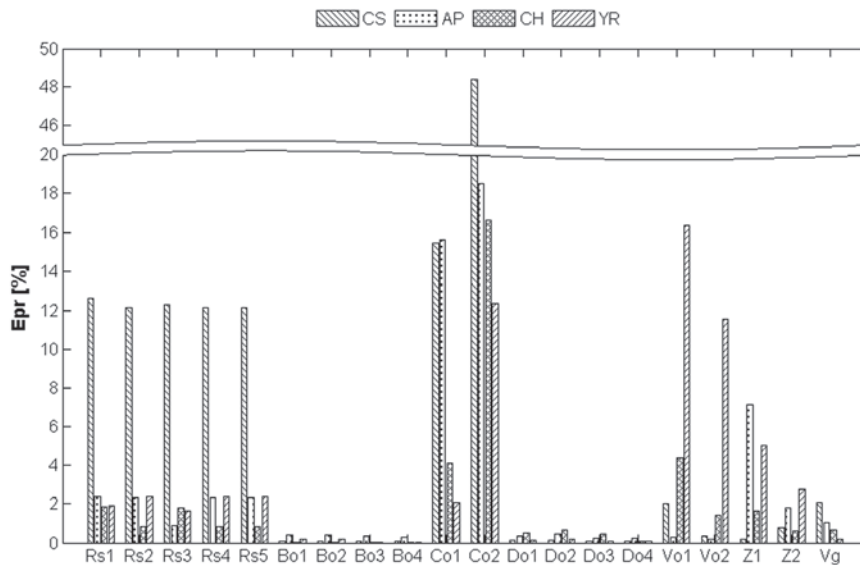


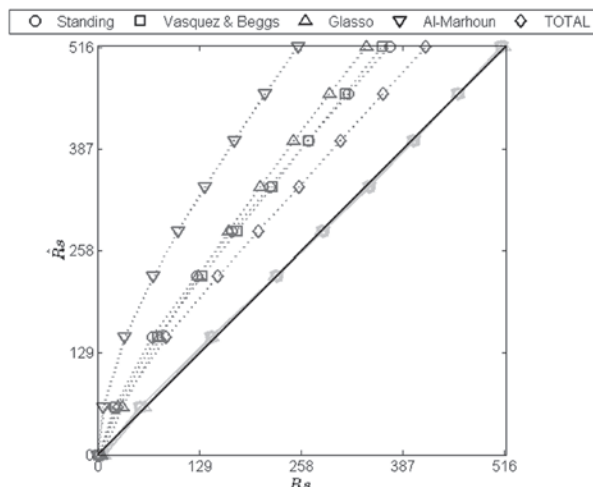
Figura 2. Errores correlaciones optimizadas

Al comparar la Figura 1 y Figura 2 es evidente la mejora en la estimación de las propiedades con los nuevos parámetros y las mismas correlaciones. Inclusive en los casos de viscosidad donde las correlaciones originales presentan errores promedio relativos de hasta 750cP (ver Figura 1), con los nuevos parámetros de la correlación de Vo2 se obtienen errores del 12% en el peor de los casos (crudo YR, ver Figura 2). Con los

parámetros optimizados, se puede concluir que todas las correlaciones mejoran ampliamente la descripción de las propiedades de todos los crudos. Solo en el caso del crudo CS se observa algunas propiedades con errores relativos promedio mayor al 5 %, específicamente en la relación gas disuelto-aceite y la compresibilidad del crudo. Esto se debe principalmente a que los datos experimentales de estas propiedades presentan alta variación en la medición.



En la Figura 3 se muestra el Pareto entre los datos estimados y experimentales para la relación gas disuelto-aceite del crudo AP, con parámetros originales y optimizados:



**Figura 3.** Estimación de la relación gas disuelto-aceite para el crudo AP: líneas punteadas gris oscuro con parámetros originales; líneas continuas gris claro parámetros optimizados

A medida que la relación gas disuelto-aceite se hace más grande, la desviación de los datos estimados con los parámetros originales, respecto a los experimentales, también aumenta. Un comportamiento similar, fue observado en la misma propiedad de los demás crudos.

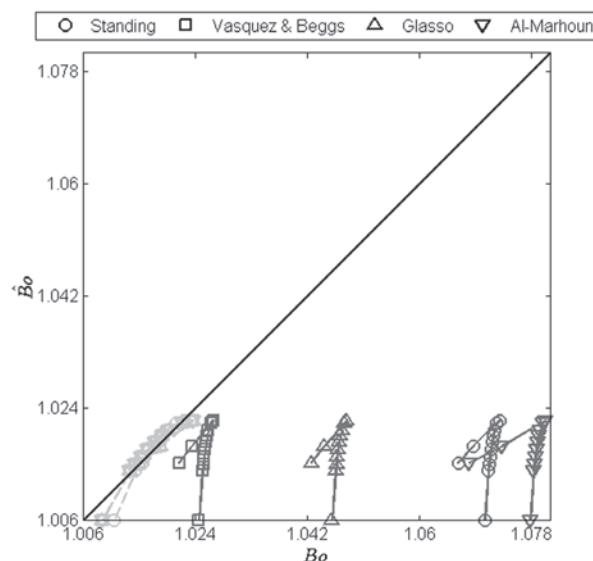
De esta manera, la cantidad de gas (ya sea en solución o libre), así como la densidad y viscosidad del crudo, podrían verse afectados por los errores en la estimación de esta propiedad, que para el mejor caso (estimaciones con la correlación de TOTAL, C.F.P.) el error promedio relativo es del 55.8 %.

