



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE QUÍMICA

“Modelado Termodinámico de mezclas de crudo y gas. Análisis de las correlaciones de caracterización y su aplicación a yacimientos mexicanos”.

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO
PRESENTA
GERMÁN BASURTO GARCÍA.**

MÉXICO, D.F.

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado asignado:

Presidente Prof. Dr. Enrique Bazúa Rueda

Vocal Prof. Dr. Reynaldo Sandoval González

Secretario Prof. Dr. Rafael Herrera Nájera

Suplente 1 Prof. M.I. Alejandro Villalobos Hiriart

Suplente 2 Prof. Dr. Milton García Medeiros de Oliveira

Conjunto E, Edificio de Ingeniería Química, Facultad de Química, Ciudad Universitaria.

Asesor: Dr. Enrique Bazúa Rueda

Supervisor Técnico: Dr. Fernando Barragán Aroche

Sustentante: Germán Basurto García

Agradecimientos:

A mis padres Germán Basurto García y Ma. de Lourdes García Herrera

Por haberme brindado todo lo necesario para alcanzar este objetivo. Siempre me he sentido muy amado por ellos y son los que me han inspirado y motivado a llegar a esta meta, con su esfuerzo, guía y buen ejemplo. Estoy orgulloso de tener los padres que tengo. Los quiero mucho.

A mi asesor de tesis, Dr. Enrique Bazúa Rueda, y al supervisor técnico Dr. Fernando Barragán Aroche, por haberme ofrecido sus valiosos conocimientos, apoyo y asesoría para la realización del presente trabajo.

Al M. en IQ. Humberto Hinojosa Gómez, por haberme adentrado en el mundo de la programación en lenguaje FORTRAN, un punto importante para la realización de mi tesis; y por su apoyo en el desarrollo del presente trabajo.

ÍNDICE DEL CONTENIDO.

Capítulo 1. Introducción.....	5
Capítulo 2. Ecuación de estado.....	9
2.1 Ecuaciones cúbicas de estado.....	9
2.2 Traslado de volumen.....	16
Capítulo 3. Caracterización del petróleo.....	19
3.1 Caracterización de la fracción pesada del petróleo.....	19
3.2 Factores de caracterización.....	28
3.3 Correlaciones para caracterización de crudos.....	30
Capítulo 4. Experimentos PVT convencionales.....	36
4.1 Expansión a Composición Constante (CCE).....	36
4.2 Expansión por Liberación Diferencial (DLE).....	38
4.3 Prueba del separador multietapa.....	41
4.4 Agotamiento a Volumen Constante (CVD).....	44
Capítulo 5. Resultados y discusión.....	47
5.1 Análisis de la base de datos y análisis de las correlaciones de caracterización.....	47
5.2 Análisis de la función α para predecir presiones de vapor.....	51
5.3 Análisis del traslado de volumen para predecir densidades del líquido.....	54
5.4 Simulación de experimentos PVT de crudos mexicanos.....	58
Conclusiones.....	90
Bibliografía.....	93
ANEXO A. Correlaciones de caracterización.....	96
ANEXO B. Parámetros de la ecuación de estado.....	120
ANEXO C. Información de la simulación de los siete pozos petroleros.....	176
ANEXO D. Gráficas de la simulación de los siete pozos.....	211

Capítulo 1. Introducción.

Motivación.

La simulación de yacimientos de petróleo es importante porque los resultados que se obtienen de este procedimiento ayudan a la industria petrolera a establecer políticas de producción y procesamiento de gas natural.

Una buena simulación se garantiza si se tiene un pleno conocimiento de los fundamentos para la simulación de yacimientos de petróleo, así como la habilidad para aplicarlos. La simulación del petróleo involucra una gran variedad de parámetros para tener una correcta representación. El estudio sistemático de cada uno de los parámetros es vital para entender su influencia y, sin violar las reglas termodinámicas del sistema, poder asignar valores que representen a un sistema en particular.

El presente trabajo tiene como finalidad estudiar las correlaciones y demás ecuaciones para la caracterización de crudos. Con lo anterior se tendrán más nociones para la correcta simulación del comportamiento termodinámico del petróleo.

Para cumplir con las expectativas del proyecto se comprobaron los conceptos que brinda la literatura, mediante cálculos aplicados a hidrocarburos registrados en una base de datos. Estos cálculos van desde la aplicación de las correlaciones de caracterización de crudos, hasta el análisis de algunos parámetros de la ecuación cúbica de estado.

Objetivos:

El trabajo de tesis desarrollado tiene los siguientes objetivos:

- Análisis de factores importantes de la ecuación de estado para la correcta predicción de propiedades de componentes puros: i) función α del término atractivo y ii) traslado de volumen. Para cumplir este objetivo se emplea información de la base de datos DIPPR (Design Institute for Physical Properties), versión 4.1.

- Análisis de las correlaciones para la caracterización de crudos, comparando los resultados de éstas con las propiedades de sustancias puras que brinda la base de datos DIPPR. Ésta base de datos proporcionó información de puntos críticos, temperaturas de ebullición, presiones de vapor, densidades y factores acéntricos.
- Aplicar la metodología de caracterización de crudos a sistemas provenientes de yacimientos mexicanos.
- Simulación de dos experimentos PVT comunes que se aplican a las muestras de crudo: Expansión a Composición Constante (CCE) y Expansión por Liberación Diferencial (DLE) y su comparación con los datos experimentales de los crudos de yacimientos mexicanos.

Hipótesis.

En este trabajo se quiere comprobar que:

- Los factores de caracterización de sistemas aceite-gas son cantidades que describen la naturaleza química de los crudos estudiados.
- La dependencia de la función α del término atractivo de la ecuación de estado con respecto a la temperatura (ecuación 2.1.26), ajustada para predecir correctamente la presión de vapor de hidrocarburos, puede ser representada con buena exactitud por las ecuaciones de Peng-Robinson (ecuación 2.1.31), Gasem (ecuación 2.1.36) o Twu (ecuación 2.1.37), para hidrocarburos ligeros y de peso molecular elevado.
- El traslado de volumen (ecuación 2.2.6), para la corrección del volumen de la ecuación de estado, es un parámetro que mejora sustancialmente la predicción de la densidad del líquido. Se buscará un parámetro de traslado, como función lineal de la temperatura, y que dependa de las propiedades de cada componente de la mezcla.

- El ajuste del parámetro de interacción binaria pseudocomponente-metano ($k_{CH_4-pseudo}$) a la presión de saturación de yacimiento mejora considerablemente los resultados en la simulación de los experimentos CCE y DLE.

- La aplicación de los conceptos anteriores son un buen comienzo para la representación termodinámica de los crudos provenientes de yacimientos mexicanos, tanto para crudos ligeros como pesados.

Metodología.

En este trabajo se llevaron a cabo los siguientes análisis:

a) Análisis de la base de datos.

Se exploró la base de datos que pertenece al Design Institute for Physical Properties (DIPPR), versión 4.1, para obtener información de puntos críticos, temperaturas de ebullición, factores acéntricos, presiones de vapor y densidades de líquido de distintos hidrocarburos.

Estos datos se presentaron en forma gráfica para un mejor entendimiento de la información.

b) Análisis de las funciones α para predecir presiones de vapor.

Para los hidrocarburos registrados en la base de datos empleada, se ajustó la función α (ecuación 2.1.31) de la ecuación cúbica de estado de Peng-Robinson (ecuación 2.1.26), forzando a que ésta predijera la presión de vapor experimental a cada temperatura. Lo anterior originó curvas de α en función de temperatura reducida ($T_r=T/T_c$), que se contrastaron con las curvas calculadas con las ecuaciones para α de Peng-Robinson (ecuación 2.1.31), Gasem (ecuación 2.1.36) y Twu (ecuación 2.1.37). Los cálculos se realizaron en Excel.

c) Análisis del traslado de volumen para predecir densidades del líquido.

Con la α ajustada a la presión de vapor de cada hidrocarburo, se calculó el volumen molar del líquido con la ecuación cúbica de Peng-Robinson. Contando con el volumen de la ecuación de estado y con el volumen molar experimental de la base de datos, se calculó el parámetro de traslado (ver ecuaciones 2.2.1 y 2.2.6). Este cálculo se realizó a varias temperaturas, obteniendo así el traslado en función de la temperatura. Como resultado de lo anterior, se generaron curvas en función de la temperatura, y se analizó la parte lineal de cada una de ellas. Estos cálculos se realizaron en Excel.

d) Análisis de las correlaciones de caracterización.

Se emplearon los factores de caracterización de Jacoby, Yarborough y Soreide y las correlaciones de Soreide (ecuaciones 3.2.4, 3.2.5 y de la ecuación 3.3.1 a la ecuación 3.3.25) para calcular las distintas propiedades que predicen: densidades relativas, temperaturas de ebullición y temperaturas y presiones críticas. Los resultados se contrastaron gráficamente con los valores experimentales que ofrece la base de datos. Los cálculos se efectuaron en FORTRAN y Excel.

e) Simulación de experimentos PVT de crudos.

Se realizaron la caracterización y los experimentos DLE y CCE de siete crudos mexicanos. Los cálculos para lo anterior se efectuaron en FORTRAN.

Capítulo 2. Ecuación de estado.

2.1 Ecuaciones cúbicas de estado.

Las ecuaciones cúbicas de estado son expresiones que relacionan presión, volumen y temperatura. Describen el comportamiento volumétrico y de fases para componentes puros y mezclas, y se usan para calcular las propiedades de todas las fases fluidas, líquido y vapor. Para mezclas de componentes no-polares, como las que se estudiaron en este trabajo, se requieren sólo de datos de propiedades críticas y del factor acéntrico de cada componente, y de un parámetro de interacción por cada pareja de componentes.

En la Figura 2.1.1 se muestra el comportamiento PVT para un componente puro. La forma de las isothermas indica comportamientos diferentes a temperaturas bajas y a temperaturas altas. Por ejemplo, si la temperatura es menor a la temperatura crítica se tienen presiones a las cuales existen tres valores para el volumen. El valor más pequeño corresponde a un líquido y el valor más grande a un vapor. Esta característica es fundamental para poder predecir el comportamiento tanto del vapor como del líquido.

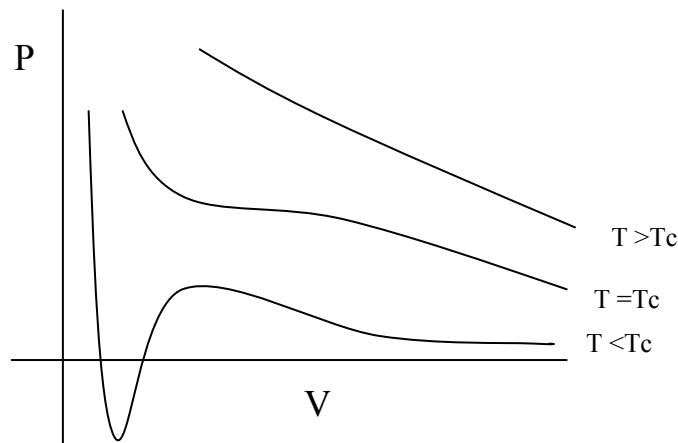


Figura 2.1.1 Comportamiento de la presión en función del volumen, predicho con una ecuación de estado.

El comportamiento volumétrico se calcula, conociendo temperatura y presión, al resolver una sencilla ecuación cúbica, que usualmente se expresa en términos del factor de

compresibilidad, $Z = \frac{PV}{RT}$,

$$Z^3 + A_2 Z^2 + A_1 Z + A_0 = 0 \quad \dots(2.1.1)$$

donde las constantes A_0 , A_1 y A_2 están en función de la presión, temperatura y composición de la mezcla.

El equilibrio de fases se calcula con la ecuación de estado, satisfaciendo la condición de equilibrio termodinámico. Para un sistema de dos fases, el potencial químico de cada componente en la fase líquida $\mu_i^L(T, p, x)$ debe ser igual al potencial químico de cada componente en la fase vapor $\mu_i^V(T, p, y)$, esto es $\mu_i^L(T, P, x) = \mu_i^V(T, P, y)$. El potencial químico usualmente se expresa en términos de la fugacidad, f_i , a través de la expresión $\mu_i = RT \ln(f_i/P_0) + \mu_i^0$, donde μ_i^0 es el potencial químico de i puro como gas ideal a T y P_0 . Por lo anterior, se puede concluir que la condición $\mu_i^L(T, P, x) = \mu_i^V(T, P, y)$ se satisface cuando las fugacidades son iguales, $f_i^L = f_i^V$. La fugacidad se calcula con la siguiente ecuación:

$$\ln \phi_i = \ln \frac{f_i}{y_i P} = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left(\frac{\partial P}{\partial n_i} - \frac{RT}{V} \right) dV - \ln Z \quad \dots(2.1.2)$$

Ecuación de van der Waals:

van der Waals (a) propuso la primera ecuación cúbica en 1873. La ecuación de van der Waals es la siguiente:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad \dots(2.1.3)$$

donde a = “parámetro de atracción”, b = “parámetro de repulsión” y R = constante universal de los gases. Comparando ésta ecuación con la ley de gas ideal, $P = \frac{RT}{V}$, se puede apreciar que la ecuación de van der Waals ofrece dos mejoras importantes. Primero, el término $V-b$ ayuda a la predicción del comportamiento del líquido porque el volumen se aproxima al valor límite b , a presiones altas, en lugar de tender a cero:

$$\lim_{P \rightarrow \infty} V(P) = b \quad \dots(2.1.4)$$

donde b también se conoce como “covolumen” (volumen molecular efectivo). El término $\frac{RT}{V-b}$ dicta el comportamiento de la densidad del líquido y físicamente representa la componente repulsiva de la presión a escala molecular.

En segundo lugar, el término $\frac{a}{V^2}$ reduce la presión del sistema y regularmente se interpreta como la componente atractiva de la presión. Con este término la ecuación de van der Waals mejora la descripción del comportamiento del gas y es responsable del carácter cúbico de la ecuación. El resultado es una ecuación, como se indicó anteriormente, que puede representar simultáneamente al gas y al líquido

Van der Waals también estableció el criterio para definir las dos constantes de la ecuación de estado, a y b. Este criterio es tener la primera y segunda derivada de la ecuación con respecto al volumen, a temperatura constante, evaluadas en el punto crítico del componente puro, iguales a cero, esto es:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{T_c} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2}\right)_{T_c} = 0 \quad \dots(2.1.5)$$

Las ecuaciones (2.1.5), junto con la ecuación de estado (2.1.3), forman un sistema de tres ecuaciones. Si se parte de datos de temperatura y presión críticas, con este sistema de tres ecuaciones se obtienen las constantes a y b de la ecuación de van der Waals y el volumen crítico. Las expresiones resultantes son:

$$a = \frac{27 R^2 T_c^2}{64 P_c} \quad \dots(2.1.6)$$

$$b = \frac{1 RT_c}{8 P_c} \quad \dots(2.1.7)$$

$$V_c = \left(\frac{3}{8}\right) \left(\frac{RT_c}{P_c}\right) \quad \dots(2.1.8)$$

El volumen crítico origina el siguiente valor del factor de compresibilidad crítico

$$Z_c = \frac{P_c V_c}{RT_c} = \frac{3}{8} = 0.375 \quad \dots(2.1.9)$$

La ecuación de van der Waals, ecuación (2.1.3), también se puede escribir en términos del factor de compresibilidad Z ($Z = \frac{PV}{RT}$) de la siguiente manera:

$$Z^3 - (B+1)Z^2 + AZ - AB = 0 \quad \dots(2.1.10)$$

donde

$$A = a \frac{P}{(RT)^2} = \frac{27}{64} \frac{P_r}{T_r^2} \quad \dots(2.1.11)$$

$$B = b \frac{P}{RT} = \frac{1}{8} \frac{P_r}{T_r} \quad \dots(2.1.12)$$

La ventaja de escribir la ecuación de estado de esta forma es que las cantidades Z , A , y B son adimensionales.

Ecuación de Soave-Redlich-Kwong.

La ecuación de estado de Redlich-Kwong (b) es:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)} \quad \dots(2.1.13)$$

o, en términos del factor de compresibilidad Z

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad \dots(2.1.14)$$

Las constantes de la ecuación se definen de la siguiente manera:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha(T_r) \quad \dots(2.1.15)$$

donde $\Omega_a = 0.42748023$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \quad \dots(2.1.16)$$

donde $\Omega_b = 0.08664035$

Las cantidades adimensionales se calculan con las siguientes expresiones:

$$A = a \frac{P}{(RT)^2} = \Omega_a \frac{P_r}{T_r^2} \alpha(T_r) \quad \dots(2.1.17)$$

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad \dots(2.1.18)$$

$$m = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \quad \dots(2.1.19)$$

donde ω es el factor acéntrico.

$$B = b \frac{P}{RT} = \Omega_b \frac{P_r}{T_r} \quad \dots(2.1.20)$$

La expresión para el cálculo de la fugacidad de componentes puros es:

$$\ln \phi = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{B} \ln\left(1 + \frac{B}{Z}\right) \quad \dots(2.1.21)$$

Para mezclas, se utiliza la regla de mezclado cuadrática tradicional para A, y una regla de mezclado lineal para B. Para la fase vapor con composición y_i , A y B se calculan de la siguiente manera:

$$A = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N y_i y_j A_{ij} \quad \dots(2.1.22)$$

$$B = \sum_{i=1}^N y_i B_i \quad \dots(2.1.23)$$

$$A_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{A_i A_j} \quad \dots(2.1.24)$$

donde k_{ij} es el parámetro de interacción binaria, $k_{ii} = 0$ y $k_{ij} = k_{ji}$. Usualmente $k_{ij} = 0$ para la mayoría de las parejas hidrocarburo-hidrocarburo, excepto para las parejas C_1/C_{7+} (metano/componente de fracción pesada). La parejas No-hidrocarburo/hidrocarburo no tienen k_{ij} con valores de cero. Ver tabla 2.1.1.

El cálculo de la fugacidad para sistemas multicomponentes se realiza con la siguiente ecuación:

$$\ln \phi_i = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right) \ln \left(1 + \frac{B}{Z} \right) \quad \dots(2.1.25)$$

Tabla 2.1.1. Parámetros de interacción binaria (k_{ij})

	Ec. Peng-Robinson			Ec. Soave-Redlich-Kwong		
	N ₂	CO ₂	H ₂ S	N ₂	CO ₂	H ₂ S
N ₂	-----	-----	-----	-----	-----	-----
CO ₂	0	-----	-----	0	-----	-----
H ₂ S	0.13	0.135	-----	0.120	0.120	0.080
C ₁	0.025	0.105	0.070	0.120	0.120	0.070
C ₂	0.01	0.13	0.085	0.150	0.150	0.070
C ₃	0.09	0.125	0.080	0.150	0.150	0.060
i-C ₄	0.095	0.12	0.075	0.150	0.150	0.060
C ₄	0.095	0.115	0.075	0.150	0.150	0.060
i-C ₅	0.1	0.115	0.070	0.150	0.150	0.060
C ₅	0.11	0.115	0.070	0.150	0.150	0.060
C ₆	0.11	0.115	0.055	0.150	0.150	0.050
C ₇₊	0.11	0.115	0.050	0.150	0.150	0.030

Ecuación de Peng-Robinson.

En 1976, Peng y Robinson (c) propusieron una nueva ecuación cúbica:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)} \quad \dots(2.1.26)$$

o, en términos del factor de compresibilidad Z:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \dots(2.1.27)$$

Las constantes de la ecuación de estado se calculan de la siguiente manera:

$$a = \frac{\Omega_a (RT_c)^2}{P_c} \alpha \quad \dots(2.1.28)$$

donde $\Omega_a = 0.45723553$

$$b = \frac{\Omega_b RT_c}{P_c} \quad \dots(2.1.29)$$

donde $\Omega_b = 0.077796074$

Las cantidades adimensionales se calculan con las siguientes expresiones:

$$A = a \frac{P}{(RT)^2} = \Omega_a \frac{P_r}{T_r^2} \alpha(T_r) \quad \dots(2.1.30)$$

$$\alpha = \left[1 + m(1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad \dots(2.1.31)$$

$$m = 0.378893 + 1.4897153\omega - 0.17131848\omega^2 + 0.0196554\omega^3 \quad \dots(2.1.32)$$

donde ω es el factor acéntrico.

$$B = b \frac{P}{RT} = \Omega_b \frac{P_r}{T_r} \quad \dots(2.1.33)$$

Para esta ecuación se obtiene $Z_c = 0.3074$

Para mezclas, se utilizan las reglas de mezclado dadas por las ecuaciones (2.1.22), (2.1.23) y (2.1.24).

Las expresiones para calcular la fugacidad son las siguientes:

Para componentes puros:

$$\ln \phi = Z - 1 - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right] \quad \dots(2.1.34)$$

Para sistemas multicomponentes:

$$\ln \phi_i = \frac{B_i}{B} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N y_j A_{ij} \right) \ln \left[\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B}{Z - (1 - \sqrt{2})B} \right] \quad \dots(2.1.35)$$

Otras formas para la función α para ecuaciones de estado cúbicas.

En este trabajo, también se exploraron las ecuaciones de la función α de Gasem (h) y de Twu, para ser sustituidas en la ecuación (2.1.28).

Gasem:

$$\alpha = \exp\left[(A + BT_r)\left(1 - T_r^{C+D\omega+E\omega^2}\right)\right] \quad \dots(2.1.36)$$

donde $A = 2$, $B = 0.836$, $C = 0.134$, $D = 0.508$, $E = -0.0467$

Twu:

$$\alpha = T_r^A \exp[B(1 - T_r^C)] + \omega(T_r^D \exp[E(1 - T_r^F)] - T_r^A \exp[B(1 - T_r^C)]) \quad \dots(2.1.37)$$

Para $T_r < 1$

$A = -0.171813$, $B = 0.125283$, $C = 1.77634$, $D = -0.607352$, $E = 0.511614$,
 $F = 2.20517$

Para $T_r > 1$

$A = -0.792615$, $B = 0.401219$, $C = -0.99262$, $D = -1.98471$, $E = 0.02496$,
 $F = -9.98471$

2.2 Traslado de volumen.

En 1979, Martin (e) propuso un nuevo concepto en el ámbito de las ecuaciones de estado, el traslado de volumen.

El traslado de volumen resuelve el principal problema de las ecuaciones de estado con dos constantes, las erradas predicciones del volumen del líquido. Un término simple correctivo se aplica al volumen molar de la ecuación de estado:

$$V = V^{EE} - c \quad \dots(2.2.1)$$

donde V es el volumen molar corregido, V^{EE} es el volumen molar de la ecuación de estado y c es el traslado de volumen. El cambio en volumen es equivalente a añadir una tercer constante a la ecuación de estado, pero esta constante es especial porque las condiciones de equilibrio no se alteran al implementarla.

Peneloux et al.(f) demostró que el equilibrio líquido vapor en sistemas multicomponentes no se altera al introducir término de corrección como un promedio utilizando las fracciones molares:

$$V_L = V_L^{EE} - \sum_{i=1}^N x_i c_i \quad \dots(2.2.2)$$

$$V_V = V_V^{EE} - \sum_{i=1}^N y_i c_i \quad \dots(2.2.3)$$

donde V_L^{EE} y V_V^{EE} son los volúmenes molares de la ecuación de estado del líquido y del vapor, respectivamente; x_i y y_i son las composiciones del líquido y del vapor; y c_i es el parámetro de traslado del componente i . Cuando el parámetro de traslado se introduce a la ecuación de estado para mezclas, las expresiones resultantes para la fugacidad son:

$$\left(f_{Vi}\right)_{\text{modificada}} = \left(f_{Vi}\right)_{\text{original}} \exp\left(-c_i \frac{P}{RT}\right) \quad \dots(2.2.4)$$

$$\left(f_{Li}\right)_{\text{modificada}} = \left(f_{Li}\right)_{\text{original}} \exp\left(-c_i \frac{P}{RT}\right) \quad \dots(2.2.5)$$

Lo anterior implica que las relaciones de fugacidad no se alteran con este parámetro de traslado:

$$\left(\frac{f_{Li}}{f_{Vi}}\right)_{\text{modificada}} = \left(\frac{f_{Li}}{f_{Vi}}\right)_{\text{original}}$$

Jhaveri y Youngren (g) sugieren, para el estudio de las fracciones C₇₊ (parte pesada del crudo), el parámetro de traslado haciendo referencia al covolumen b de la ecuación de estado:

$$s_i = \frac{c_i}{b_i} = 1 - \frac{A_0}{M_i^{A_1}} \quad \dots(2.2.6)$$

donde s_i es el coeficiente de traslado de volumen, M_i es el peso molecular, y A₀ y A₁ son parámetros característicos de la familia del hidrocarburo que se trate (ver tabla 2.2.1).

Tabla 2.2.1. Correlación de traslado de volumen para fracciones C₇₊ para la ecuación de Peng-Robinson.

	$s_i = 1 - A_0/M_i^{A_1}$	
Familia	A₀	A₁
Parafinas	2.258	0.1823
Naftenos	3.004	0.2324
Aromáticos	2.516	0.2008

Capítulo 3. Caracterización del petróleo.

3.1 Caracterización de la fracción pesada de crudos.

Algunas aplicaciones del comportamiento de fases para el petróleo requieren el uso de una ecuación de estado para predecir las propiedades del fluido de yacimiento. Las propiedades críticas, factores acéntricos, peso molecular y parámetros de interacción binaria de los componentes en la mezcla se requieren para los cálculos con la ecuación de estado. Con las técnicas de separación actuales no se pueden identificar los cientos o miles de componentes que se encuentran en una mezcla de crudo; incluso, aunque fuera posible una separación exacta, las propiedades críticas y otros parámetros para la ecuación de estado no se podrían conocer con suficiente exactitud para componentes más pesados que el C_{20} . Este problema se resuelve haciendo una caracterización aproximada de los componentes pesados con métodos experimentales y matemáticos. La caracterización de la fracción pesada (C_{7+}) se puede dividir en tres tareas principales:

1. División de la fracción pesada (C_{7+}) en un número de fracciones con composiciones molares conocidas.
2. Cálculo del peso molecular, densidad relativa y temperatura de ebullición de cada fracción de la parte pesada.
3. Estimado de las propiedades críticas y factor acéntrico para cada fracción de C_{7+} y los parámetros de interacción binaria para la ecuación de estado.

Análisis experimentales.

Destilación TBP (True Boiling Point).

En la destilación TBP, se tiene una muestra de aceite y condensado (depositado en un pequeño tanque), que se separa en fracciones o cortes, empleando distintos intervalos de puntos de ebullición. Las fracciones de ésta destilación se tratan como componentes individuales, teniendo puntos de ebullición únicos, temperaturas críticas, presiones críticas

y otras propiedades de componentes puros. Éste procedimiento tiene mayor validez para un corte con un intervalo de temperaturas de ebullición estrecho (Ver figura 3.1.1).

Esta prueba proporciona los datos necesarios para realizar una gráfica de porcentaje de volumen de destilado acumulado contra punto normal de ebullición. Un punto normal de ebullición implica que éste es medido a presión normal o atmosférica. En la práctica, para evitar la descomposición térmica (cracking), la destilación se comienza a presión atmosférica y se cambia a destilación sub-atmosférica después de alcanzar una temperatura límite. Las temperaturas de ebullición sub-atmosféricas se convierten a temperaturas normales de ebullición usando alguna correlación de presión de vapor, que corrige la cantidad de vacío y la composición química de la fracción. La figura 3.1.2 muestra una gráfica de un reporte TBP de una muestra del Mar del Norte. El punto normal de ebullición se grafica en función del porcentaje de volumen acumulado. El punto de ebullición medio usualmente se toma como el valor correspondiente al porcentaje medio del volumen de un corte.

La masa, m_i , de cada corte de destilado se mide directamente durante el análisis TBP. El corte se cuantifica en moles, n_i , con un peso molecular, M_i , empleando la definición

$n_i = \frac{m_i}{M_i}$. El volumen de la fracción se calcula en base a la masa y la densidad, ρ_i , del corte,

usando la expresión $V_i = \frac{m_i}{\rho_i}$. M_i se mide con un método crioscópico que se basa en la

depresión del punto de congelación, y ρ_i se mide con un picnómetro o un densímetro electrónico.

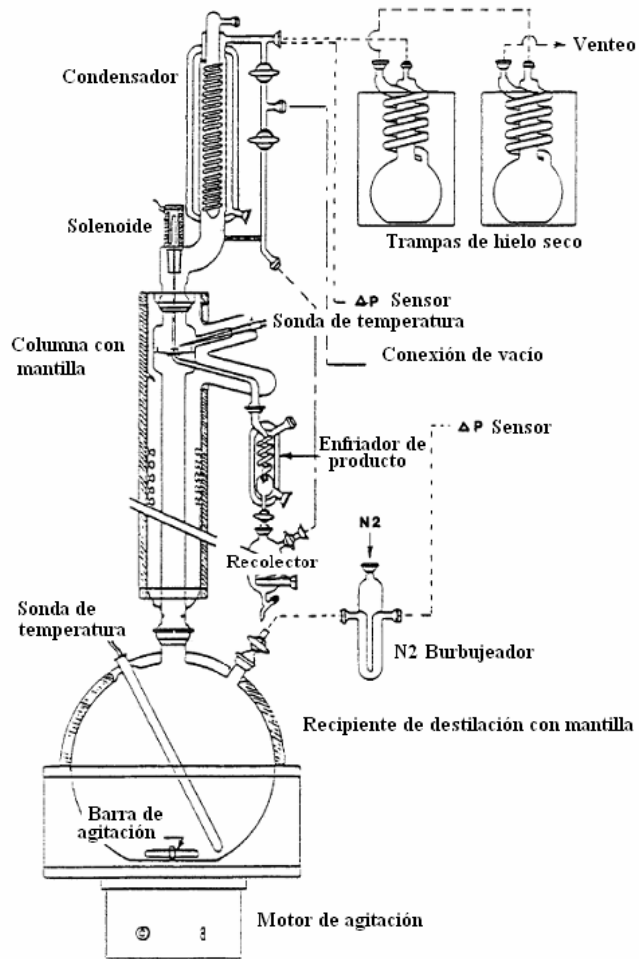


Figura 3.1.1. Aparato para la ejecución del análisis TBP de un aceite o gas y condensado a presión atmosférica ó sub-atmosférica (según ASTM D-2892)

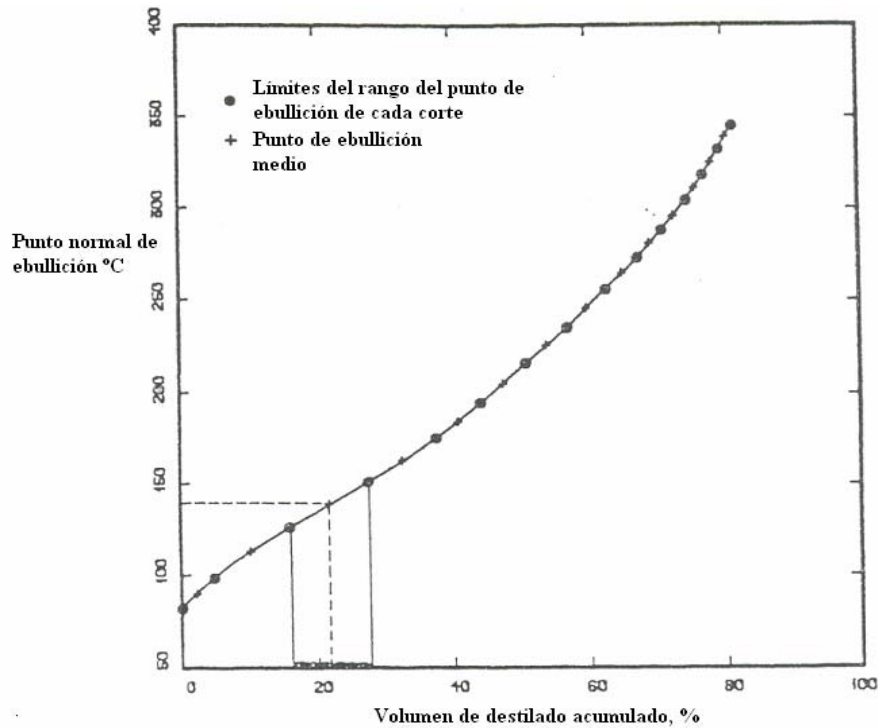


Figura 3.1.2. Curva TBP de una muestra de gas y condensado del Mar del Norte.

Las propiedades promedio de la fracción C_{7+} se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$M_{C_{7+}} = \frac{\sum_{i=1}^N m_i}{\sum_{i=1}^N n_i} \quad \dots(3.1.1)$$

$$\rho_{C_{7+}} = \frac{\sum_{i=1}^N m_i}{\sum_{i=1}^N V_i} \quad \dots(3.1.2)$$

donde: $M_{C_{7+}}$ es el peso molecular promedio de la fracción C_{7+} y $\rho_{C_{7+}}$ es la densidad de la fracción C_{7+} .

Cromatografía.

La cromatografía de gases y de líquidos se usa para cuantificar la cantidad relativa de los componentes que se encuentran en el aceite y gas del petróleo. En la figura 3.1.3 se aprecia un cromatograma de gases para una muestra de crudo del Mar del Norte. Los picos dominantes identifican a las parafinas normales, que están identificadas hasta n- C_{22} . La

señal del cromatógrafo de gases para la especie de número de carbonos C_i empieza en el límite inferior $n-C_{i-1}$ y se extiende a la señal $n-C_i$. La masa de la especie con número de carbonos C_i es el área debajo de la curva (tomando una línea base de referencia) en el intervalo desde $n-C_{i-1}$ hasta $n-C_i$ (Ver el área sombrea para la fracción C_9 en la figura 3.1.3).

Debido a que las muestras de crudo no pueden ser separadas completamente con un análisis de cromatógrafo de gases, se debe usar una referencia interna que relacione el área de la curva que detecta el cromatógrafo de gases con la fracción masa. El hexano normal se emplea como referencia interna en la muestra de crudo de la figura 3.1.3.

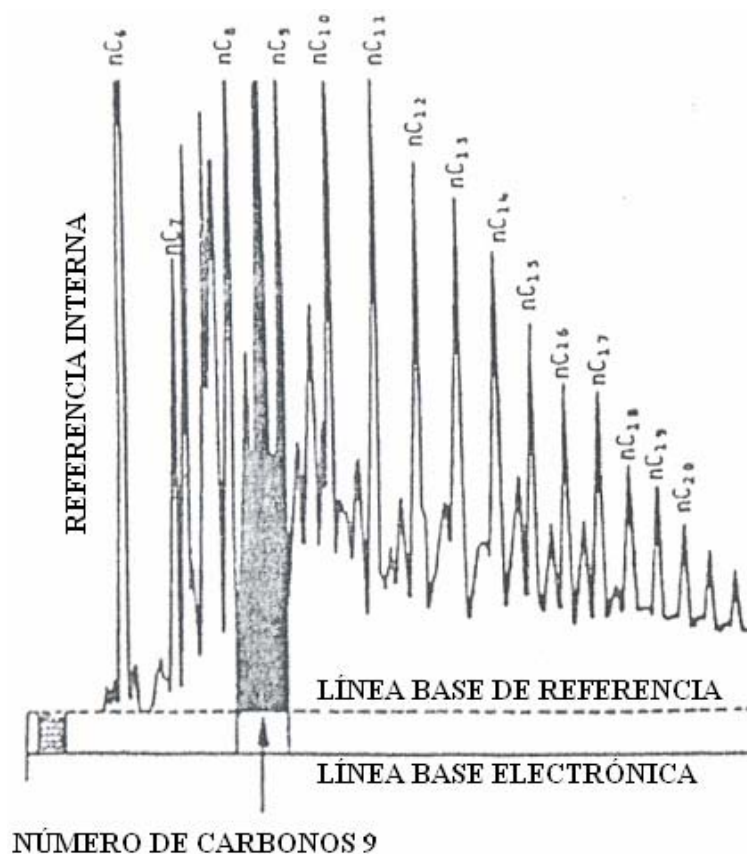


Figura 3.1.3. Destilación simulada con cromatografía de gases para una muestra de gas y condensado del Mar del Norte.

Distribución molar:

La distribución molar es la relación entre una propiedad molar acumulativa y una expresión para peso molecular acumulativo.

Distribución exponencial:

La correlación de Lohrenz-Bray-Clark (LBC) (n) para la viscosidad es uno de los primeros intentos para dividir la fracción C_{7+} usando una función de distribución exponencial. El método LBC divide la fracción C_{7+} en parafinas normales desde C_7 hasta C_{40} , con la ecuación

$$Z_i = Z_{C_6} \exp[A_1(i-6) + A_2(i-6)^2] \quad \dots(3.1.3)$$

donde i = número de carbonos y Z_{C_6} = la fracción mol medida de C_6 .

Las constantes A_1 y A_2 se determinan de forma iterativa, haciendo que se cumplan las siguientes ecuaciones:

$$Z_{C_{7+}} = \sum_{i=7}^{40} Z_i \quad \dots(3.1.4)$$

$$Z_{C_{7+}} M_{C_{7+}} = \sum_{i=7}^{40} Z_i M_i \quad \dots(3.1.5)$$

Los pesos moleculares de las parafinas ($M_i = 14i + 2$) se usan en la ecuación (3.1.5). Se puede utilizar el método de Newton-Raphson para resolver las ecuaciones (3.1.4) y (3.1.5).

La forma de la distribución exponencial LBC no se usa mucho para dividir la fracción pesada de los crudos. Una forma que se emplea más es la distribución exponencial lineal. Escribiendo la distribución de manera general para cualquier fracción C_{n+} ($n=7$ es un caso)

$$Z_i = Z_{C_n} \exp A[(i-n)] \quad \dots(3.1.6)$$

donde i = número de átomos de carbono, Z_{C_n} = fracción mol de C_n , y A = constante que indica la pendiente en una gráfica de $\ln Z_i$ vs i . Las constantes Z_{C_n} y A se pueden determinar de forma explícita.

Con la expresión general:

$$M_i = 14i + h \quad \dots(3.1.7)$$

para un peso molecular de C_i y asumiendo que la distribución es infinita, las constantes Z_{C_n} y A se calculan con:

$$Z_{C_n} = \frac{14}{M_{C_{n+}} - 14(n-1) - h} \quad \dots(3.1.8)$$

$$A = \ln(1 - Z_{C_n}) \quad \dots(3.1.9)$$

$$\sum_{i=n}^{\infty} Z_i = 1 \quad \dots(3.1.10)$$

$$\sum_{i=n}^{\infty} Z_i M_i = M_{C_{n+}} \quad \dots(3.1.11)$$

En la práctica, los crudos que tienen un peso molecular de C_{7+} definido no muestran una distribución molar semejante a lo que se obtiene en este procedimiento. Ésta es una razón del por qué se han propuesto modelos más complicados.

Modelo de distribución gamma.

Una de tantas funciones que se emplean para la descripción de la distribución molar es el modelo de distribución gamma. Whitson y colaboradores (i) dan resultados para 44 muestras de aceite y condensado de fracciones C_{7+} que fueron ajustadas con la función de distribución gamma.

La función de probabilidad gamma es:

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\{-(M - \eta)/\beta\}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad \dots(3.1.12)$$

donde Γ es la función gamma y M es el peso molecular

Si $M_{C_{7+}}$ es el peso molecular de la fracción pesada C_{7+} , el parámetro β se define de la siguiente manera:

$$\beta = \frac{M_{C_{7+}} - \eta}{\alpha} \quad \dots(3.1.13)$$

De este modo los tres parámetros de la distribución gamma son α , η y $M_{C_{7+}}$. El parámetro α define la forma de la distribución, y su valor va de 0.5 a 2.5 para fluidos de yacimiento. En la figura 3.1.4 se muestra la distribución gamma para diferentes valores del parámetro alfa.

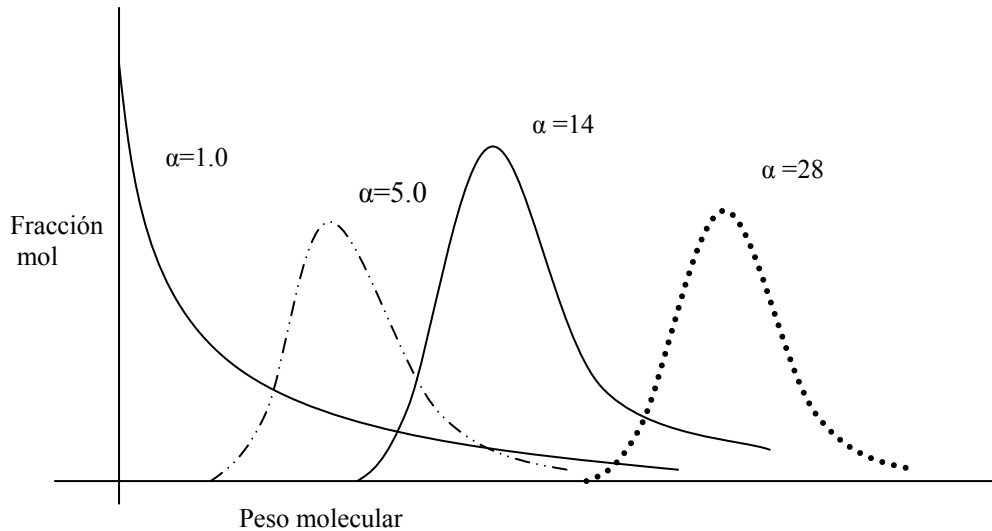


Figura 3.1.4. Forma de la distribución gamma.

El parámetro η se interpreta físicamente como el peso molecular mínimo que se puede encontrar en la fracción pesada C_{7+} .

La distribución continua $p(M)$ se aplica a las fracciones del petróleo dividiendo el área bajo la curva $p(M)$ en un número determinado de secciones (como se muestra en la figura 3.1.5).

Por definición, el área total debajo de la curva $p(M)$ desde η hasta ∞ es igual a uno. El área de una sección se define como la fracción normalizada Z_i / Z_{C7+} para el intervalo de pesos moleculares de M_{bi-1} a M_{bi} . Si el área desde η al límite del peso molecular M_{bi} se define como $P_0(M_{bi})$, entonces el área de la sección i es $P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})$, como también se muestra en la figura 3.1.5.

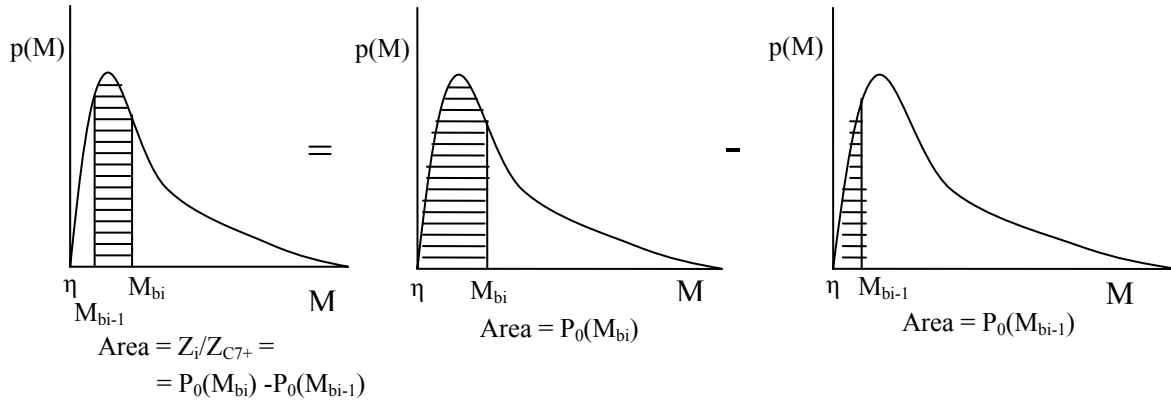


Figura 3.1.5. Interpretación gráfica de las áreas debajo de la función de distribución gamma, que son proporcionales a la fracción molar normalizada.

La fracción Z_i se puede escribir como:

$$Z_i = Z_{C7+} [P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})] \quad \dots(3.1.14)$$

El peso molecular en el mismo intervalo está dado por:

$$M_i = \eta + \alpha\beta \frac{P_1(M_{bi}) - P_1(M_{bi-1})}{P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})} \quad \dots(3.1.15)$$

donde

$$P_0 = QS \quad \dots(3.1.16)$$

$$P_1 = Q \left(S - \frac{1}{\alpha} \right) \quad \dots(3.1.17)$$

$$Q = \frac{e^{-y} y^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \quad \dots(3.1.18)$$

$$S = \sum_{j=0}^{\infty} y^j \left[\prod_{k=0}^j (\alpha + k) \right]^{-1} \quad \dots(3.1.19)$$

$$y = \frac{M_b - \eta}{\beta} \quad \dots(3.1.20)$$

La función gamma se puede estimar con la siguiente ecuación:

$$\Gamma(x+1) = 1 + \sum_{i=1}^8 A_i x^i \quad \dots(3.1.21)$$

$$A_1 = -0.577191652 \quad A_3 = -0.897056937 \quad A_5 = -0.756704078 \quad A_7 = -0.193527818$$

$$A_2 = 0.988205891 \quad A_4 = 0.918206857 \quad A_6 = 0.482199394 \quad A_8 = 0.035868343$$

La ecuación (3.1.21) es válida para el intervalo $0 \leq x \leq 1$. Para $x > 1$ o $x < 1$ se utiliza la siguiente fórmula de recurrencia:

$$\Gamma(x+1) = x\Gamma(x) \quad \dots(3.1.22)$$

3.2 Factores de caracterización.

El peso molecular, la densidad y la temperatura de ebullición reflejan la naturaleza química de las fracciones de petróleo. Algunos métodos para estimar estas propiedades adoptan un factor de caracterización particular que es constante para todas las fracciones de la parte pesada del crudo. Estos métodos son aproximados, pero se usan ampliamente.

Factor de Watson.

El factor de Watson, K_w , se basa en el punto de ebullición T_b (en °R), y en la densidad relativa, γ (\bar{n} , o).

$$K_w = \frac{T_b^{1/3}}{\gamma} \quad \dots(3.2.1)$$

K_w varía aproximadamente de 8.5 a 13.5. Para compuestos parafínicos, $K_w = 12.5$ a 13.5; para compuestos nafténicos, $K_w = 11.0$ a 12.5; y para compuestos aromáticos, $K_w = 8.5$ a 11.0. La utilidad de éste y otros factores de caracterización es que éstos dan una medida cualitativa de la composición de una fracción de petróleo. El factor de caracterización de Watson ha sido muy útil para hacer aproximaciones en la caracterización de crudos, y para

correlacionar las propiedades de las fracciones de petróleo, como el peso molecular, viscosidad, presión de vapor y propiedades críticas.

Existe una relación del factor de caracterización de Watson (p) que se basa en el peso molecular y la densidad relativa:

$$K_w = 4.5579M^{0.15178}\gamma^{-0.84573} \quad \dots(3.2.2)$$

Ésta relación se deriva de la correlación de Riazi-Daubert (q) y es válida para fracciones de crudo con puntos normales de ebullición que van de 560 a 1310 R. En la práctica se ha demostrado que la ecuación anterior no es muy exacta para fracciones más pesadas que el C_{20} .

Factor de aromaticidad de Jacoby.