Para el caso de la estimación con los parámetros optimizados, aunque el error relativo promedio es alto, la desviación estándar de la relación gas disuelto-aceite para el crudo CS muestra valores cercanos a 1,2 SCF/BN, lo cual es bajo, e indica un comportamiento similar a la experimentación, como se observa en la Figura 3.

La diferencia entre el factor volumétrico del crudo medido experimentalmente y el estimado del crudo CS, se muestra en la Figura 4. Allí se observa un comportamiento apreciablemente diferente entre los valores estimados del factor volumétrico del crudo CS con los parámetros originales y los valores medidos. Aunque el error promedio relativo de las diferentes

correlaciones no supera el 6 % (Ver Figura 1), se evidencia que el comportamiento de las diferentes correlaciones difiere del experimental, aún con la correlación de Vásquez, M.E. & Beggs, H.D., la cual presenta un error promedio relativo de 0.77%.

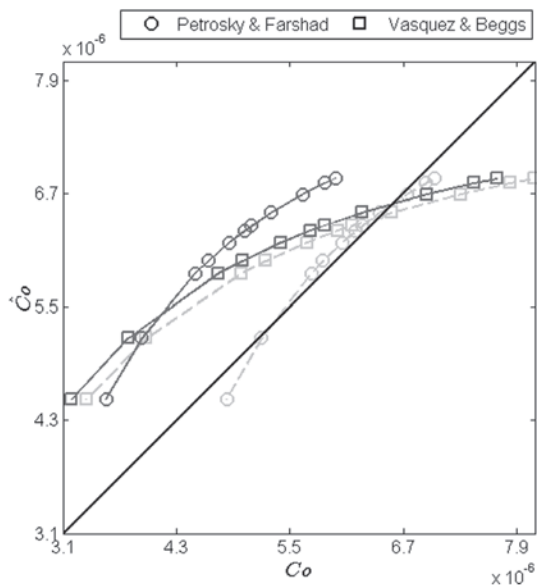
El factor volumétrico estimado con los parámetros optimizados muestra un mejor comportamiento respecto a la información experimental, además de obtenerse errores inferiores respecto a las correlaciones originales, de acuerdo con la Figura 2.



**Figura 4.** Estimación del factor volumétrico para el crudo CS: líneas punteadas gris oscuro con parámetros originales; líneas continuas gris claro parámetros optimizados

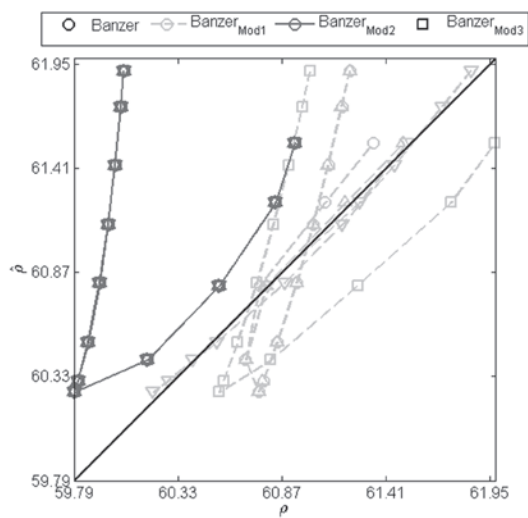
Para el caso de la compresibilidad isotérmica del crudo, la cual es de suma importancia para la determinación de propiedades como densidad, viscosidad y factor volumétrico en condiciones de saturación, en la Figura 5 se muestra los resultados estimados respecto a los experimentales del crudo YR.

Para los crudos probados en el presente trabajo, la correlación de Petrosky, G.E. Jr & Farshad, F.F., para la estimación del coeficiente de compresibilidad isotérmica muestra mejores resultados. Este hecho se puede corroborar en la Figura 3, correspondiente al crudo YR. Allí, aunque el error relativo promedio es de 19.5 %, mientras que, para la correlación de Vásquez, M.E. & Beggs, H.D. es de 13.7 %, se evidencia una desviación del comportamiento experimental de la propiedad para la segunda correlación, mientras que en el primer caso se aprecia una desviación similar de casi todos los datos. En los demás crudos, la correlación Petrosky, G.E. Jr & Farshad muestra un menor error relativo promedio.



**Figura 5.** Estimación de la compresibilidad isotérmica para el crudo YR: líneas punteadas gris oscuro con parámetros originales; líneas continuas gris claro parámetros optimizados.

La densidad estimada comparada con la experimental para el crudo CH se muestra en la Figura 6. En dicha figura es evidente la desviación de la estimación de densidad con parámetros originales, sobre todo en caso de los puntos por encima de la presión de burbuja (puntos a la izquierda). El error relativo promedio de la estimación para los diferentes crudos estuvo alrededor del 1 % con una desviación estándar de alrededor de 0.5 lb/ft<sup>3</sup> (ver Tabla 3), pero con notables desviaciones del comportamiento experimental esperado.

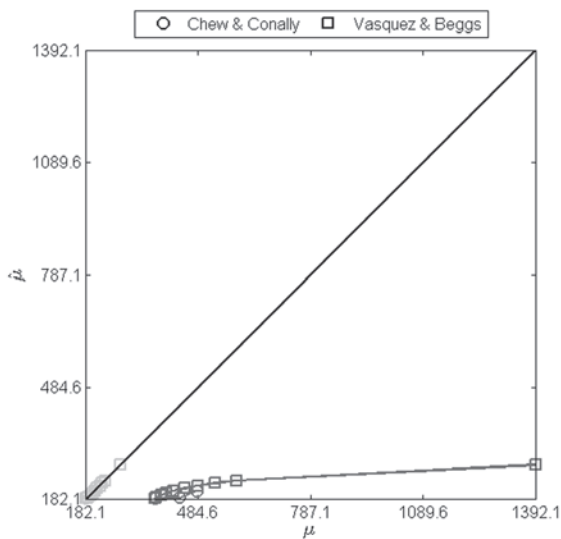


**Figura 6.** Estimación de densidad del crudo CH: líneas punteadas gris oscuro con parámetros originales; líneas continuas gris claro parámetros optimizados.

Para la optimización de esta correlación, se plantearon varios escenarios, en los cuales: (1) se modificaron los parámetros originales (Do1), (2) se agregó un parámetro en la zona de presión de burbuja sin modificar los demás parámetros (Do2), (3) otro similar al anterior, pero modificando los parámetros originales (Do3), (4) y un escenario donde se agregaron dos parámetros: una para la zona de burbuja y otro para la zona de presiones mayores a la presión de burbuja (Do4).

Los resultados de la Figura 2 muestran que el escenario Do4 es el que tuvo menor error promedio y desviación estándar respecto a los datos PVT para todos los crudos trabajados. Esto se debe a que la ecuación original no posee parámetros para el caso de presiones mayores a la presión de burbuja, sino que el cálculo depende únicamente de la compresibilidad isotérmica del crudo y de la densidad en el punto de burbuja. Debido a lo anterior, al agregar un parámetro en esta zona, y al mejorar la estimación en la zona de sub-saturación, la correlación mejora su comportamiento como se puede observar en la Figura 6.

Para la viscosidad, en la Figura 7 se muestra el Pareto de los valores estimados y de PVT para el crudo CS. Allí se evidencia una notable diferencia en la estimación con correlaciones con parámetros originales, mostrando un error relativo promedio mayor al 120 %, y con desviaciones estándar que superan los 290 cP, hecho evidenciado en los demás crudos analizados en el presente estudio, mientras que la estimación con parámetros optimizados es exactamente la esperada según la información experimental.



**Figura 7.** Estimación de la viscosidad del crudo CS: líneas punteadas gris oscuro con parámetros originales; líneas continuas gris claro parámetros optimizados.



La viscosidad es una de las propiedades que mejor desempeño muestra con las correlaciones optimizadas. En la Figura 2 se observa que el peor caso de estimación de viscosidad con correlaciones optimizadas se obtuvo con el crudo YR, donde el error es del 12% (aprox.), pero que, si se compara con los resultados de las correlaciones originales, representa una gran mejoría. Ahora, es importante mencionar que la información experimental PVT del crudo YR posee mediciones de viscosidad a tres diferentes temperaturas, lo que proporciona un mayor nivel de confianza en la predicción.

Al observar la Figura 7 se puede evidenciar la gran mejoría en la estimación de la viscosidad del crudo CS, puesto que el error relativo promedio pasó de ser 120 % a 2 %, y la desviación estándar de 290 a 5 cP, en la zona de sub-saturación, donde el error es el mayor.

Finalmente, para las propiedades del gas (factor Z y viscosidad) se puede concluir lo mismo que con las propiedades del crudo: la optimización de las correlaciones permite estimar las propiedades con más exactitud respecto a los datos medidos en PVT, ya que tanto el error promedio relativo, como la desviación estándar se reducen de forma significativa.