El factor de aromaticidad de Jacoby, J_a , es un factor de caracterización alternativo para describir la composición relativa de las fracciones del petróleo. El comportamiento de la densidad relativa en función del peso molecular, empleando este factor, es similar al comportamiento que se observa con el factor de Watson. Sin embargo, la densidad relativa, calculada con el factor de Jacoby, se incrementa más rápidamente a pesos moleculares pequeños y empieza a tener valores estables a pesos moleculares altos. La relación para el factor de Jacoby es:

$$J_a = \frac{\gamma - 0.8468 + (15.8/M)}{0.2456 - (1.77/M)} \quad \dots(3.2.3)$$

o, teniendo la densidad relativa de forma explícita:

$$\gamma = 0.8468 - \frac{15.8}{M} + J_a \left(0.2456 - \frac{1.77}{M} \right) \quad \dots(3.2.4)$$

La ecuación (3.2.4) da predicciones exactas para sistemas de gas y condensado. El intervalo de valores para el factor de Jacoby va de 0 a 1. Un valor de 0 se emplea para crudos parafínicos, y a medida que aumenta la aromaticidad del crudo se incrementa el valor de J_a .

Factor de Aromaticidad de Yarborough.

Yarborough (r) modificó la relación original de Jacoby para representar mejor el contenido nafténico de las fracciones pesadas. No existe alguna relación sencilla que represente el factor de aromaticidad de Yarborough, Y_a ; sin embargo, Whitson (s) ajustó las siete curvas de aromaticidad que originalmente presentó Yarborough. Estas curvas se ajustaron con la siguiente ecuación:

$$\gamma_i = \exp[A_0 + A_1 i^{-1} + A_2 i + A_3 \ln(i)] \quad \dots(3.2.5)$$

donde i = número de carbonos. La tabla 3.2.1 muestra los valores de las constantes de la ecuación (3.2.5), para distintos valores del factor de Yarborough. El rango del factor de Yarborough también está comprendido entre 0 a 1. Un valor de 0 se emplea para crudos parafínicos, y a medida que aumenta la aromaticidad del crudo se incrementa el valor de Y_a .

Tabla 3.2.1 Coeficientes para la correlación del factor de aromaticidad de Yarborough.

Y_a	A_0	A_1	A_2	A_3
0.0	-7.43855×10^{-2}	-1.72341	1.38058×10^{-3}	-3.34169×10^{-2}
0.1	-4.25800×10^{-1}	-7.00017×10^{-1}	-3.30947×10^{-5}	8.65465×10^{-2}
0.2	-4.47553×10^{-1}	-7.65111×10^{-1}	1.77982×10^{-4}	1.07746×10^{-1}
0.3	-4.39105×10^{-1}	-9.44068×10^{-1}	4.93708×10^{-4}	1.19267×10^{-1}
0.4	-2.73719×10^{-1}	-1.39960	3.80564×10^{-3}	5.92005×10^{-2}
0.6	-7.39412×10^{-3}	-1.97063	5.87273×10^{-3}	-1.67141×10^{-2}
0.8	-3.17618×10^{-1}	-7.78432×10^{-1}	2.58616×10^{-3}	1.08382×10^{-1}

3.3 Correlaciones para la caracterización de crudos:

Entre la gran variedad de correlaciones para la caracterización de crudos se tienen las correlaciones de Soreide, Lee-Kesler, Twu, Riazi-Daubert, Cavett, Nokay y Roess.

Las correlaciones de Soreide están basadas en un factor de caracterización Cf, que puede adoptar valores de 0.27 a 0.31, dependiendo de la naturaleza química del crudo. Un valor de 0.27 se emplea para crudos parafínicos, y a medida que aumenta la aromaticidad del crudo se incrementa el valor de Cf.

Correlaciones de Soreide.

Densidad relativa:

Soreide (j) desarrolló una correlación muy exacta para el cálculo de la densidad relativa, que se basa en el análisis de 843 fracciones del experimento TBP (true boiling point) de 68 muestras de la fracción pesada de pozos petroleros. La correlación es:

$$\gamma_i = 0.2855 + C_f (M_i - 66)^{0.13} \quad \dots(3.3.1)$$

donde:

γ_i es la densidad relativa del pseudocomponente de la fracción pesada.

M_i es el peso molecular del pseudocomponente de la fracción pesada.

C_f = factor de caracterización. El rango de este factor va de 0.27 a 0.31.

Temperatura de ebullición:

El punto de ebullición puede ser estimado con el peso molecular y la densidad relativa. Soreide también desarrolló una correlación para la temperatura de ebullición basada en las 68 muestras de la fracción pesada de pozos petroleros:

$$T_b = 1928.3 - (1.695 \times 10^5) M^{-0.03522} \gamma^{3.266} \exp\left[-(4.922 \times 10^{-3}) M - 4.7685 \gamma + (3.462 \times 10^{-3}) M \gamma\right] \quad \dots(3.3.2)$$

donde T_b es la temperatura de ebullición en R.

Es importante señalar que en la ecuación (3.3.2) se puede aplicar cualquier expresión de densidad relativa, como la ecuación (3.2.4) o la relación (3.2.5). Con esto se pueden estudiar las diversas propiedades de las fracciones del petróleo, relacionando los distintos factores de caracterización, no sólo el factor C_f de la ecuación (3.3.1).

Estimación de propiedades críticas.

Las propiedades críticas de cada fracción del petróleo se pueden estimar a partir de la densidad relativa y temperatura de ebullición utilizando alguna de las siguientes correlaciones.

Correlación de Roess (t):

$$T_c = 645.83 + 1.6667[\gamma(T_{bF} + 100)] - (0.7127 \times 10^{-3})[\gamma(T_{bF} + 100)]^2 \quad \dots(3.3.3)$$

donde

T_c es la temperatura crítica en R.

T_{bF} es la temperatura de ebullición en °F.

Correlaciones de Lee-Kesler (k):

$$T_c = 341.7 + 811\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + (0.4669 - 3.2623\gamma) \times 10^5 T_b^{-1} \quad \dots (3.3.4)$$

La siguiente correlación de Lee-Kesler puede usarse para fracciones de petróleo, como las anteriores:

$$\begin{aligned} \ln p_c = & 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma} - \left[\left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma} + \frac{0.11857}{\gamma^2} \right) \times 10^{-3} \right] T_b \\ & + \left[\left(1.4685 + \frac{3.648}{\gamma} + \frac{0.47227}{\gamma^2} \right) \times 10^{-7} \right] T_b^2 - \left[\left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma^2} \right) \times 10^{-10} \right] T_b^3 \end{aligned} \quad \dots(3.3.5)$$

donde p_c es la presión crítica, en psia.

Correlaciones de Cavett (u):

$$\begin{aligned}
T_c &= 768.07121 + 1.7133693T_{bF} - (0.10834003 \times 10^{-2})T_{bF}^2 \\
&- (0.89212579 \times 10^{-2})\gamma_{API}T_{bF} + (0.38890584 \times 10^{-6})T_{bF}^3 \quad \dots(3.3.6) \\
&+ (0.5309492 \times 10^{-5})\gamma_{API}T_{bF}^2 + (0.327116 \times 10^{-7})\gamma_{API}^2T_{bF}^2
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\log p_c &= 2.8290406 + (0.94120109 \times 10^{-3})T_{bF} - (0.30474749 \times 10^{-5})T_{bF}^2 \\
&- (0.2087611 \times 10^{-4})\gamma_{API}T_{bF} + (0.15184103 \times 10^{-8})T_{bF}^3 + (0.11047899 \times 10^{-7})\gamma_{API}T_{bF}^2 \quad \dots(3.3.7) \\
&- (0.48271599 \times 10^{-7})\gamma_{API}^2T_{bF} + (0.13949619 \times 10^{-9})\gamma_{API}^2T_{bF}^2
\end{aligned}$$

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad \dots(3.3.8)$$

Correlaciones de Riazi-Daubert (q):

$$T_c = 24.27871T_b^{0.58848}\gamma^{0.3596} \quad \dots(3.3.9)$$

$$p_c = (3.12281 \times 10^9)T_b^{-2.3125}\gamma^{2.3201} \quad \dots(3.3.10)$$

Correlación de Nokay (v):

$$T_c = 19.078T_b^{0.62164}\gamma^{0.2985} \quad \dots(3.3.11)$$

Correlaciones de Twu:

Las correlaciones de Twu (I) para el cálculo de la presión y temperatura críticas se basan en modelos de perturbación, y toman como referencia las propiedades críticas de los alcanos no ramificados.

Para parafinas (alcanos no ramificados):

$$T_{cP} = T_b \left[0.5332727 + (0.191017 \times 10^{-3}) T_b + (0.779681 \times 10^{-7}) T_b^2 - (0.284376 \times 10^{-10}) T_b^3 + \frac{(95.9468)}{(0.01 T_b)^{13}} \right]^{-1} \quad \dots(3.3.12)$$

$$P_{cP} = (3.83354 + 1.19629a^{0.5} + 34.8888a + 36.1952a^2 + 104.193a^4)^2 \quad \dots(3.3.13)$$

$$V_{cP} = \left[1 - (0.419869 - 0.505839a - 1.56436a^3 - 9481.7a^{14}) \right]^{-8} \quad \dots(3.3.14)$$

$$\gamma_P = 0.843593 - 0.128624a - 3.36159a^3 - 13749.5a^{12} \quad \dots(3.3.15)$$

$$a = 1 - \frac{T_b}{T_{cP}} \quad \dots(3.3.16)$$

donde

T_{cP} es la temperatura crítica de la parafina en R.

P_{cP} es la presión crítica de la parafina en psia.

V_{cP} es el volumen crítico de la parafina, en ft³/lbm mol.

Las siguientes correlaciones de Twu, calculan las propiedades críticas de las fracciones de petróleo, tomando como referencia las propiedades de las parafinas:

Temperatura crítica:

$$T_c = T_{cP} \left(\frac{1 + 2f_T}{1 - 2f_T} \right)^2 \quad \dots(3.3.17)$$

$$f_T = \Delta\gamma_T \left[\frac{-0.362456}{T_b^{0.5}} + \left(0.0398285 - \frac{0.948125}{T_b^{0.5}} \right) \Delta\gamma_T \right] \quad \dots(3.3.18)$$

$$\Delta\gamma_T = \exp[5(\gamma_P - \gamma)] - 1 \quad \dots(3.3.19)$$

Volumen crítico:

$$v_c = v_{cP} \left(\frac{1 + 2f_v}{1 - 2f_v} \right)^2 \quad \dots(3.3.20)$$

$$f_v = \Delta\gamma_v \left[\frac{0.46659}{T_b^{0.5}} + \left(-0.182421 + \frac{3.01721}{T_b^{0.5}} \right) \Delta\gamma_v \right] \quad \dots(3.3.21)$$

$$\Delta\gamma_v = \exp[4(\gamma_p^2 - \gamma^2)] - 1 \quad \dots(3.3.22)$$

Presión crítica:

$$p_c = p_{cP} \left(\frac{T_c}{T_{cP}} \right) \left(\frac{V_{cP}}{V_c} \right) \left(\frac{1 + 2f_p}{1 - 2f_p} \right)^2 \quad \dots(3.3.23)$$

$$f_p = \Delta\gamma_p \left[\left(2.53262 - \frac{46.1955}{T_b^{0.5}} - 0.00127885T_b \right) + \left(-11.4277 + \frac{252.14}{T_b^{0.5}} + 0.002305353T_b \right) \Delta\gamma_p \right] \quad \dots(3.3.24)$$

$$\Delta\gamma_p = \exp[0.5(\gamma_p - \gamma)] - 1 \quad \dots(3.3.25)$$

Capítulo 4. Experimentos PVT convencionales.

4.1 Expansión a Composición Constante (CCE):

Para una muestra de petróleo, el experimento CCE se usa para determinar la presión de burbuja, la densidad del aceite a condiciones por debajo de la saturación del sistema, la compresibilidad isotérmica, y el comportamiento volumétrico de dos fases a presiones por abajo del punto de burbuja.

La figura 4.1.1 ilustra el procedimiento del experimento CCE. Una celda sellada se llena con una cantidad conocida de fluido de yacimiento. El experimento se realiza a una temperatura constante e igual a la temperatura del yacimiento. La muestra inicialmente se lleva a condiciones arriba de la presión de yacimiento, asegurando así que el fluido se encuentre en una sola fase. Al disminuir la presión, el volumen del aceite se expande y se reporta.

El fluido se agita a cada presión rotando la celda. Lo anterior evita el fenómeno de supersaturación, o equilibrio metaestable, en donde una mezcla permanece en una sola fase aunque debiera existir en dos fases. Algunas veces la supersaturación ocurre de 50 a 100 psi por debajo de la presión de burbuja. Al agitar la mezcla en cada nueva presión, la condición de supersaturación se evita, permitiendo una determinación más exacta del punto de burbuja.

Abajo del punto de burbuja, el volumen medido incrementará más rápidamente porque se desprende gas del aceite, dando como resultado un sistema con compresibilidad más alta. El volumen, V_t , se reporta después de que la mezcla de dos fases llega al equilibrio. La presión se baja en intervalos de 5 a 200 psi. Cuando se alcanza la presión más baja, el volumen total es de tres a cinco veces más grande que el volumen original del punto de burbuja. Los volúmenes reportados se grafican contra la presión, y la curva resultante debe ser similar a la que se muestra en la Figura 4.1.2.

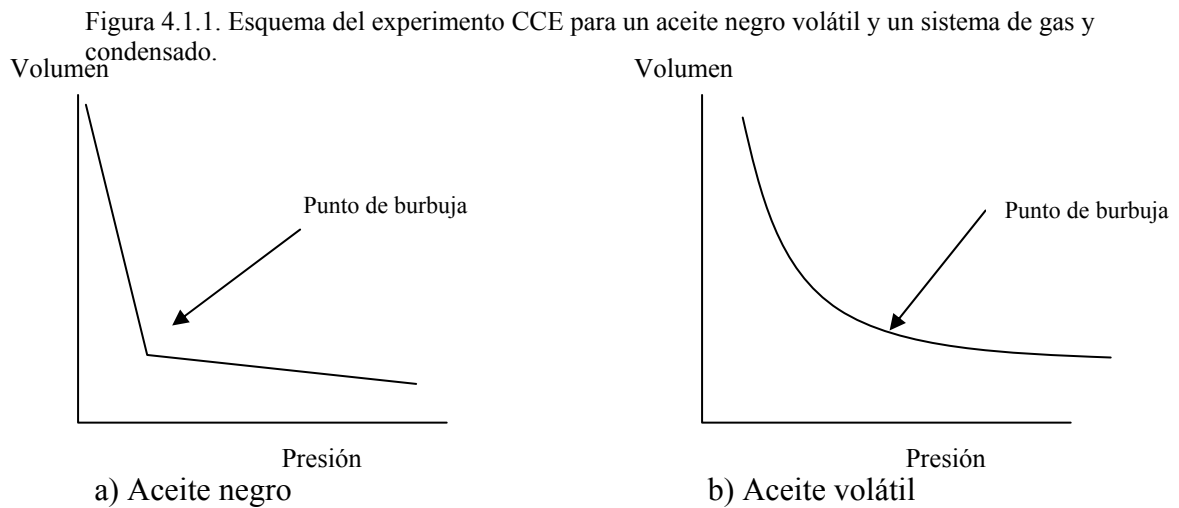
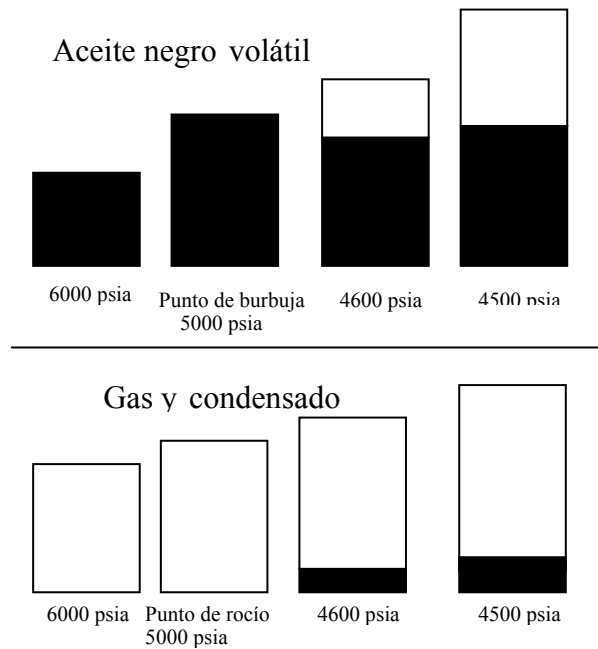


Figura 4.1.2. Curvas de volumen contra presión del experimento CCE para un aceite negro y un aceite volátil.

Para un aceite negro (lejos de su punto crítico), la discontinuidad en volumen en el punto de burbuja es acentuado y la presión de burbuja y el volumen son fáciles de leer. Los aceites volátiles no exhiben esa misma discontinuidad en el comportamiento volumétrico en la presión de burbuja, sino que la curva P-V es prácticamente continua en la región del punto de burbuja porque la compresibilidad del aceite no saturado es similar a la compresibilidad efectiva de dos fases.

Los volúmenes totales se reportan referidos al volumen del punto de burbuja:

$$V_r = \frac{V_t}{V_{ob}} \quad \dots(4.1.1)$$

donde

V_r es el volumen relativo

V_t es el volumen total

V_{ob} es el volumen a punto de burbuja

La compresibilidad isotérmica se calcula de la siguiente manera:

$$c = \frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T \quad \dots(4.1.2)$$

Los volúmenes totales por abajo del punto de burbuja se pueden correlacionar con la función Y , que se define como:

$$Y = \frac{P_b - P}{P(V_r - 1)} \quad \dots(4.1.3)$$

donde P_b es la presión de saturación y P es la presión a lo largo del experimento.

Una gráfica de Y en función de la presión debe tener una tendencia lineal.

Datos del CCE para sistemas de gas y condensado usualmente incluyen el volumen relativo total V_r , definido como el volumen del gas mas el volumen de la mezcla de crudo divididos entre el volumen del punto de rocío.

4.2 Expansión por Liberación Diferencial (DLE):

En la figura 4.2.1 se muestra el procedimiento del experimento DLE. Una celda sellada se llena con una muestra de crudo, asegurándose de que se encuentre en una sola fase y a temperatura constante de yacimiento. La presión se disminuye hasta que el fluido alcanza

su punto de burbuja, en ese momento se debe medir el volumen del aceite V_{ob} . La masa inicial de la muestra se conoce, por lo que la densidad en el punto de burbuja, ρ_{ob} , se puede calcular.

La presión se sigue disminuyendo por abajo del punto de burbuja, y la celda es agitada hasta que se alcanza el equilibrio. Todo el gas es removido a presión constante. Luego, el volumen, ΔV_g ; moles, Δn_g ; y la densidad relativa, γ_g , del gas removido son medidos. El volumen del aceite remanente en la celda, V_o , también se reporta. Este procedimiento se repite de 10 a 15 veces hasta llegar a presión atmosférica. El volumen del aceite residual, $V_{\hat{o}r}$, y densidad relativa, $\gamma_{\hat{o}r}$, se miden a 60 °F.

Se calculan otras propiedades en base a las mediciones obtenidas (ΔV_g , V_o , Δn_g , γ_g , $V_{\hat{o}r}$ y $\gamma_{\hat{o}r}$), incluyendo la relación gas/aceite GOR, R_{sd} ; el factor de formación de volumen FVF, B_{od} ; y la densidad del aceite, ρ_o .

Para una etapa k , estas propiedades se pueden determinar con:

$$(R_{sd})_k = \frac{\sum_{j=1}^k 379(\Delta n_g)_j}{V_{\hat{o}r}} \quad \dots(4.2.1)$$

$$(B_{od})_k = \frac{(V_o)_k}{V_{\hat{o}r}} \quad \dots(4.2.2)$$

$$(\rho_o)_k = \frac{V_{\hat{o}r}(62.4\gamma_{\hat{o}r}) + \sum_{j=1}^k (28.97/5.615)(\Delta n_g)_j (\gamma_g)_j}{(V_o)_k} \quad \dots(4.2.3)$$

$V_{\hat{o}r}$ y V_o en barriles, R_{sd} en ft³ estándar/barril, B_{od} en barril/barril, ΔV_g en ft³, P en psia, Δn_g en lbmol, ρ_o en lbm/ft³, y T en °R. El índice $j = 1$ indica la etapa final del DLE a presión atmosférica.

Lo anterior también se puede calcular en base al aceite en el tanque de depósito “*stock tank oil*”.

Para cálculos ingenieriles, los factores R_s y B_o se usan para relacionar volúmenes de aceite de yacimiento, V_o , para producir volúmenes V_g y V_o .

V_g es el gas superficial disuelto en el aceite del yacimiento.

V_o es volumen del aceite de yacimiento contenido en el *stock tank oil*.

$$R_s = \frac{V_g}{V_o} \quad \dots(4.2.4)$$

$$B_o = \frac{V_o}{V_o} \quad \dots(4.2.5)$$

Las propiedades diferenciales R_{sd} y B_{od} están referidas al volumen del aceite residual:

$$R_{sd} = \frac{V_g}{V_{or}} \quad \dots(4.2.6)$$

$$B_{od} = \frac{V_o}{V_{or}} \quad \dots(4.2.7)$$

Las ecuaciones que comúnmente se emplean para el cambio con base en el *stock tank* son:

$$R_s = R_{sb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \left(\frac{B_{ob}}{B_{odb}} \right) \quad \dots(4.2.8)$$

$$B_o = B_{od} \left(\frac{B_{ob}}{B_{odb}} \right) \quad \dots(4.2.9)$$

donde:

B_{ob} es el factor de formación de volumen (FVF) a punto de burbuja

R_{sb} es la relación gas/aceite (GOR) a punto de burbuja

R_{sdb} es la relación diferencia gas/aceite (GOR) a punto de burbuja

B_{odb} es el factor diferencial de formación de volumen (FVF) a punto de burbuja.

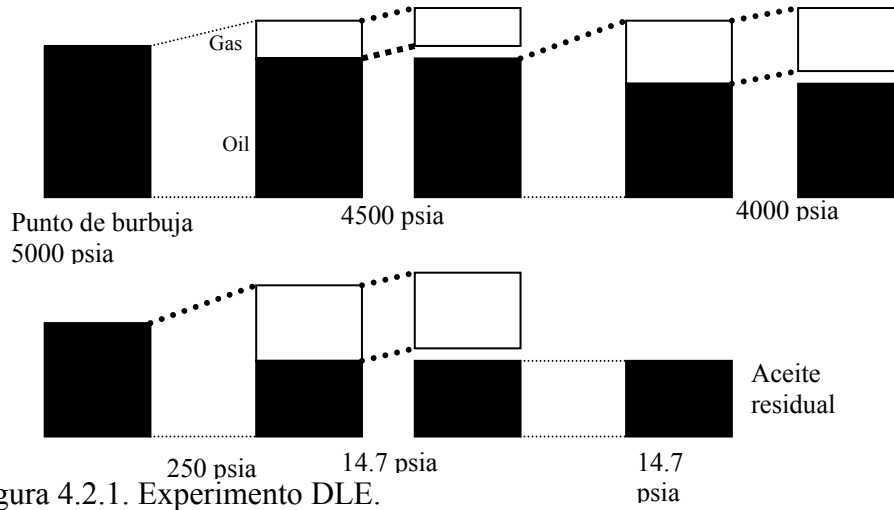


Figura 4.2.1. Experimento DLE.

4.3 Prueba del separador multietapa.

Generalmente se emplean dos o tres etapas de separación en éste experimento. La última etapa debe encontrarse a presión atmosférica y a temperatura ambiente (de 60 a 80 °F). Este experimento se puede emplear para aceite o gas y condensado.

La figura 4.3.1 ilustra de forma esquemática cómo se realiza éste experimento. Inicialmente, la muestra del yacimiento se encuentra en las condiciones de saturación y el volumen de la muestra se mide (V_{ob} ó V_{gd}). La muestra se lleva a la presión y temperatura de la primera etapa del separador. Todo el gas se remueve, y el volumen del aceite en la etapa del separador, V_{osp} , se reporta junto con el volumen del gas removido, ΔV_g . También se registran el número de moles n_g y la densidad relativa de este gas desplazado, γ_g . Si se requiere, las muestras de gas se pueden analizar cromatográficamente para tener la composición molar.

El aceite remanente, que resulta de haber removido el gas, se lleva a las condiciones de la siguiente etapa de separación. El gas se remueve nuevamente, y se calculan el número de moles n_g y la densidad relativa γ_g del gas desplazado. El volumen del aceite se reporta, y

este procedimiento se repite hasta llegar a las condiciones del depósito de aceite o “*stock tank oil*”. El volumen final del aceite, V_o^- , y la densidad relativa, γ_o^- , se miden a 60 °F.

Con la información anterior se puede calcular lo siguiente:

$$\Delta R_{sp} = \frac{\Delta V_g^-}{V_{osp}} \quad \dots(4.3.1)$$

$$\Delta R_s = \frac{\Delta V_g^-}{V_o^-} \quad \dots(4.3.2)$$

La relación gas/aceite (GOR) total se calcula sumando las relación gas/aceite de cada separador:

$$R_s = \sum_{k=1}^{N_{sp}} (\Delta R_s)_k \quad \dots(4.3.3)$$

El factor de formación de volumen (FVF) de cada etapa, B_{osp} , se reporta como la relación entre el volumen del aceite en la etapa y el volumen del aceite en el “*stock tank oil*”

$$B_{osp} = \frac{V_{osp}}{V_o^-} \quad \dots(4.3.4)$$

La relación gas/aceite en una etapa del separador y la relación gas/aceite en el depósito de aceite (*stock tank oil* ó etapa final) se pueden correlacionar de la siguiente manera:

$$\Delta R_{sp} = \frac{\Delta R_s}{B_{osp}} \quad \dots(4.3.5)$$

Debido a que $B_{osp} > 1$, $R_{sp} < R_s$.

El factor d formación de volumen (FVF) en el punto de burbuja, B_{ob} , es la relación entre el volumen del aceite en el punto de burbuja y el volumen del aceite en el “*stock tank oil*”.

$$B_{ob} = \frac{V_{ob}}{V_o} \quad \dots(4.3.6)$$

La densidad relativa promedio del gas, $\bar{\gamma}_g$, se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{\gamma}_g = \frac{\sum_{k=1}^{N_{sp}} (\gamma_{\bar{g}})_k (\Delta R_s)_k}{\sum_{k=1}^{N_{sp}} (\Delta R_s)_k} \quad \dots(4.3.7)$$

donde $(\gamma_{\bar{g}})_k$ es la densidad relativa en la etapa k . Esta relación se basa en la ley de gases ideales a condiciones estándar, donde las moles de gas son directamente proporcionales al volumen estándar de gas.

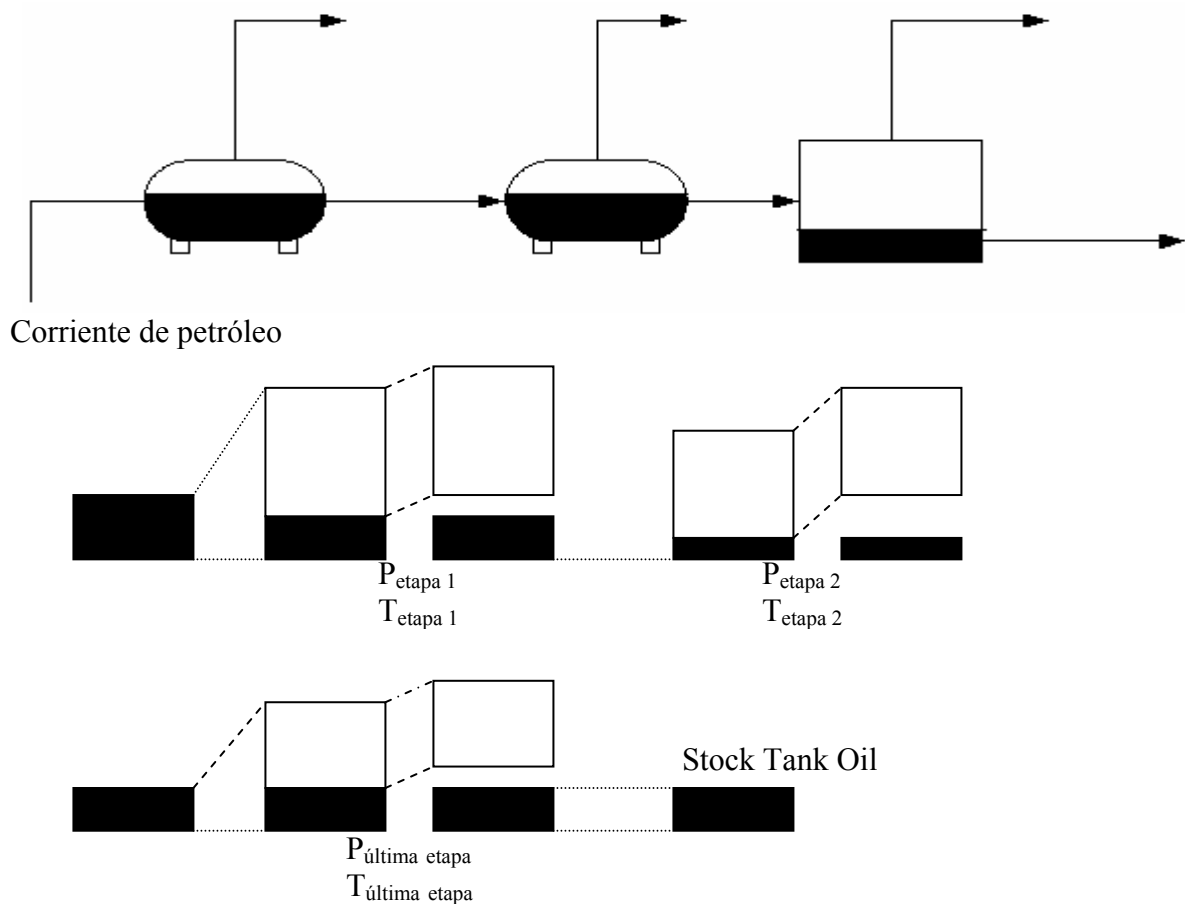


Figura 4.3.1. Esquema del experimento del Separador multietapa.

4.4 Agotamiento a volumen constante (CVD).

El experimento CVD ofrece información del comportamiento volumétrico y composición de un sistema de gas y condensado, así como de un aceite volátil. La figura 4.4.1 ilustra el procedimiento para realizar éste experimento.

Inicialmente, la presión de rocío, P_d , o la presión de burbuja, P_b , de la muestra de yacimiento se establece visualmente, y se registra el volumen de la muestra contenida en la celda, V_{cell} , a esta condición de saturación. La presión se reduce de 300 a 800 psi y usualmente en cantidades más pequeñas (de 50 a 250 psi) debajo de la presión de saturación en sistemas más volátiles. La celda se agita hasta que se alcanza el equilibrio, y los volúmenes V_o y V_g son medidos. A presión constante, una cantidad de gas suficiente, ΔV_g , se remueve para regresar el volumen de la muestra al volumen original en el punto de saturación.

En el laboratorio, el gas removido se lleva a condiciones atmosféricas, donde la cantidad de gas y condensado en la superficie se mide. Las composiciones superficiales y_g y x_o de los volúmenes superficiales obtenidos del gas extraído se miden, así como los volúmenes ΔV_o y ΔV_g , las densidades ρ_o y ρ_g y el peso molecular del aceite M_o . De éstas cantidades, se pueden calcular las moles de gas removidas, Δn_g .

$$\Delta n_g = \frac{\Delta V_o \rho_o}{M_o} + \frac{\Delta V_g}{379} \quad \dots(4.4.1)$$

Esta información se reporta como gas removido acumulado, n_p , referido al número de moles iniciales n .

$$\left(\frac{n_p}{n} \right)_k = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^k (\Delta n_g)_j \quad \dots(4.4.2)$$

$j = 1$ corresponde a la presión de saturación y $(\Delta n_g)_1 = 0$. La cantidad inicial (en moles) de fluido saturado se conoce cuando se llena la celda con muestra. La cantidad n_p / n usualmente se reporta como gas húmedo acumulado, en unidades de MMscf/MMscf (MMscf = millones de pies cúbicos estándar), que es equivalente a mol/mol.

Sabiendo la cantidad removida de moles acumuladas y su volumen en fase gaseosa a la presión en la que el gas es retirado, se puede calcular el factor de compresibilidad del gas:

$$Z = \frac{P \Delta V_g}{\Delta n_g RT} \quad \dots(4.4.3)$$

También se reporta un factor Z de “dos fases”. Este valor se calcula asumiendo que el gas y condensado del yacimiento se agota de acuerdo al balance de materia para el gas seco, y tomando en cuenta que la condición inicial del yacimiento es la del punto de rocío.

$$\frac{P}{Z_2} = \left(\frac{P_d}{Z_d} \right) \left(1 - \frac{G_{pw}}{G_w} \right) \quad \dots(4.4.4)$$

donde G_{pw} = gas húmedo acumulado y producido y G_w = gas húmedo inicial. En la ecuación (4.4.4) el término G_{pw} / G_w es igual a la expresión n_p / n que se reporta en un informe CVD. Por lo anterior, la ecuación (4.4.4) se transforma en:

$$Z_2 = \frac{P}{(P_d / Z_d) [1 - (n_p / n)]} \quad \dots(4.4.5)$$

donde: P = presión, Z_2 = factor Z de “dos fases”, P_d = presión de rocío y Z_d = factor de compresibilidad en el punto de rocío.

La cantidad teórica de líquido, L_i , que se produce que en cada disminución de presión se calcula de la siguiente manera:

$$L_i = 19.73 y_i \left(\frac{M_i}{\rho_i} \right) \quad \dots(4.4.6)$$

donde y_i = fracción mol de la especie i en el gas resultante de la expansión, M_i = peso molecular de la especie i y ρ_i = densidad de la especie i en el gas originado de la disminución de la presión.

Los valores de L_i también se reportan para fracciones desde C_{3+} hasta C_{5+} . Por ejemplo, la cantidad de líquido producido en una disminución de presión en la etapa k , para la fracción C_{5+} es:

$$(L_{C_{5+}})_k = \sum_{j=C_5}^{C_{7+}} (L_j)_k = 19.73 \sum_{j=C_5}^{C_{7+}} (y_j)_k \left(\frac{M_j}{\rho_j} \right) \quad \dots(4.4.7)$$

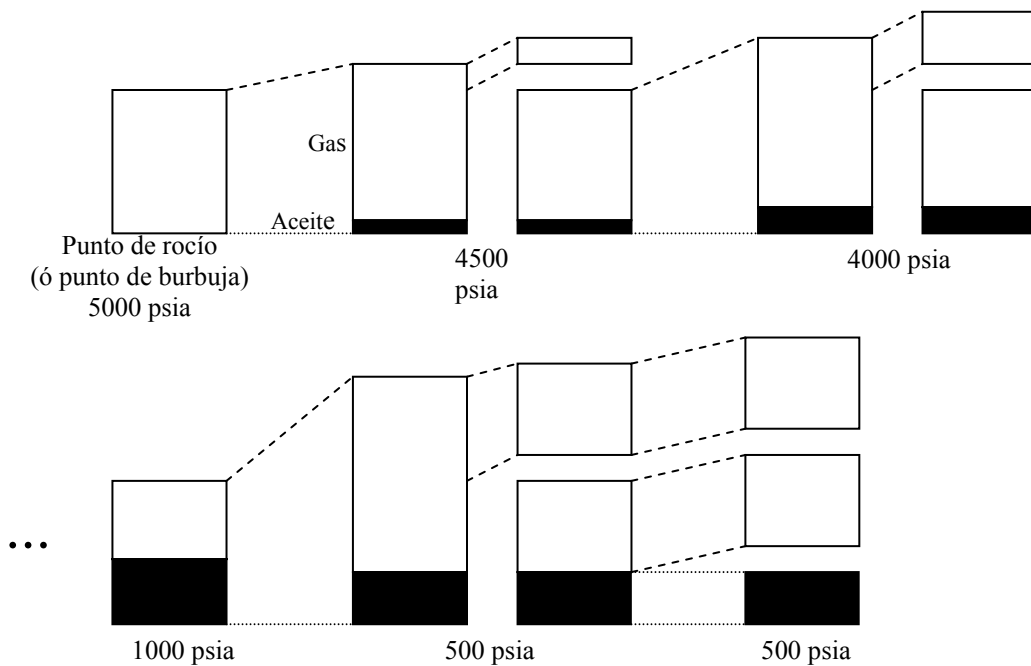


Figura 4.4.1. Esquema del experimento CVD.

Capítulo 5. Resultados y discusión.

5.1 Análisis de la base de datos y análisis de las correlaciones de caracterización.

Aquí se presentan los resultados de la exploración de la base de datos DIPPR de los puntos críticos, temperaturas de ebullición y densidades. En cuanto a las correlaciones de caracterización (ecuaciones 3.2.4, 3.2.5 y de la ecuación 3.3.1 a la ecuación 3.3.25), en éste apartado sólo se presentan los resultados que arrojan las correlaciones de caracterización con el factor C_f de las ecuaciones de Soreide. Los resultados que proporcionan los otros factores de caracterización (Yargorough y Jacoby) se encuentran en el ANEXO A. La razón por la cual sólo se presentan estos resultados es que el resto de los factores de caracterización muestran resultados semejantes.

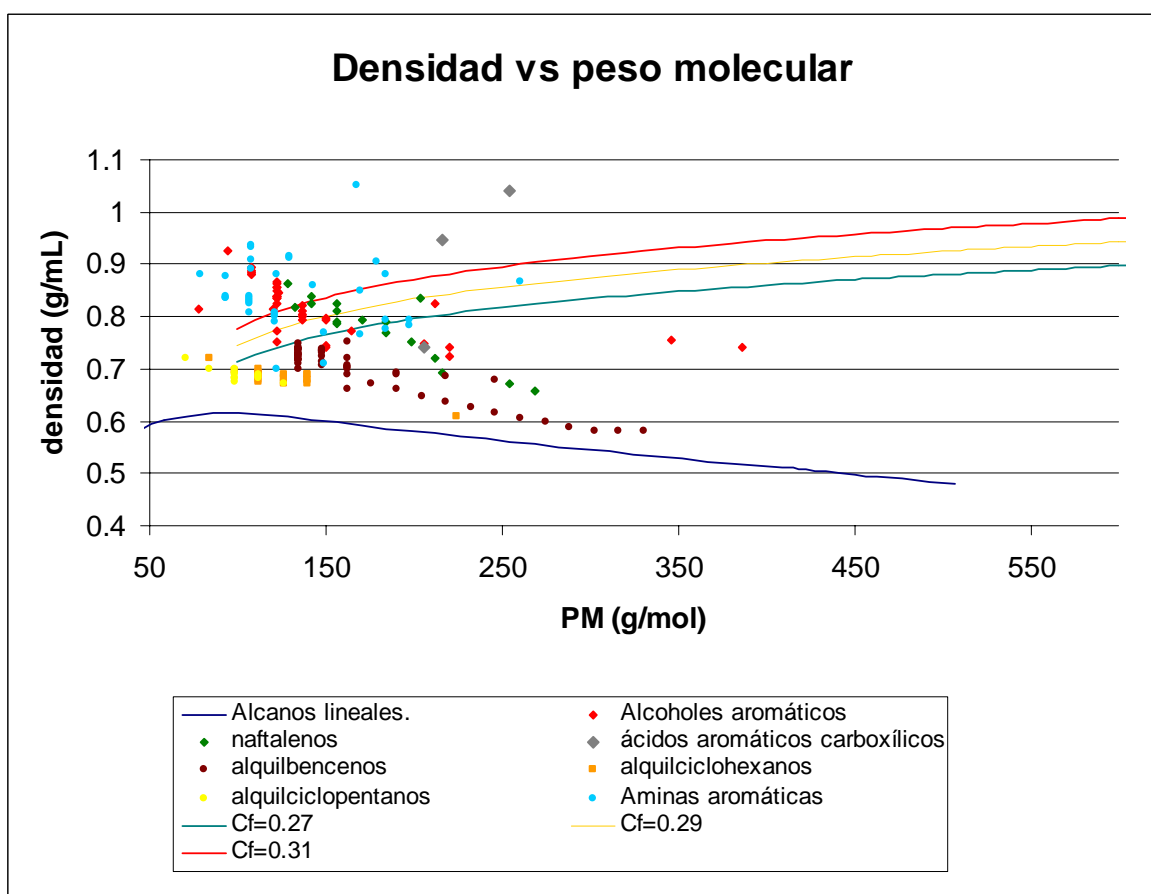


Figura 5.1.1. Densidades experimentales y calculadas de diferentes compuestos orgánicos

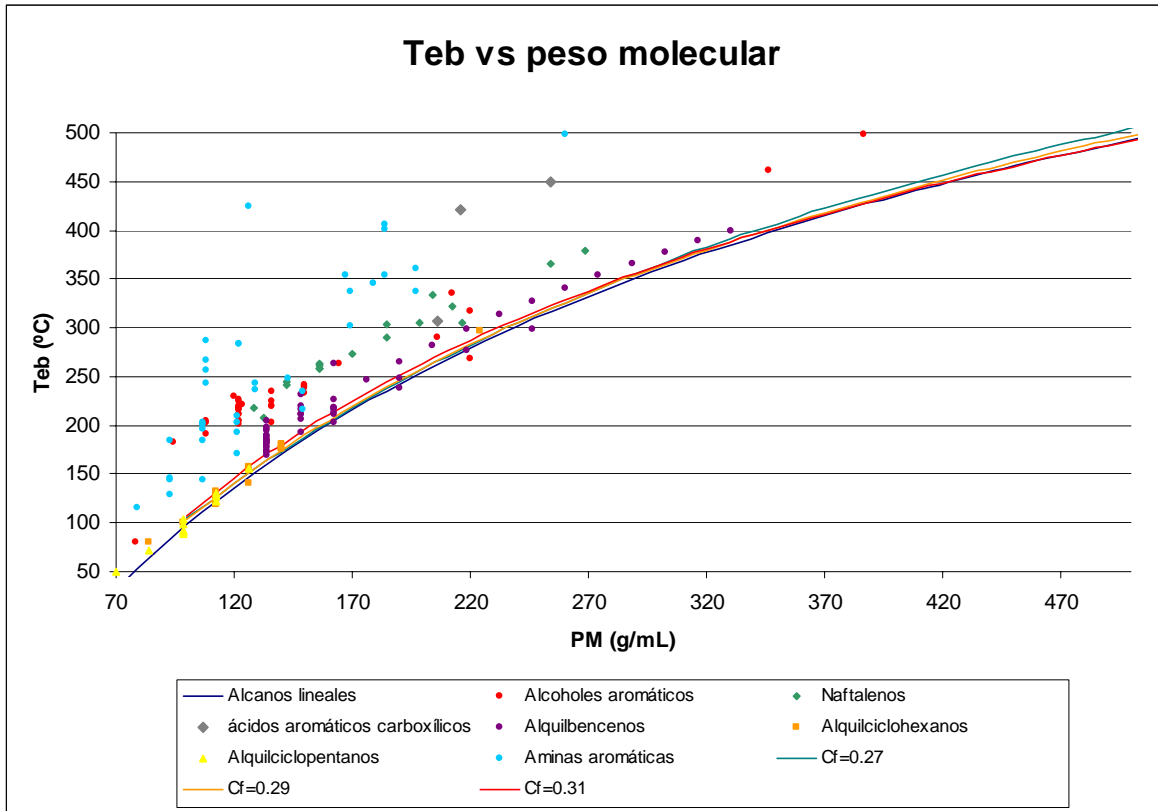


Figura 5.1.2. Temperaturas de ebullición experimentales y calculadas, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos.

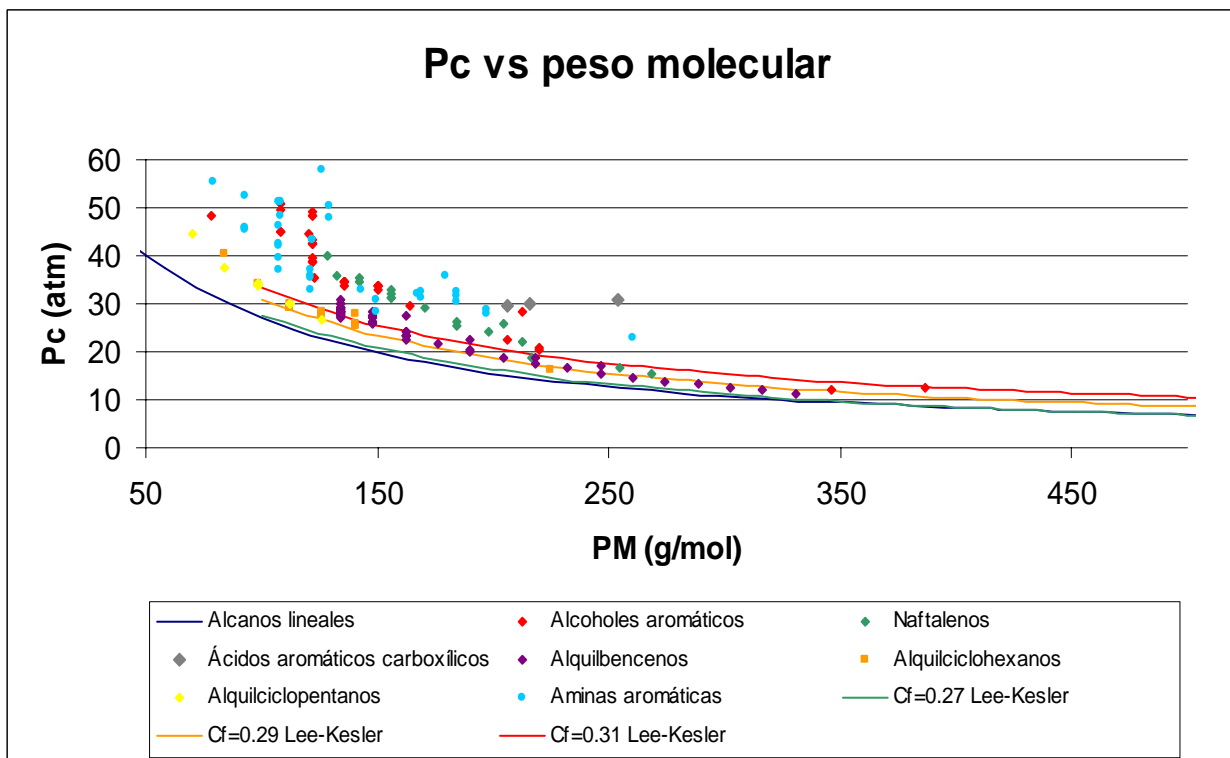


Figura 5.1.3. Presiones críticas experimentales y calculadas, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos.

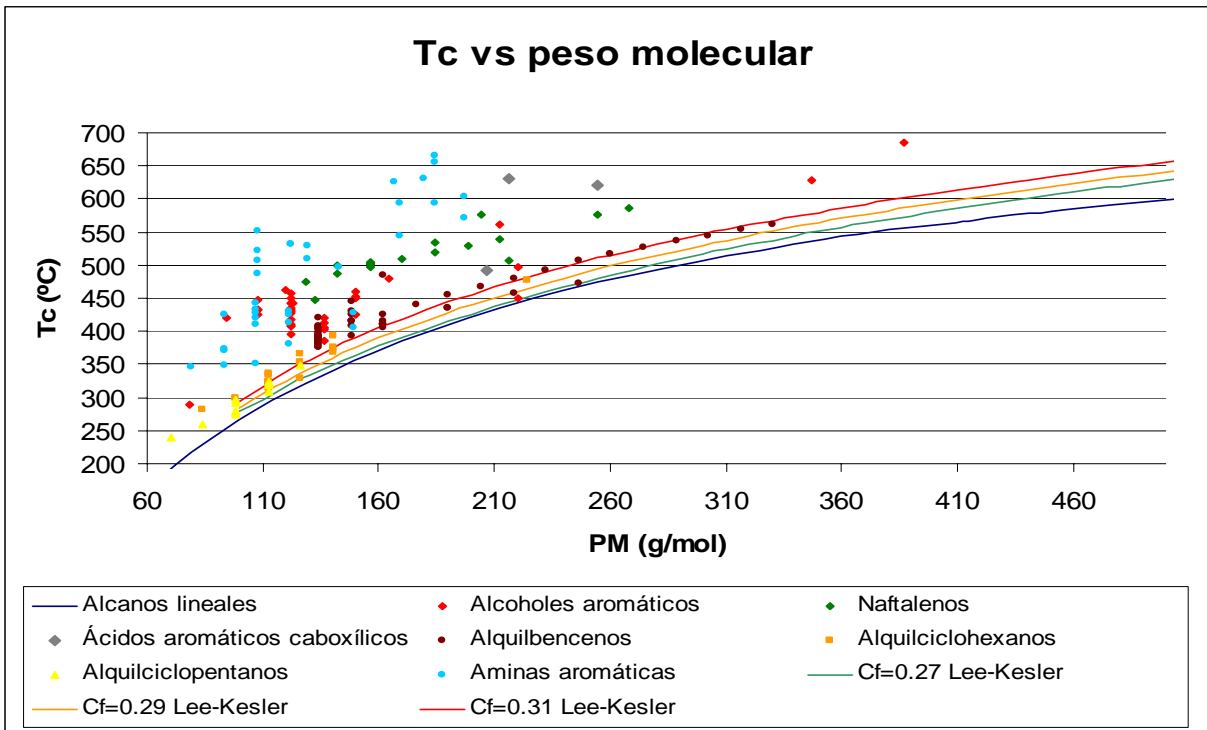


Figura 5.1.4. Temperaturas críticas experimentales y calculadas, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos.

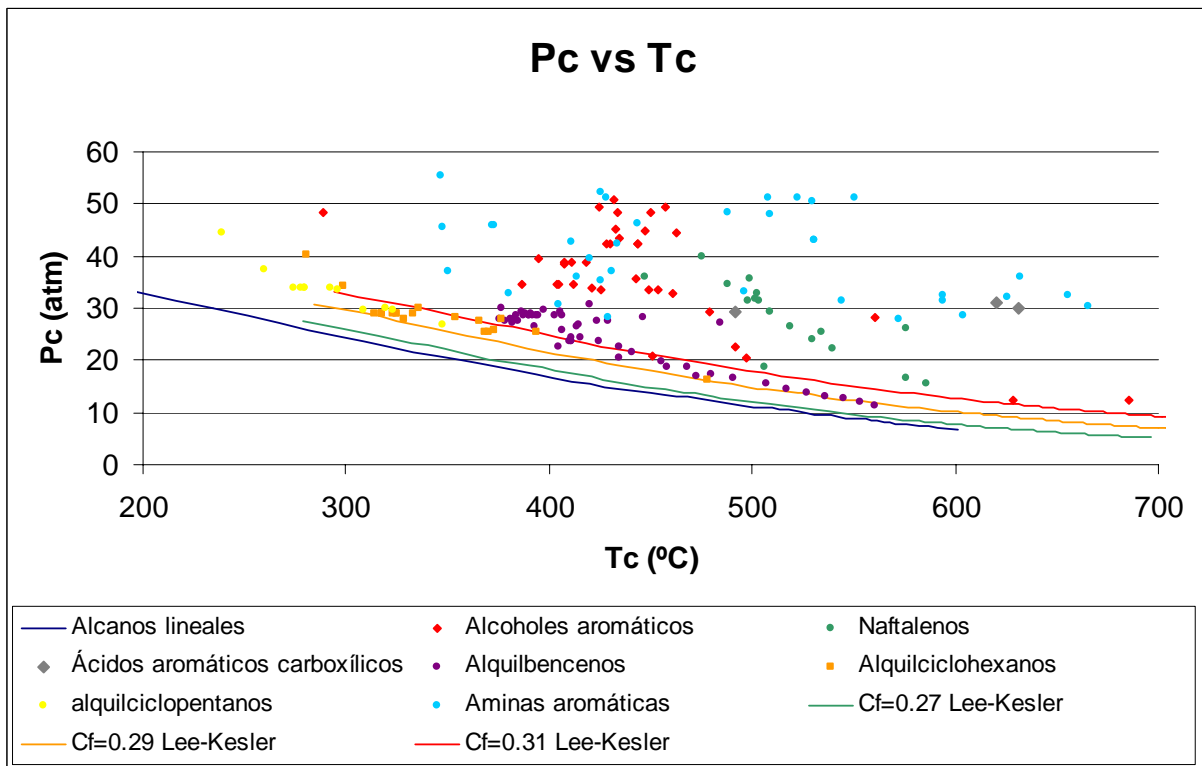


Figura 5.1.5. Presiones críticas experimentales y calculadas, en función de la temperatura crítica, de diferentes compuestos orgánicos.

Las cinco gráficas anteriores muestran propiedades experimentales y calculadas de diferentes tipos de compuestos orgánicos. Como se indica en cada una de las gráficas, los valores estimados se calcularon con las ecuaciones de Lee-Kesler, y se muestran los factores de caracterización, C_f , utilizados. Para ver el resto de las gráficas con las curvas generadas con las ecuaciones Twu, Riazi-Daubert, Cavett, Nokay y Roess, con los otros factores de caracterización, consulte el ANEXO A.

Los resultados indican que el factor de caracterización C_f sí es un factor que describe la naturaleza química de un crudo. Esto se concluye, porque en cualquiera de las cinco gráficas anteriores las curvas de las distintas propiedades se orientan a regiones particulares (regiones aromáticas, polares) de cada gráfica para un valor dado de C_f . Se puede apreciar que para un valor de $C_f = 0.27$ se tiene un crudo parafínico, y que este valor aumenta a medida que la aromaticidad del crudo crece. Este comportamiento se ve claramente en las figuras 5.1.1, 5.1.3, 5.1.4 y 5.1.5.

Esto mismo ocurre empleando los factores de aromaticidad de Yarborough y Jacoby (ver gráficas correspondientes en el ANEXO A). Estos dos factores tienen un rango que va desde 0 hasta 1. Para un valor de 0 se tiene un crudo parafínico, y este valor se incrementa a medida que la aromaticidad del crudo se acentúa. La única diferencia entre estos factores de aromaticidad y el factor de caracterización C_f es que los factores de Yarborough y Jacoby generan una familia de curvas, de cada propiedad, que es menos estrecha que el conjunto de curvas que origina el factor de caracterización C_f .

En la figura 5.1.2 se aprecia que las curvas de temperatura de ebullición no presentan una orientación esperada al variar el valor de caracterización C_f ; es decir, la temperatura de ebullición no aumenta de forma regular a medida que el factor C_f se incrementa. Para pesos moleculares pequeños el factor de caracterización C_f tiene un efecto minúsculo en la orientación de las curvas, ya que prácticamente se tienen valores muy semejantes al variar del valor de C_f . En contraste, para pesos moleculares grandes éste factor tiene un efecto más acentuado, pero la orientación de las curvas resultantes se invierte, la temperatura de ebullición aumenta a medida que el valor C_f disminuye.

A pesar de esto, la correlación de Soreide para el cálculo de la temperatura de ebullición no puede ser descartada, ya que los valores que se obtuvieron de ésta ecuación sirvieron para estimar las propiedades críticas, que tienen una orientación muy aceptable con respecto a lo que se esperaba.

También se presentan peculiaridades en las curvas de temperatura de ebullición que generan los factores de aromaticidad de Yarborough y Jacoby (ver las figuras A.18. y A.34. del ANEXO A). En éstas gráficas se puede apreciar que a pesos moleculares pequeños la tendencia que presenta la temperatura de ebullición es aceptable, ya que a medida que aumentan estos factores de aromaticidad, también incrementa la temperatura de ebullición. Esto se acentúa más en las curvas que genera el factor de aromaticidad de Jacoby.

A pesos moleculares elevados, las curvas generadas por estos dos factores de aromaticidad tienen una tendencia invertida; es decir, la temperatura de ebullición aumenta a medida que estos factores de aromaticidad disminuyen. Ésta tendencia se nota más en las curvas que genera el factor de aromaticidad de Yarborough.

La mayoría de las gráficas de propiedades críticas generadas por las correlaciones de caracterización (ver ANEXO A), tienen como peculiaridad el hecho de que la familia de curvas, para un factor de caracterización dado, presentan convergencia a pesos moleculares elevados. El ejemplo más extremo de esto se percibe en la figura A.31. del ANEXO A, donde las curvas generadas con las correlaciones de Cavett y el factor J_a , se cruzan a pesos moleculares elevados.

5.2 Análisis de las funciones α para predecir presiones de vapor.

Se ajustó la función α (ecuación 2.1.28) de la ecuación cúbica de estado de Peng-Robinson, para que ésta predijera la presión de vapor de los hidrocarburos y otros compuestos orgánicos registrados en la base de datos DIPPR. Los resultados se contrastaron con las

funciones de alfa de Peng-Robinson (ecuación 2.1.31), Gasem (ecuación 2.1.36) y Twu (ecuación 2.1.37). Aquí se muestran los gráficos más representativos, pero para ver todas las gráficas de las sustancias estudiadas, consulte el ANEXO B.

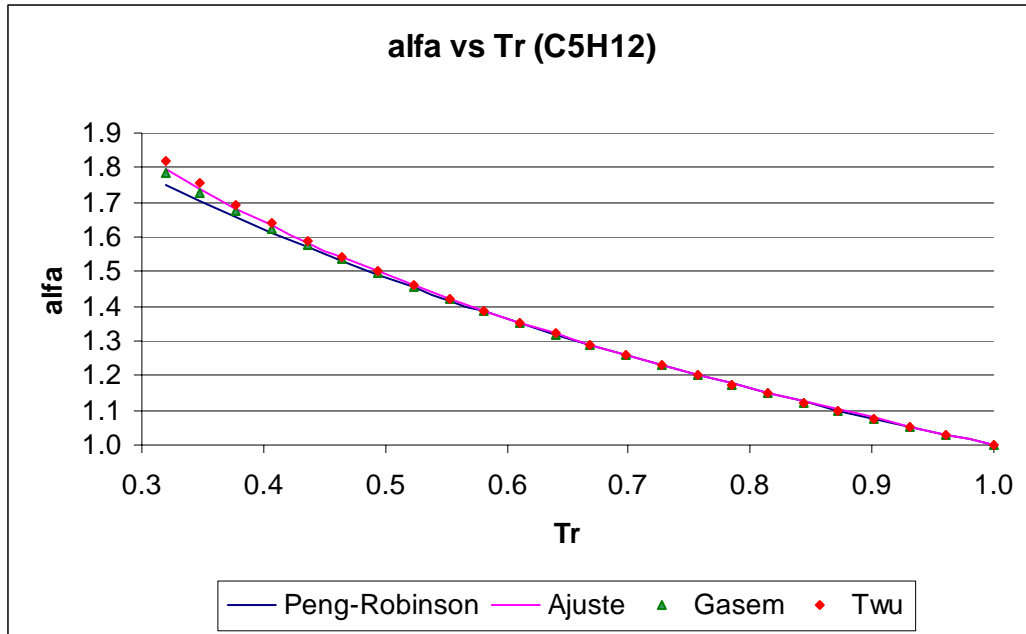


Figura 5.2.1. Alfa en función de temperatura reducida, para n-pentano.

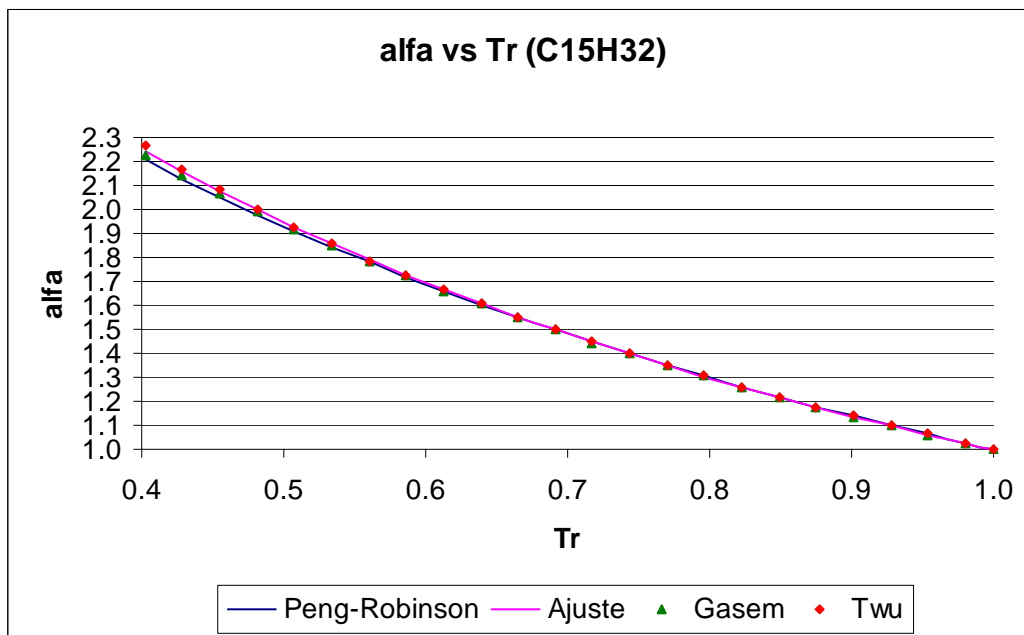


Figura 5.2.2. Alfa en función de temperatura reducida, para el pentadecano.

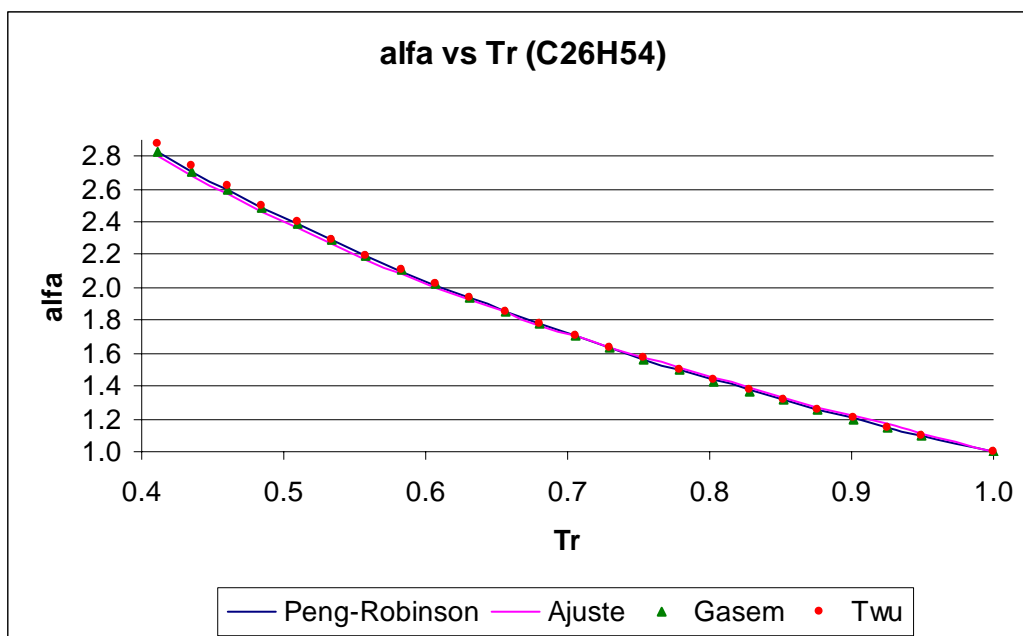


Figura 5.2.3. Alfa en función de temperatura reducida, para el hexacosano.

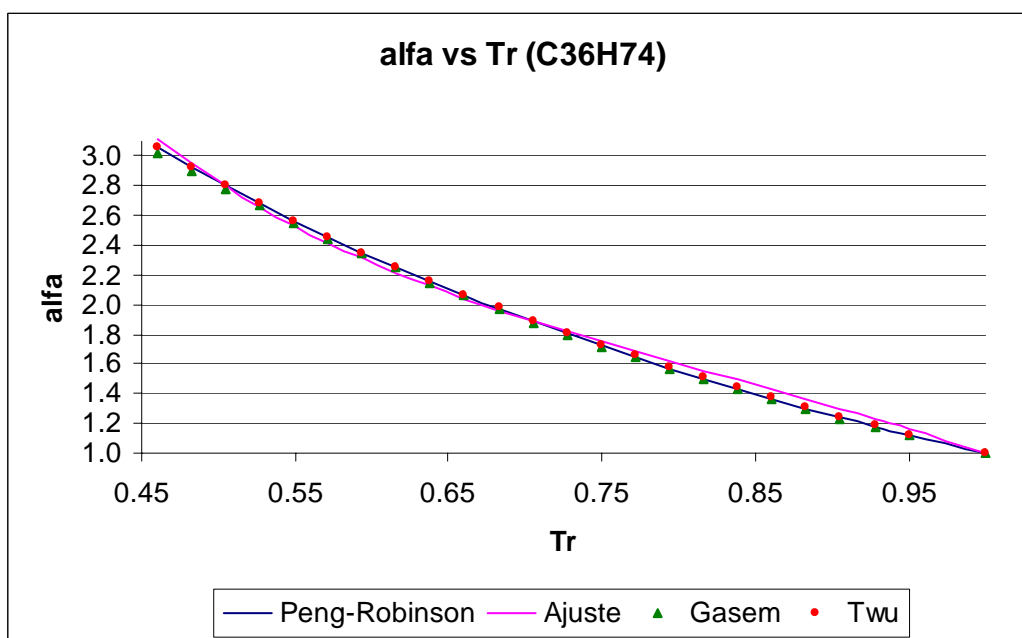


Figura 5.2.4. Alfa en función de temperatura reducida, para el hexatriacontano.

Las cuatro gráficas anteriores; así como el resto de los gráficos de α que están en el ANEXO B, muestran que a temperaturas reducidas pequeñas, las curvas de α del ajuste y de las ecuaciones de Peng-Robinson, Gasem y Twu, tienden a estar más separadas, lo que indica que se presenta cierta dificultad en la extrapolación de α para temperaturas reducidas menores de 0.4.

También se puede observar que a medida que el peso molecular aumenta, las ecuaciones de Peng-Robinson, Gasem y Twu predicen de manera más satisfactoria α , arrojando valores que se parecen mucho al α ajustada para que la presión de vapor de la sustancia sea predicha por la ecuación de estado.

Para pesos moleculares mucho más grandes, como el del $C_{36}H_{74}$, se aprecia que la curva de α ajustada a la presión de vapor tiene una tendencia, para temperaturas reducidas relativamente grandes, que no pueden predecir las funciones de α de Peng-Robinson, Gasem y Twu.

5.3 Análisis del traslado de volumen para predecir densidades del líquido.

Después de haber ajustado el valor de α a la presión de vapor de cada hidrocarburo, se calculó el volumen molar del líquido con la ecuación de estado de Peng-Robinson. Con el volumen calculado y el volumen molar experimental obtenido de la base de datos, se construyeron curvas del traslado en función de la temperatura, obteniéndose los siguientes resultados:

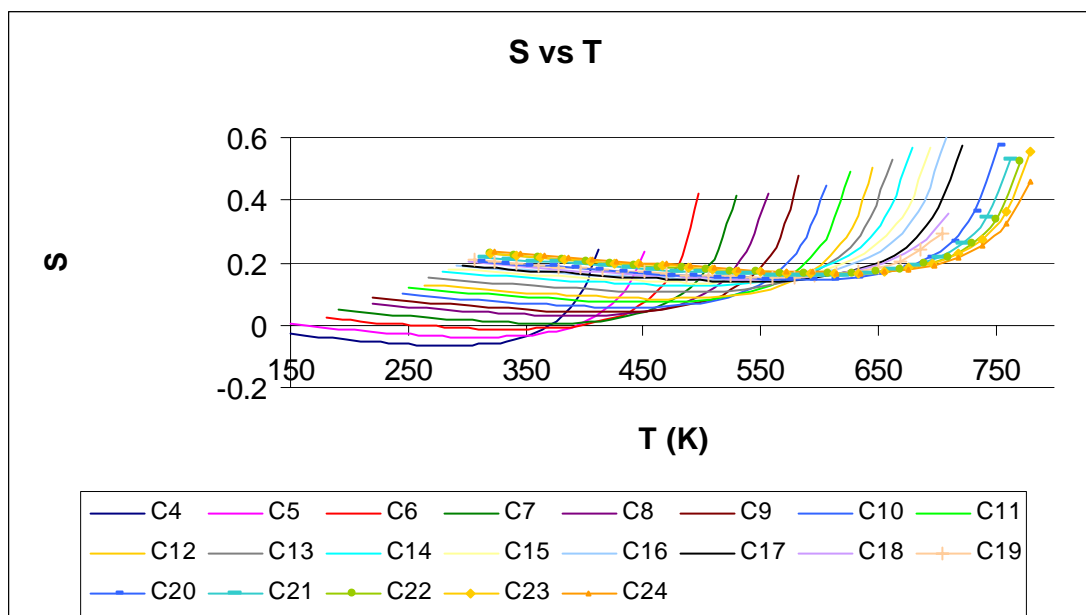


Figura 5.3.1. Traslado de volumen en función de temperatura de alcanos lineales.

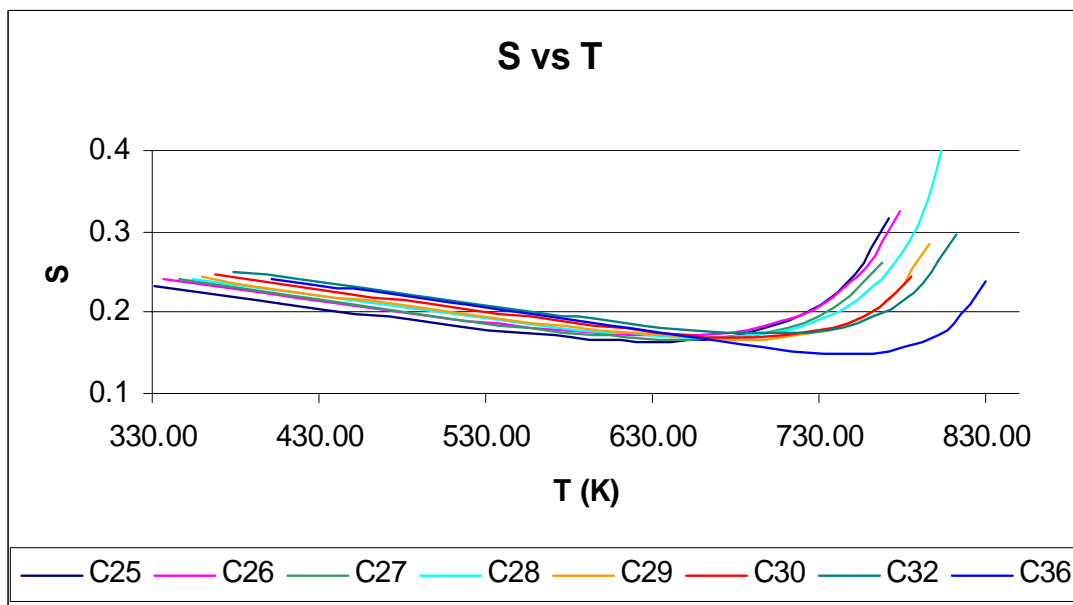


Figura 5.3.1' (continuación). Traslado de volumen en función de temperatura de alcanos lineales.

Se puede ver en las dos gráficas anteriores que el traslado de volumen tiene una dependencia clara con la temperatura. También, a medida que se aumenta el peso molecular el parámetro de traslado se incrementa. Las curvas de las dos gráficas anteriores muestran que hay una dependencia lineal en un intervalo bastante amplio de temperaturas, y que esta tendencia lineal se ve interrumpida en las cercanías del punto crítico del hidrocarburo o compuesto orgánico que se esté tratando.

También se realizó un análisis de la parte lineal de las curvas de las dos gráficas anteriores. Aquí se presentan algunos gráficos representativos, pero para ver el resto de las gráficas de la parte lineal de todos los hidrocarburos, consulte el ANEXO B.

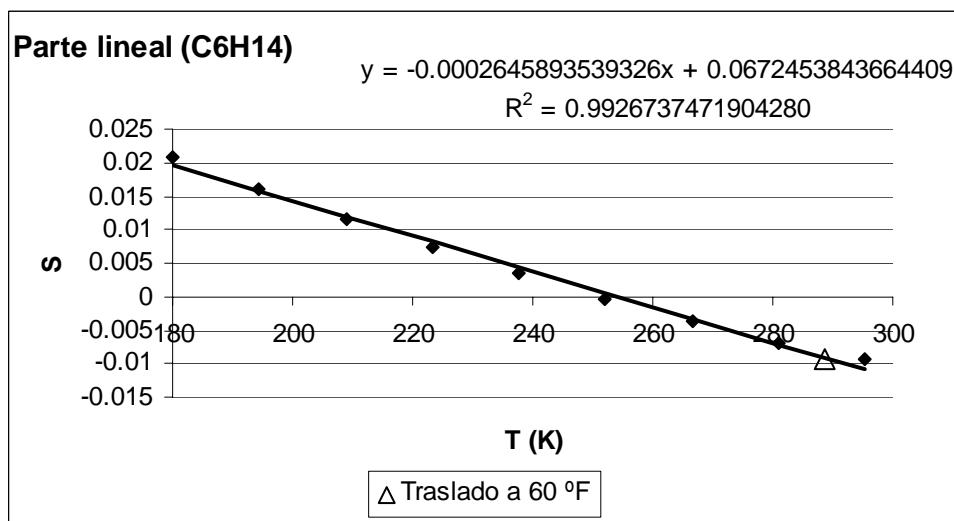


Figura 5.3.2. Parte lineal del parámetro de traslado para el hexano.

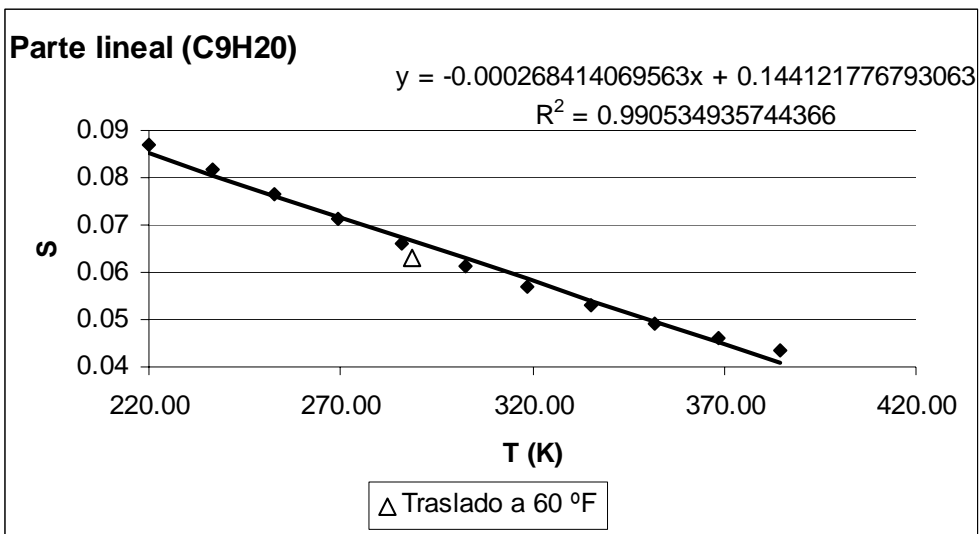


Figura 5.3.3. Parte lineal del parámetro de traslado para el nonano.

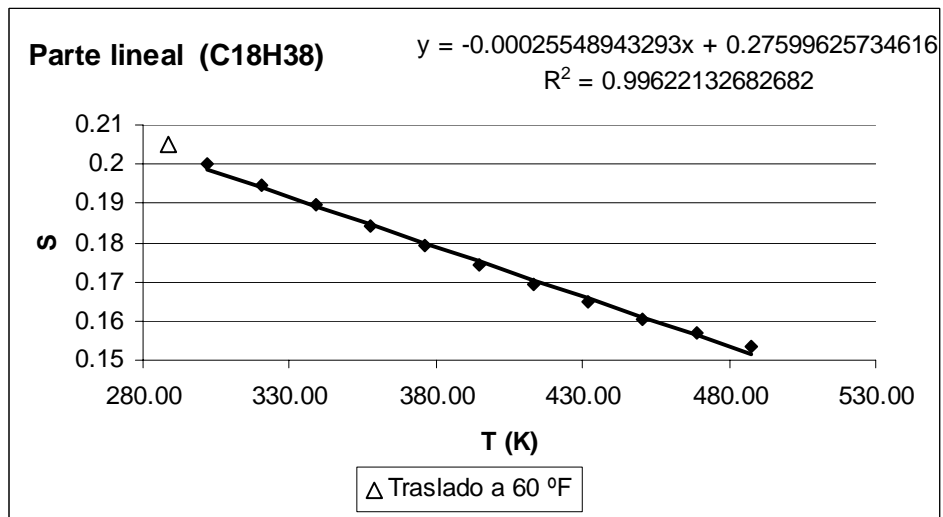


Figura 5.3.4. Parte lineal del parámetro de traslado para el octadecano

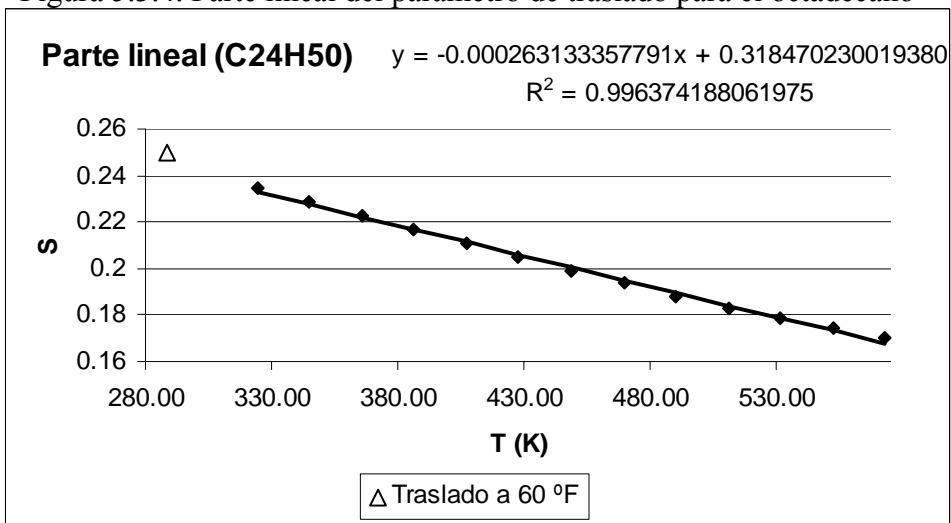


Figura 5.3.5. Parte lineal del parámetro de traslado para el tetracosano.

La cuatro figuras anteriores afirman la tendencia lineal que ya se había dicho anteriormente.

Estas gráficas tienen un punto en forma de triángulo, que es el traslado de volumen a 60°F y a una atm. de presión. Se quiere ver si este traslado a 60°F puede servir de referencia para establecerse como ordenada al origen en la parte lineal de las curvas de traslado.

Se puede ver que este parámetro sigue la trayectoria lineal al incrementar el peso molecular, por lo que se concluye que este traslado a 60°F sí sirve como referencia para crudos.

Cálculos teóricos demuestran que la pendiente de la parte lineal de la curva de traslado tiene una dependencia con el peso molecular.

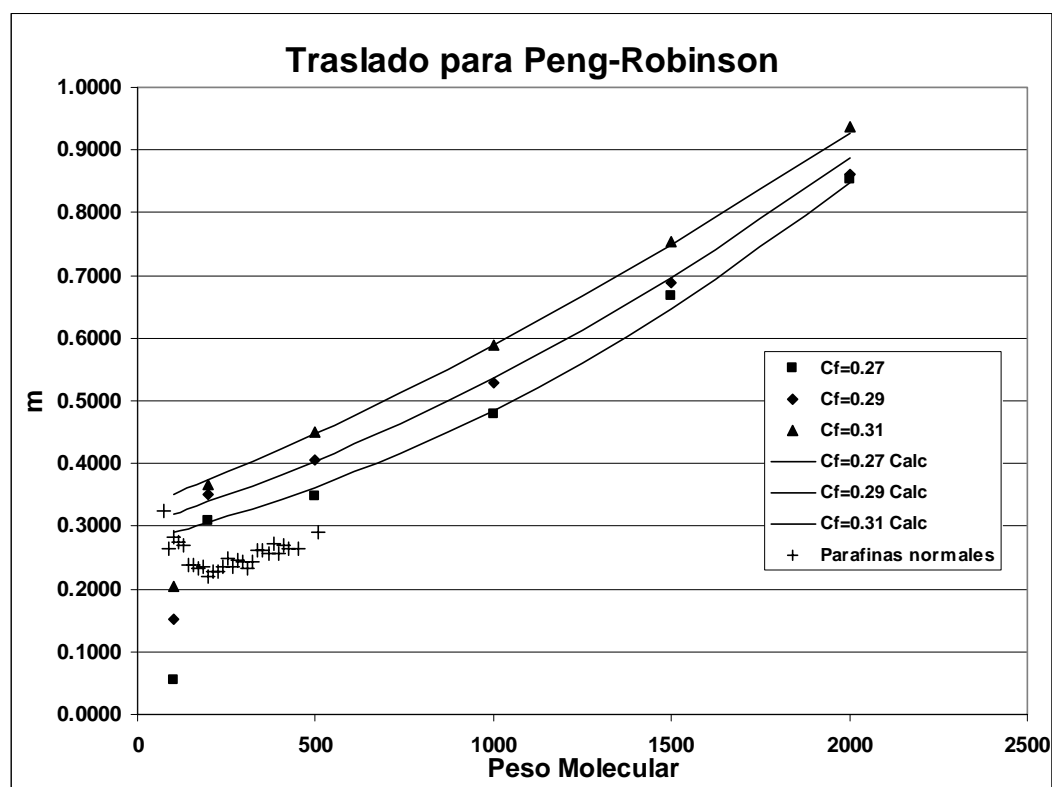


Figura 5.3.6 Traslado de volumen en función del peso molecular.

En la figura 5.3.6 se puede ver que existe una dependencia lineal de la pendiente de la curva del traslado de volumen (sólo la parte lineal) a pesos moleculares grandes. Esta pendiente, m , es el valor absoluto de la pendiente real, multiplicada por mil.

Con las gráficas de la parte lineal de las curvas de traslado de volumen, se obtuvieron las pendientes de los alcanos lineales, y se graficaron para ver si siguen esta misma tendencia. Los resultados están en la Figura 5.3.6, se identifican con las cruces.

Se nota que sí hay una tendencia lineal de la pendiente del traslado para pesos moleculares relativamente grandes. Es comprensible que haya dispersión, porque se está tratando con datos experimentales.

5.4 Simulación de experimentos PVT de crudos.

Se simularon los experimentos CCE y DLE para siete crudos distintos. Los resultados se contrastaron con la información que brindan los reportes PVT de cada uno de los crudos. En éste capítulo se muestran los resultados de tres crudos, pero en los ANEXOS C y D se presenta la caracterización y resultados de los siete crudos.

Se efectuó una primera simulación empleando un valor de cero para el parámetro de interacción binario pseudocomponente-metano ($k_{CH_4-pseudo}=0$). Con este criterio, la simulación de los experimentos no fue muy buena para todos los crudos. Las predicciones para el experimento CCE con $k_{CH_4-pseudo}=0$ sólo fueron buenas para los pozos 4 y 5 (ver figuras D.39., D.40., D.51. y D.52.). Para éstos pozos se puede ver que los volúmenes relativos se predicen bastante bien con la ecuación de estado. En cuanto al experimento DLE, la simulación de la relación gas/aceite (GOR) sólo es aceptable para los pozos 2, 3, y 5 (ver las figuras 5.4.15 y 5.4.27 y las figuras D.17., D.29. y D.53. del ANEXO D). Las predicciones para el factor volumétrico del aceite (FVF ó Bo) sólo fueron admisibles para los pozos 1, 2 y 5 (consulte las figuras 5.4.4 y 5.4.16 y las figuras D. 7., D.19. y D.55. del ANEXO D). La simulación del factor volumétrico total ó de fase mixta (Bt) fue buena para todos los pozos. Las predicciones de la densidad de los crudos en función de la presión fueron malas para todos los yacimientos estudiados.

Una segunda simulación se realizó empleando el parámetro $k_{CH_4-pseudo}$ con un valor diferente de cero. Éste parámetro se ajustó a la presión de saturación del yacimiento. El ajuste provocó mejoras importantes en las predicciones del experimento CCE. Sin

embargo, no siempre hubieron predicciones óptimas para la simulación del experimento DLE. La simulación de la relación gas/aceite (GOR) mejoró en los pozos 2, 6 y 7 (ver la figura 5.4.21 y las figuras D. 18., D.66. y D.78. del ANEXO D); pero las predicciones de ésta relación fueron menos acertadas en los pozos 1 y 3 (ver las figuras 5.4.9 y 5.4.33 ó las figuras D.6. y D.30. del ANEXO D). Los pozos 4 y 5 no presentaron diferencias notables al implementar el ajuste del parámetro de interacción binaria (ver las figuras D.42. y D.54. del ANEXO D). Las predicciones del factor volumétrico del aceite (FVF ó Bo) mejoraron mucho en los pozos 1, 2, 6 y 7 (consultar la figuras 5.4.10 y 5.4.22 y las figuras D.8., D.20., D.68. y D.80. del ANEXO D); pero no sucedió lo mismo en los pozos 3, 4 y 5, ya que el ajuste del parámetro de interacción no alteraba mucho el factor volumétrico del aceite (ver la figura 5.4.34 y las figuras D.32, D.44. y D.56. del ANEXO D).

La información para realizar la simulación y los resultados se muestran en la tablas y graficas de este capítulo y de los ANEXOS C y D.

Pozo 1.

- La información para el crudo del Pozo 1 se muestra a continuación:

Tabla 5.4.1. Composición del fluido de yacimiento para el Pozo 1.

COMPONENTE	CONCENTRACION % MOL	DENSIDAD (g/cm ³)	PESO MOLECULAR
Nitrógeno	0.258		
Bióxido de carbono	0.472		
Acido sulfhídrico	0.053		
Metano	35.949		
Etano	6.609		
Propano	4.904		
Isobutano	0.661		
Butano normal	3.720		
Isopentano	1.588		
Pentano normal	2.512		
Hexanos	4.434		
Heptanos	4.556	0.7102	95.0
Octanos	3.973	0.7379	110.0
Nonanos	3.930	0.7629	119.6
Decanos	3.428	0.7814	134.0
Undecanos y más pesados	22.953	0.8941	292.3
Total	100.000		
Características de la fracción C ₇ +:	38.840	0.8583	218.8

Temperatura de yacimiento: 137 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 150 kg/cm².

- Desdoblamiento de la fracción pesada: Undecanos y mas pesados (C₁₁₊).

Valores de parámetros de caracterización (ver ecuaciones 3.1.12 y 3.1.13):

$$\alpha = 1$$

$$\eta = 141.2$$

5 pseudocomponentes,

Se aplica cuadratura gaussiana a la distribución gamma (ecuación 3.1.12).

- Caracterización de los heptanos a decanos y de la fracción pesada.

Densidad relativa y temperatura de ebullición se calculan con correlaciones de Soreide (ecuaciones 3.3.1 y 3.3.2).

Temperatura y presión críticas se calculan con las correlaciones de Lee-Kesler (ecuaciones 3.3.4 y 3.3.5).

El factor acéntrico se ajusta a la temperatura de ebullición.

Los resultados de la caracterización se resumen en la tabla 5.4.2.

Tabla 5.4.2. Caracterización de los heptanos a decanos y de la fracción pesada C₁₁₊ del Pozo 1. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.297422705359498

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc (R)	Pc (psia)	ω	s
0.04556000	95	0.7102	664.389	976.585	422.505	0.329811	0.170012
0.03973000	110	0.7379	712.354	1031.785	399.354	0.371805	0.176539
0.03930000	119.6	0.7629	743.225	1070.358	395.415	0.394118	0.172719
0.03428000	134	0.7814	787.675	1117.607	369.1459	0.436917	0.201403
0.04451314	155.319	0.818849	851.957	1190.509	348.351	0.490735	0.226778
0.07531222	209.584	0.852799	981.647	1312.365	275.605	0.643224	0.318055
0.06489050	312.608	0.894125	1164.621	1472.982	199.012	0.894249	0.429346
0.03444170	477.285	0.935970	1360.687	1637.675	142.491	1.209496	0.519271
0.01037244	739.445	0.979034	1549.518	1795.422	106.105	1.551868	0.552839

- Resultados de la simulación del crudo del Pozo1 con un parámetro de interacción

$$k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0$$

En primer lugar se calcularon la envolvente de fases y la simulación de los experimentos CCE y DLE para el crudo del pozo 1. Para estos cálculos se utilizó la

caracterización dada en la tabla 5.4.2 y un parámetro de interacción metano-pseudocomponente igual a cero.

Los resultados se muestran en las figuras 5.4.1 a 5.4.6 y en las tablas 5.4.3 a 5.4.5.

Este procedimiento se efectuó para todos los crudos estudiados, empleando la información que brinda la caracterización de cada uno de estos.

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento es de 167.07 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento es de 167.804 cm³/mol

Cricondeterma es igual a 785.70 K

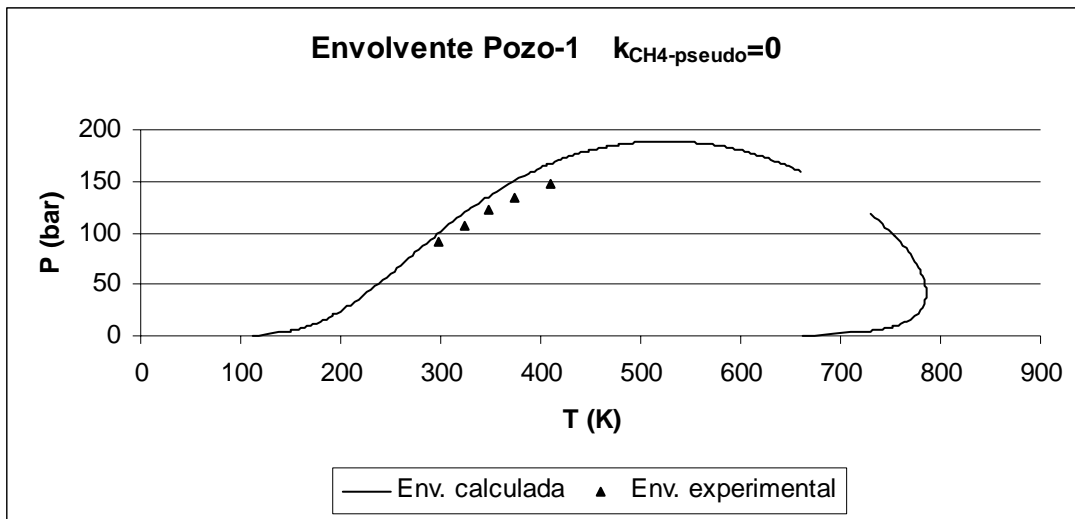


Figura 5.4.1 Envolvente de fases del crudo del Pozo 1 con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$

Tabla 5.4.3. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$ y comparación con los datos experimentales.

P (kg/cm ²)	Cálculos		Datos experimentales	
	Vr (bbl/bbl)	Vr (bbl/bbl)	Vr (bbl/bbl)	Y
100	1.34661757		1.2476	2.02992616
125	1.17019996		1.0939	2.1321183
150	1.06092203		1	2.2280728
175	0.99832548		0.9927	-----
200	0.98983726		0.9858	-----
250	0.97512428		0.973	-----
275	0.96868102		0.9676	-----
300	0.96273691		0.9623	-----

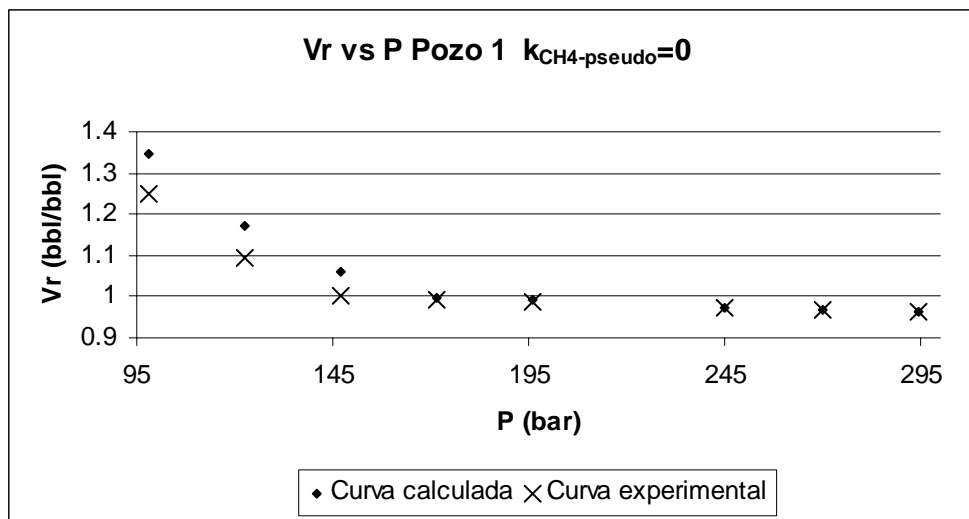


Figura 5.4.2. Volumen relativo en función de la presión para el experimento CCE del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$ y comparación con datos experimentales.