## MEJORES CORRELACIONES

En general, las correlaciones optimizadas presentan errores muy bajos respecto a la información experimental. Por otra parte, a las funciones objetivo se les adicionaron restricciones con información experimental a condiciones de superficie, por lo que también se obtuvieron superficies de respuesta de todas las propiedades con el fin de observar el comportamiento adecuado de las correlaciones a otras condiciones.

Únicamente la relación gas disuelto-aceite presenta diferentes correlaciones para los crudos analizados, como se muestra en la Tabla 3:

**Tabla 3.** Correlaciones relación gas disuelto de cada crudo

Crudo	Correlación	Parámetros
CS	Al-Marhoun, M.A.	a = 182.7788; b = 1.7460; c = -2.9259; d = -1.2877 e = 0.9673
AP	Glasso, O.	a = 3.7047; b = 11.9295; c = 2.1931; d = 0.6086 f = 1.0184; g = 0.1728; h = 1.2595
CH	Al-Marhoun, M.A.	a = 162.7302; b = 1.9292; c = -3.7214; d = -0.9803 e = 0.9324
YR	Glasso, O.	a = 17.7245; b = 6.3317; c = 1.5166; d = 1.2678 f = -6.5918; g = 0.5618; h = 0.3976

Las mejores correlaciones y sus parámetros optimizados para las propiedades de los crudos analizados en el presente trabajo se muestran en la Tabla 4:

**Tabla 4.** Correlaciones y sus parámetros optimizados para cada crudo.

	Correlación	CS	CH	AP	YR	
Bo	Vásquez & Beggs	C1	1.20E-3	4.62E-4	5.94E-4	3.44E-4
		C2	1.14E-5	1.30E-4	1.35E-5	9.61E-6
		C3	1.23E-8	-5.45E-10	-8.62E-8	-3.18E-8
Co	Petrosky & Farshad	A	1.69E-7	2.46E-7	2.58E-7	1.96E-7
		B	0.738	1.141	0.475	0.338
		C	0.208	0.177	0.026	0.158
		D	0.315	0.434	0.543	0.391
		E	0.765	-0.139	0.991	0.788
		F	-0.460	-0.314	-0.785	-0.426
Do	Banzer + 2 nuevos	D1	-349.518	-6.67E+3	24.778	174.12
		D2	-145.845	-3.03E+4	80.136	-1559.82
		D3	-8.10E-5	-5.07E-4	-1.11E-5	-1.04E-4
		D4	0.997	1.003	1.022	0.994
		D5	1.583	3.485	1.200	1.065
Vo	Beal, Chew & Conally	a1	1.45E-7	2.85E-7	1.87E-7	-2.45E-6
		a2	1.73E-4	1.19E-3	7.58E-4	-4.34E-4
		a3	0.159	1.143	0.643	6.284
		a4	7.16E-4	1.19E-4	1.15E-4	3.55E-4
		a5	0.785	0.345	0.471	-0.337
		a6	-2.15E-3	3.21E-3	1.42E-3	6.33E-3
		a7	-0.651	2.214	0.212	1.601
		a8	-2.73E-3	4.68E-4	7.63E-3	9.89E-3
		a9	-0.564	0.963	0.216	0.122
		a10	6.87E7	1.84E+5	1.39E+7	1.36E+5
		a11	4.22E-04	3.422	6.327	3.664
		a12	463.751	52.959	662.312	581.742
		a13	265.751	26.112	175.195	508.012
		a14	0.647	0.071	0.285	0.341
		a15	12.517	2.039	7.414	1.219
b1	6.793	1.299	3.540	9.440		
b2	0.549	3.606	2.343	-0.047		
b3	-8.327	-28.364	-21.252	-2.876		
b4	9.21E-6	1.02E-3	3.46E-4	-4.51E-5		

En la Figura 8 se muestra la superficie de respuesta del crudo CH, donde se observa que los valores de viscosidad a bajos valores de presión y temperatura tienden a 500 000 cP, valor no muy lejano de la realidad si se compara con información experimental a esas condiciones (García Chinchilla, 2009).

En la Figura 9 se muestra la superficie de repuesta de viscosidad del crudo YR, para el cual se hicieron mediciones a tres diferentes temperaturas. Allí se observa que, para casos de bajas presiones y temperaturas, la viscosidad de este crudo tiende a valores de 500 cP, valores dentro del rango esperado.