Tabla 5.4.4. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores calculados con la ecuación de estado			Valores experimentales		
	FVF o Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF o Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
151.0332	1.62811563	1.77541038260839	0.63252611	1.725	1.725	0.5503
126.0332	1.56779566	1.77734533016289	0.644006	1.649	1.885	0.56
101.0332	1.51243689	1.75308973430252	0.65531761	1.592	2.135	0.5695
76.0332	1.46044496	1.76053274018943	0.66658477	1.518	2.628	0.5821
51.0332	1.4095224	1.84193528497755	0.67805761	1.435	3.634	0.5979
19.0332	1.32905481	3.00621508007926	0.69531071	1.305	6	0.64
1.0332	1.05916992	67.08440126	0.72932745	1.137	-----	0.7312

Tabla 5.4.5. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
151.0332	827.7059054	692.5299728
126.0332	710.6525224	553.3108692
101.0332	603.7574821	425.9507131
76.0332	504.6060732	313.1840253
51.0332	410.1310319	209.446309
19.0332	2.77E+02	85.2024957
1.0332	0.00E+00	0

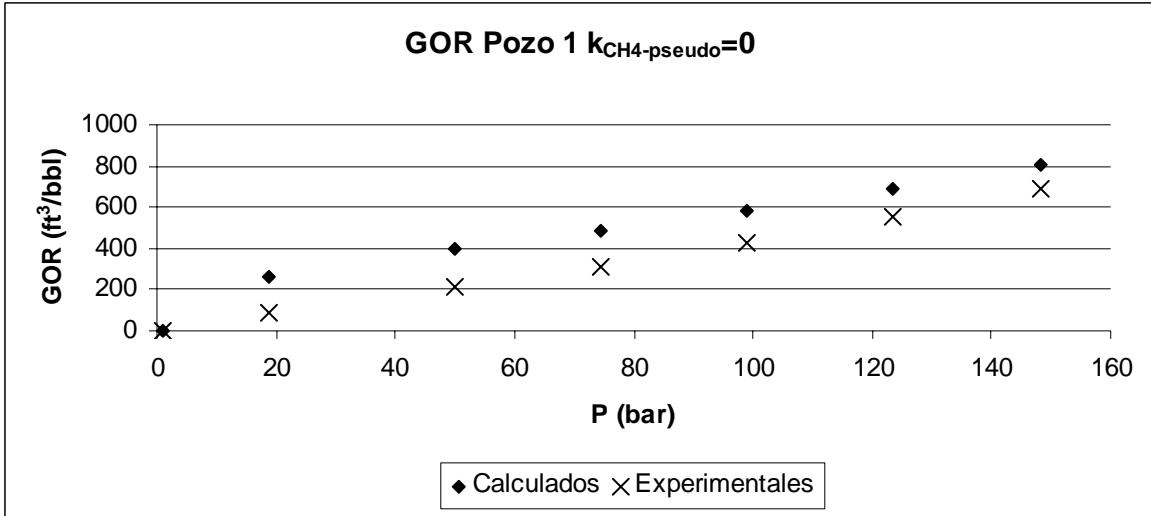


Figura 5.4.3. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

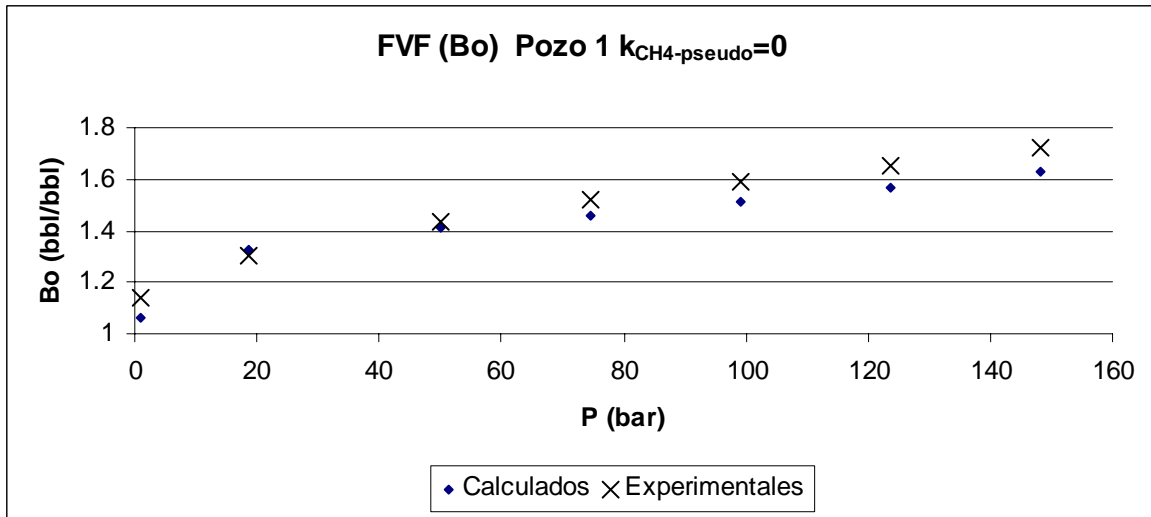


Figura 5.4.4. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

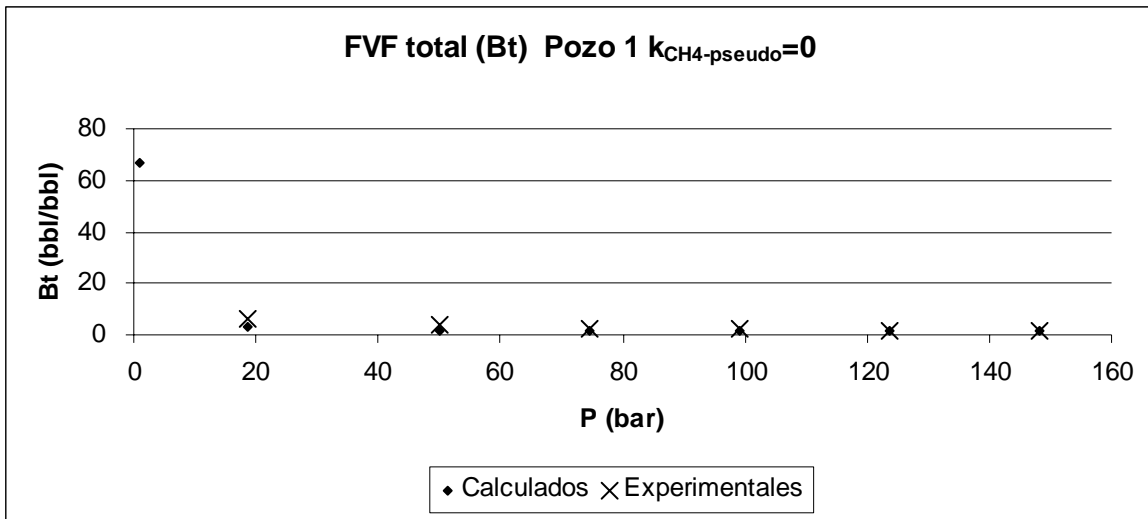


Figura 5.4.5. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

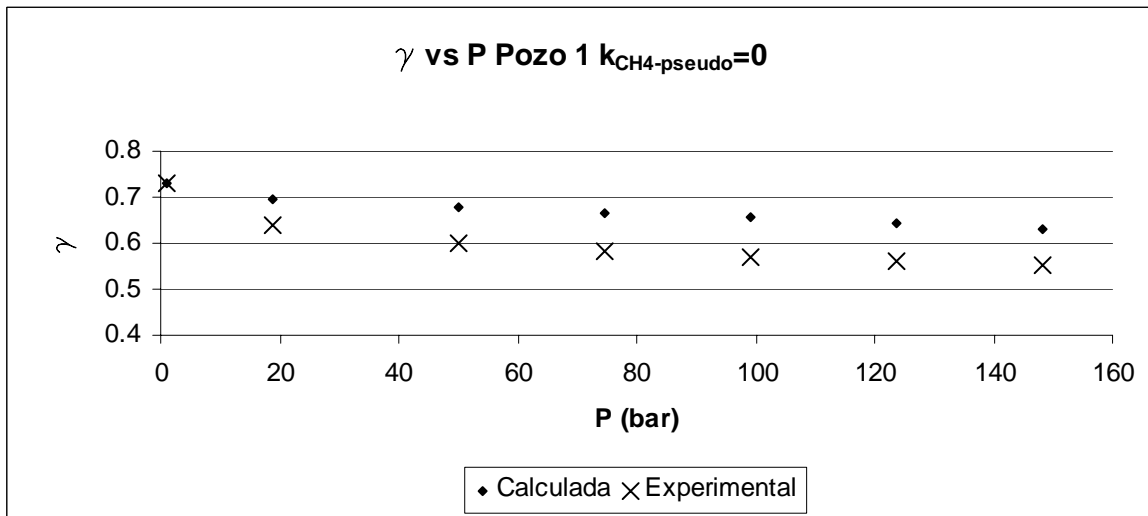


Figura 5.4.6 Densidad relativa del crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales..

- Resultados de la simulación del crudo del Pozo1 con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo}$ ajustado a la presión de saturación.

En segundo lugar se ajusto el parámetro de interacción metano-pseudocomponente para que la presión de saturación a la temperatura del yacimiento fuera igual al valor experimental. Con este valor de $k_{CH_4-pseudo}$ se calcularon la envolvente de fases y la simulación de los experimentos CCE y DLE para el crudo del pozo 1. Para estos cálculos se utilizo la caracterización dada en la tabla 5.4.2 y un parámetro de interacción metano-pseudocomponente igual a $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$.

Los resultados se muestran en las figuras 5.4.7 a 5.4.12 y en las tablas 5.4.6 a 5.4.8. Este procedimiento se efectuó para todos los crudos estudiados, empleando la información que brinda la caracterización de cada uno de estos.

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento es de 147.10 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento es de 168.732 cm³/mol

Cricondeterma es igual a 785.10 K

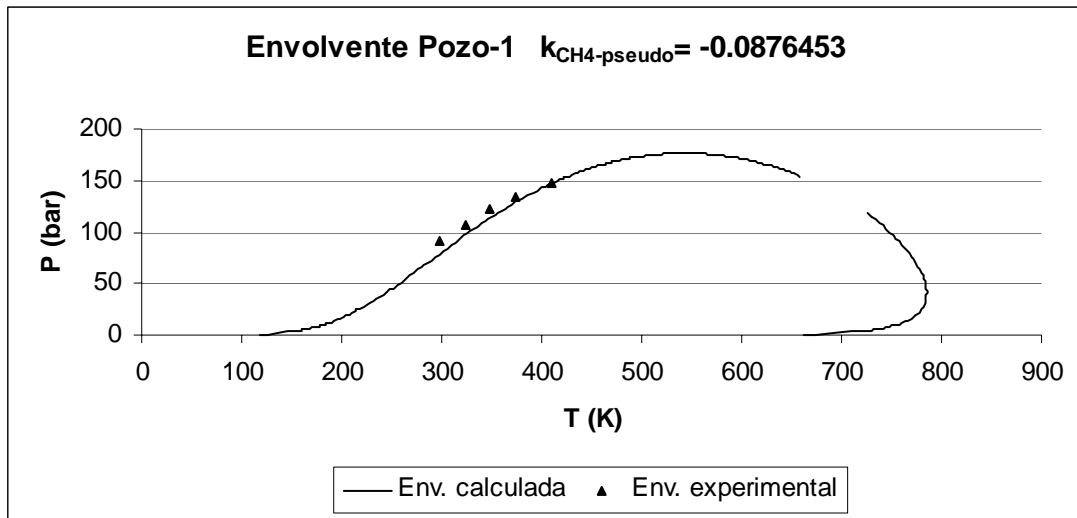


Figura 5.4.7 Envolvente de fases del crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$, y comparación con datos experimentales.

Tabla 5.4.6. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 1, con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
P (kg/cm ²)	Vr (bbl/bbl)	Vr (bbl/bbl)	Y
100	1.289111189	1.2476	1.72943764
125	1.111066077	1.0939	1.80072822
150	0.999999991	1	-----
175	0.990808771	0.9927	-----
200	0.982534318	0.9858	-----
250	0.968169362	0.973	-----
275	0.961870038	0.9676	-----
300	0.956054368	0.9623	-----

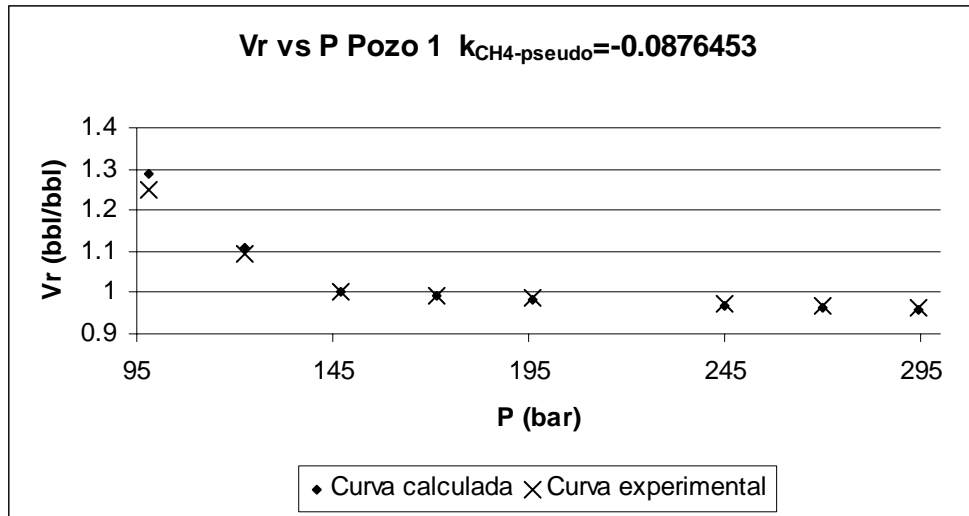


Figura 5.4.8. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento CCE y comparación con datos experimentales.

Tabla 5.4.7. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores calculados con la ecuación de estado			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
151.0332	1.68828452	1.68828452490293	-----	1.725	1.725	0.5503
126.0332	1.61326571	1.86704451368046	0.63404913	1.649	1.885	0.56
101.0332	1.54312392	1.83898997422132	0.64812783	1.592	2.135	0.5695
76.0332	1.47940658	1.83833775592752	0.66184417	1.518	2.628	0.5821
51.0332	1.41906898	1.92252762310729	0.67547917	1.435	3.634	0.5979
19.0332	1.32903364	3.19803654457364	0.69505772	1.305	6	0.64
1.0332	1.05916992	67.33341686	0.72937737	1.137	-----	0.7312

Tabla 5.4.8. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
151.0332	901.4273406	692.5299728
126.0332	762.7703078	553.3108692
101.0332	634.3166692	425.9507131
76.0332	518.5116834	313.1840253
51.0332	411.2524634	209.446309
19.0332	266.8564997	85.2024957
1.0332	0	0

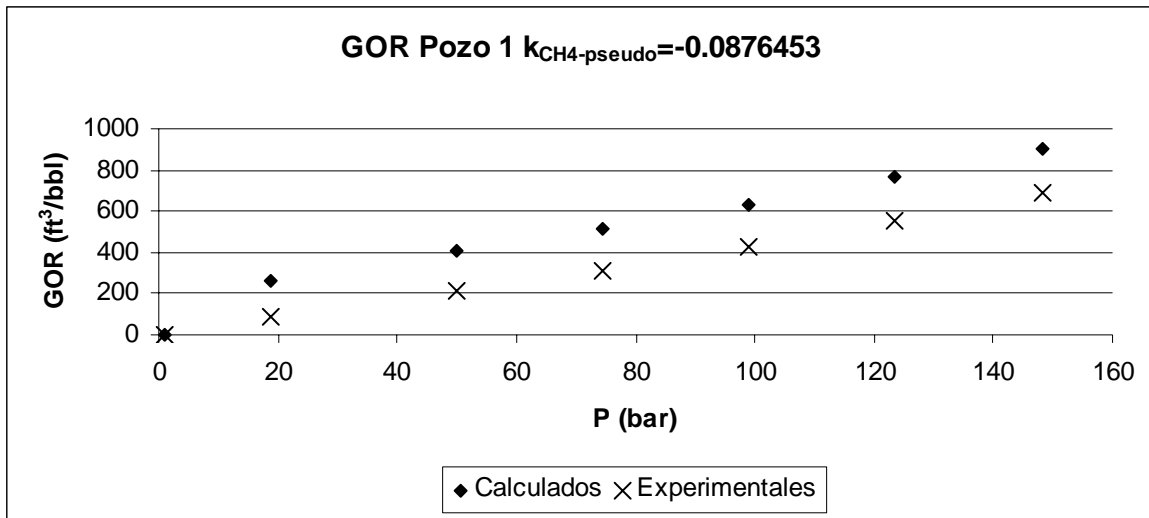


Figura 5.4.9. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

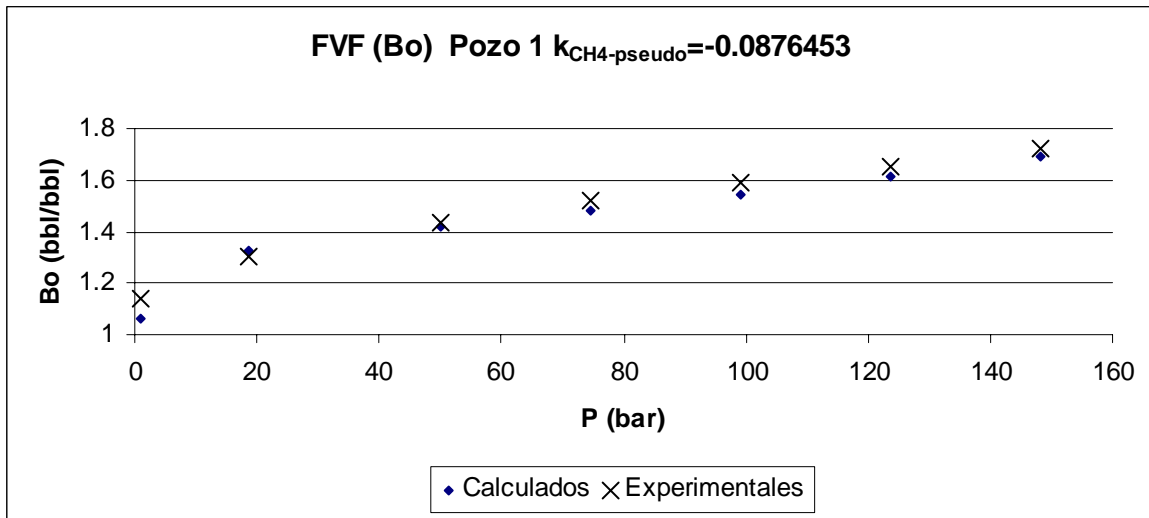


Figura 5.4.10. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento DEL y comparación con datos experimentales.

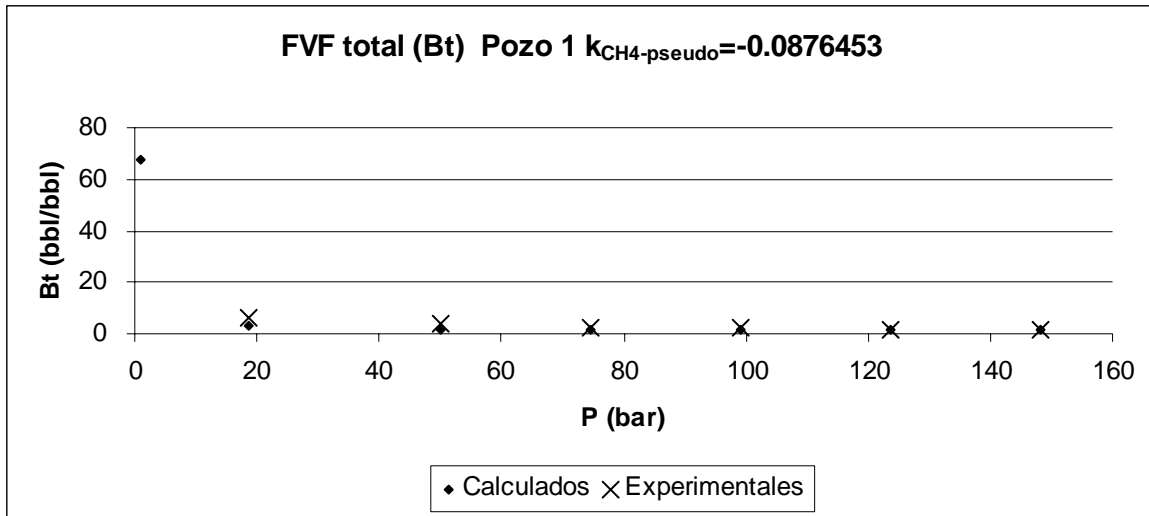


Figura 5.4.11. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

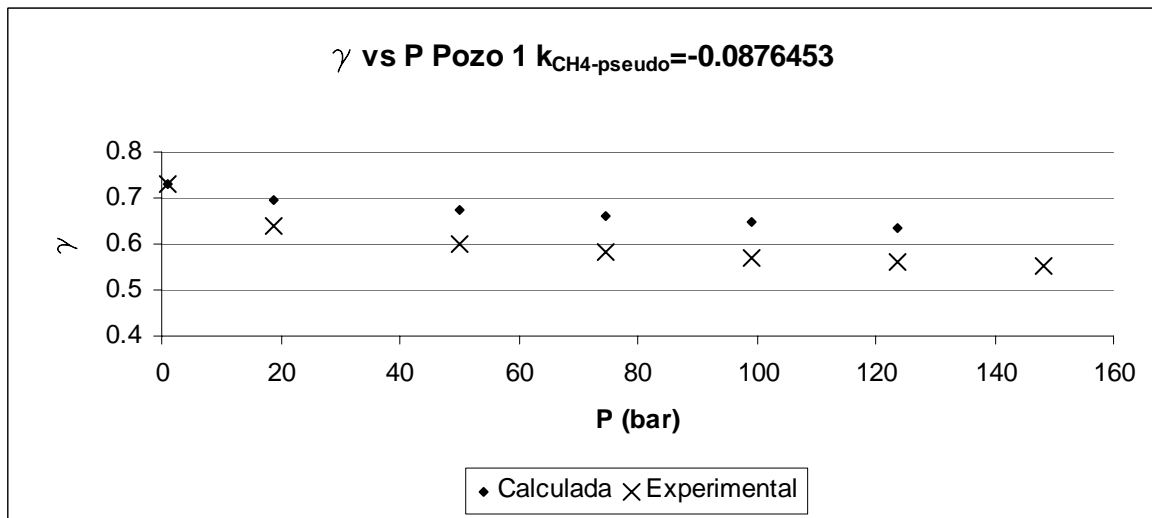


Figura 5.4.12 Densidad relativa del crudo del Pozo 1 con $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales

Pozo 2

- o La información para el crudo del Pozo 2 se muestra a continuación:

Tabla 5.4.9. Composición del fluido de yacimiento.

COMPONENTE	% Mol	Densidad (g/cm ³)	Peso Molecular
Nitrógeno	1.000		
Bióxido de carbono	1.060		
Metano	62.110		
Etano	8.740		
Propano	4.480		
Isobutano	0.800		
Butano normal	2.000		
Isopentano	0.920		
Pentano normal	1.710		
Hexanos	1.040		
Heptanos	1.900	0.7243	96.500
Octanos	1.720	0.7443	108.000
Nonanos	1.840	0.7720	117.500
Decanos y más pesados	10.680	0.8652	255.000
TOTAL	100.000		
Características de la fracción C ₇ ⁺ :		0.8443	196.0

Temperatura de yacimiento: 150 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 399 kg/cm².

- o Desdoblamiento de la fracción pesada: Decanos y más pesados (C₁₀⁺).

- o Caracterización de los heptanos a nonanos y de la fracción pesada.

Valores de parámetros de caracterización (ver ecuaciones 3.1.12 y 3.1.13):

$$\alpha = 1$$

$$\eta = 122.25$$

5 pseudocomponentes,

Se aplica cuadratura gaussiana a la distribución gamma (ecuación 3.1.12).

Densidad relativa y temperatura de ebullición se calculan con correlaciones de Soreide (ecuaciones 3.3.1 y 3.3.2).

Temperatura y presión críticas se calculan con las correlaciones de Lee-Kesler (ecuaciones 3.3.4 y 3.3.5).

El factor acéntrico se ajusta a la temperatura de ebullición.

Tabla 5.4.10. Caracterización de los heptanos a nonanos y de la fracción pesada C₁₀₊ del Pozo 2. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.290140952826603

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc R	Pc (psia)	ω	s
0.0190000000000000	96.5	0.7243	667.628	985.230	438.402	0.327482	0.140407
0.0172000000000000	108	0.7443	705.697	1028.575	416.294	0.360539	0.154078
0.0184000000000000	117.5	0.772	737.941	1069.840	413.507	0.381871	0.152247
0.020615037615299	134.630	0.788271	790.556	1123.433	374.429	0.435428	0.195002
0.034943453002295	182.075	0.823819	916.913	1245.449	296.689	0.577765	0.292862
0.030214045028330	272.152	0.865554	1099.334	1407.548	211.740	0.821497	0.422734
0.016127005403911	416.133	0.9069	1300.135	1575.754	147.667	1.142725	0.541682
0.004900458950165	645.346	0.9490	1499.807	1739.622	105.518	1.518794	0.618899

- o Resultados de la simulación del crudo del Pozo 2 con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

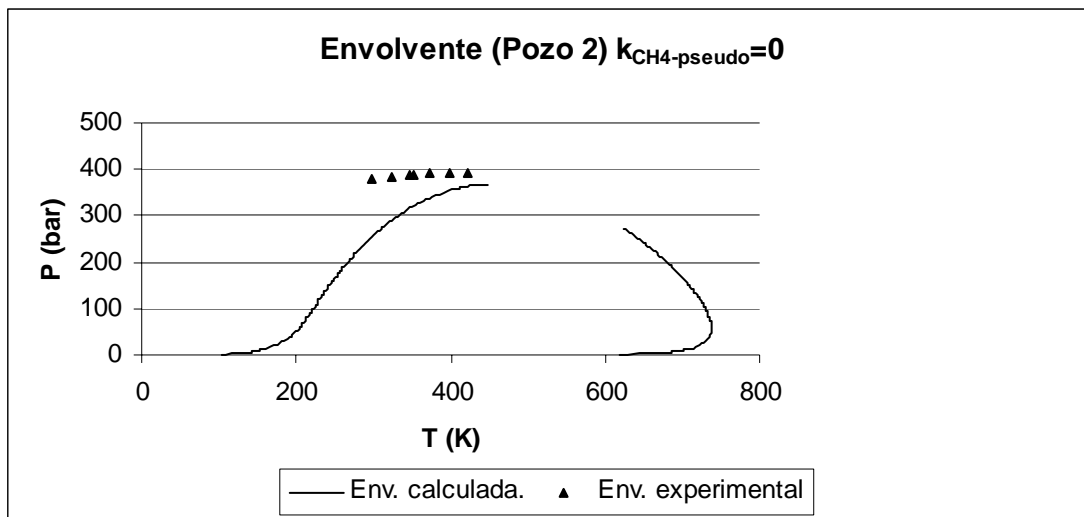


Figura 5.4.13 Envolverte de fases del crudo del Pozo 2 con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 363.522071898119 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 110.810286633348 cm³/mol

Cricondeterma = 737.481569017385 K

Tabla 5.4.11. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
P(kg/cm ²)	Vr	Vr	Y
325	1.0680799	1.085	2.0645199
350	1.02819959	1.048	2.09521825
375	0.99716575	1.02	-----
399	0.98238031	1	-----
425	0.96797233	0.98	-----
450	0.95544768	0.965	-----

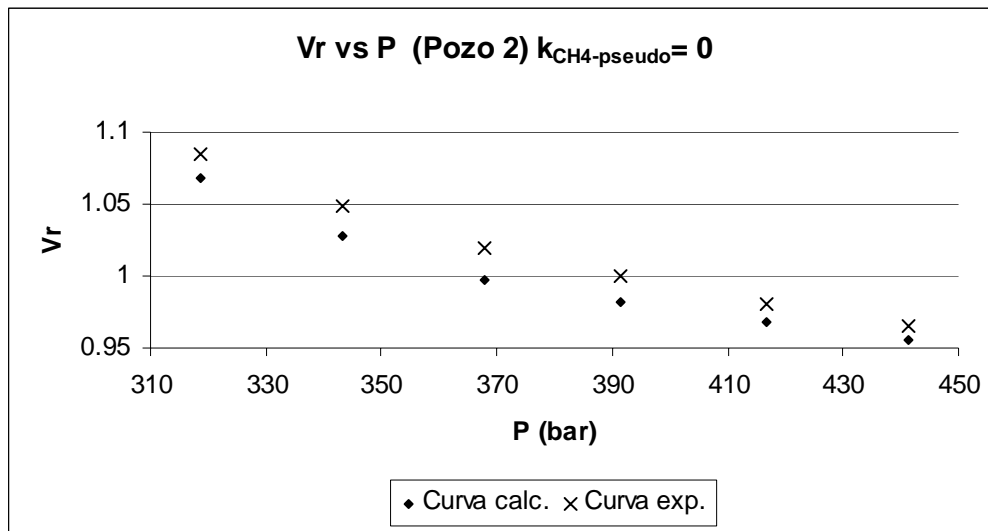


Figura 5.4.14. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$

Tabla 5.4.12. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores teóricos.			Valores experimentales.		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. . g/cm ³
400.0332	3.1049343	3.1049343	-----	2.867	2.867	0.462
376.0332	3.15148253	3.15148253	-----	1.995	2.926	0.5715
351.0332	2.75311462	3.24698349	0.49537159	1.754	3.003	0.6047
301.0332	2.23056167	2.97052299	0.5316933	1.592	3.227	0.6254
251.0332	1.9422186	2.4364512	0.56083285	1.516	3.607	0.6458
201.0332	1.74825708	2.16578375	0.58630908	1.415	4.233	0.6685
151.0332	1.60304816	2.02135739	0.60965041	1.338	5.474	0.6812
101.0332	1.4853259	1.99399406	0.63180813	1.242	7.675	0.7076
64.0332	1.40807066	1.9302949	0.64790638	1.19	11.408	0.7184
21.0332	1.30445503	3.27254705	0.66913168	1.073	20.221	0.7698

1.0332	1.06592129	60.1409859	0.69388689	1.02	0.8036
--------	------------	------------	------------	------	--------

Tabla 5.4.13. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm2)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
400.0332	3391.14528	3054.212436
376.0332	3391.14528	1683.672963
351.0332	2738.64734	1347.405541
301.0332	1859.22623	1064.705524
251.0332	1353.36183	878.9153453
201.0332	1004.70841	714.6531989
151.0332	741.076733	574.6199156
101.0332	528.785336	419.8415583
64.0332	392.954337	287.9669166
21.0332	230.260045	88.76242599
1.0332	0	0

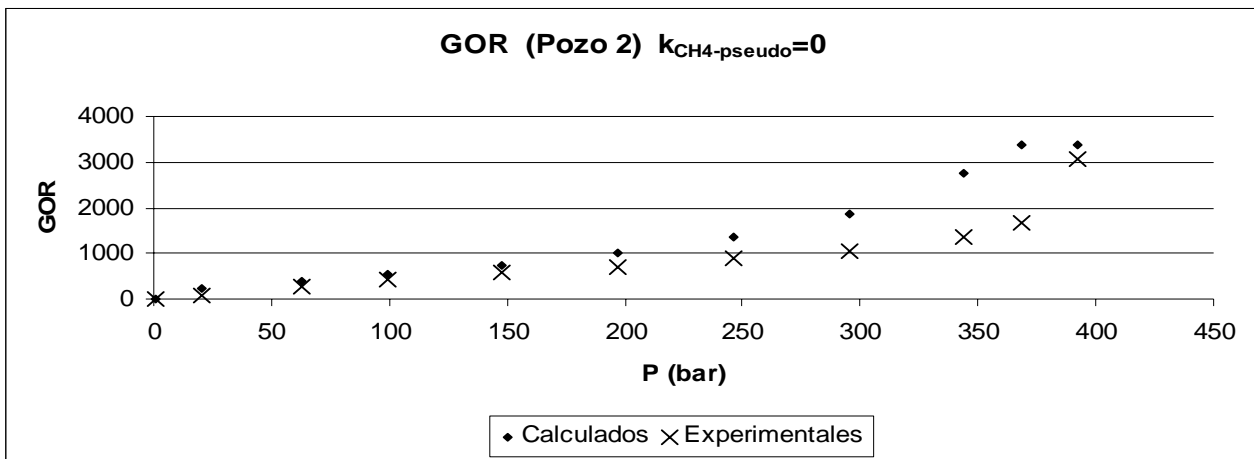


Figura 5.4.15. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$

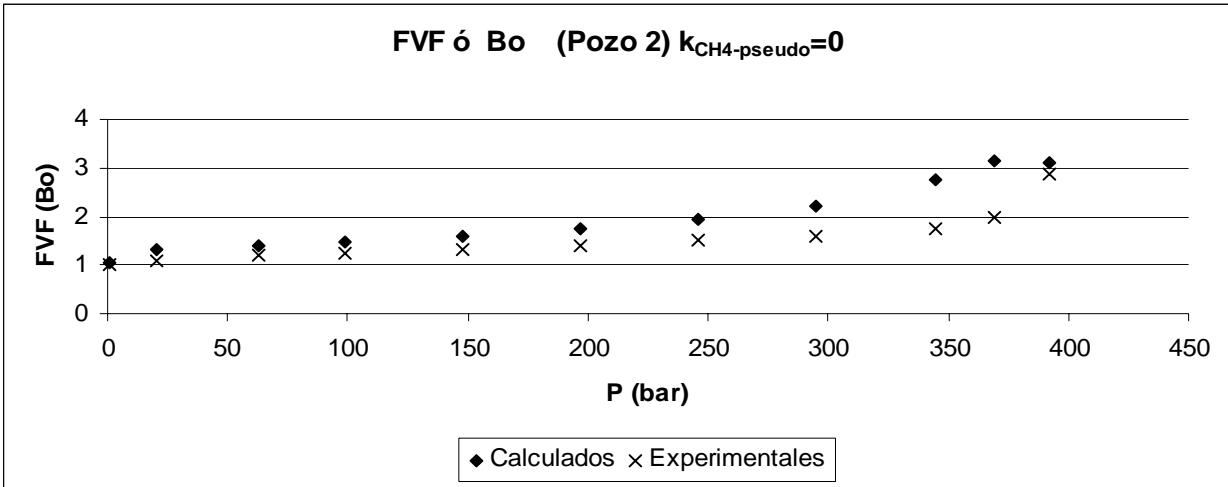


Figura 5.4.16. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

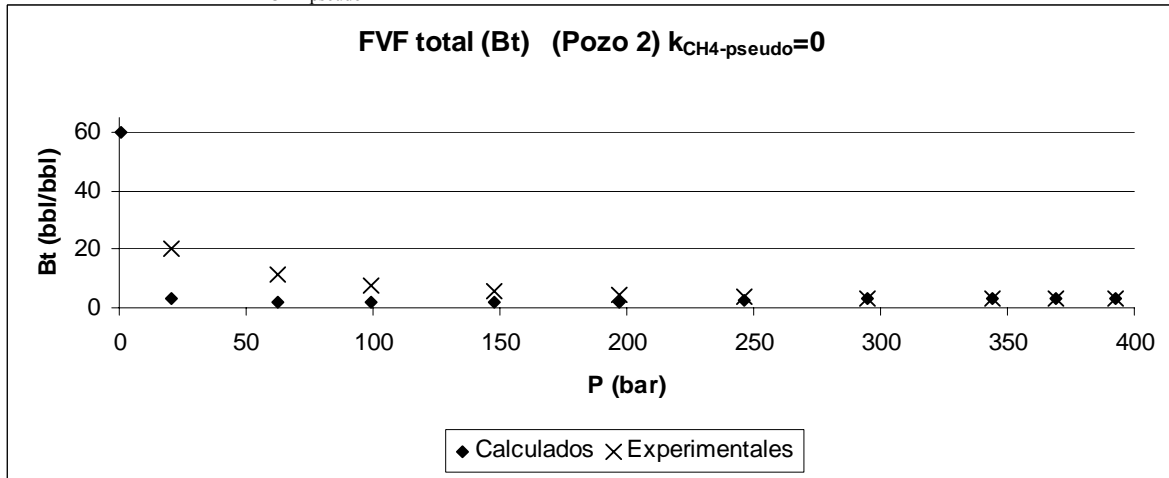


Figura 5.4.17. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

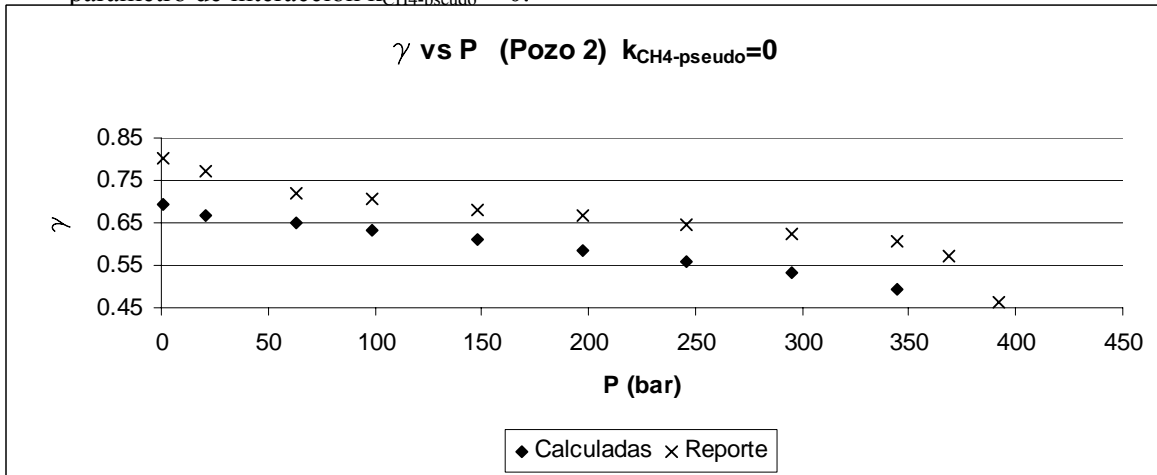


Figura 5.4.18. Densidad relativa del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

- o Resultados de la simulación del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$

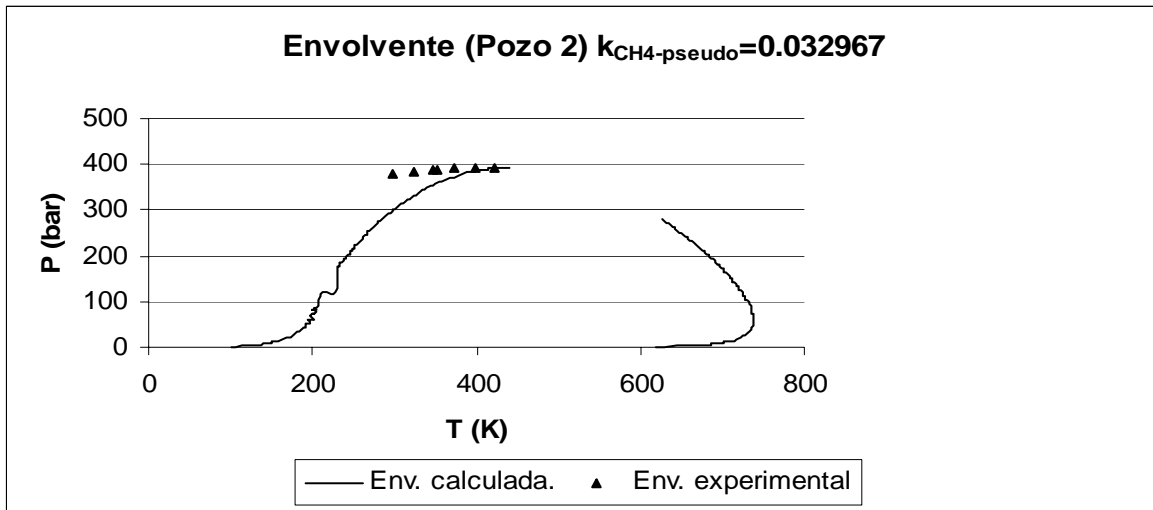


Figura 5.4.19 Envlovente de fases del crudo del Pozo 2 con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$.

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 391.295926570989 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 109.103651230927 cm³/mol

Cricondeterma = 738.077848489157 K

Tabla 5.4.14. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$ y comparación con datos experimentales.

P(kg/cm2)	Cálculos		Datos experimentales	
	Vr		Vr	Y
325	1.0680799		1.085	2.0645199
350	1.02819959		1.048	2.09521825
375	0.99716575		1.02	-----
399	0.98238031		1	-----
425	0.96797233		0.98	-----
450	0.95544768		0.965	-----

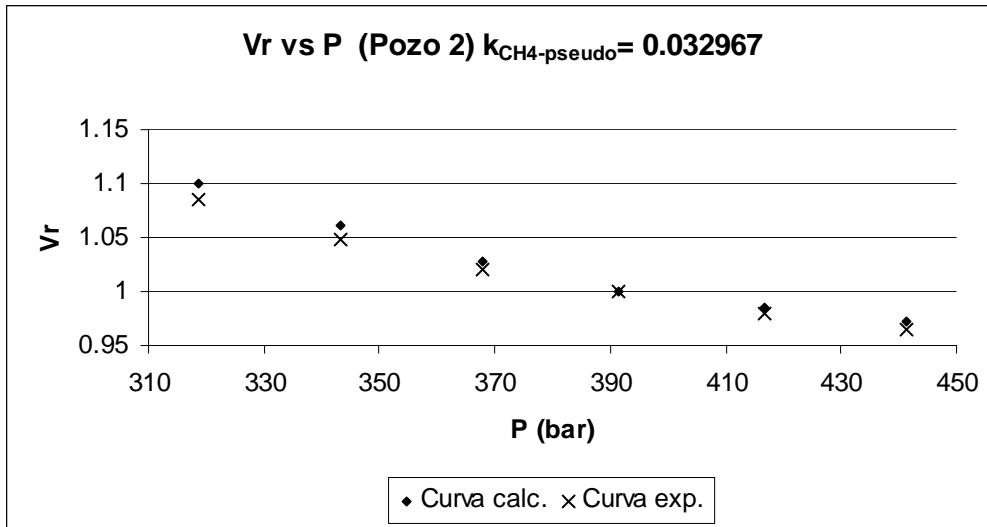


Figura 5.4.20. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

Tabla 5.4.15. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores teóricos.			Valores experimentales.		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. . g/cm ³
400.0332	3.15374136	3.15374136	-----	2.867	2.867	0.462
376.0332	2.71711395	3.2380912	0.50320107	1.995	2.926	0.5715
351.0332	2.42677574	2.79775065	0.52018389	1.754	3.003	0.6047
301.0332	2.07978549	2.59521621	0.54824996	1.592	3.227	0.6254
251.0332	1.85931178	2.2514241	0.57228787	1.516	3.607	0.6458
201.0332	1.69976907	2.05332423	0.59411007	1.415	4.233	0.6685
151.0332	1.57445058	1.9436524	0.61467987	1.338	5.474	0.6812
101.0332	1.46914415	1.93169009	0.63467778	1.242	7.675	0.7076
64.0332	1.39816809	1.8833569	0.64949254	1.19	11.408	0.7184
21.0332	1.29997639	3.17242522	0.66955055	1.073	20.221	0.7698
1.0332	1.06592129	59.1034139	0.69394433	1.02		0.8036

Tabla 5.4.16. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
400.0332	3443.3052	3054.212436
376.0332	2728.73325	1683.672963
351.0332	2239.35277	1347.405541
301.0332	1628.33738	1064.705524
251.0332	1227.77444	878.9153453

201.0332	932.885096	714.6531989
151.0332	700.329289	574.6199156
101.0332	507.300528	419.8415583
64.0332	381.073201	287.9669166
21.0332	226.205537	88.76242599
1.0332	0	0

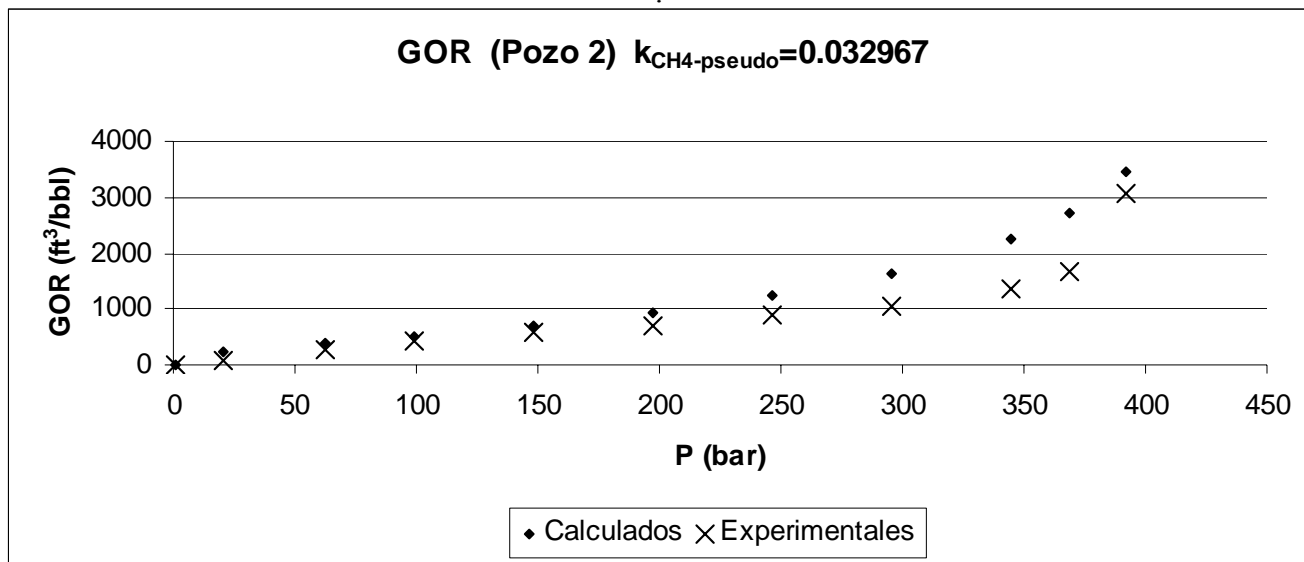


Figura 5.4.21. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$.

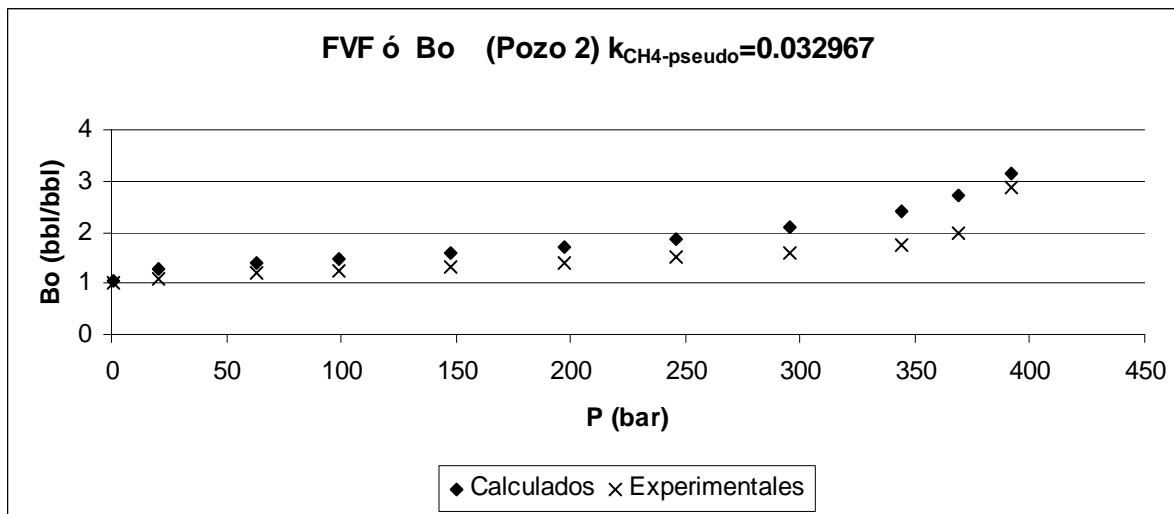


Figura 5.4.22. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$.