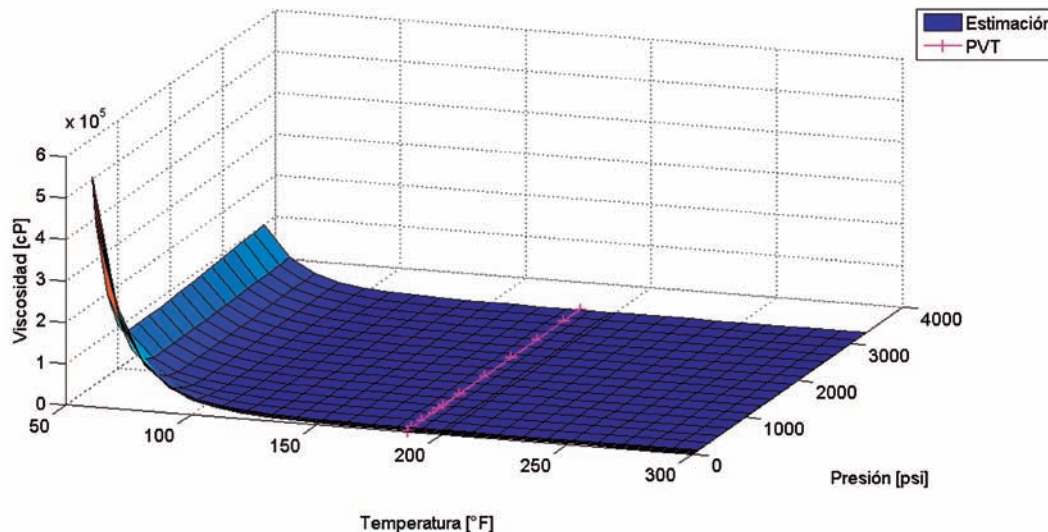


Figura 8. Superficie de respuesta de la viscosidad del crudo CH con correlaciones optimizadas

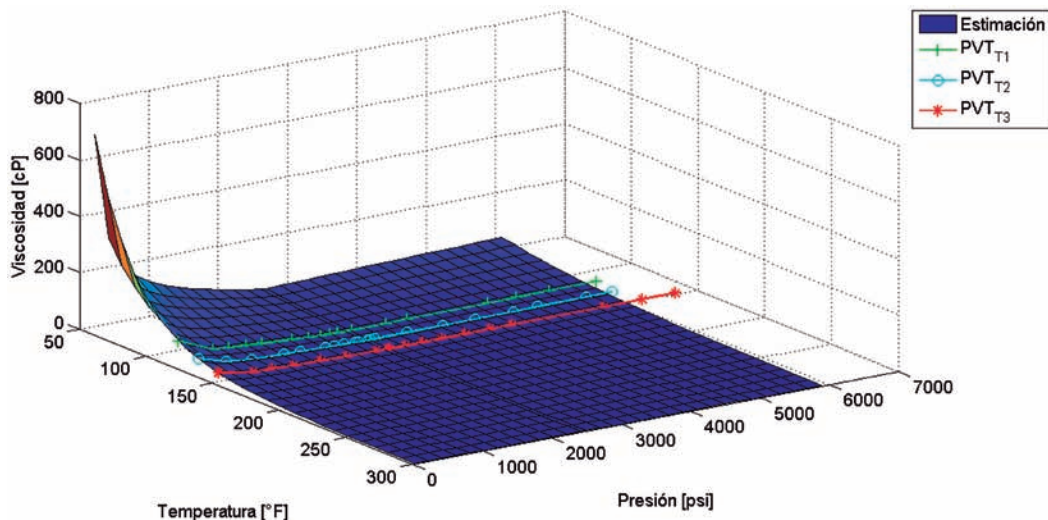


Figura 9. Superficie de respuesta de la viscosidad del crudo YR con correlaciones optimizadas

Para la densidad del crudo, en todos los casos el escenario de dos nuevos parámetros en cada zona de saturación siempre mostro mejores resultados. De igual manera, la viscosidad del crudo se estimó con una sola correlación para cada zona de saturación.

En la Figura 10 se muestra la superficie de respuesta de la densidad del crudo CH, el cual es el crudo más pesado entre los crudos trabajados en el presente trabajo (9 °API). Se observa una buena estimación respecto a los datos experimentales PVT, y, además, el valor extrapolado a condiciones de baja temperatura y alta presión no supera los 59 lbm/ft<sup>3</sup> (0.95 g/cc).