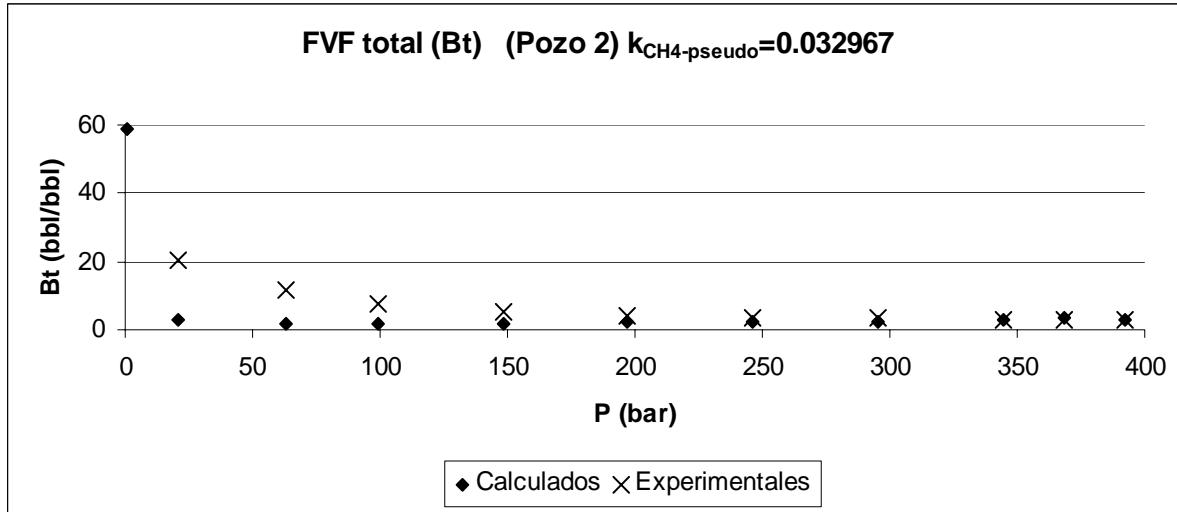


Figura 5.4.23. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

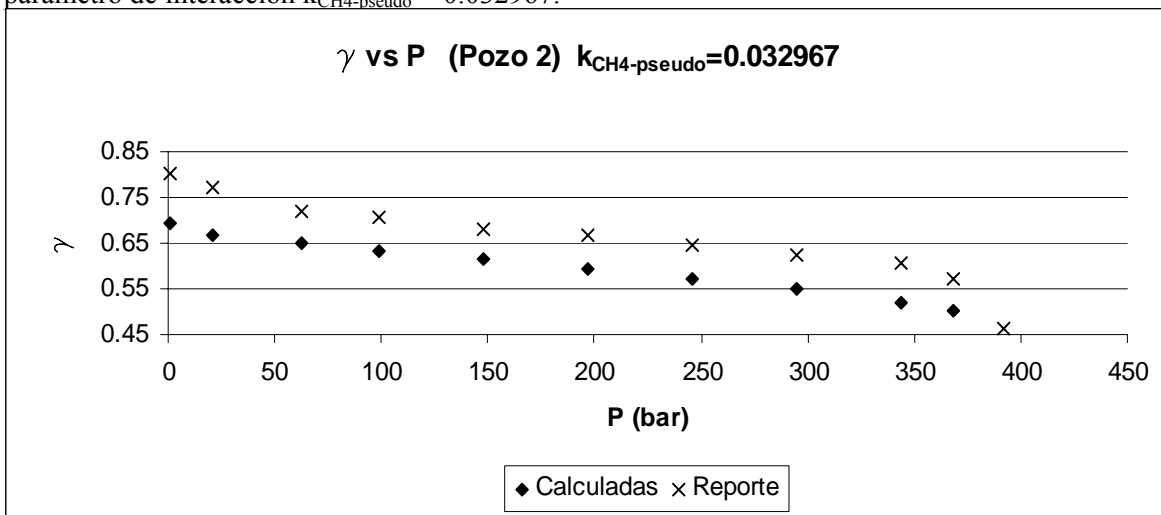


Figura 5.4.24. Densidad relativa del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

Pozo 3.

- o La información para el crudo del pozo 3 se muestra a continuación:

Tabla 5.4.17. Composición del fluido de yacimiento.

Componente	PM (g/mol)	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido Monofásico	
		wt %	mole %	wt%	mole %	wt %	mole %
N2	28.01	1.12	1.08	0.00	0.00	0.05	0.55
CO2	44.01	14.19	8.71	0.00	0.00	0.69	4.46
H2S	34.08	14.70	11.65	0.00	0.00	0.72	5.97
C1	16.04	35.06	59.01	0.00	0.00	1.71	30.33
C2	30.07	8.68	7.79	0.01	0.13	0.43	4.06
C3	44.10	8.92	5.46	0.03	0.44	0.46	2.96
iC4	58.12	1.60	0.74	0.01	0.11	0.09	0.43
nC4	58.12	4.28	1.99	0.03	0.32	0.24	1.17
iC5	72.15	1.88	0.70	0.04	0.28	0.13	0.50
nC5	72.15	2.47	0.93	0.05	0.38	0.17	0.66
C6	84.00	2.52	0.81	0.15	0.97	0.26	0.89
C7	96.00	1.75	0.49	0.24	1.37	0.31	0.92
C8	107.00	1.19	0.30	0.36	1.88	0.40	1.07
C9	121.00	0.80	0.18	0.53	2.41	0.54	1.27
C10	134.00	0.47	0.09	0.63	2.62	0.63	1.33
C11	147.00	0.25	0.05	0.69	2.59	0.67	1.28
C12	161.00	0.13	0.02	0.73	2.51	0.70	1.23
C13	175.00			0.76	2.39	0.72	1.16
C14	190.00			0.75	2.19	0.72	1.07
C15	206.00			0.84	2.26	0.80	1.10
C16	222.00			0.74	1.85	0.70	0.90
C17	237.00			0.83	1.94	0.79	0.95
C18	251.00			0.79	1.75	0.75	0.85
C19	263.00			0.80	1.68	0.76	0.82
C20	275.00			0.76	1.53	0.72	0.74
C21	291.00			0.70	1.33	0.67	0.65
C22	300.00			0.70	1.30	0.67	0.63
C23	312.00			0.68	1.21	0.65	0.59
C24	324.00			0.60	1.03	0.57	0.50
C25	337.00			0.59	0.97	0.56	0.47
C26	349.00			0.51	0.81	0.49	0.40
C27	360.00			0.41	0.63	0.39	0.31
C28	372.00			0.47	0.70	0.44	0.34
C29	382.00			0.35	0.51	0.33	0.25
C30	394.00			0.28	0.39	0.26	0.19
C31	404.00			0.29	0.40	0.28	0.20
C32	415.00			0.20	0.27	0.19	0.13
C33	426.00			0.20	0.26	0.19	0.13
C34	437.00			0.19	0.24	0.18	0.11
C35	445.00			0.13	0.16	0.12	0.08
C36+	799.16			83.93	58.18	79.84	28.35
PM Calculado (g/mol)			27.00		554.03		283.74
% Mol			51.3		48.7		100
Propiedades del Aceite a Condiciones Estandar							
		Medido	Calculado	Propiedades del C36+			
PM (g/mol)			554.03	799.16			
Datos del Flash							
		Original STO					
RGA (scf/stb)		256					
Densidad STO (g/cm3)		1.015					
Gravedad API		8.0					

Temperatura de yacimiento: 102.9 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 2166 psia = 149.34 bar.

- o Desdoblamiento de la fracción pesada: hexatriacontanos y más pesados (C₃₆₊).

Valores de parámetros de caracterización (ver ecuaciones 3.1.12 y 3.1.13):

$$\alpha = 1$$

$$\eta = 449$$

5 pseudocomponentes,

Se aplica cuadratura gaussiana a la distribución gamma (ecuación 3.1.12).

Densidad relativa y temperatura de ebullición se calculan con correlaciones de Soreide (ecuaciones 3.3.1 y 3.3.2).

Temperatura y presión críticas se calculan con las correlaciones de Lee-Kesler (ecuaciones 3.3.4 y 3.3.5).

El factor acéntrico se ajusta a la temperatura de ebullición.

Tabla 5.4.18. Caracterización de los hexanos a pentatriacontanos y de la fracción pesada C₃₆₊ del Pozo 3. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.324041309624181

Z	M	γ	Teb R	Tc R	Pc (psia)	ω	s
0.0089	84	0.69	628.968268	935.5213942	442.432284	0.2987098	0.173147275
0.0092	96	0.727	665.653262	984.4598173	445.020435	0.32413886	0.131635074
0.0107	107	0.749	702.561867	1027.747886	426.71183	0.35435361	0.141238276
0.0127	121	0.768	747.986095	1076.896111	396.446728	0.39660464	0.170833646
0.0133	134	0.782	787.761087	1117.974667	369.783256	0.4365803	0.200597994
0.0128	147	0.793	825.101082	1154.860516	344.796644	0.47698859	0.230765842
0.0123	161	0.804	863.052214	1191.67669	321.628439	0.51954878	0.260418354
0.0116	175	0.815	898.954648	1226.369418	302.327109	0.56039769	0.286108686
0.0107	190	0.826	935.188392	1260.952334	284.428194	0.60272867	0.310667456
0.011	206	0.836	971.354472	1294.569567	267.139303	0.64708441	0.335323741
0.009	222	0.843	1005.04898	1324.208784	250.218801	0.69228819	0.361362434
0.0095	237	0.851	1035.10113	1351.471541	237.750522	0.73140846	0.380261576
0.0085	251	0.856	1061.54055	1374.032147	225.754452	0.76932656	0.400306964
0.0082	263	0.861	1083.29211	1393.033521	217.139551	0.79991302	0.414496366
0.0074	275	0.866	1104.18577	1411.329415	209.405466	0.82947873	0.427249719
0.0065	291	0.871	1130.75988	1433.604664	199.027227	0.86991346	0.445994682
0.0063	300	0.876	1145.1334	1447.113181	195.385613	0.88841292	0.450453598
0.0059	312	0.881	1163.63379	1463.523098	189.797268	0.91478044	0.459177033
0.005	324	0.885	1181.45755	1478.746176	184.026257	0.94190275	0.469204112
0.0047	337	0.888	1200.11141	1493.825269	177.383807	0.972857	0.482391275
0.004	349	0.892	1216.64556	1508.060584	172.632715	0.99823962	0.490427425
0.0031	360	0.896	1231.25434	1520.935286	168.879339	1.02000736	0.496044514
0.0034	372	0.899	1246.7766	1533.726393	164.184475	1.04583567	0.505081362
0.0025	382	0.902	1259.26105	1544.402592	160.896718	1.06566279	0.510600127
0.0019	394	0.905	1273.85164	1556.505091	156.834351	1.09012274	0.518242905
0.002	404	0.909	1285.4283	1567.237908	154.711285	1.10625148	0.519585746
0.0013	415	0.912	1297.97259	1577.915044	151.634832	1.12671353	0.524592651
0.0013	426	0.915	1310.13741	1588.322031	148.777544	1.14652333	0.529010125
0.0011	437	0.917	1322.12032	1597.875733	145.454747	1.1684032	0.536006378
0.0008	445	0.92	1330.32891	1605.587271	144.191773	1.17971066	0.535879172
0.061528342	483.701348	0.99561114	1357.29035	1678.921622	180.0988	1.06178694	0.34456477
0.099275798	625.298207	1.02307707	1461.05893	1770.495895	156.383718	1.20580316	0.323405022
0.078168544	894.125542	1.06168682	1591.45255	1888.206395	133.796906	1.37974068	0.232295197
0.035924779	1323.82417	1.10502905	1708.46888	2000.917764	120.797808	1.50323576	0.002630781
0.008602537	2007.89098	1.15262756	1798.00265	2099.690961	118.136222	1.53471181	-0.48729098

- o Resultados de la simulación del crudo del Pozo 3 con un parámetros de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 159.761365372216 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 282.945924481998 cm³/mol

Cricondeterma = 976.822209559014 K

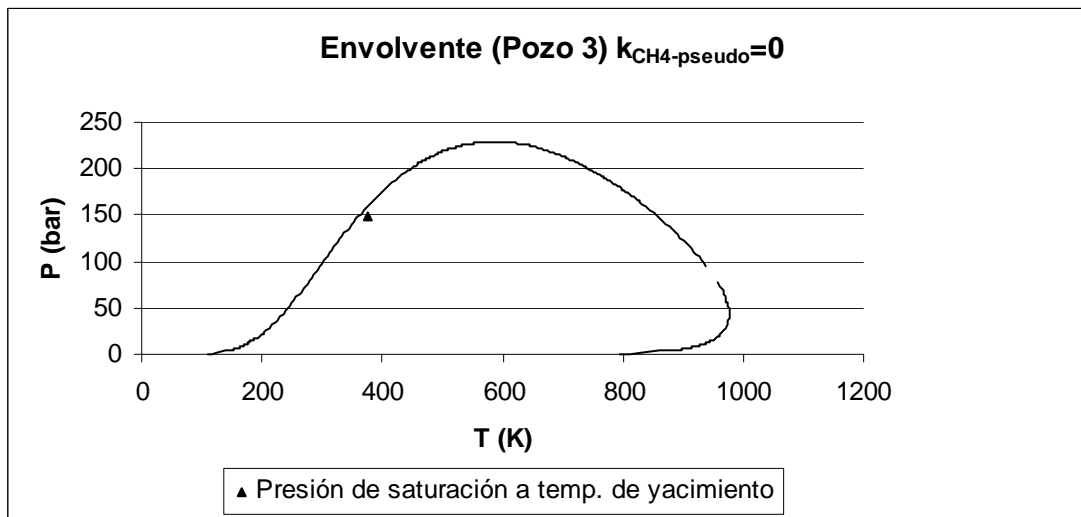


Figura 5.4.25 Envlovente de fases del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

Tabla 5.4.19. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presión (bar)	V _r	V _r	Y
85.90837643	1.20690204	1.15384615	4.15496902
94.526793	1.16193357	1.1179817	4.26173073
106.1099449	1.11486056	1.07420233	4.40204211
112.5220468	1.09374515	1.05763047	4.47834154
123.8294094	1.06293588	1.03512243	4.61061419
129.4830906	1.05001181	1.02498145	4.67568736
133.8957199	1.04087557	1.01756122	4.72599059
139.6183485	1.03011566	1.00939896	4.790597
149.3399224	1.01424501	1	4.89879413
152.0978157	1.01022218	0.99950532	4.92905069
173.1267522	0.99877436	0.99802127	-----
204.4288412	0.99604345	0.99406381	-----
254.0019733	0.992076	0.98936433	-----
303.5061581	0.98849099	0.98392283	-----

354.3203423	0.9851446	0.97971803	-----
404.3761057	0.98213213	0.97576057	-----
456.0176579	0.97927999	0.97081375	-----
507.7281573	0.97665111	0.96710364	-----

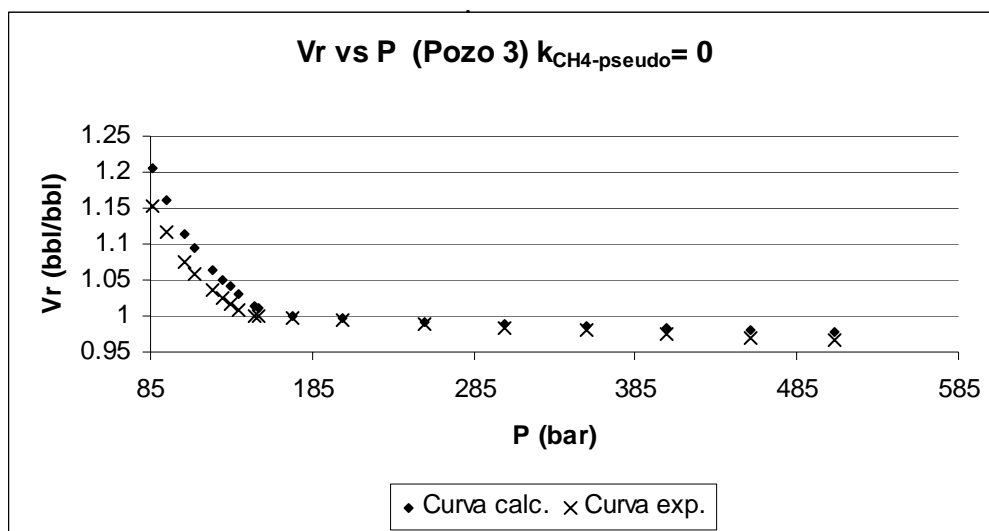


Figura 5.4.26 . Volumen relativo en función de la presión del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

Tabla 5.4.20. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos.			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
243.590926	1.15379713	1.15379713	-----	1.185	-----	0.889
234.420931	1.15463227	1.15463227	-----	1.186	-----	0.888
227.526198	1.1552707	1.1552707	-----	1.186	-----	0.887
220.631464	1.15591839	1.15591839	-----	1.187	-----	0.887
206.841998	1.15724245	1.15724245	-----	1.188	-----	0.886
199.947265	1.1579193	1.1579193	-----	1.189	-----	0.885
193.052531	1.15860636	1.15860636	-----	1.19	-----	0.885
179.263065	1.16001213	1.16001213	-----	1.192	-----	0.884
172.368332	1.1607314	1.1607314	-----	1.192	-----	0.883
165.473598	1.16146197	1.16146197	-----	1.193	-----	0.882
149.339922	1.15582174	1.1786298	1.006111459	1.195	-----	0.881
137.894665	1.1490025	1.17584093	1.009619891	1.189	-----	0.884
124.105199	1.14083725	1.17643367	1.013879178	1.18	1.25	0.887
110.315732	1.13271461	1.17244525	1.018177283	1.171	1.29	0.891
96.5262657	1.12461337	1.16981852	1.022520473	1.162	1.34	0.895
75.8420659	1.11234141	1.19944968	1.029178666	1.147	1.46	0.902
62.0525993	1.10411549	1.175292	1.033692727	1.136	1.59	0.907
48.2631328	1.0956733	1.18928559	1.038333296	1.124	1.81	0.912
34.4736663	1.08675957	1.22403058	1.043194221	1.111	2.21	0.917

23.2352511	1.07878961	1.25790602	1.047455177	1.1	2.92	0.923
1.03420999	1.04186031	16.1615999	1.064898979	1.068	54.6	0.941

Tabla 5.4.21. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
243.590926	277.571532	252
234.420931	277.571532	252
227.526198	277.571532	252
220.631464	277.571532	252
206.841998	277.571532	252
199.947265	277.571532	252
193.052531	277.571532	252
179.263065	277.571532	252
172.368332	277.571532	252
165.473598	277.571532	252
149.339922	261.043091	252
137.894665	243.106826	236
124.105199	221.759407	218
110.315732	200.676425	199
96.5262657	179.817057	180
75.8420659	148.631977	150
62.0525993	128.000626	129
48.2631328	107.152829	106
34.4736663	85.6244615	81
23.2352511	66.9407157	59
1.03420999	0	0

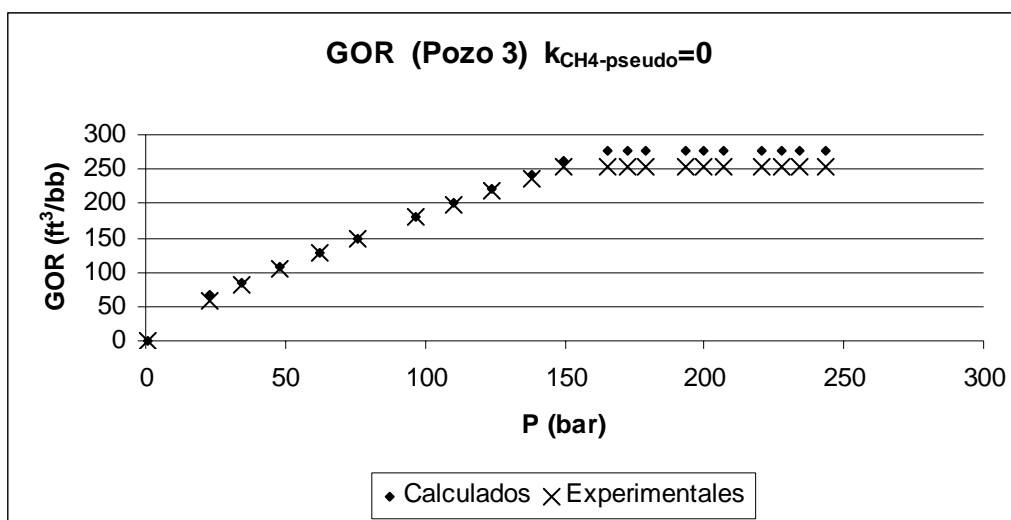


Figura 5.4.27. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

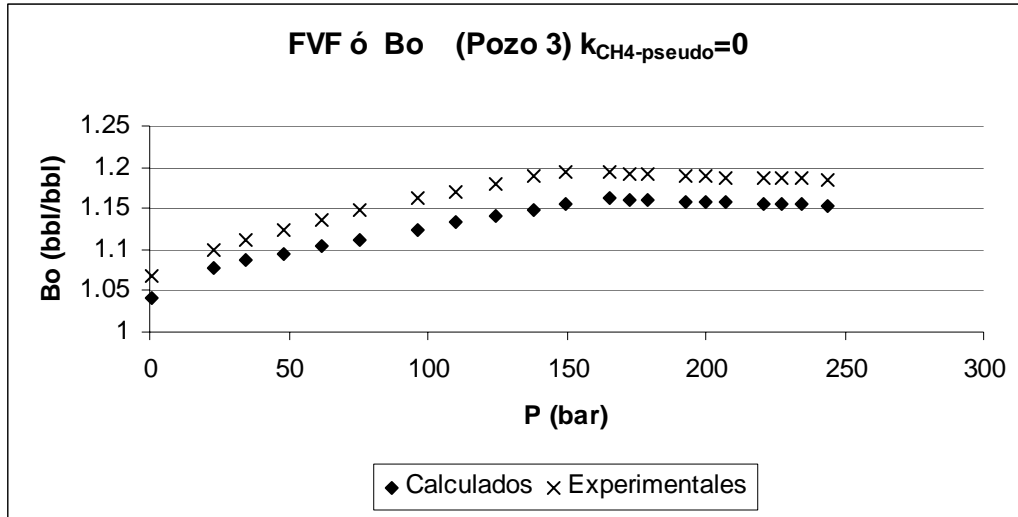


Figura 5.4.28. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

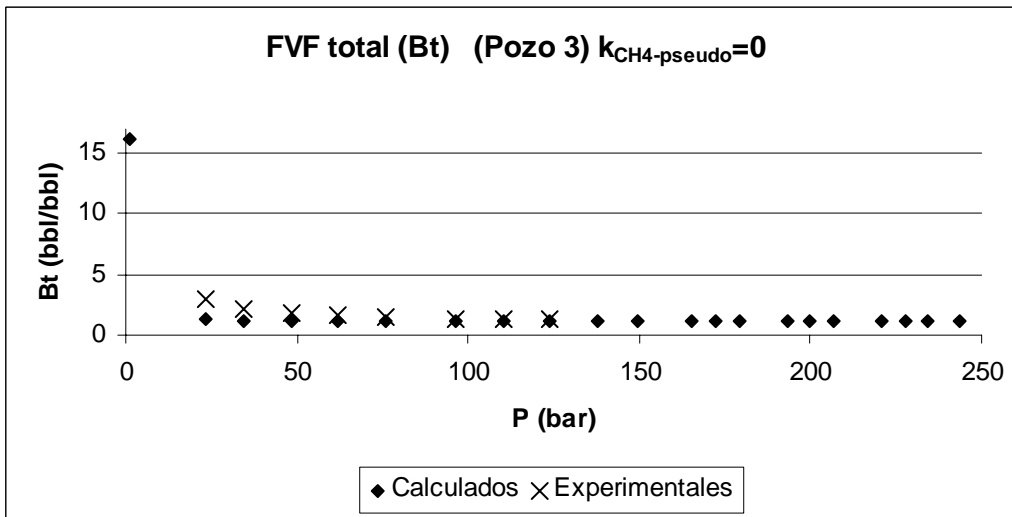


Figura 5.4.29. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

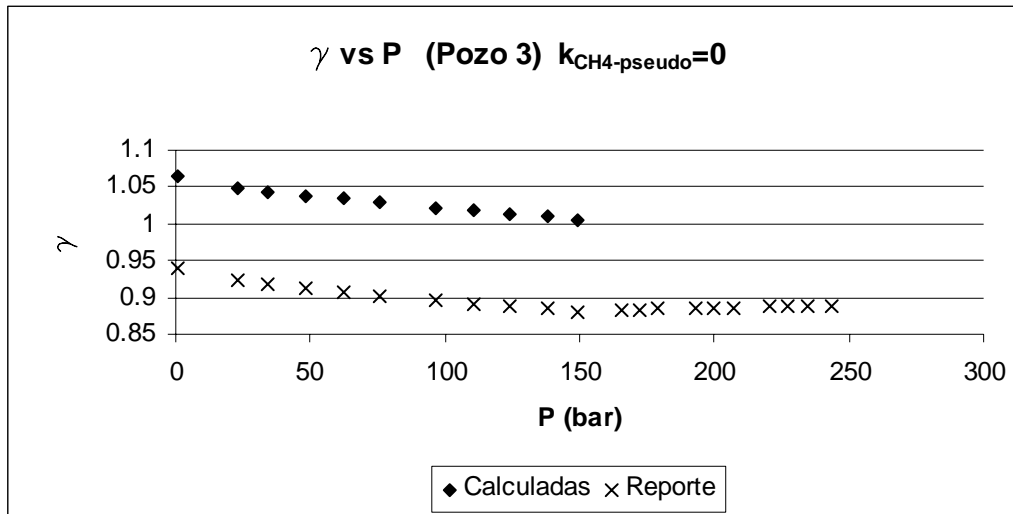


Figura 5.4.30. Densidad relativa del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

- o Resultados de la simulación del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción, $k_{CH_4\text{-pseudo}}$, ajustado a la presión de saturación.

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 149.340116308535 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 283.185376377880 cm³/mol

Cricondeterma = 976.641148639243 K

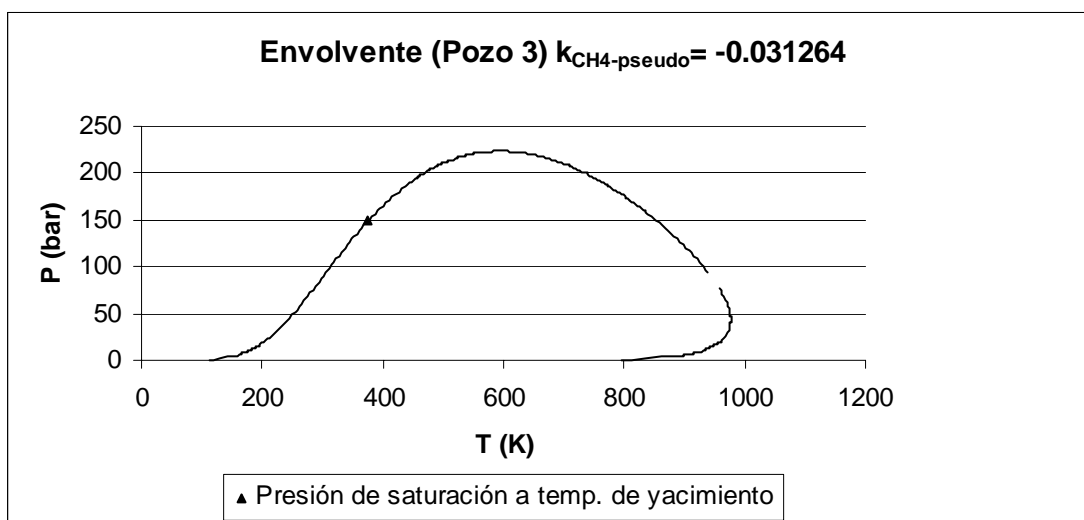


Figura 5.4.31 Envolvente de fases del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.031264$.

Tabla 5.4.22. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.031264$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presión (bar)	V _r	V _r	Y
85.90837643	1.19327358	1.15384615	3.82031007
94.526793	1.14816579	1.1179817	3.91366164
106.1099449	1.10093572	1.07420233	4.03632363
112.5220468	1.07974828	1.05763047	4.10300538
123.8294094	1.04883437	1.03512243	4.21864584
129.4830906	1.03586785	1.02498145	4.27558697
133.8957199	1.02670085	1.01756122	4.31995448
139.6183485	1.01591071	1.00939896	4.37636152
149.3399224	1.00000002	1	70.4695213
152.0978157	0.9997388	0.99950532	-----
173.1267522	0.99780074	0.99802127	-----
204.4288412	0.99508012	0.99406381	-----
254.0019733	0.99112706	0.98936433	-----
303.5061581	0.98755452	0.98392283	-----
354.3203423	0.98421932	0.97971803	-----
404.3761057	0.98121657	0.97576057	-----
456.0176579	0.97837333	0.97081375	-----
507.7281573	0.97575239	0.96710364	-----

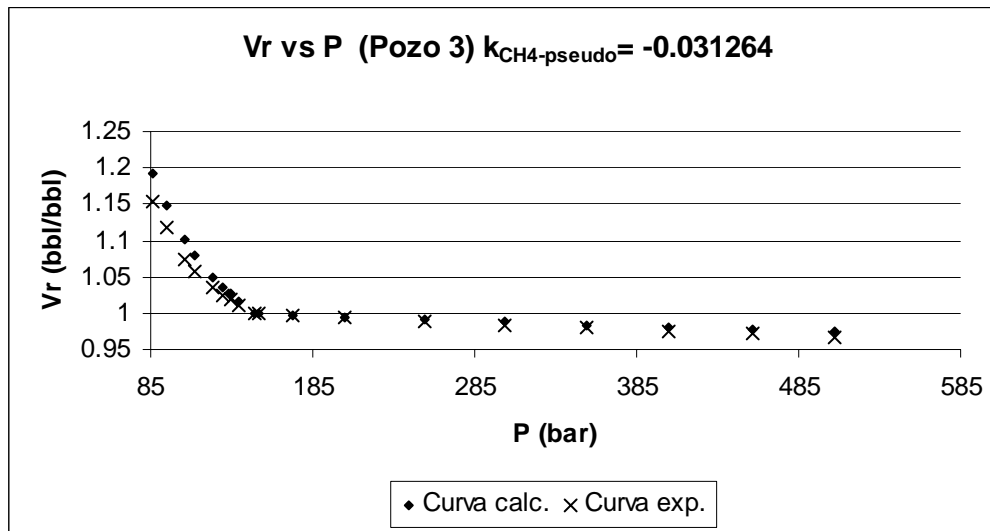


Figura 5.4.32 . Volumen relativo en función de la presión del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.031264$.

Tabla 5.4.23. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4\text{-pseudo}} = -0.031264$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos.			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
243.590926	1.153712	1.153712	-----	1.185	-----	0.889
234.420931	1.15454488	1.15454488	-----	1.186	-----	0.888
227.526198	1.15518156	1.15518156	-----	1.186	-----	0.887
220.631464	1.15582746	1.15582746	-----	1.187	-----	0.887
206.841998	1.15714783	1.15714783	-----	1.188	-----	0.886
199.947265	1.15782276	1.15782276	-----	1.189	-----	0.885
193.052531	1.15850785	1.15850785	-----	1.19	-----	0.885
179.263065	1.15990956	1.15990956	-----	1.192	-----	0.884
172.368332	1.16062672	1.16062672	-----	1.192	-----	0.883
165.473598	1.16135513	1.16135513	-----	1.193	-----	0.882
149.339922	1.16310527	1.16310527	1.002085734	1.195	-----	0.881
137.894665	1.1554406	1.18525033	1.006011573	1.189	-----	0.884
124.105199	1.14631321	1.18565435	1.010757224	1.18	1.25	0.887
110.315732	1.13728914	1.18095853	1.015522723	1.171	1.29	0.891
96.5262657	1.12834405	1.17776066	1.020314485	1.162	1.34	0.895
75.8420659	1.11490294	1.20946336	1.027612546	1.147	1.46	0.902
62.0525993	1.10597138	1.18265856	1.032524602	1.136	1.59	0.907
48.2631328	1.0968778	1.19706095	1.037540787	1.124	1.81	0.912
34.4736663	1.08737323	1.233036	1.042750368	1.111	2.21	0.917
23.2352511	1.07898302	1.26700285	1.047267229	1.1	2.92	0.923
1.03420999	1.04186031	16.2654073	1.064915573	1.068	54.6	0.941

Tabla 5.4.24. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4\text{-pseudo}} = -0.031264$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
243.590926	277.642582	252
234.420931	277.642582	252
227.526198	277.642582	252
220.631464	277.642582	252
206.841998	277.642582	252
199.947265	277.642582	252
193.052531	277.642582	252
179.263065	277.642582	252
172.368332	277.642582	252
165.473598	277.642582	252
149.339922	277.642582	252
137.894665	257.735022	236
124.105199	234.155324	218
110.315732	210.992536	199

96.5262657	188.197851	180
75.8420659	154.354984	150
62.0525993	132.133144	129
48.2631328	109.830104	106
34.4736663	86.9962328	81
23.2352511	67.3948666	59
1.03420999	0	0

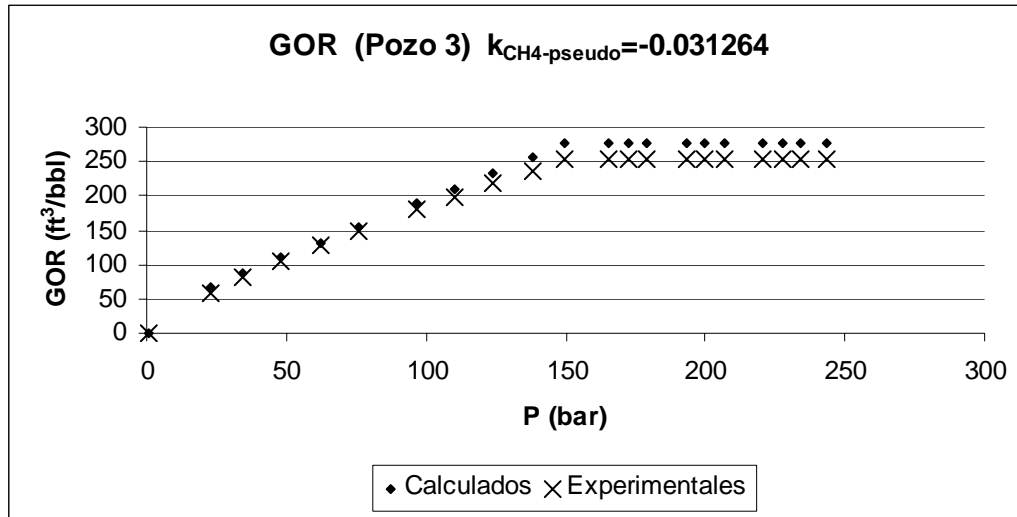


Figura 5.4.33. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

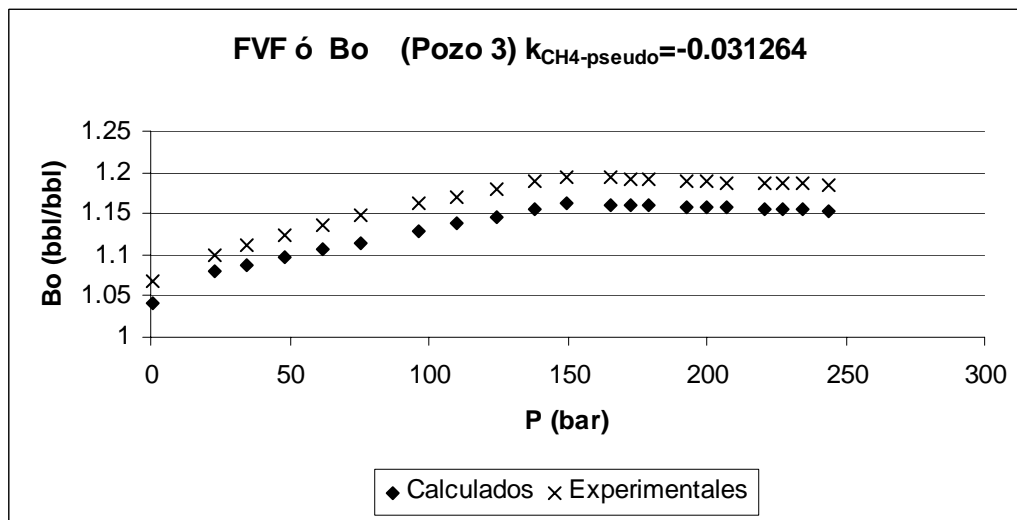


Figura 5.4.34. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

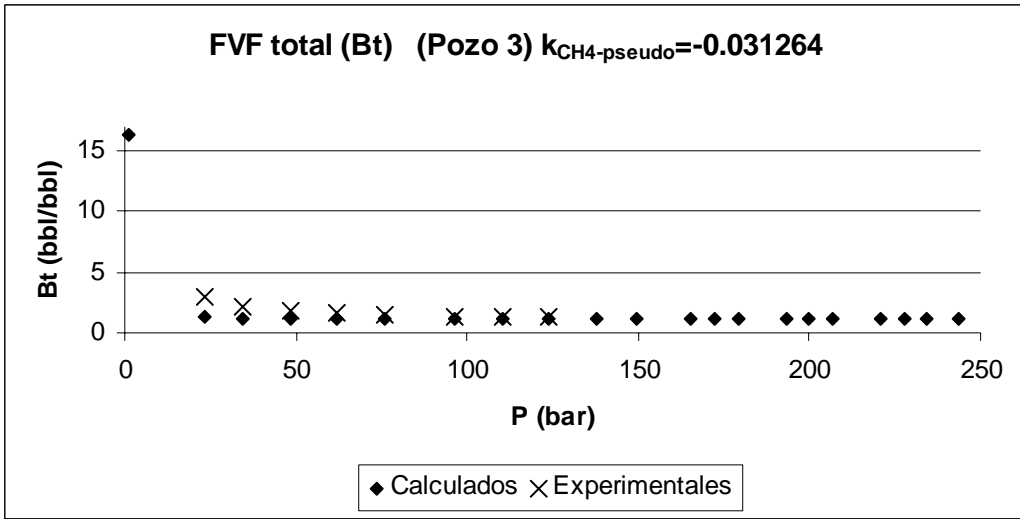


Figura 5.4.35. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

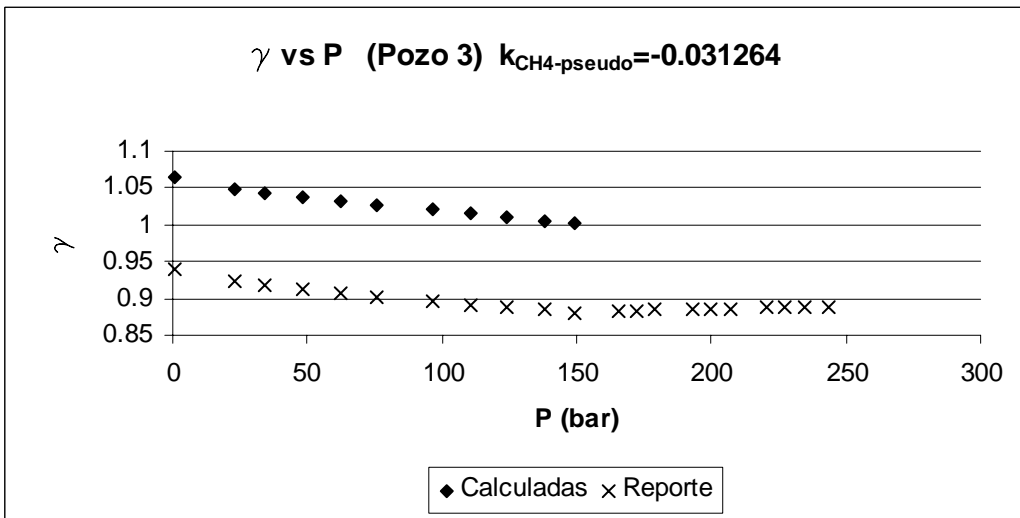


Figura 5.4.35. Densidad relativa del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

Conclusiones.

-Las propiedades de los alcanos lineales sirven de referencia para analizar de qué forma se ve afectada una caracterización con respecto a la naturaleza química de los componentes de la mezcla de crudo.

- La correlación de Soreide para el cálculo de la temperatura de ebullición genera una familia de curvas para cada factor de caracterización. El comportamiento de éstas curvas es el esperado a pesos moleculares bajos, pero a pesos moleculares altos la orientación de las curvas se invierte. Es decir, a pesos moleculares bajos la temperatura de ebullición aumenta si un factor de caracterización también se incrementa. A pesos moleculares elevados un aumento de un factor de caracterización disminuye la temperatura de ebullición. Esto se aprecia más empleando los factores de aromaticidad de Jacoby y Yarborough (Ja y Ya).

-En los cálculos realizados, empleando las correlaciones de caracterización, se muestra que un valor de C_f cercano a 0.27 es característico de crudos parafínicos. Al incrementarse el valor de C_f , se observa un incremento en la aromaticidad del crudo. De igual manera, para los factores de aromaticidad de Yarborough y Jacoby se comprobó que un valor cercano a cero es propio de crudos parafínicos; y a medida que se aumenta este valor, se incrementa la aromaticidad del crudo.

-El ajuste de α de la ecuación de estado de Peng-Robinson a la presión de vapor de hidrocarburos, genera curvas de α con una tendencia muy similar a la que predicen Peng-Robinson (ecuación 2.1.31), Gasem (ecuación 2.1.36) y Twu (ecuación 2.1.37).

-En el ajuste de α de la ecuación de estado de Peng-Robinson, los resultados afirman que, con excepción del metano, las parafinas presentan cierta dificultad en la extrapolación de alfa para temperaturas reducidas menores de 0.4.

-La línea de ajuste y las líneas teóricas (Peng-Robinson, Gasem y Twu) de alfa para las gráficas de todos los hidrocarburos se cruzan a una temperatura reducida de 0.7, lo que se explica porque el factor acéntrico se determina precisamente a ésta temperatura:

$$\omega = -\log\left(\frac{P_v}{P_c}\right) - 1$$

donde la presión de vapor P_v se evalúa a un temperatura reducida de 0.7.

- A pesos moleculares altos, se genera una α ajustada a la presión de vapor que tiene una tendencia que no pueden predecir las ecuaciones de Peng-Robinson, Gasem y Twu.

- El traslado de volumen de la ecuación de estado sí tiene dependencia lineal con la temperatura. Esta dependencia lineal se interrumpe en las cercanías del punto crítico.

- El traslado de volumen se incrementa a medida que el peso molecular del hidrocarburo crece.

- El traslado a 60°F y a una atm., para hidrocarburos, toca la región lineal de la curva del traslado de volumen, por lo que se puede considerar como traslado de referencia para crudos.

- La pendiente de la parte lineal del traslado de volumen tiene dependencia con el peso molecular. Esta dependencia es lineal a pesos moleculares elevados. Lo anterior aplica a alcanos lineales.

- El ajuste del parámetro de interacción binaria, $k_{CH_4\text{-pseudo}}$, a la presión de saturación a la temperatura del yacimiento, mejora las predicciones para el experimento CCE; sin embargo, éste ajuste no predice de manera satisfactoria todos los experimentos DLE de los crudos tratados en éste trabajo.

- El ajuste del parámetro de interacción binaria, $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}}$, a la presión de saturación a la temperatura del yacimiento, no garantiza una buena predicción del régimen de liberación de gas de un crudo.

-El ajuste del parámetro de interacción binaria, $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}}$, a la presión de saturación a la temperatura del yacimiento, no garantiza predicciones aceptables de la densidad del aceite del experimento DLE.

Bibliografía:

- a) van der Waals, J. D. (1873); Continuity of the Gaseous and Liquid State of Matter.
- b) Redlich, O. and Kwong, J. N. S. (1949). On the Thermodynamics of Solutions. V. An Equation of State Fugacities of Gaseous Solutions. *Chem. Rev.* 44, 233.
- c) Peng, D. Y. and Robinson, D. B. (1976); A New Constant Equation of State. *Ind. And Eng. Chem.*, **15**, No. 1 , 59.
- e) Martin, J. J.(1979). Cubic Equations of State Which?. *Ind. And Eng. Chem.*, **18**, No. 2, 81.
- f) Peneloux, A, Rauzy, E., and Freze, R.(1982). A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes. *Fluid Phase Equilibria.*, **8**, 7.
- g) Jhaveri, B. S. and Youngren, G. K. (1988). Three Parameter Modification the Peng-Robinson Equation of State to Improve Volumetric Predictions. *SPEE*, (August 1988), 1033.
- h) Gasem, K. A. M.; Gao, W.; Robinson Pan, R.L. Jr. (2001). A modified temperature dependence for the Peng-Robinson equation of state. *Fluid Phase Equilibria.* 181, 113-125.
- i) Whitson, C. H., Andersen, T. F., and Soreide, I. (1989). "C₇₊ Characterization of Related Equilibrium Fluids Using the Gamma Distribution", *C₇₊ Fraction Characterization*, L. G. Chorn and G. A. Mansoori (eds.), *Advances in Thermodynamics*, Taylor & Francis, New York City, **1**, 35-56.
- j) Soreide, I. (1989). Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids from a Cubic Equation of State. In: *Dr. Ing. Dissertation.*, Norwegian Inst. Of Technology, Trondheim, Norway.

- k) Kesler M. G. and Lee B. I. (1976). Improve Predictions of Enthalpy of Fractions. *Hydro. Proc.*, March; 55, 153.
- l) Twu C. H. (1984). An Internally Consistent Correlation for Predicting the Critical Properties and Molecular Weights of Petroleum and Coal-Tar Liquids. *Fluid Phase Equilibria.*; No. 16, 137.
- m) Whitson C. H. and Brulé M. R.(2000). Heptanes Plus Characterization. In: *Phase Behavior*, S. P. E. (ed), Texas.
- n) Lohrenz J., Bray B. G., and Clark C. R. (1964). "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions," *JPT* (October 1964) 1171, *Trans.*, AIME, 231.
- ñ) Watson K. M., Nelson E. F. and Murphy G. B. (1935). "Characterization of Petroleum Fractions," *Ing. Eng. Chem.* (1935) 27, 1460.
- o) Watson K. M. and Nelson E. F.: "Improved Methods for Approximating Critical and Thermal Properties of Petroleum," *Ind. Eng. Chem.* (1933) 25, No. 8, 880.
- p) Whitson, C. H.: "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions," *SPEJ* (August 1983) 683; *Trans.*, AIME, 275.
- q) Riazi M. R. and Daubert T. E.: "Simplify Property Predictions," *Hydro. Proc.* (March 1980) 115.
- r) Yarborough L.: "Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids," *Equation of State in Engineering and Research*, K. C. Chao and R. L. Robinson Jr. (eds.), *Advances in Chemistry Series*, American Chemical Soc., Washington, DC (1978) **182,386.**

s) Whitson C. H.: "Effect of C7+ Properties on Equation of State Prediction," SPEJ (December 1984) 685; Trans., AIME, **277**.

t) Roess L. C.: "Determination of Critical Temperature and Pressure of Petroleum Fractions," J. Inst. Pet. Tech. (October 1936) **22**, 1270.

u) Cavett R. H.: "Physical Data for Distillation Calculations-Vapor-Liquid Equilibra," Proc., 27th API Meeting, San Francisco (1962) 351.

v) Nokay R.: "Estimate Petrochemical Properties," *Chem. Eng.* (23 February 1959) 147.

ANEXO A. Correlaciones de caracterización.