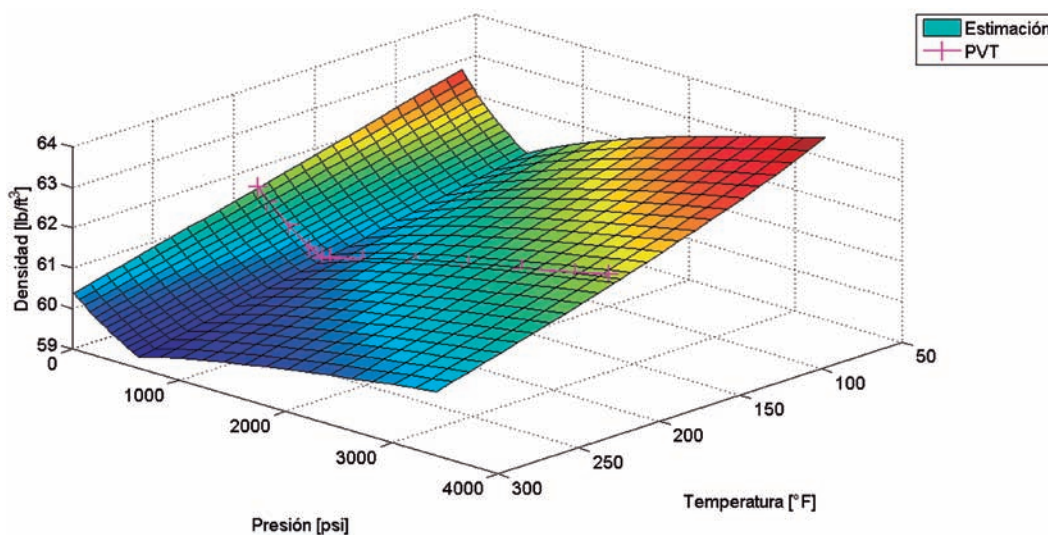


Figura 10. Superficie de respuesta de densidad del crudo CH con correlaciones optimizadas

En la Figura 11 se muestra la superficie de respuesta de la relación gas disuelto-aceite para el crudo AP. Esta propiedad es muy importante para el caso del crudo AP, ya que su presión de burbuja es de 2501 psi, y por consiguiente es muy probable que en los pozos productores exista presencia de gas a condiciones de producción en el fondo.

Se observa que dicha superficie responde al comportamiento esperado de dicha propiedad: aumento en función de la presión y un comportamiento inverso con la temperatura.

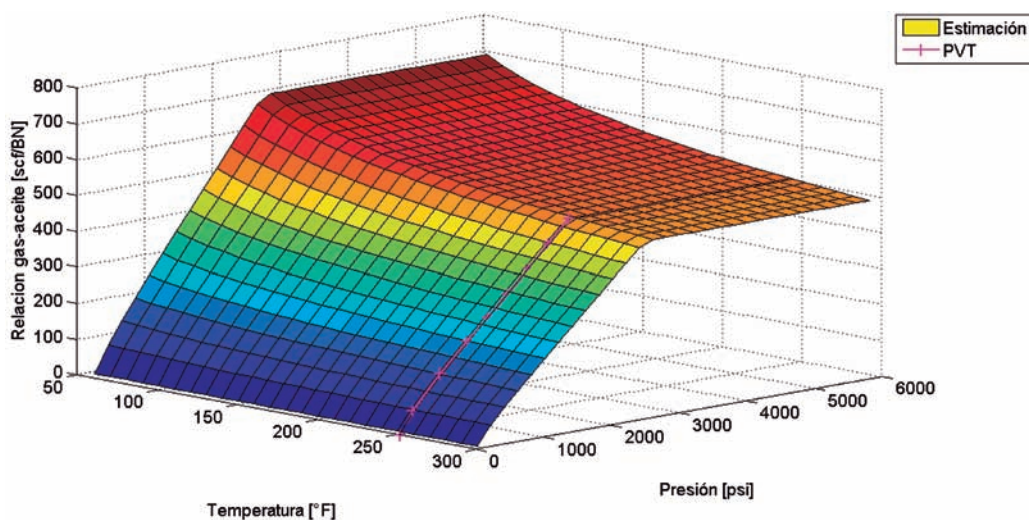


Figura 11. Superficie de respuesta de la relación gas disuelto-aceite del crudo AP con correlaciones optimizadas

En el caso del factor Z, la compresibilidad isotérmica y el factor volumétrico, las correlaciones de Papay, J., Petrosky, G.E. Jr & Farshad, F.F., Vásquez, M.E. & Beggs, H.D., respectivamente, mostraron el menor error relativo promedio y desviación estándar, respecto a las demás, además del comportamiento esperado con cambios de propiedades como la gravedad API.

## CASOS DE ESTUDIO

Las correlaciones ajustadas se sometieron a prueba con datos experimentales de diferentes crudos, cuyas propiedades son similares a los crudos ajustados, como se resumen en la Tabla 5:

**Tabla 5.** Propiedades de los fluidos de validación

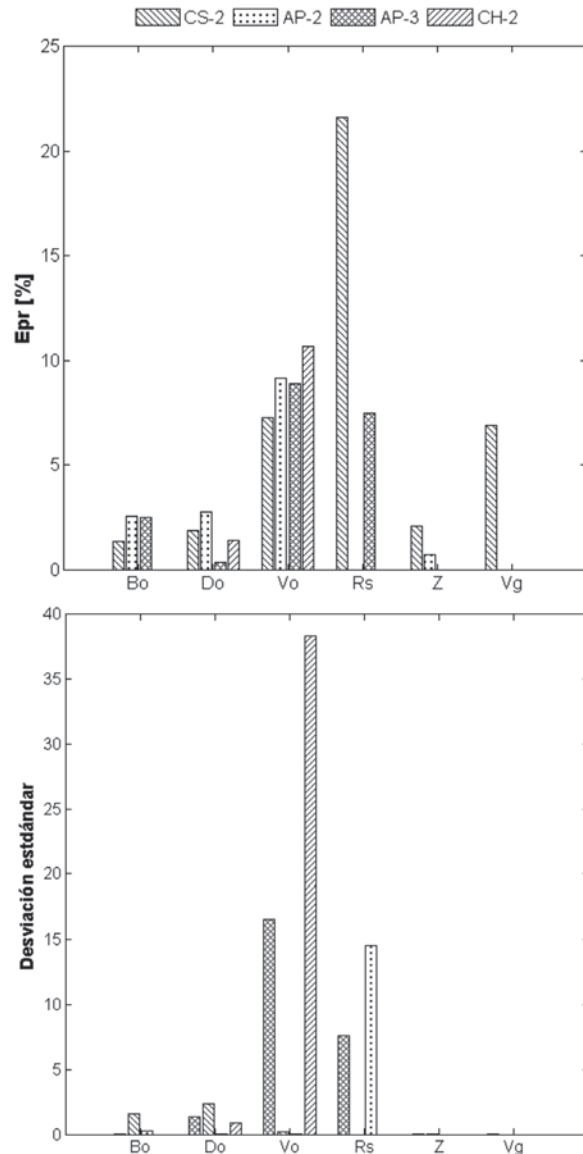
	API	Pb [psi]	Ty [°F]
AP-2	16.2	1072	255
AP-3	31.3	2364	249
CS-2	12.4	130	189
CH-2	8.8	584	186

Es importante destacar que los crudos de los casos de estudio, aunque son del mismo campo, presentan algunas variaciones en sus características principales respecto a los crudos usados para el ajuste, como se puede apreciar en la Tabla 5. Estas pequeñas diferencias generan cambios notables en propiedades calculadas como la viscosidad. Por consiguiente, se espera que las correlaciones optimizadas se desempeñen de buena forma solo para crudos con características similares a las del crudo ajustado.

Los errores promedio relativos de las propiedades estimadas con las mejores correlaciones para cada propiedad y sus parámetros optimizados para los crudos usados como validación, en función de los datos experimentales se muestran en la Figura 12. Algunas propiedades del crudo y/o gas no se observan la Figura 12 debido a que no se posee información experimental para su comparación. Allí se puede apreciar que solo para el caso de la relación gas disuelto-aceite del crudo CS-2 el error promedio supera el 10%, y para estos crudos el valor de esta propiedad es alrededor de 10 SCF/BN en el punto de saturación, lo cual demuestra muy poca influencia en las demás características que dependen de dicha propiedad. En el caso del factor volumétrico y la densidad del aceite se observan errores relativos promedio muy bajos, menores al 5%.

El error promedio relativo de la viscosidad se ubica alrededor del 10% para los cuatro crudos de validación, resultado muy positivo si se tiene en cuenta la complejidad de estimación en esta propiedad. Aunque la viscosidad presenta una desviación estándar de 35 cP para el crudo CH-2, cabe recordar que este tipo de crudos poseen viscosidades altas de alrededor de 500 cP.

Las propiedades del gas, aunque no fue posible validarlas para todos los crudos, en los casos que dichas correlaciones fueron probadas mostraron errores relativamente pequeños, sobre todo el caso del factor Z. Finalmente, tanto la relación gas disuelto-aceite como viscosidad, muestran errores y desviaciones apreciables, aunque menores que los obtenidos con las correlaciones originales.



**Figura 12.** Resultados de validación

En el presente trabajo se observa que mediante el uso de una metodología sencilla por optimización de parámetros incluyendo restricciones de comportamiento e información experimental diferente a la de prueba PVT, se mejora la exactitud de predicción de las propiedades para los fluidos procedentes de cada uno de los campos estudiados (nótese que los parámetros son de hecho distintos para cada campo Tabla 4), y algo mucho más relevante, es el hecho de que el ajuste logrado representa con buena exactitud las propiedades del fluido a condiciones de superficie (lo que se logra involucrando mediciones experimentales en campo adicionales a las mediciones PVT del laboratorio), hecho que no se evidenció en los trabajos revisados. Por



otro lado, con la metodología planteada es muy sencillo agregar nuevas mediciones a las restricciones del sistema, así como nuevos fluidos pueden ser ajustados.

## CONCLUSIONES

Aunque existen gran cantidad de correlaciones para la determinación de propiedades de crudos, en el caso de algunos crudos colombianos los valores estimados bajo las relaciones matemáticas típicas presentan altos errores respecto a la propiedad medida experimentalmente.