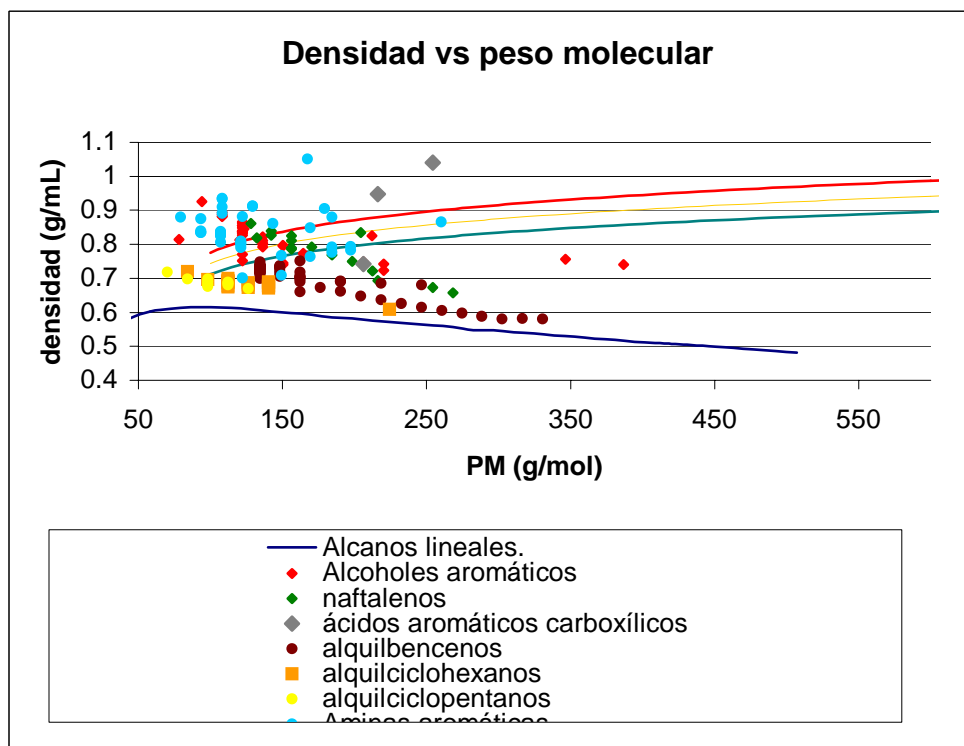


Figura A.1. Densidades experimentales y calculadas con las correlaciones de Soriede, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

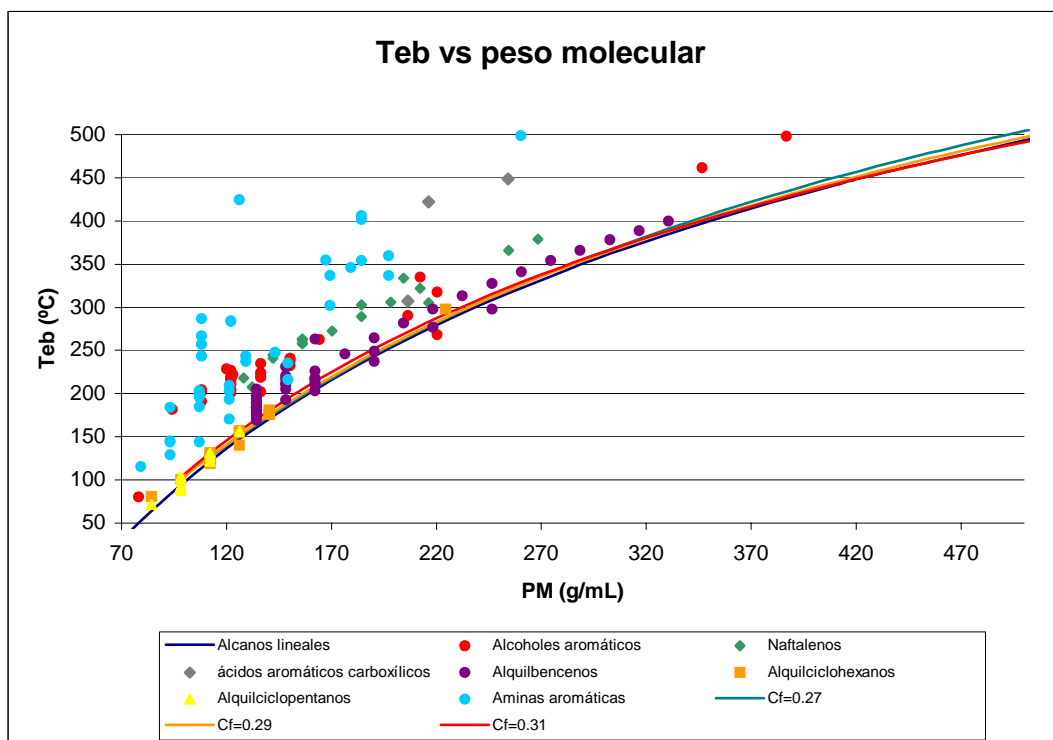


Figura A2. Temperaturas de ebullición experimentales y calculadas con las correlaciones de Soriede, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

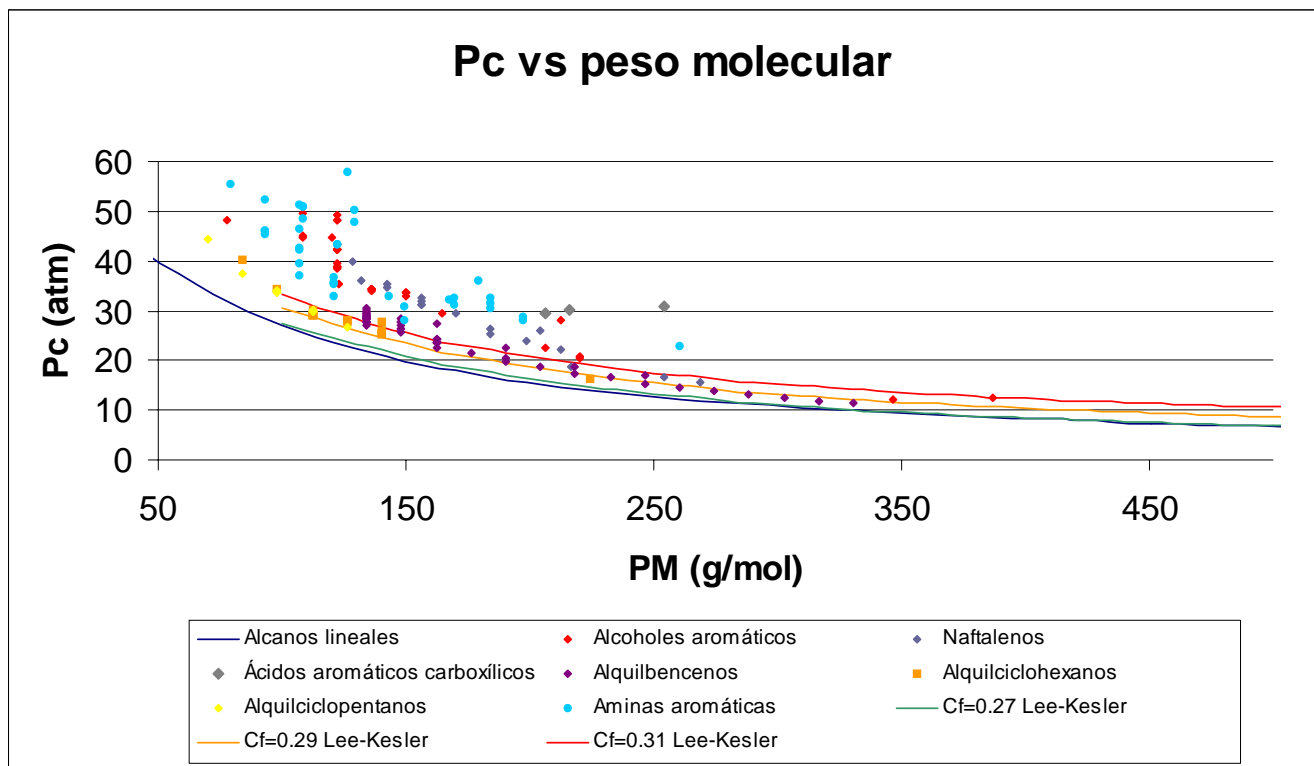


Figura A.3. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

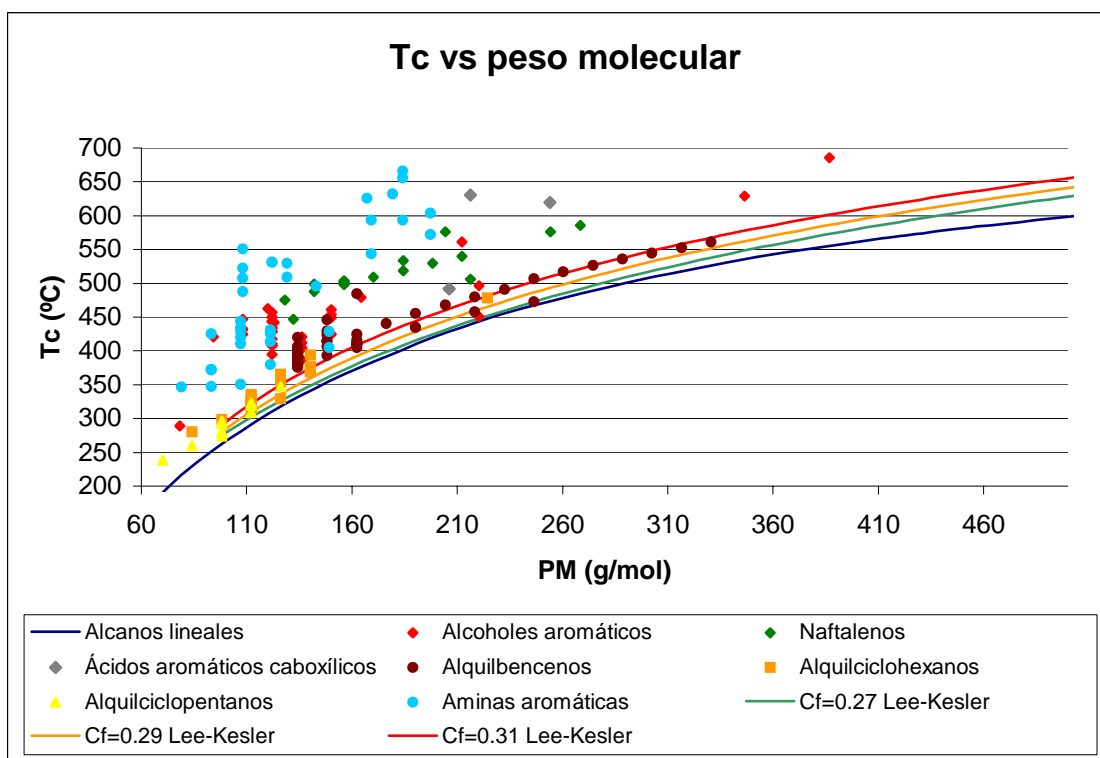


Figura A.4. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

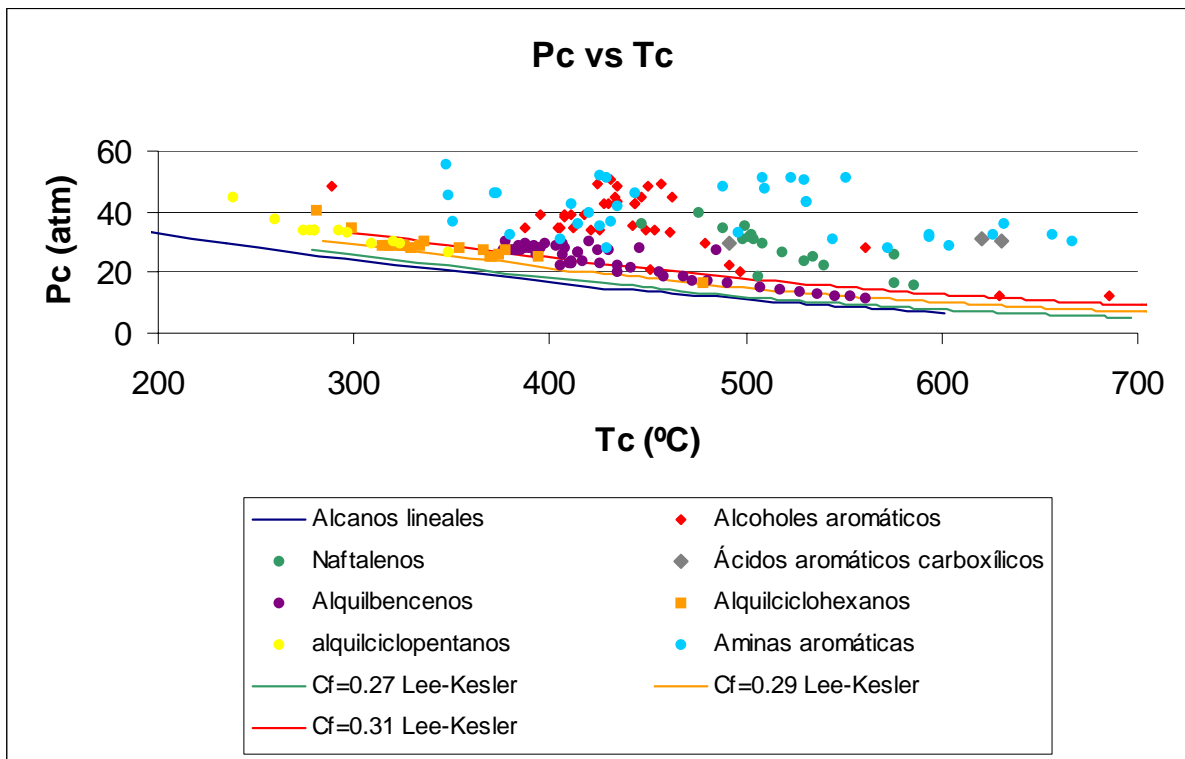


Figura A.5. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, en función de la temperatura crítica, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

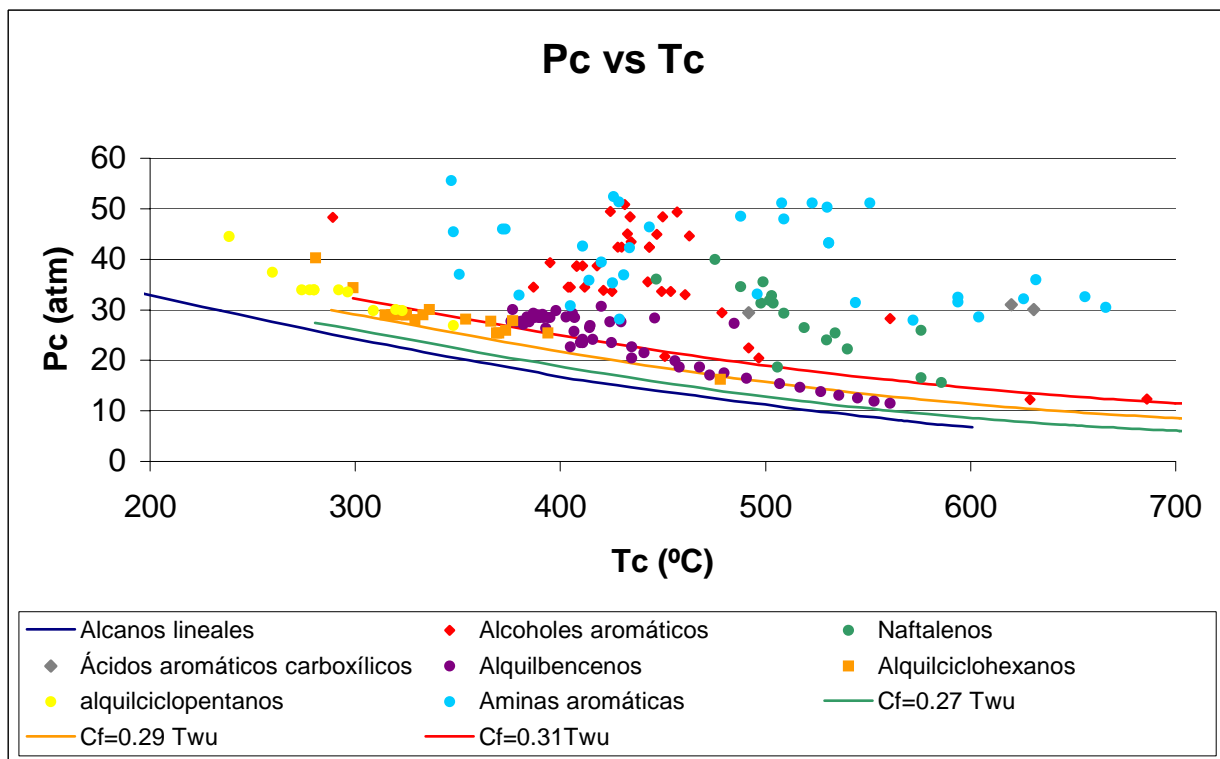


Figura A.6. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, en función de la temperatura crítica, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

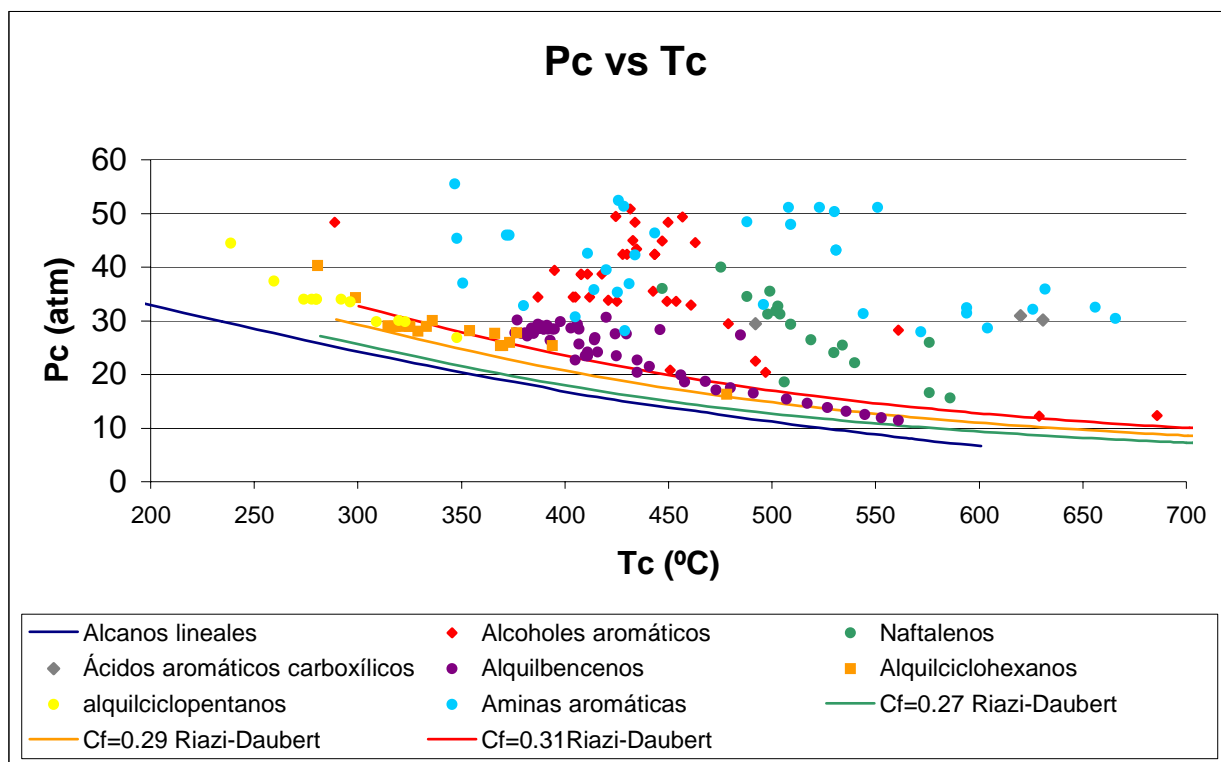


Figura A.7. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, en función de la temperatura crítica, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

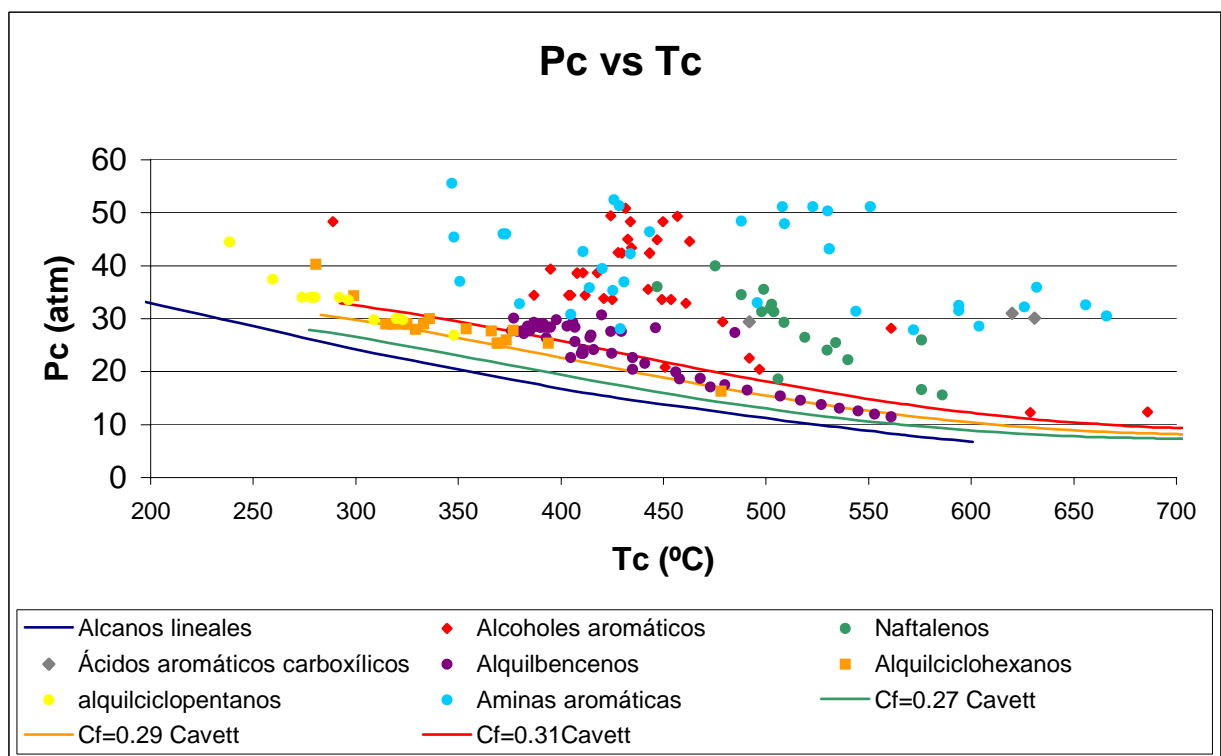


Figura A. 8. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, en función de la temperatura crítica, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

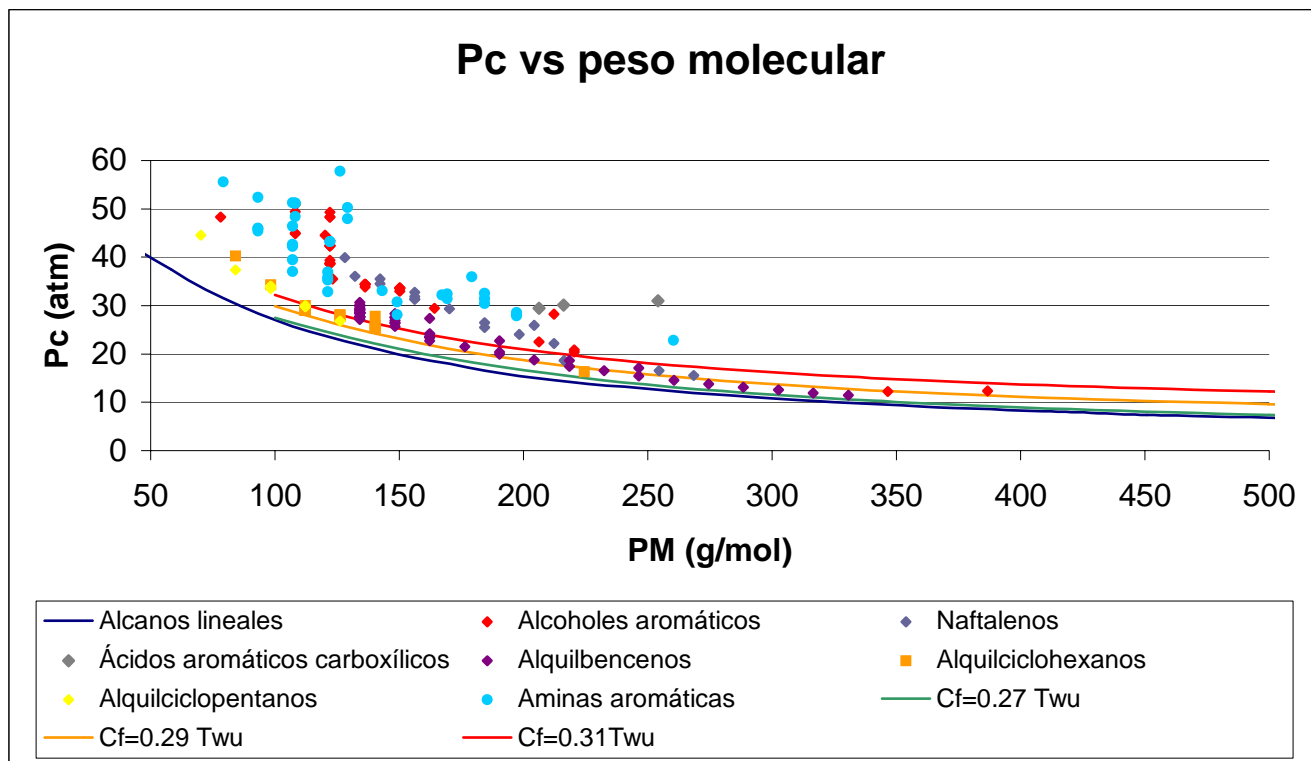


Figura A.9. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

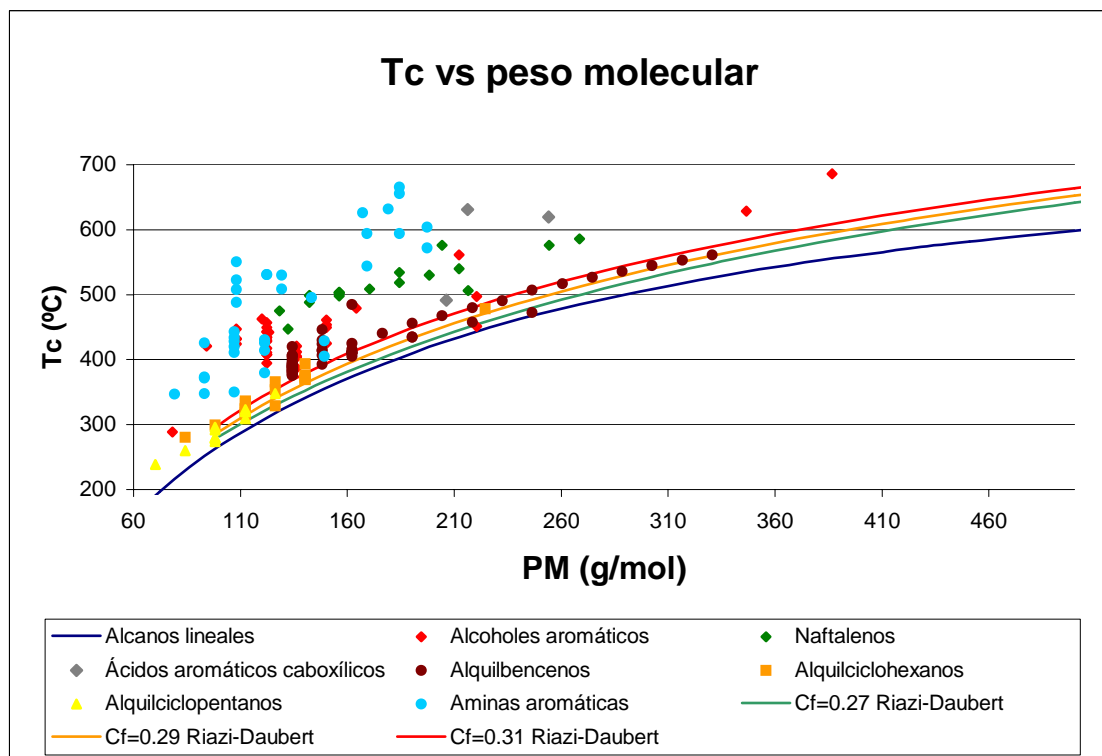


Figura A.10. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

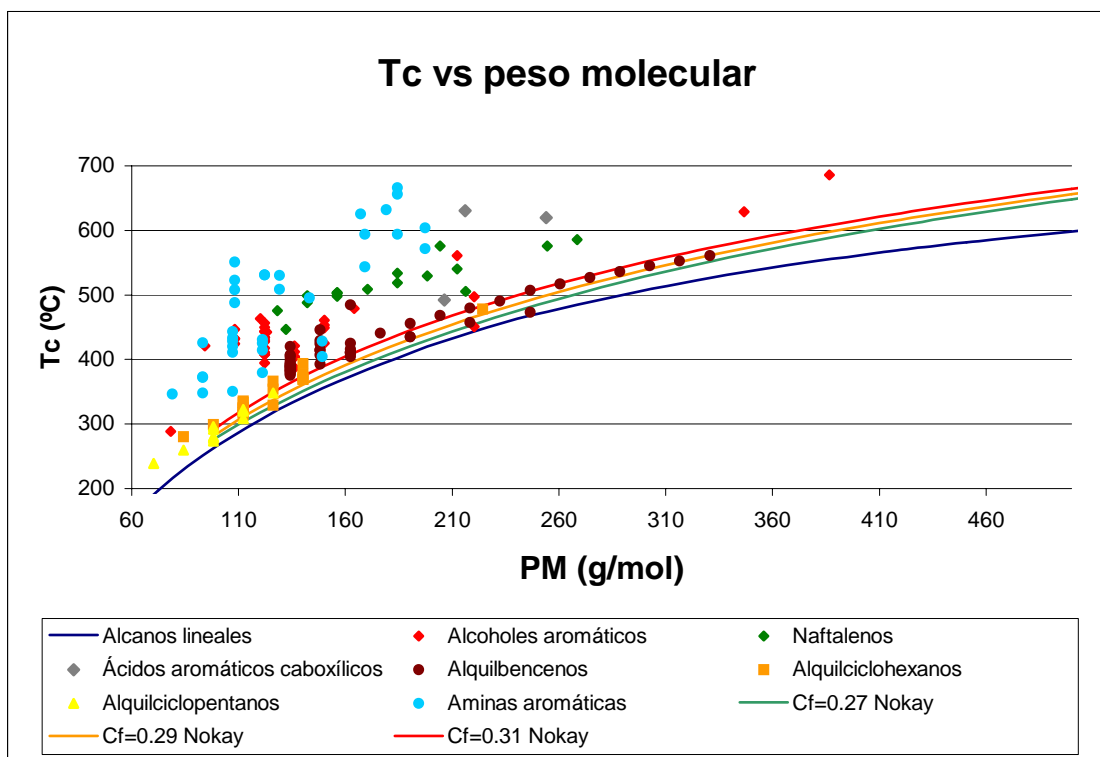


Figura A.11. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Nokay, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

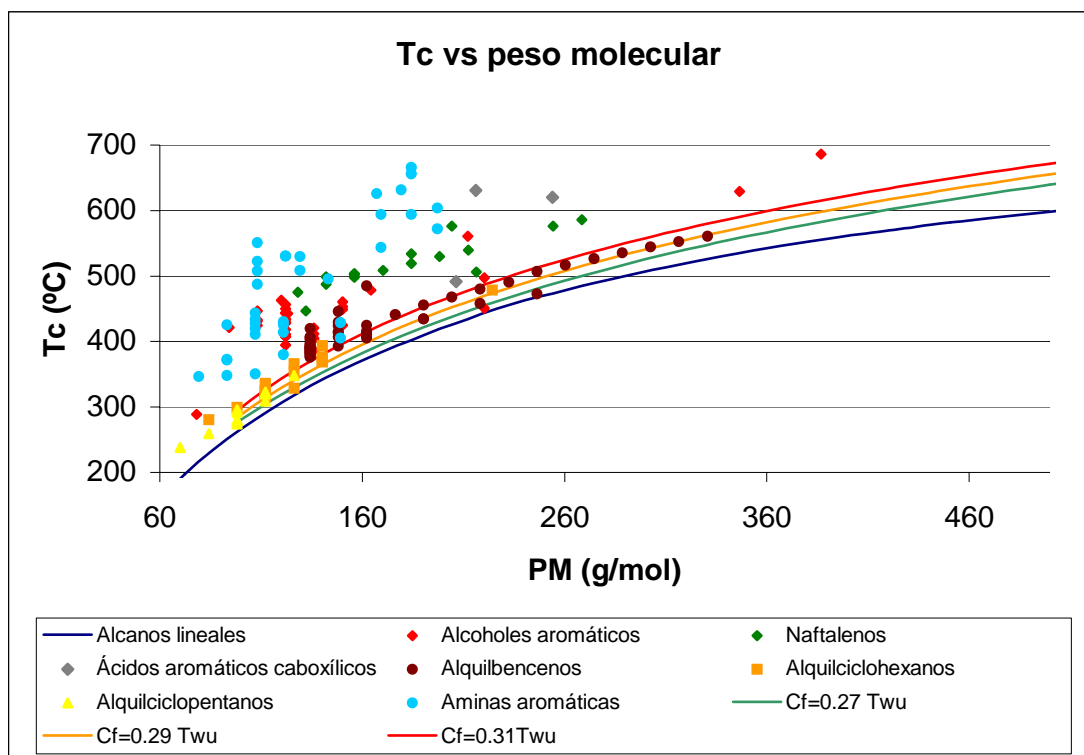


Figura A.12. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

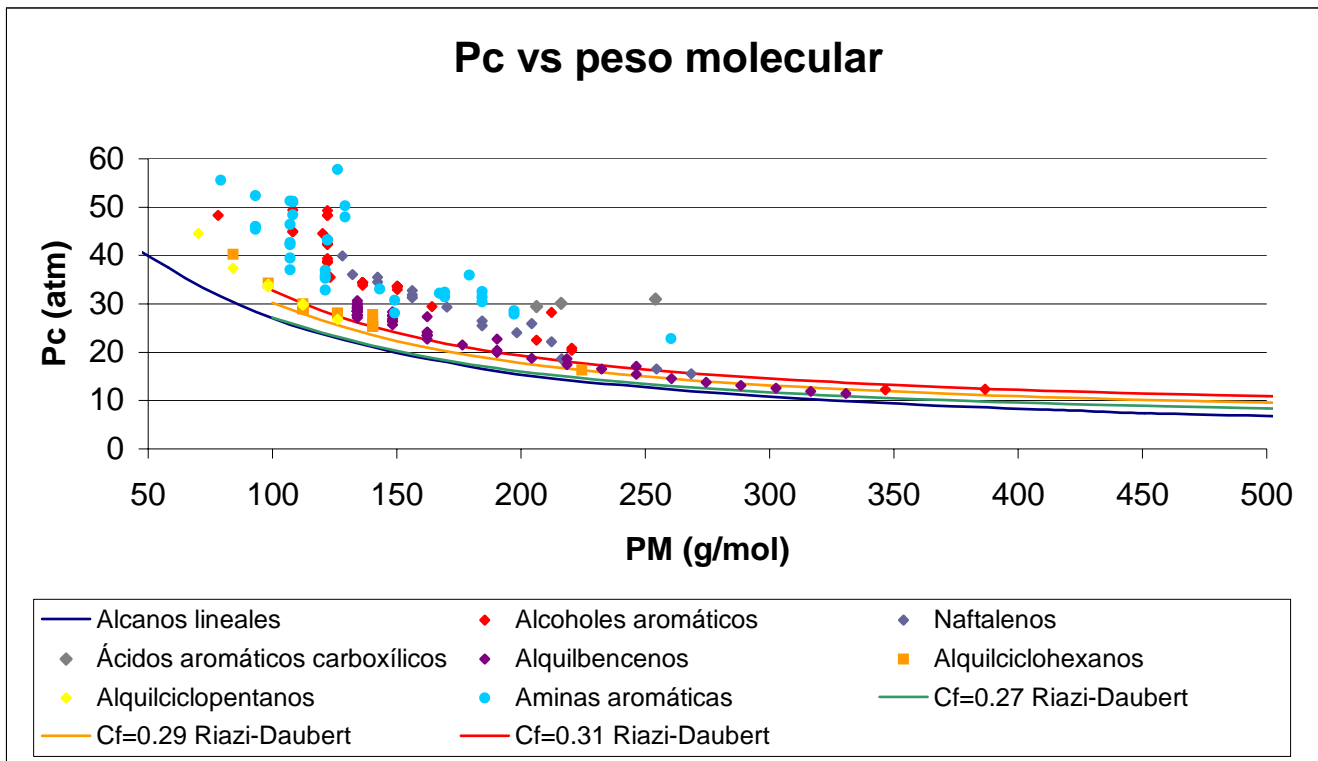


Figura A.13. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

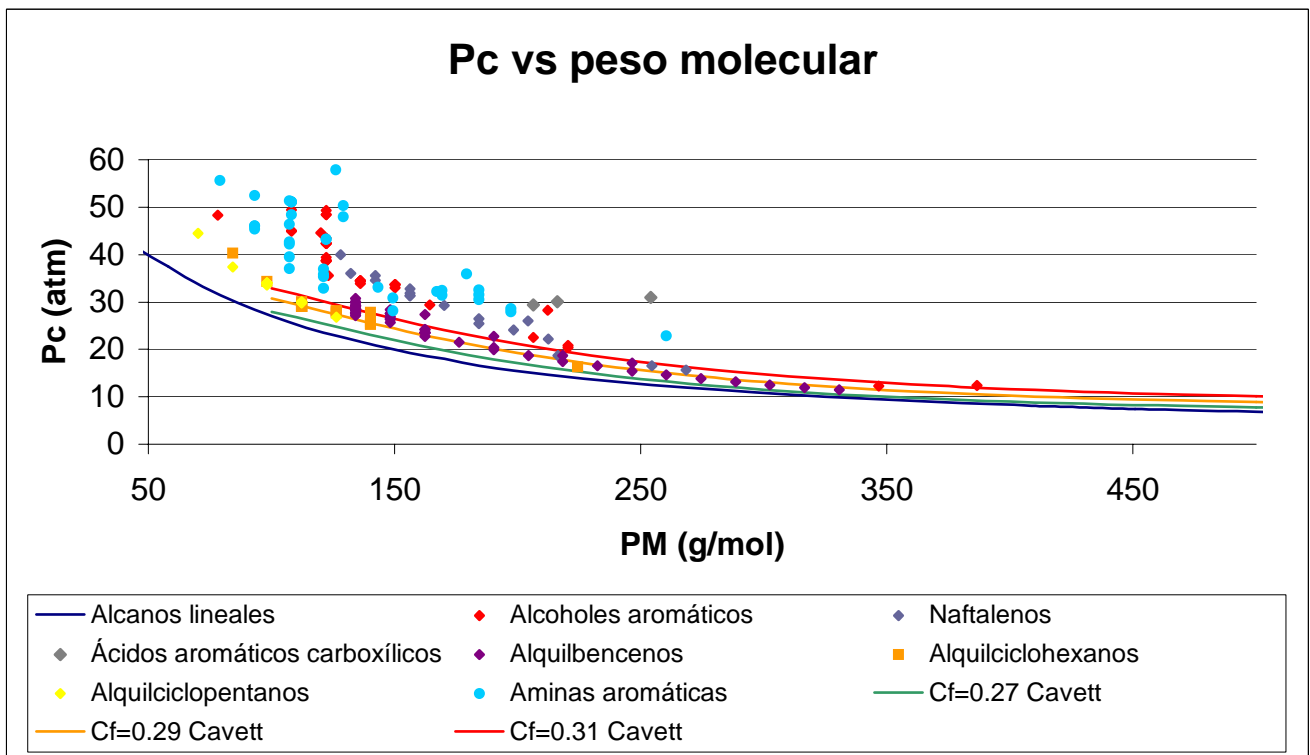


Figura A.14. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

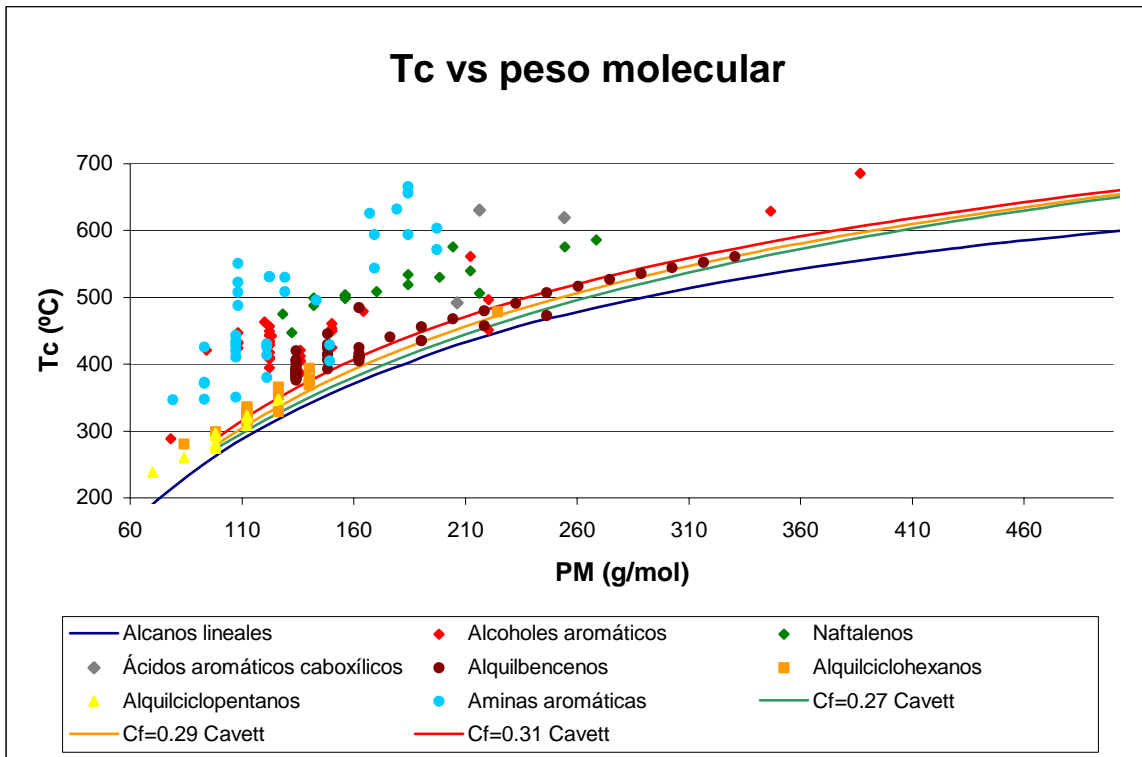


Figura A.15. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

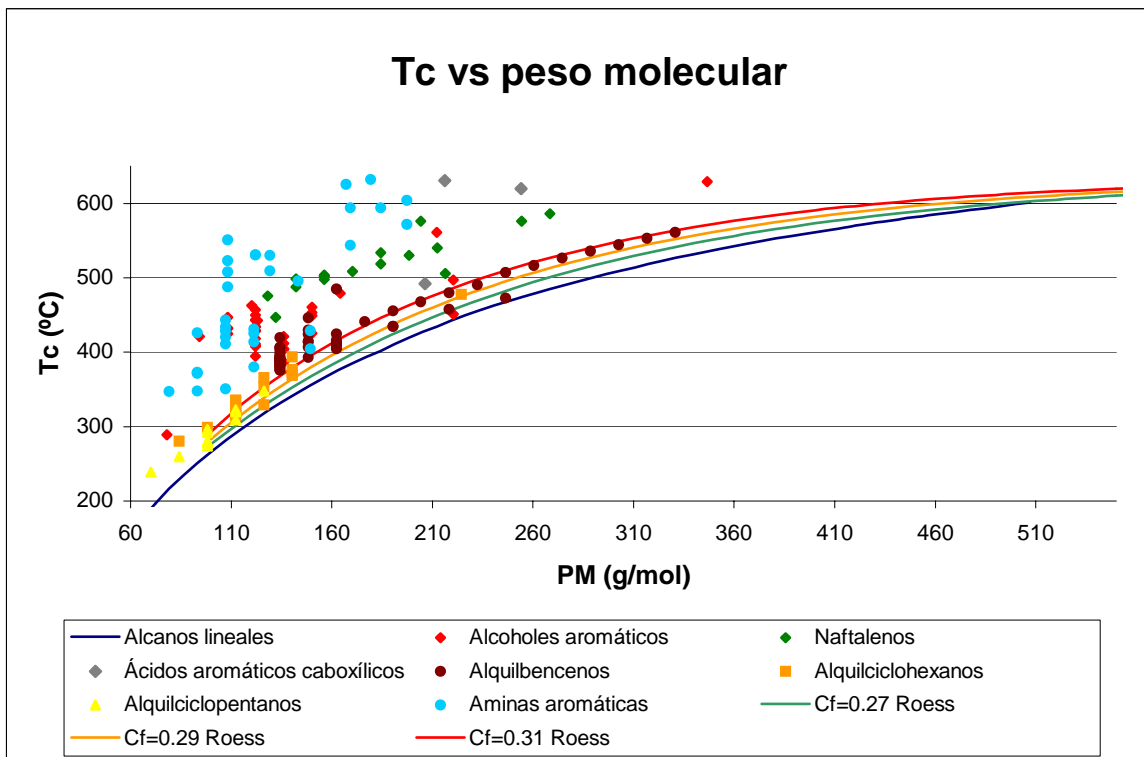


Figura A.16. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Roess, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Cf.

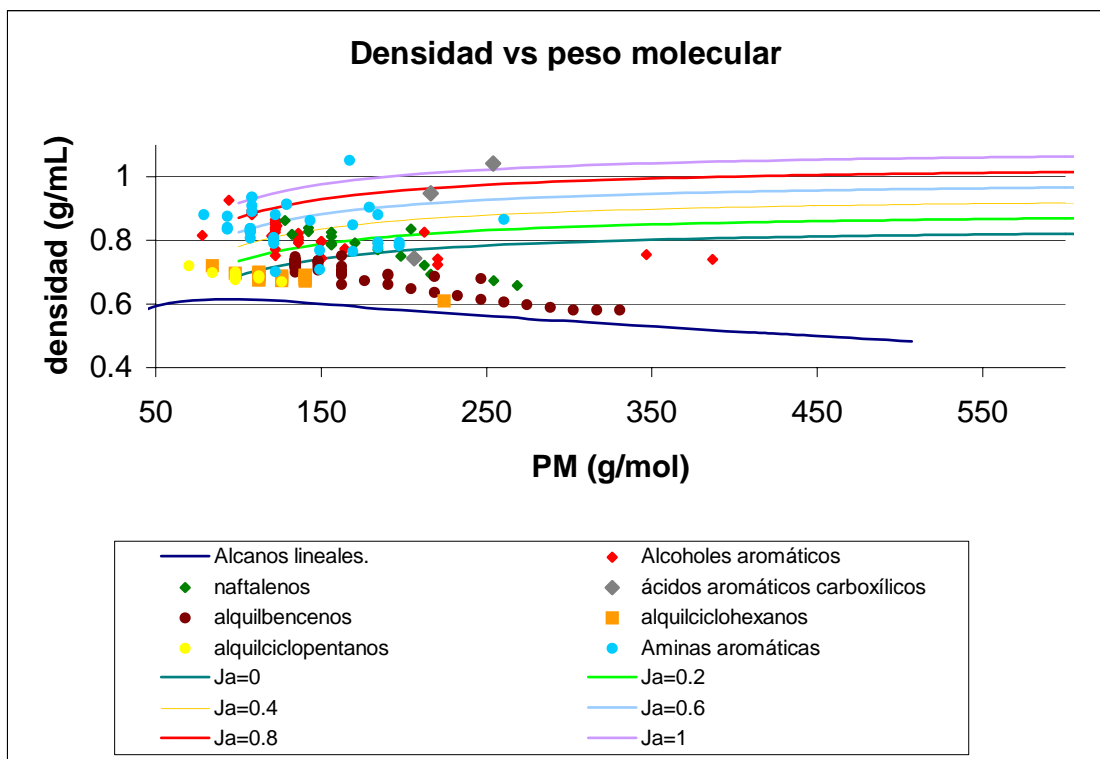


Figura A.17. Densidades experimentales y calculadas con las correlaciones de Soriede, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

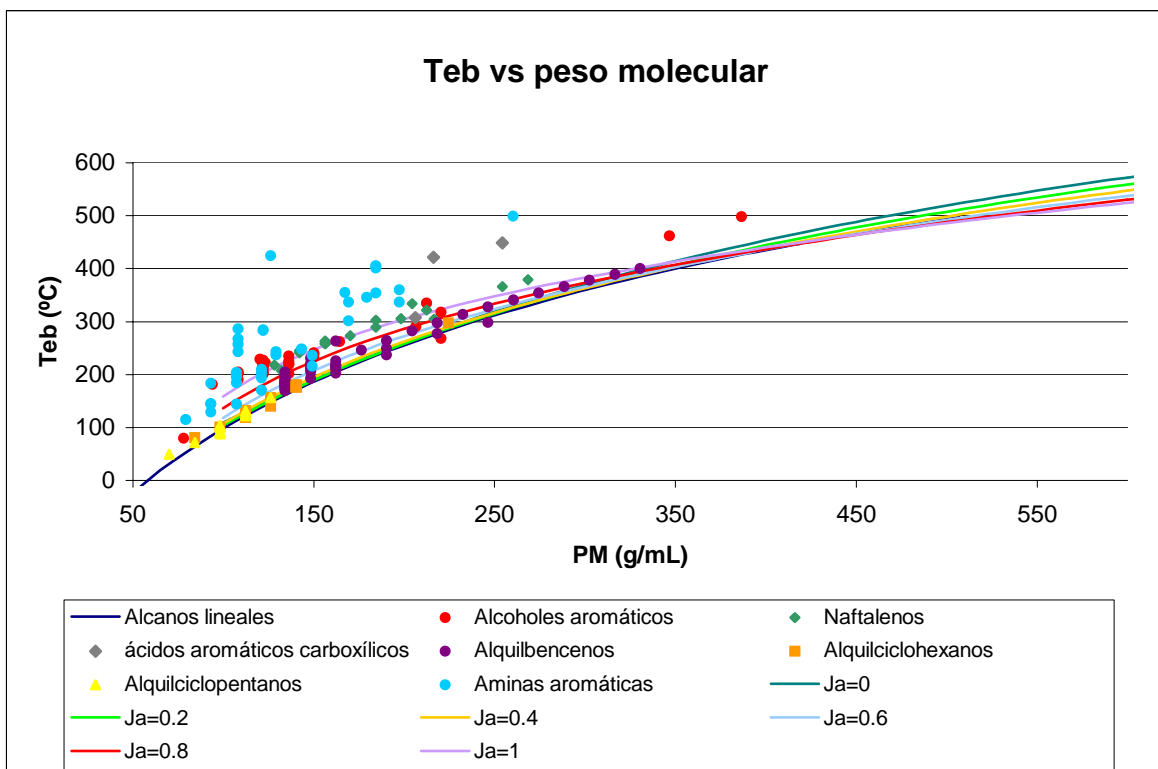


Figura A18. Temperaturas de ebullición experimentales y calculadas con las correlaciones de Soriede, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

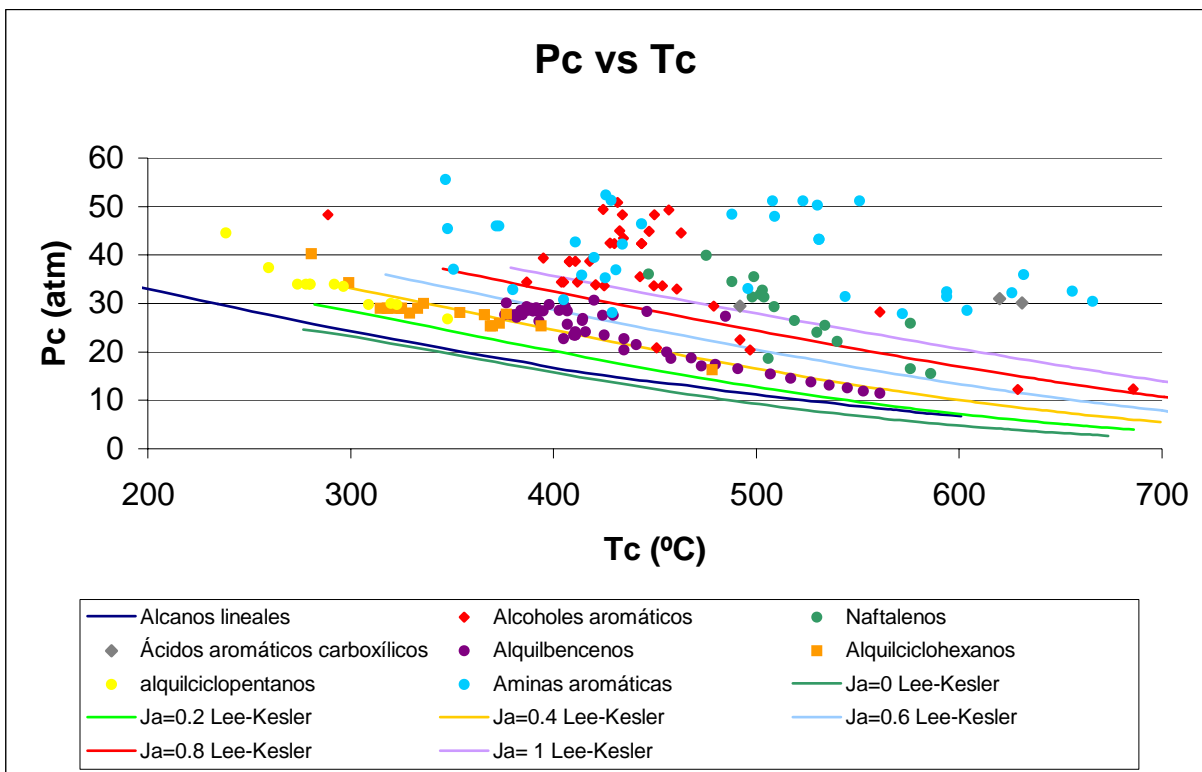


Figura A.19. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

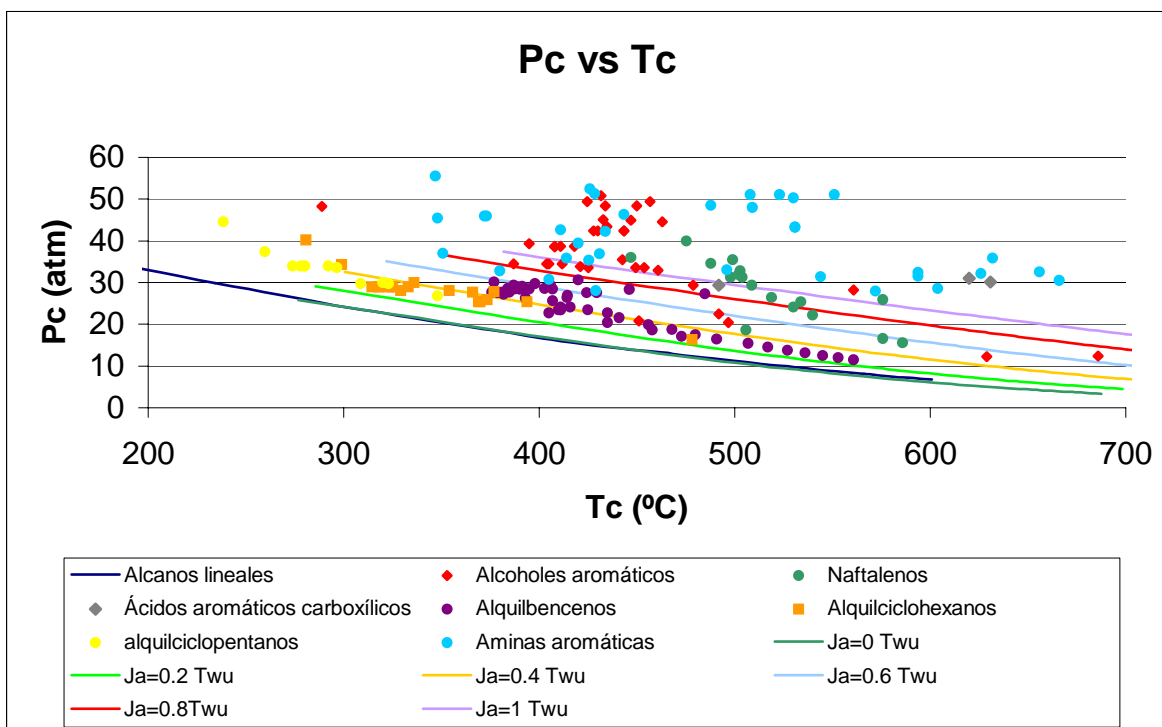


Figura A.20. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

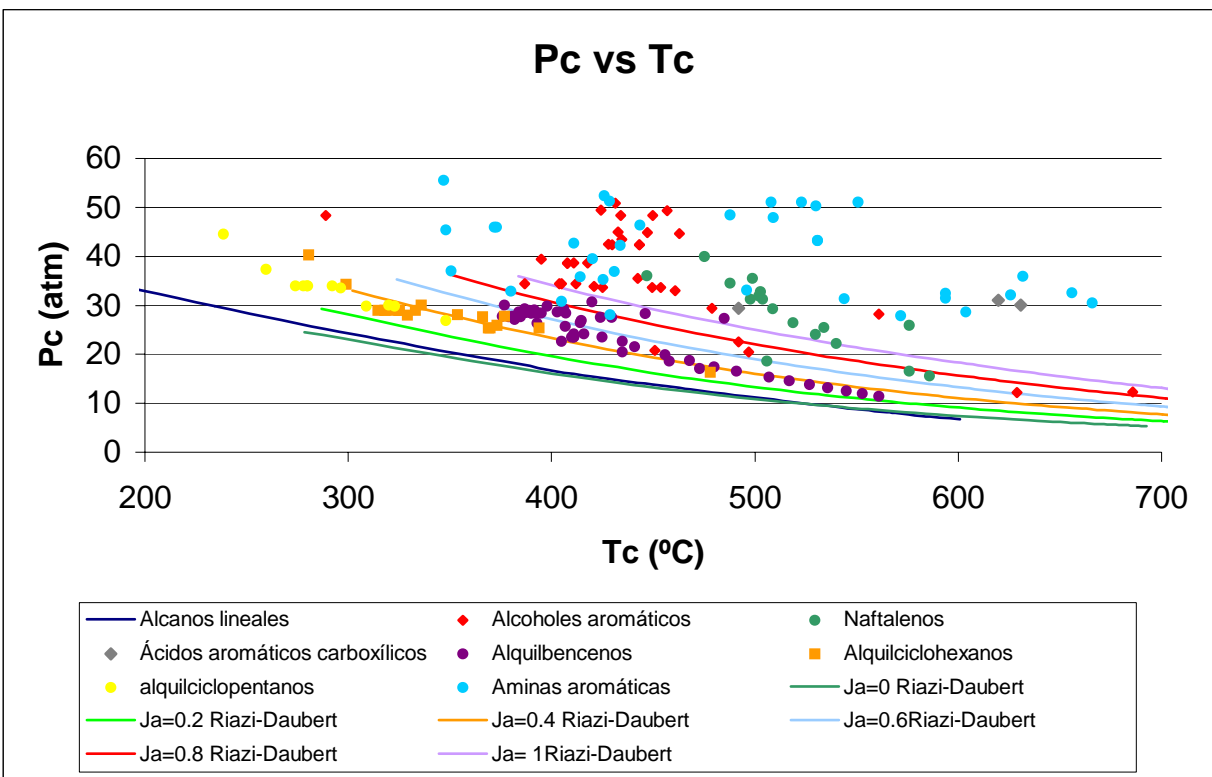


Figura A.21. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

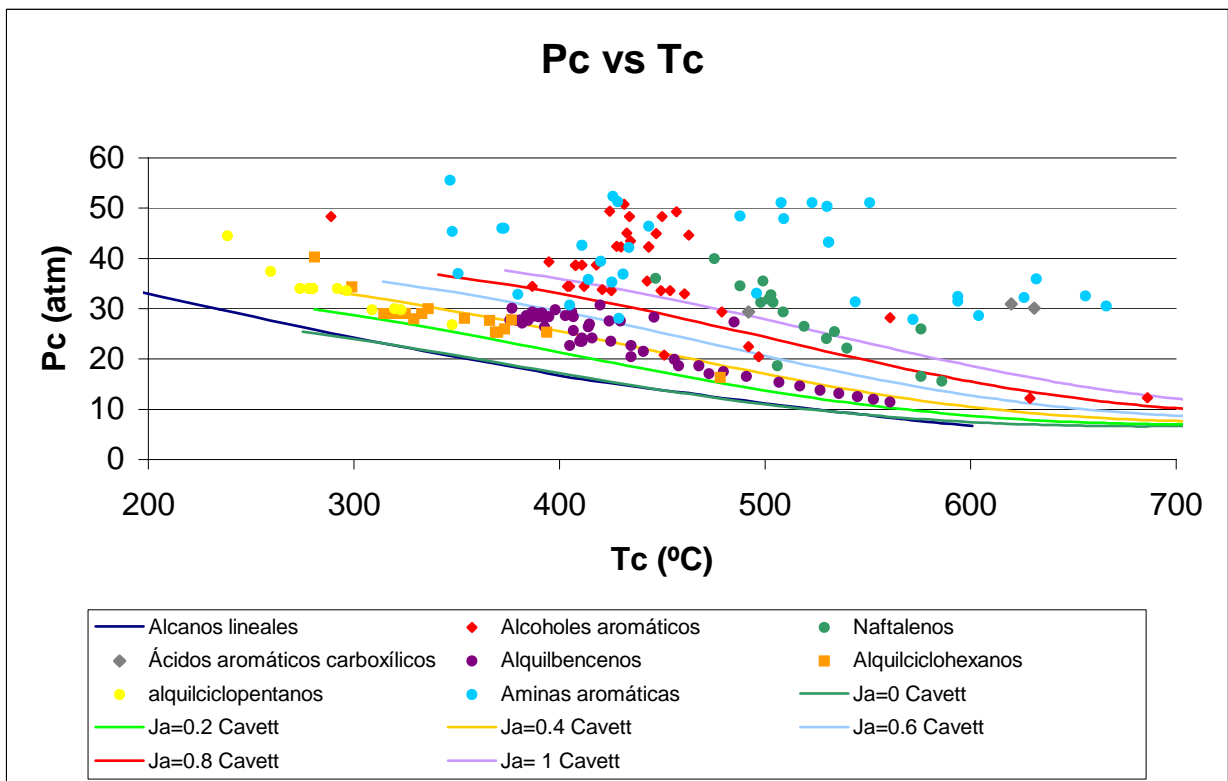


Figura A.22. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

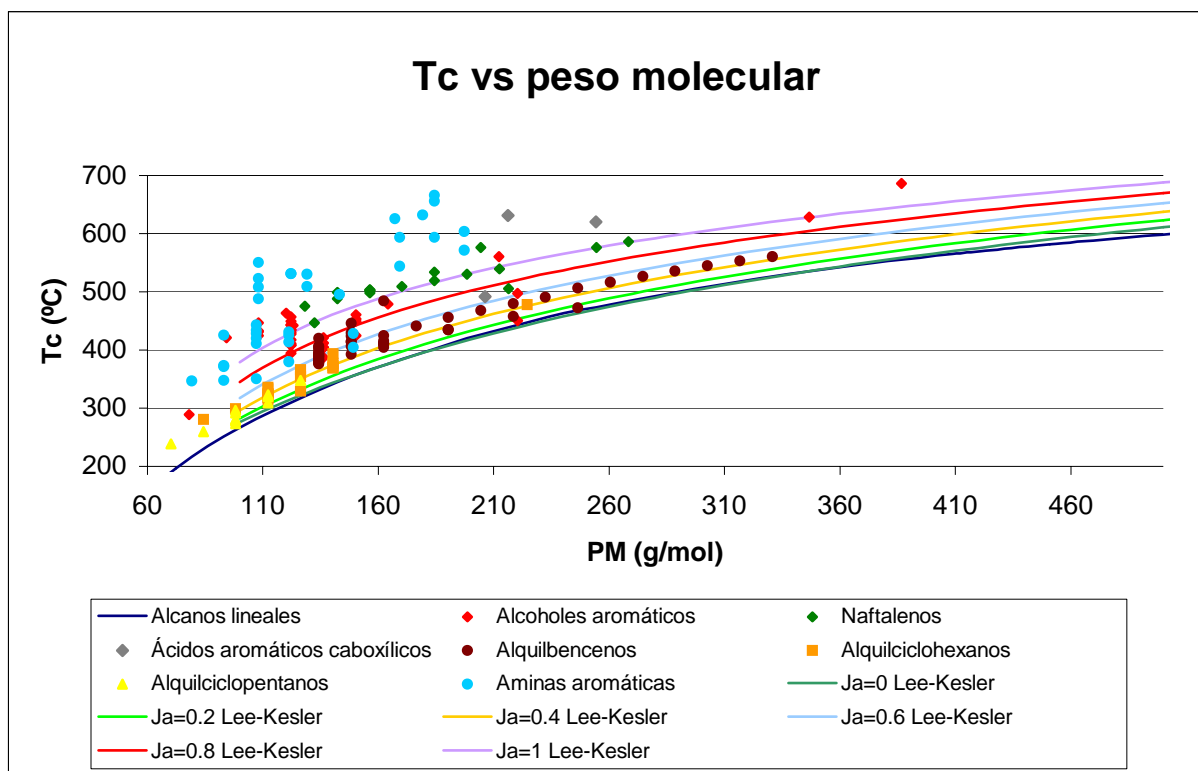


Figura A.23. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

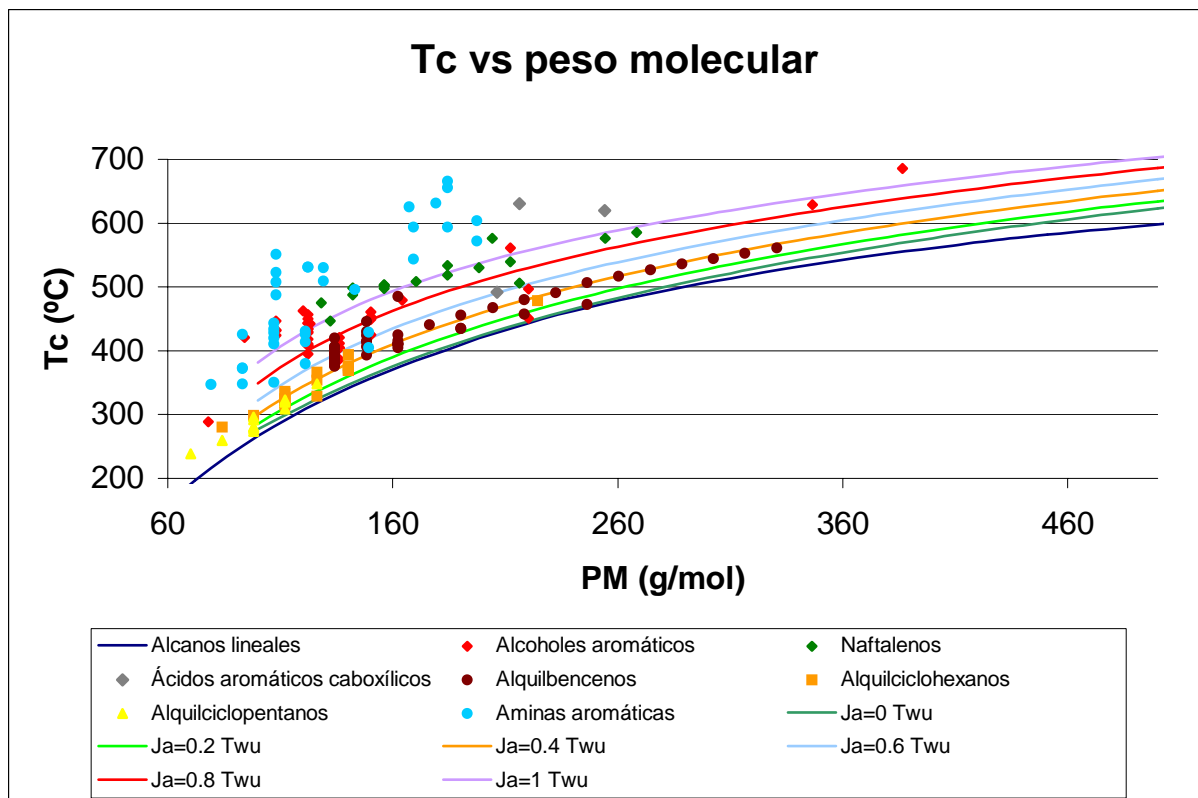


Figura A.24. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

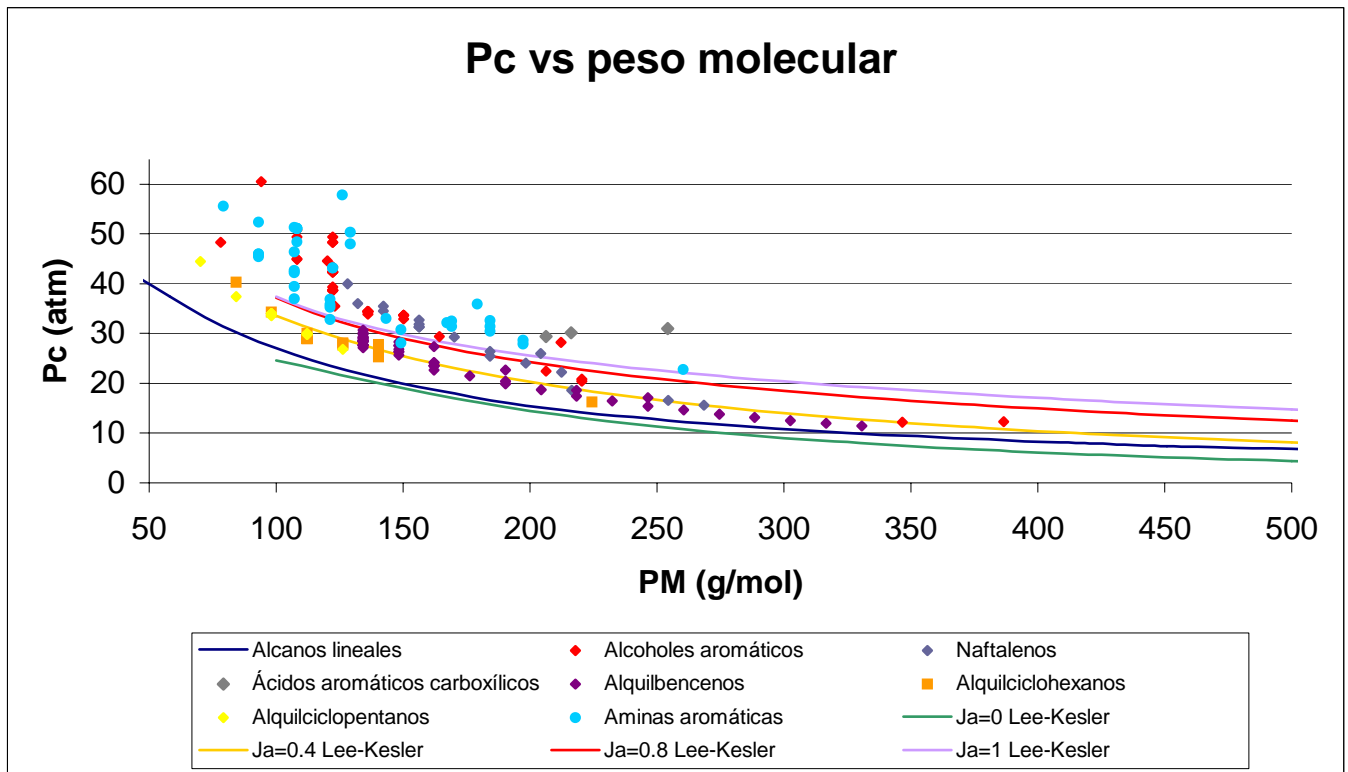


Figura A.25. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor J_a .

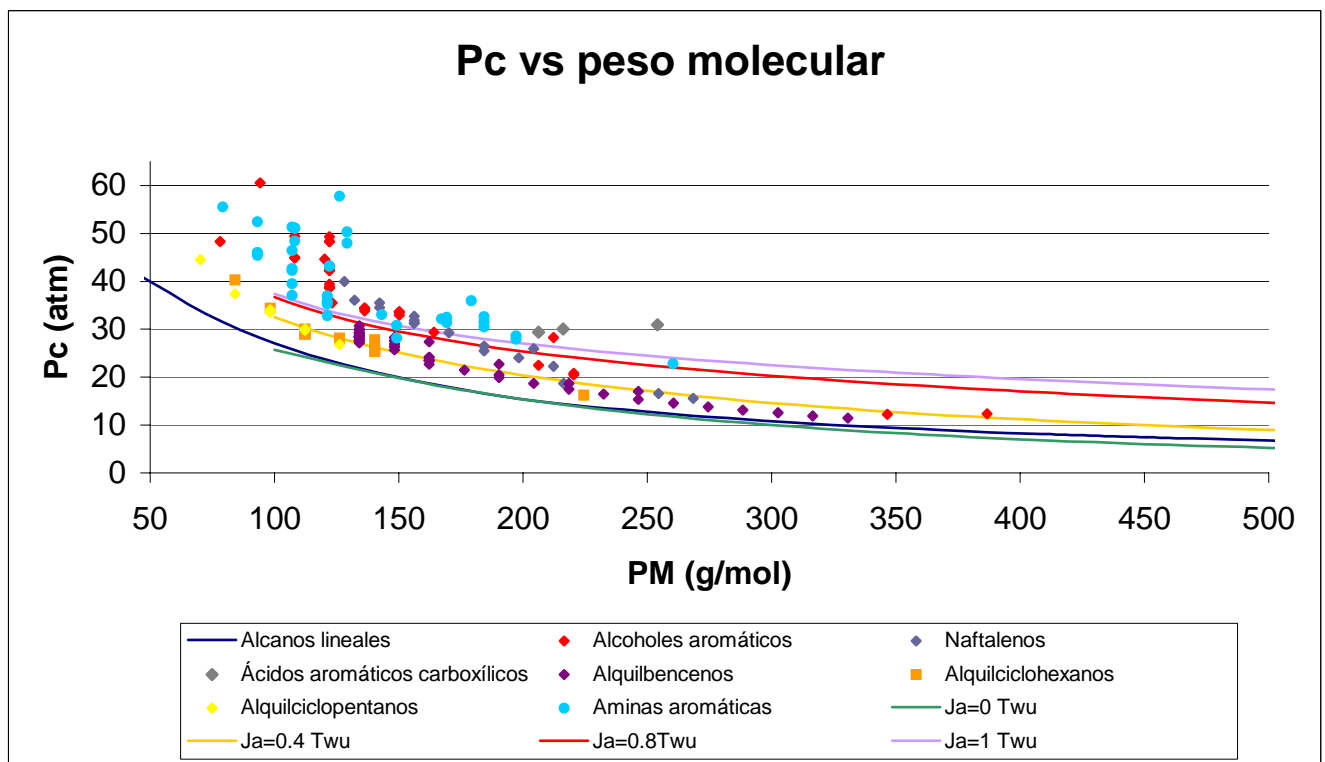


Figura A.26. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor J_a .

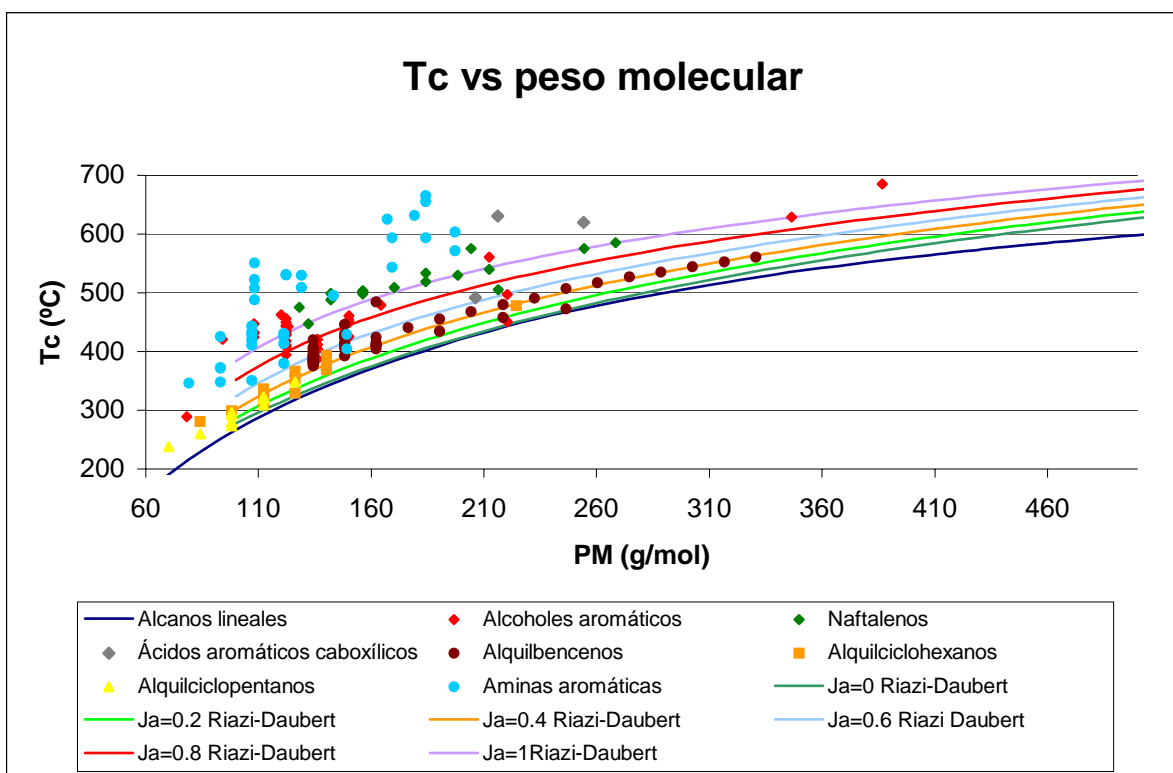


Figura A.27. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

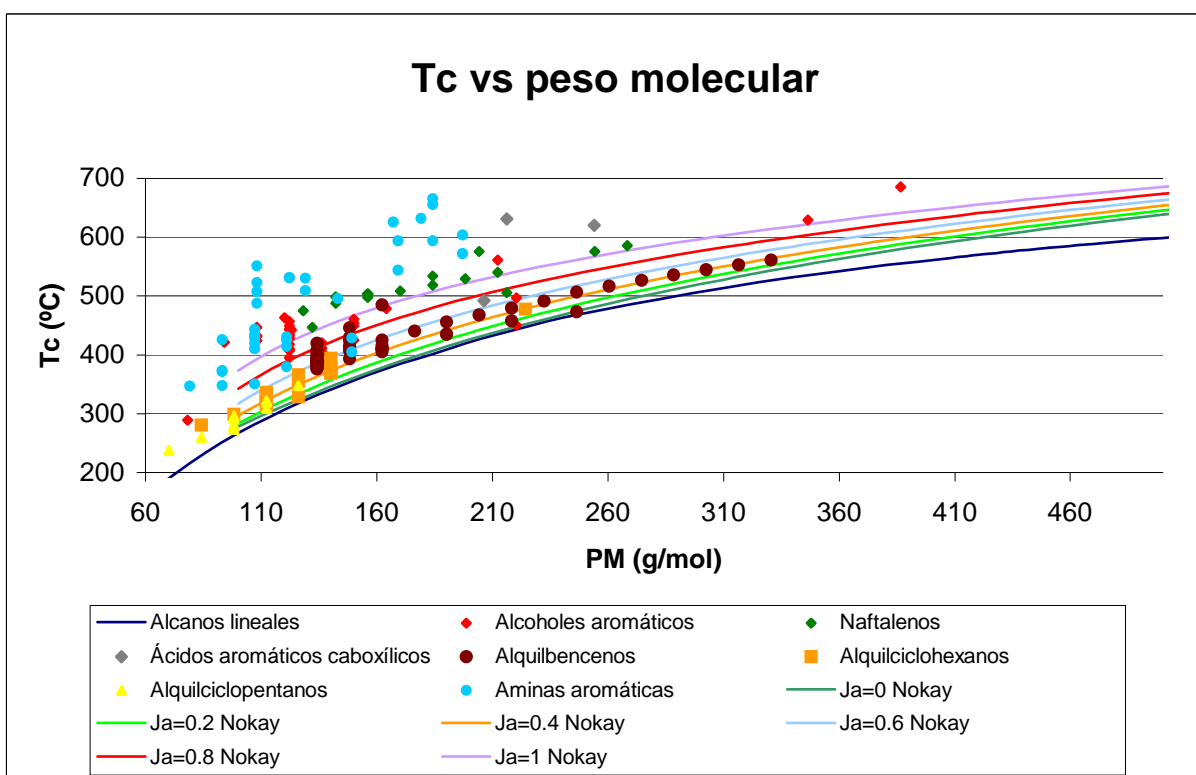


Figura A.28. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Nokay, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

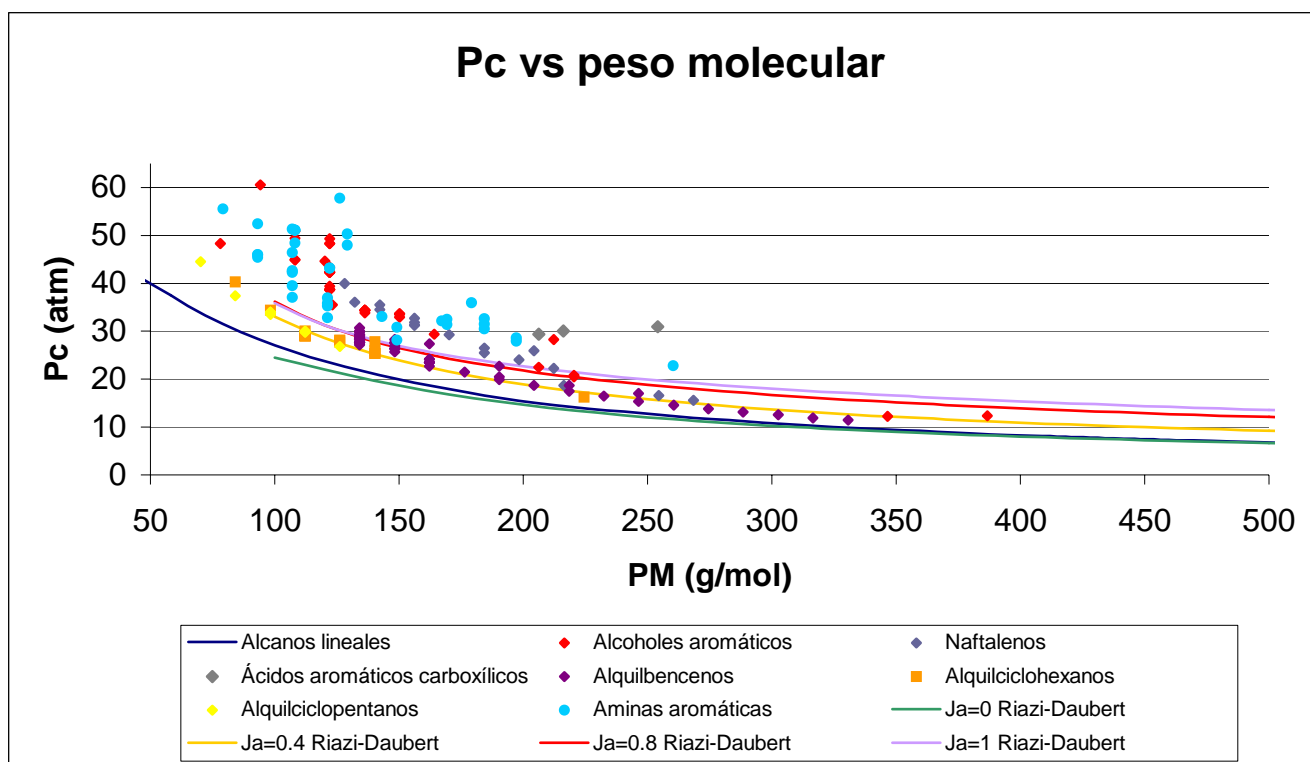


Figura A.29. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja .

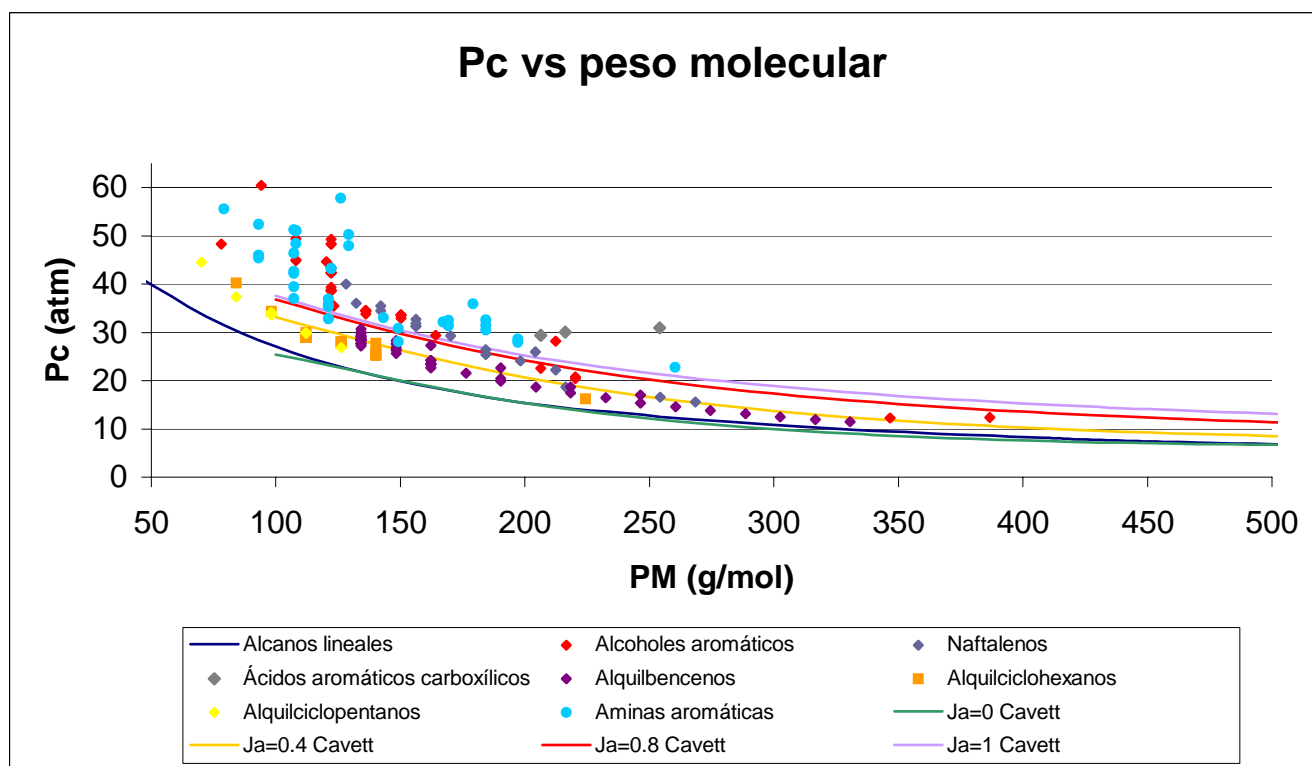


Figura A.30. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja .

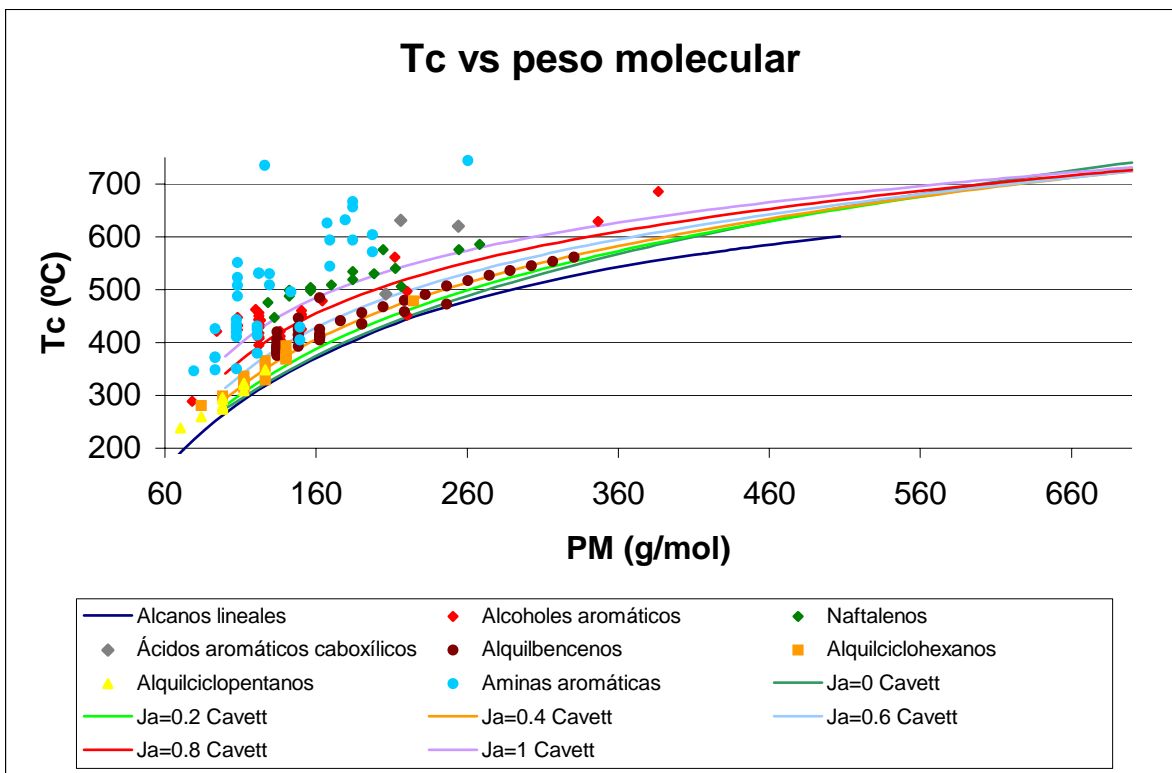


Figura A.31. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

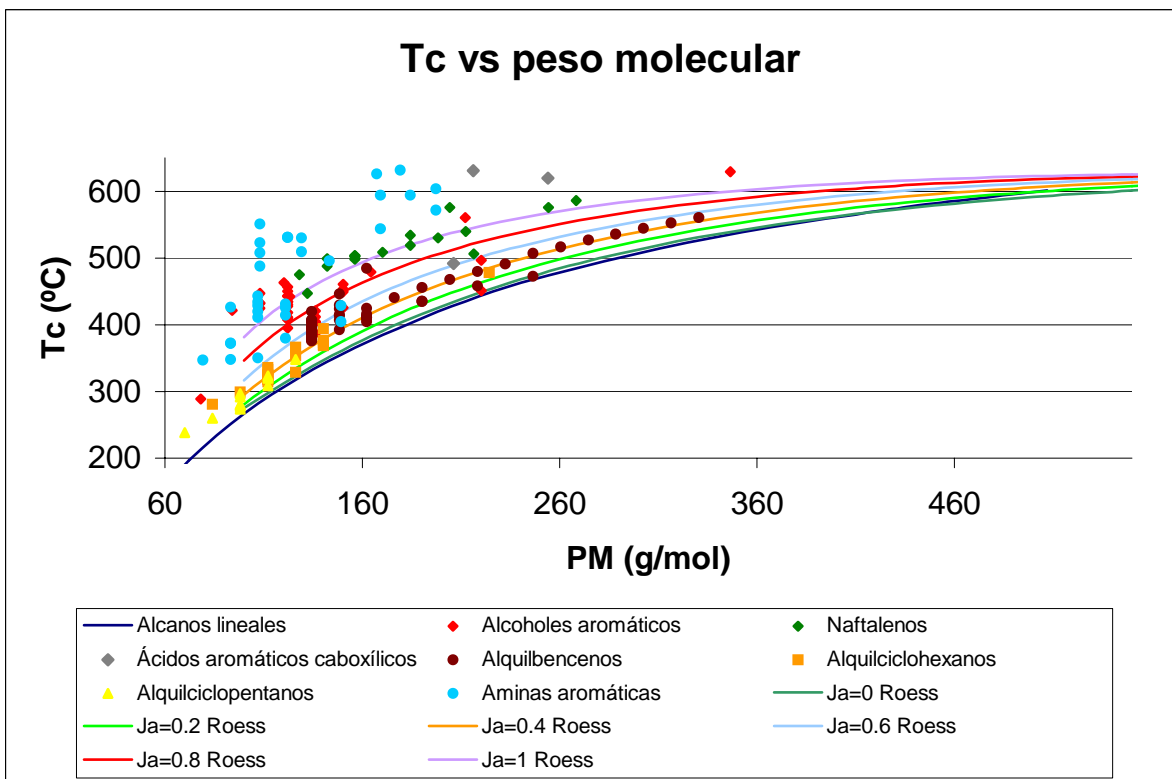


Figura A.32. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Roess, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Ja.