La optimización de correlaciones ya propuestas, con respecto a información experimental de las propiedades del fluido es un buen camino para tener relaciones matemáticas que represente de buena forma la magnitud y comportamiento del crudo a estimar, y estas mismas expresiones podrían representar fluidos de propiedades similares a las del fluido usado para el ajuste en la optimización, como por ejemplo fluidos del mismo campo.

Con la metodología planteada se logró hacer útil la mayoría de las correlaciones de estudio para la estimación de propiedades de crudos colombianos, donde en todos los casos el error relativo promedio no supera el 10%, aun para propiedades tan complejas de estimar como la viscosidad. Más aún se demostró que dichas correlaciones correctamente restringidas tienen capacidad de estimación de propiedades a distintas condiciones operacionales desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que resulta fundamental para propósitos de simulación de sistemas de levantamiento artificial.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Instituto Colombiano del Petróleo de ECOPETROL S.A. y sus diferentes laboratorios por facilitar la información experimental; además, al grupo de Automatización y Control.

## REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2007). Equations of State and PVT Analysis Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston, Texas: *Gulf Publishing Company*.
- Al-Marhoun, M. A. (2004). Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 42, 209-221.
- Almehaideb, R. A., Al-Khanbashi, A. S., Abdulkarim, M., & Ali, M. A. (2000). EOS tuning to model full field crude oil properties using multiple well fluid PVT analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 26(1-4), 291-300.
- Avaullee, L., Duchet-Suchaux, P., & Durandea, M. (2001). A new approach in correlating the oil thermodynamic properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 30(1), 43-65.
- Banzer S., C. (1996). Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo, Venezuela: *Fundación laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros*.
- Dindoruk, B., & Christman, P. G. (2004). PVT Properties and viscosity correlations for gulf of Mexico oils. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, SPE 71633*.
- El-Sebakhy, E. A. (2009). Forecasting PVT properties of crude oil systems based on support vector machines modeling scheme. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 64(1-4), 25-34.
- Elsharkawy, A. M., Elgibaly, A. A., & Alikhan, A. A. (1995). Assessment of the PVT correlations for predicting the properties of Kuwaiti crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 13(3-4), 219-232.
- Frashad, F., LeBlanc, J., Garber, J., & Osorio, J. (1996). Empirical PVT Correlations For Colombian Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, SPE-36105-MS. doi:<https://doi.org/10.2118/36105-MS>
- García Chinchilla, C. A. (2009). Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extrapesado San Fernando. Bucarmanga, Colombia: *Tesis de Maestría en Hidrocarburos*, Escuela de Ingeniería de Petróleos - Universidad Industrial de Santander.
- Godefroy, S., Hiang, S., & Emms, D. (2012). Comparison and validation of theoretical and empirical correlations for black oil reservoir fluid properties. *Offshore Technology Conference* (pp. 1-26). Houston, USA: Offshore Technology Conference .
- Jaubert, J. N., Avaullee, L., & Souvay, J. F. (2002). A crude oil data bank containing more than 5000



- PVT and gas injection data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 35(1-4), 65-107.
13. Mohammed, A. M., & Muhammad, A. A.-M. (1996). Evaluation of empirically derived PVT properties for Pakistani crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 16(4), 275-290.
  14. Muhammad, A. A.-M. (2004). Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 42(2-4), 209-221.
  15. Olusanya, S. O., Selamat, A., & Raheem, A. A. (2010). Modeling PVT Properties of Crude Oil Systems Using Type-2 Fuzzy Logic Systems. In *Computational Collective Intelligence. Technologies and Applications Lecture Notes in Computer Science* (pp. 499-508). Kaohsiung, Taiwan: Springer Berlin Heidelberg.
  16. Omar, M. I., & Todd, A. C. (1993). Development of new modified black oil correlations for Malaysian crudes. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Singapore, SPE 25338*.
  17. Singh, K., Fevang, O., & Whitson, C. H. (2007). Consistent Black-Oil PVT table modification. *Society of Petroleum Engineers, SPE 109596*, 1-13.
  18. Vega Moreno, S. M., & Martínez Jaimés, J. P. (2012). Análisis y desarrollo de modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
  19. Velarde, J. J. (1996). Correlation of Black Oil Properties At Pressures Below The Bubble-Point. Texas, USA: *Texas A&M University*.
  20. Velarde, J., Blasingame, T. A., & McCain Jr., W. D. (1997). Correlation of Black Oil Properties at Pressure Below Bubble Point Pressure - A New Approach. *Annual Technical Meeting Petroleum Society of Canada (PETSOC-97-93)*. Alberta, Canada.
  21. Wu, R., & Rosenegger, L. (1999). Comparison of PVT Properties from Equation of State Analysis and PVT Correlations for Reservoir Studies. *CSPG and Petroleum Society Join Convention, Digging Deeper, Finding a Better Bottom Line* (pp. 1-6). Alberta, Canada: Petroleum Society Journal.

---

**Recepción:** 27 de abril de 2017

**Aceptación:** 27 de Junio de 2017