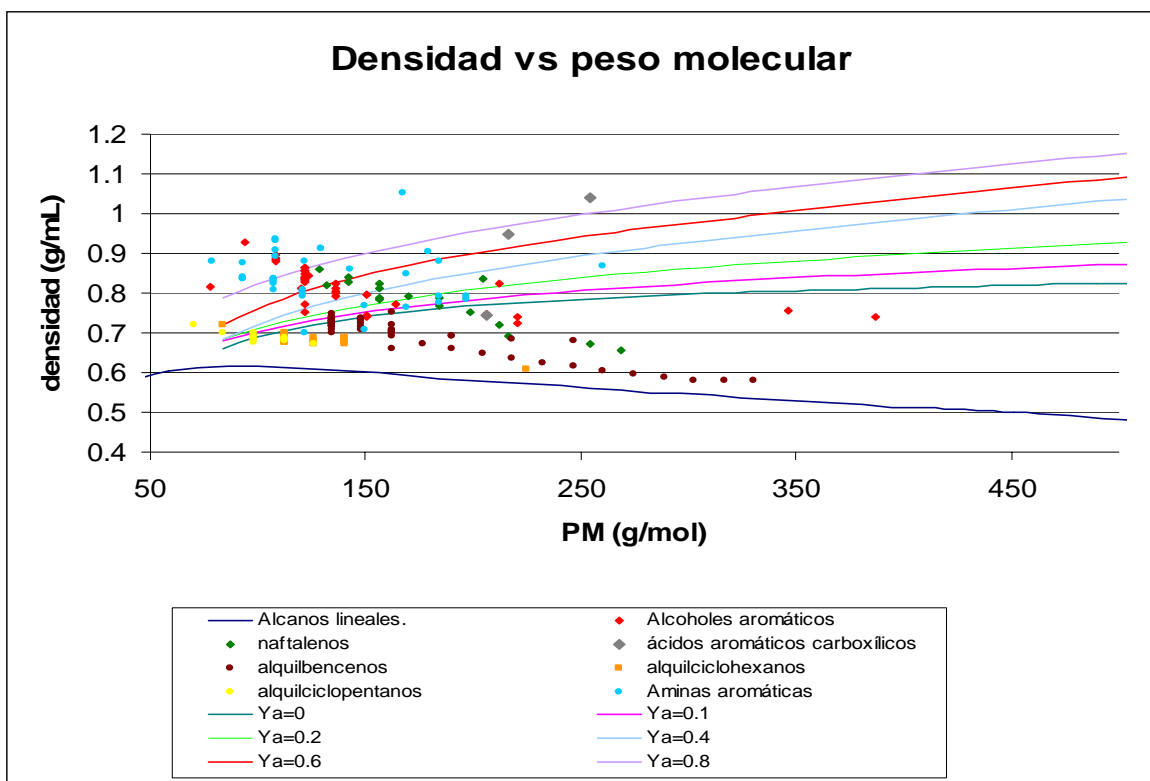


Figura A.33. Densidades experimentales y calculadas con las correlaciones de Soriede, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a

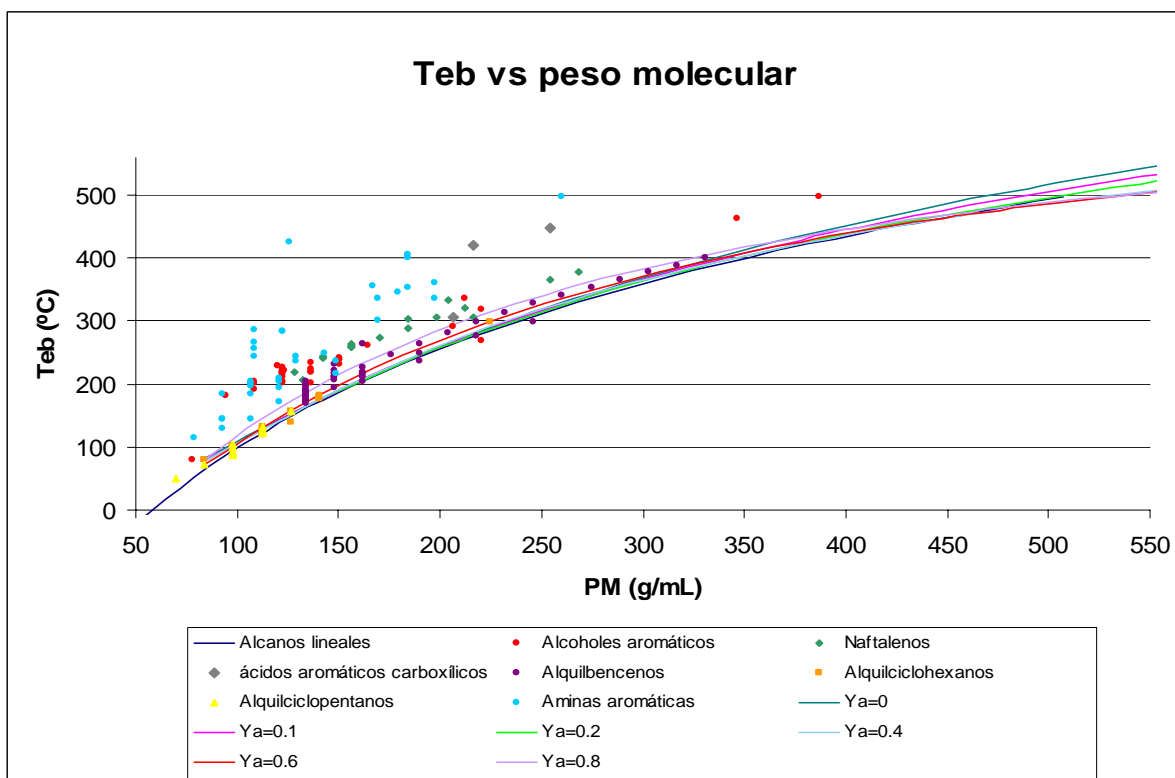


Figura A.34. Temperaturas de ebullición experimentales y calculadas con las correlaciones de Soriede, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

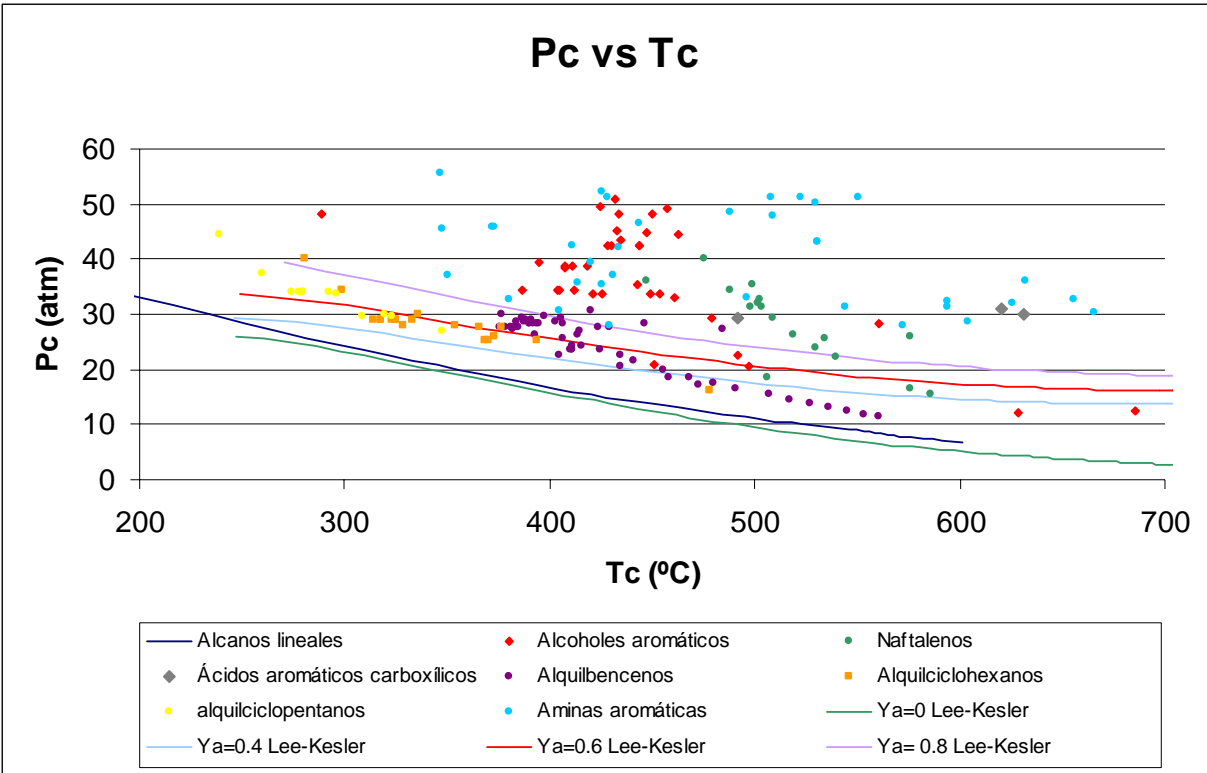


Figura A.35. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

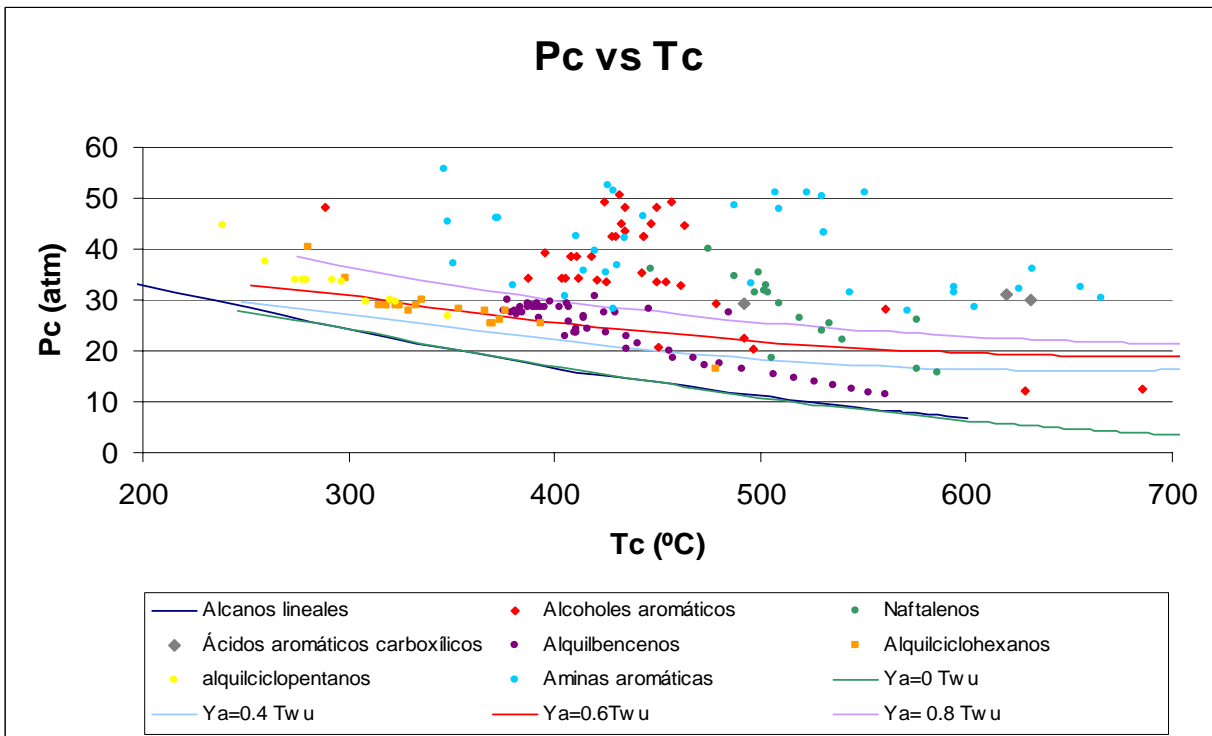


Figura A.36. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

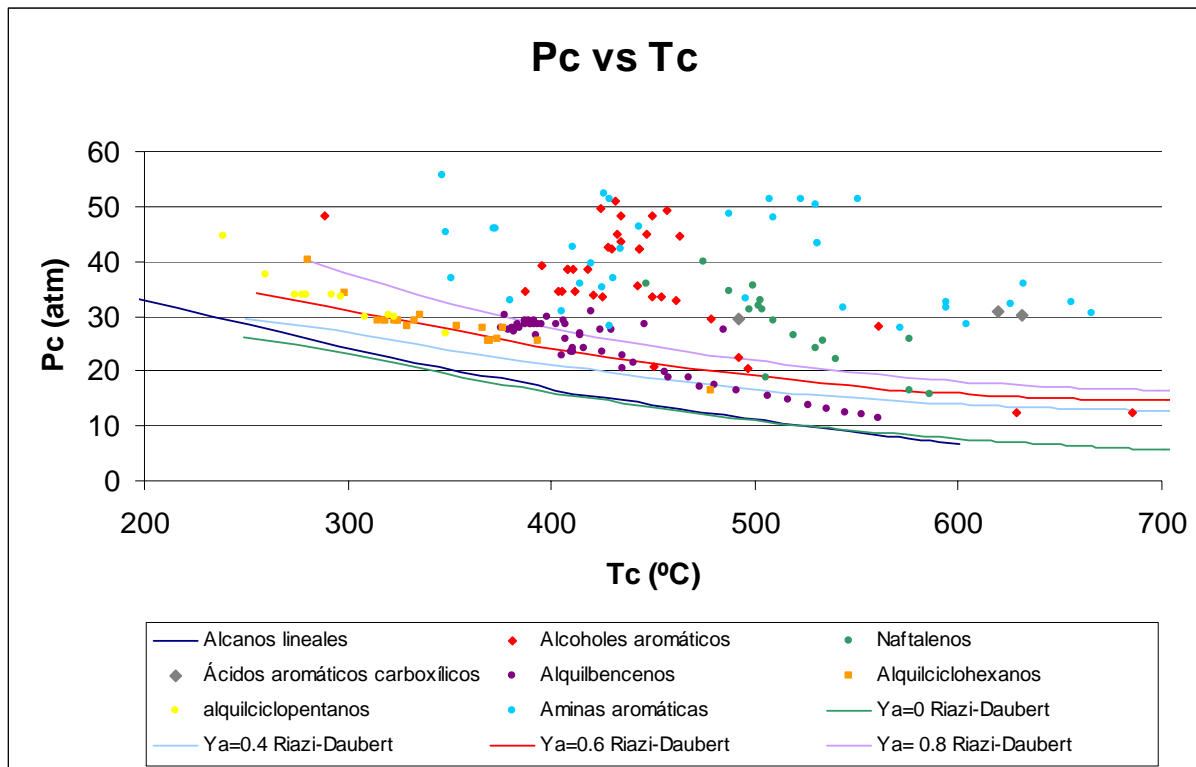


Figura A.37. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

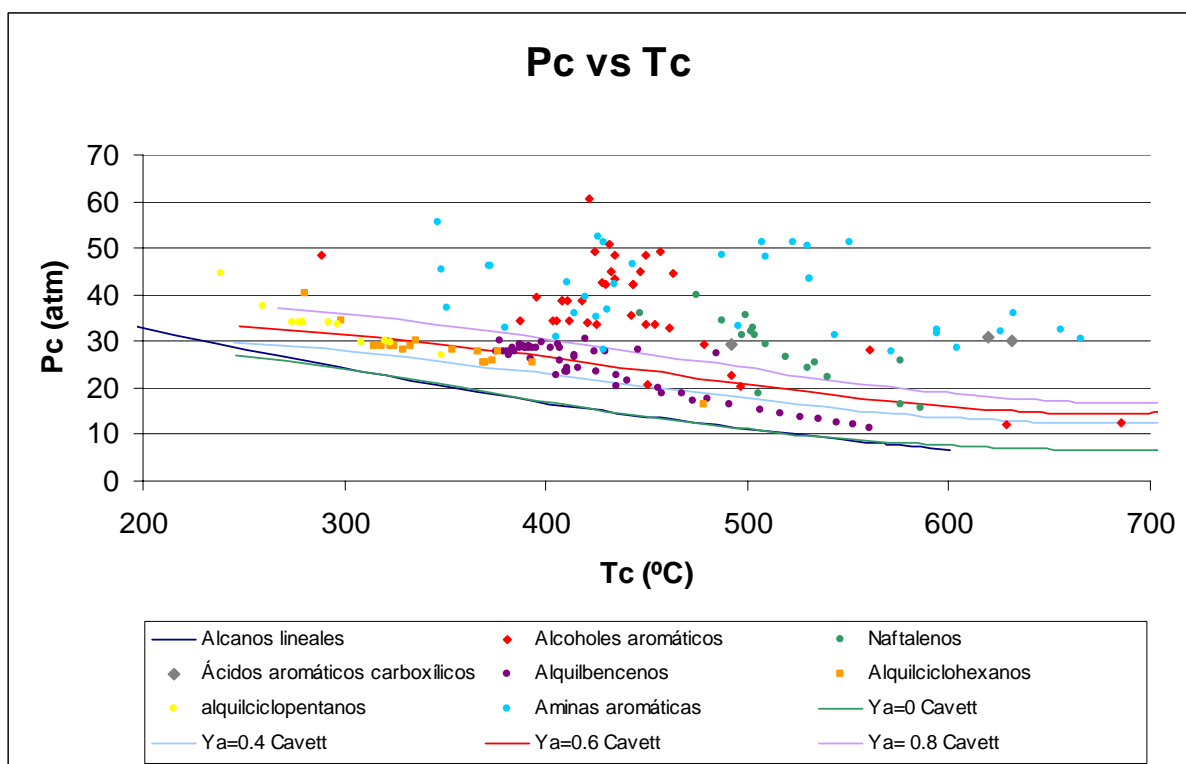


Figura A. 38. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, para diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

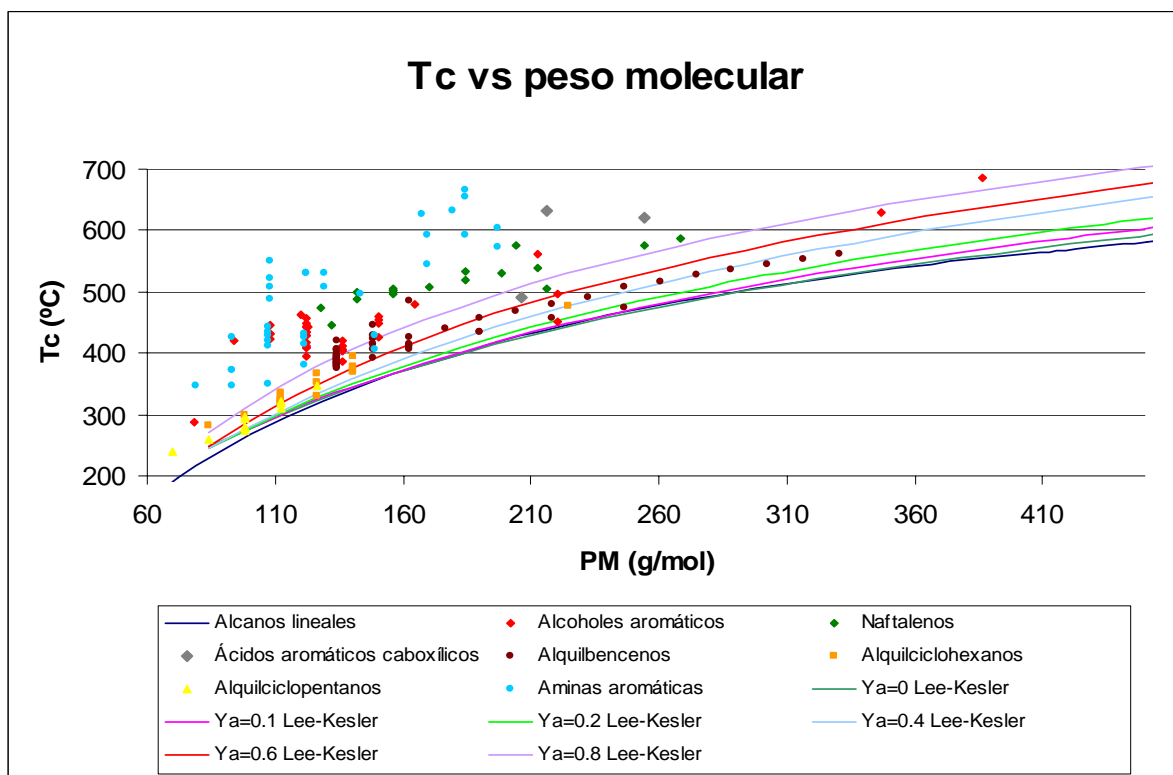


Figura A. 39. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

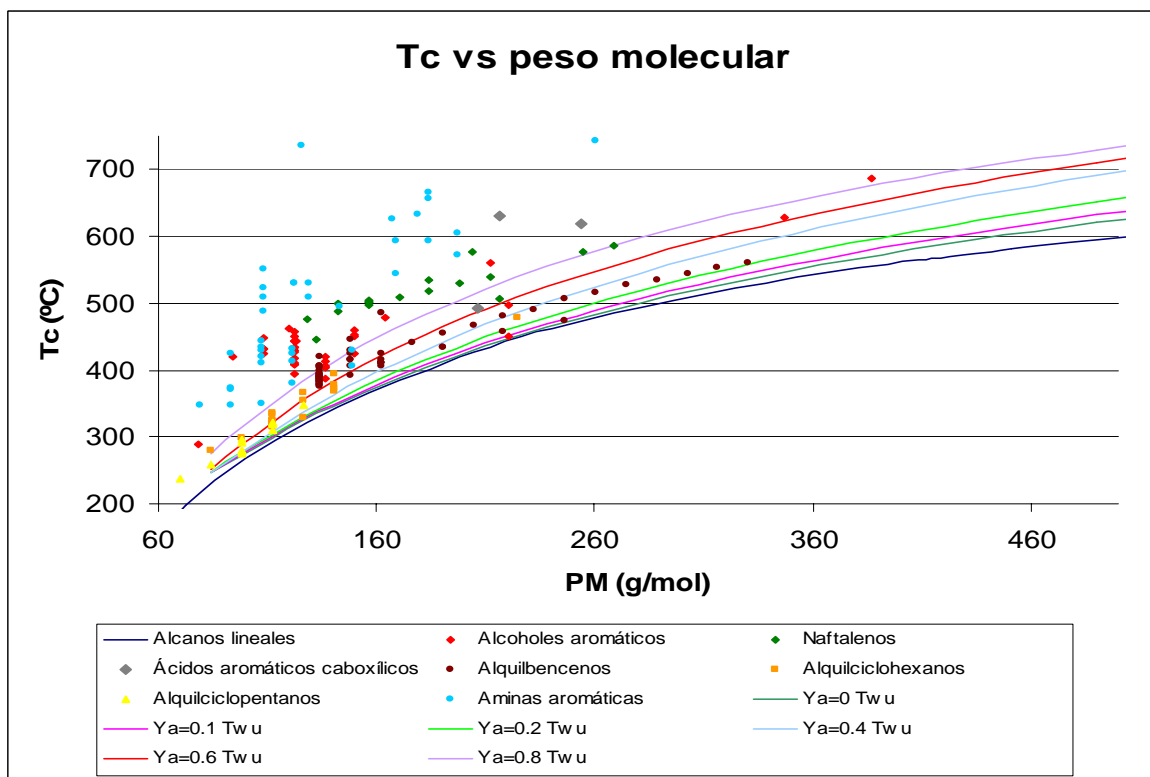


Figura A. 40. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

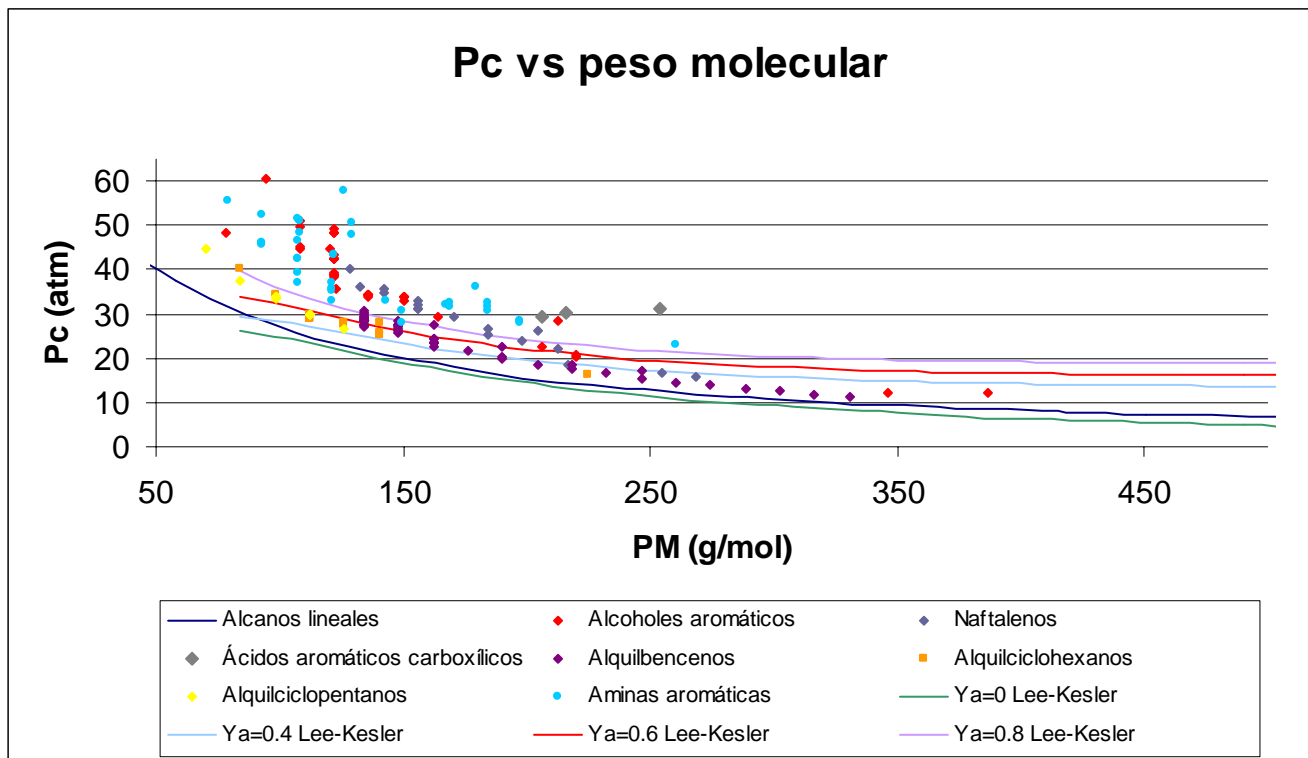


Figura A.41. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Lee-Kesler, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

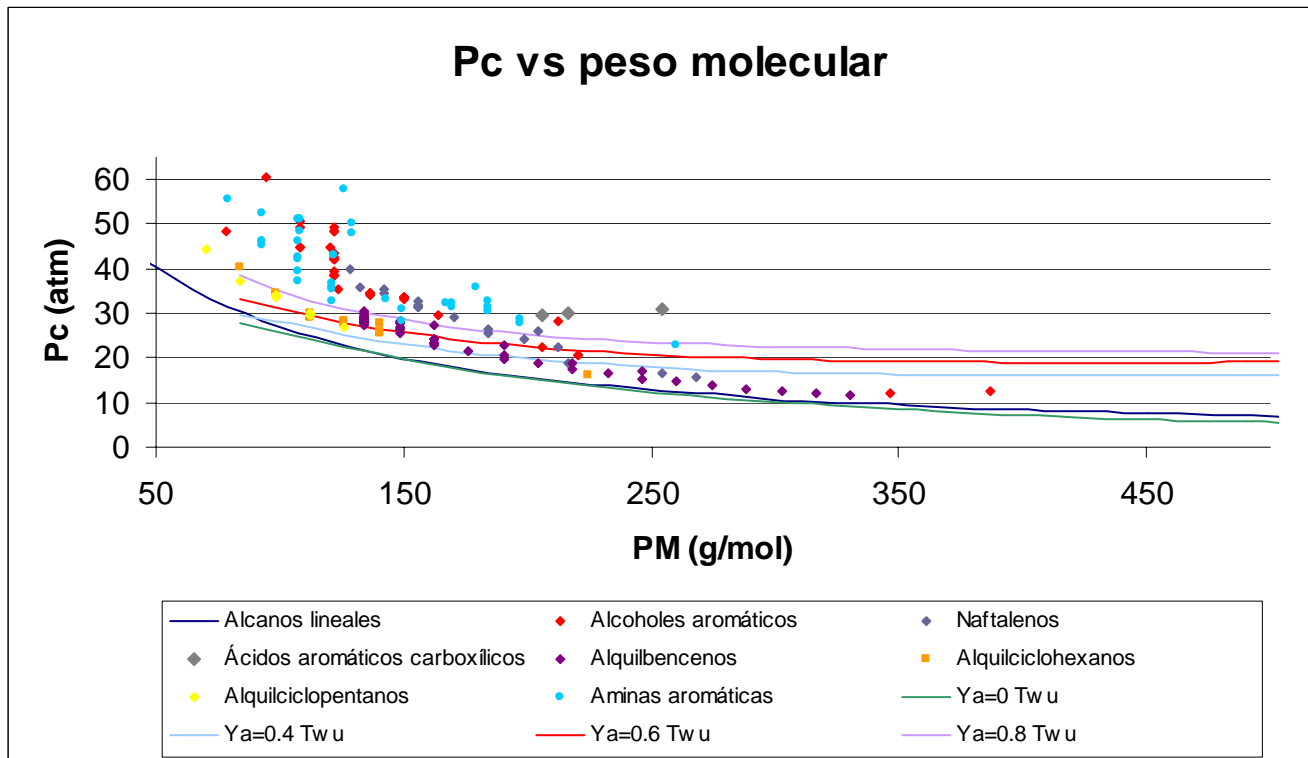


Figura A. 42. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Twu, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

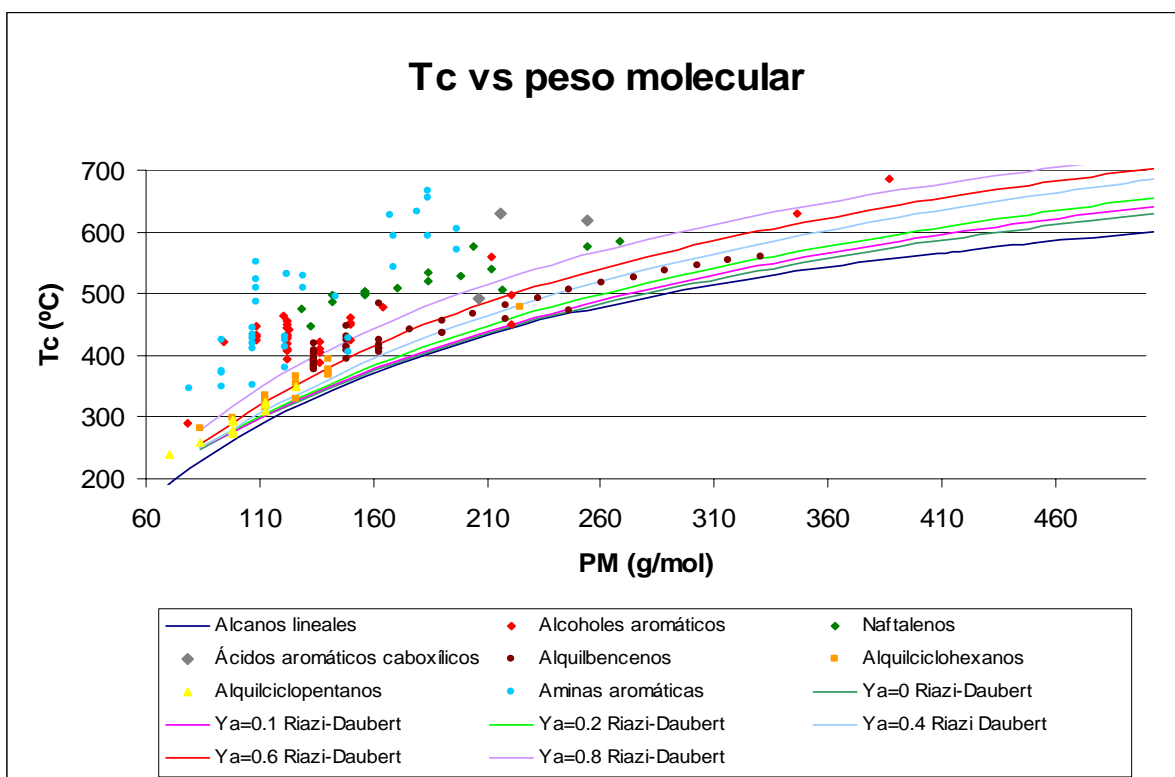


Figura A. 43. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

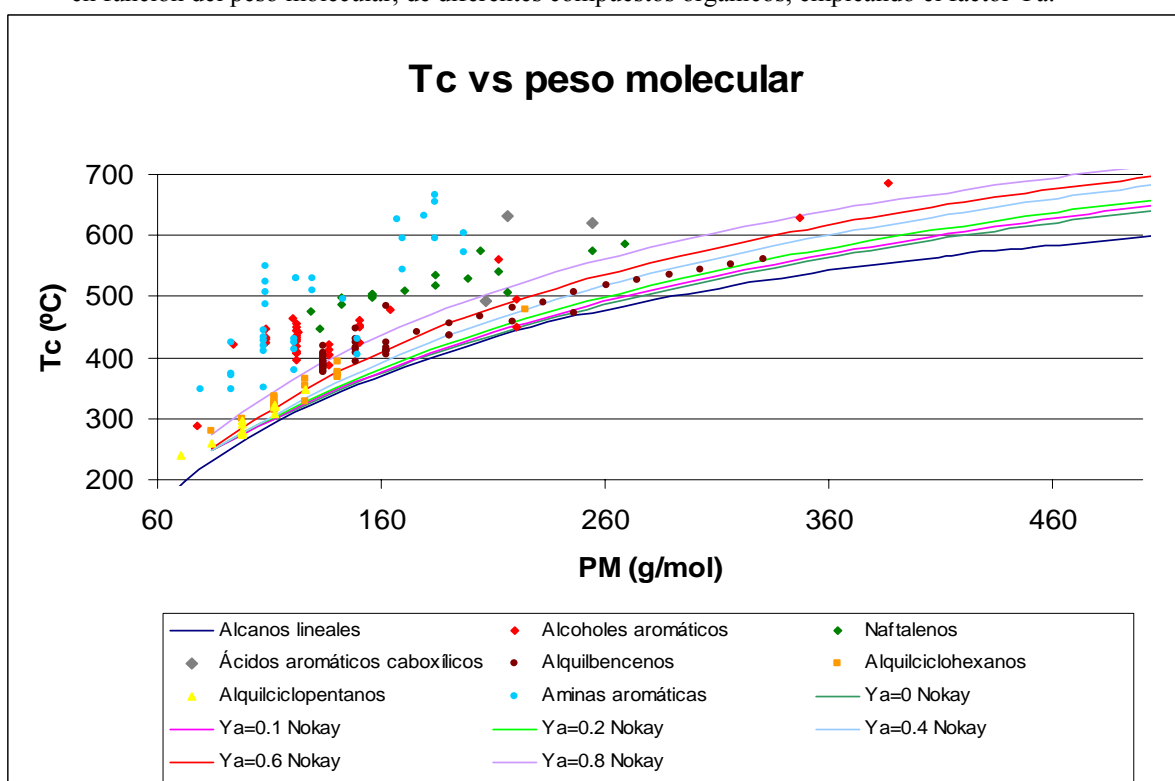


Figura A. 44. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Nokay, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

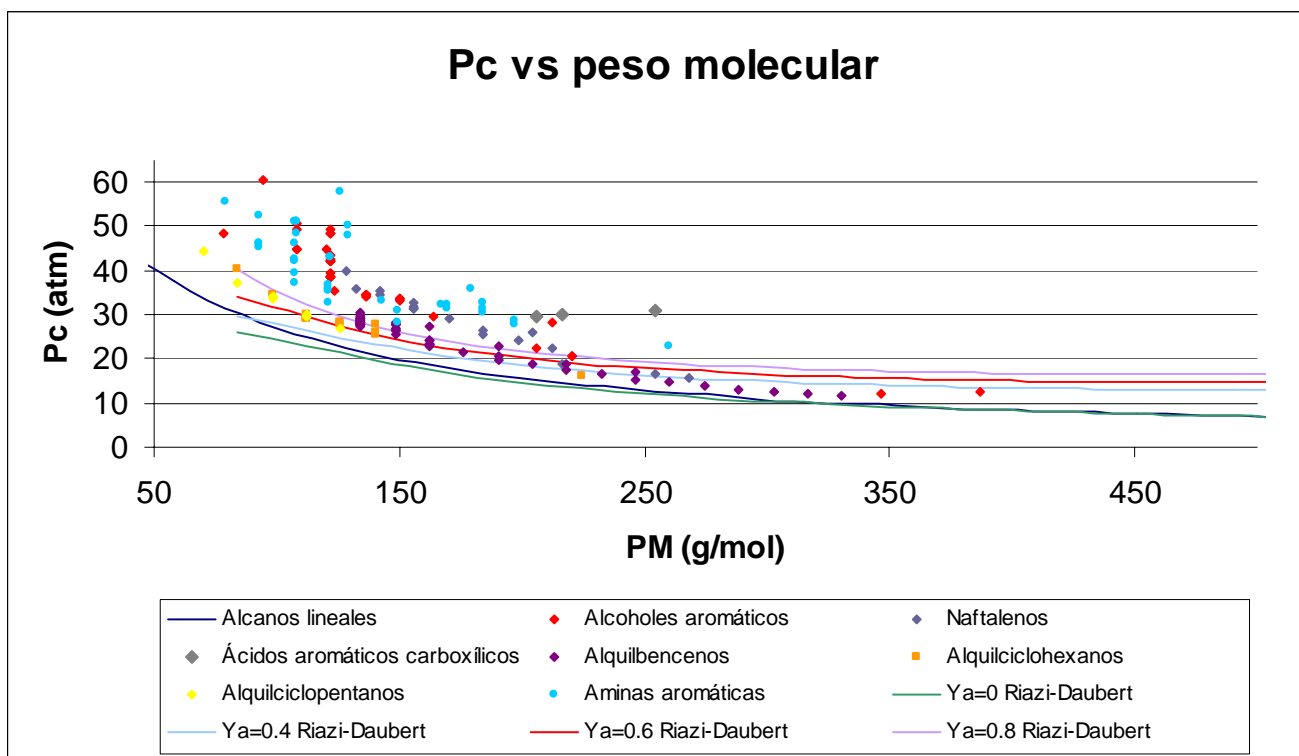


Figura A. 45. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Riazi-Daubert, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

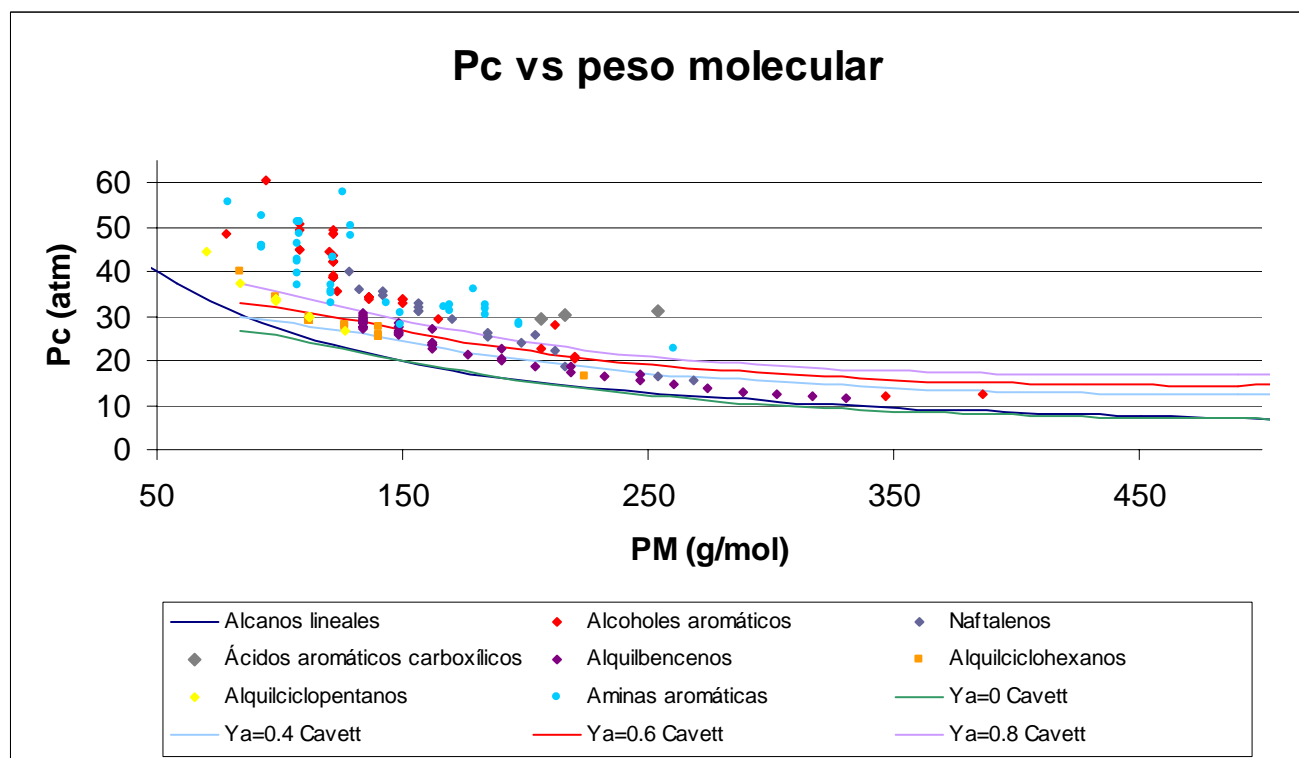


Figura A.46. Presiones críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

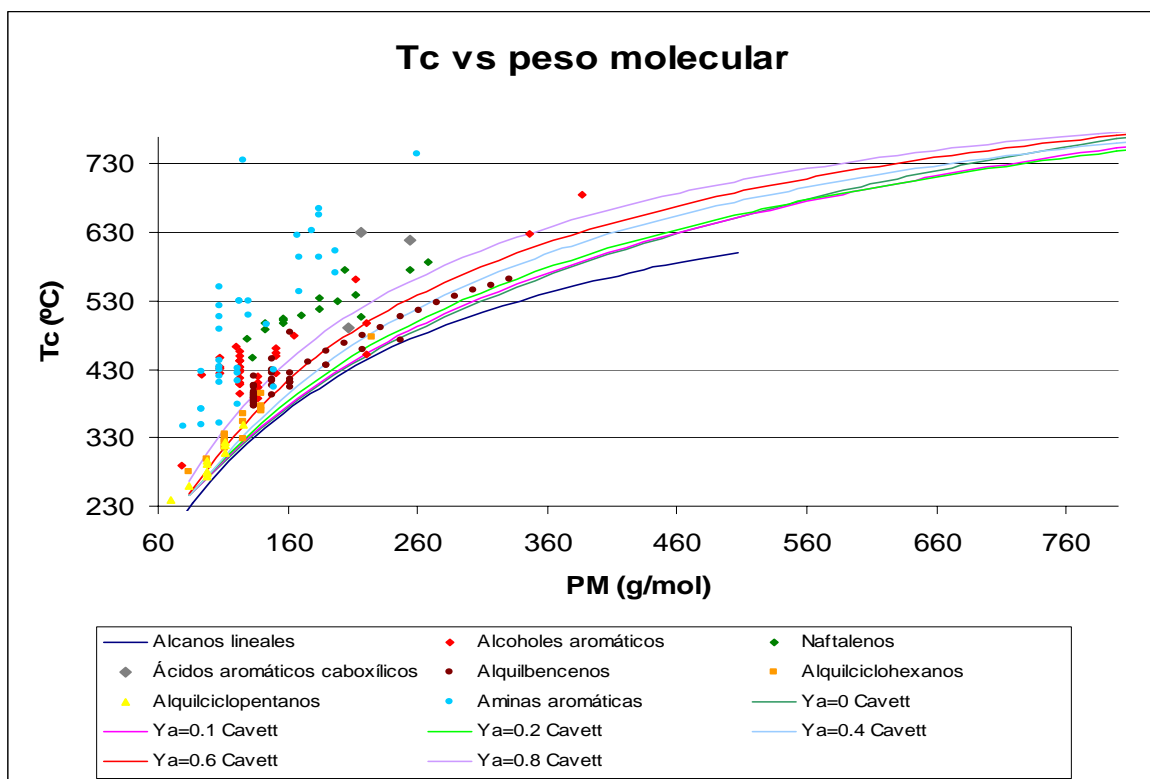


Figura A. 47. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Cavett, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

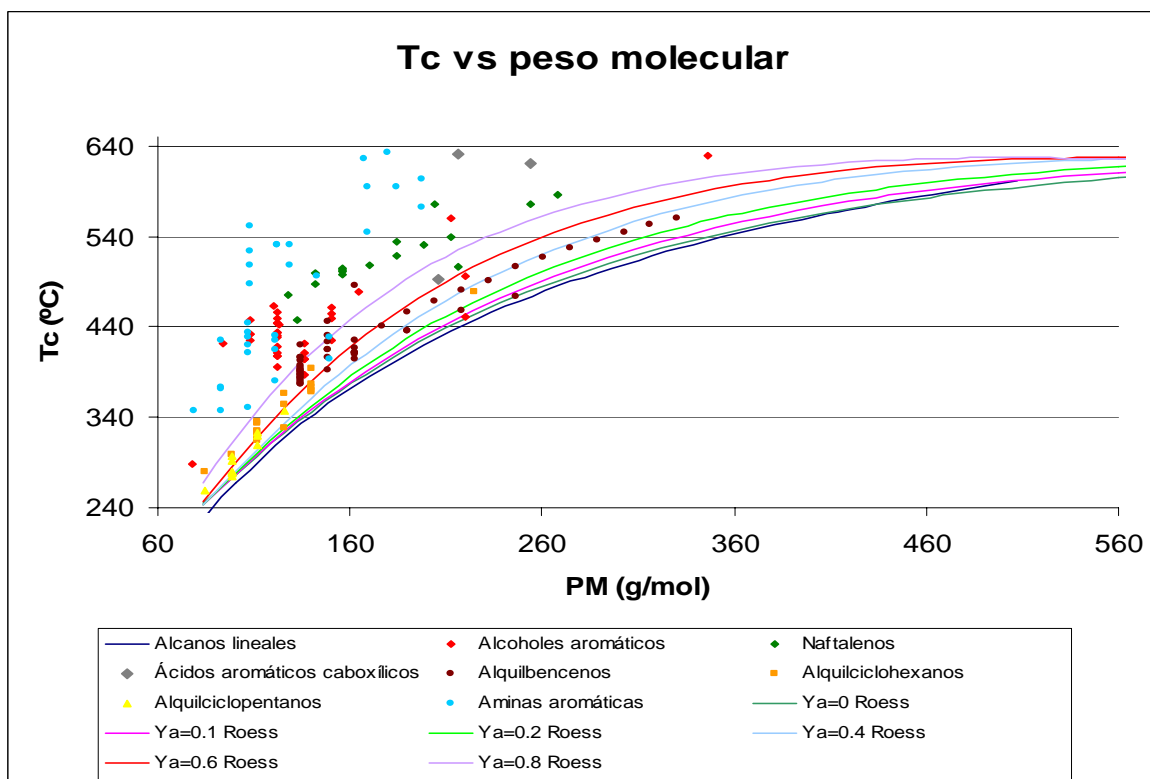


Figura A. 48. Temperaturas críticas experimentales y calculadas con las correlaciones de Roess, en función del peso molecular, de diferentes compuestos orgánicos, empleando el factor Y_a .

ANEXO B. Parámetros de la ecuación de estado.

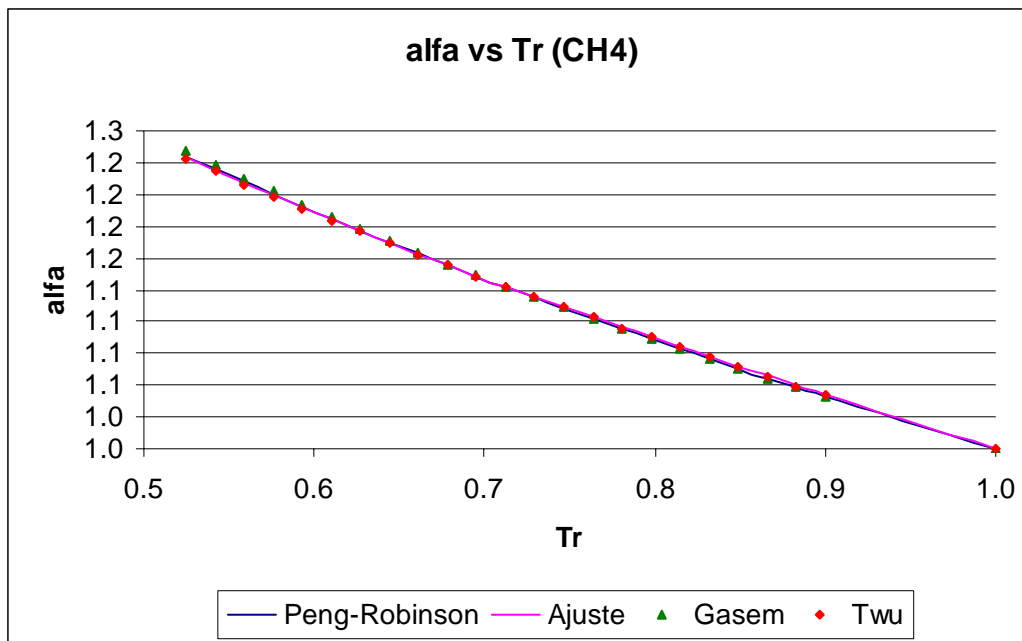


Figura B.1. Alfa en función de temperatura reducida, para el metano.

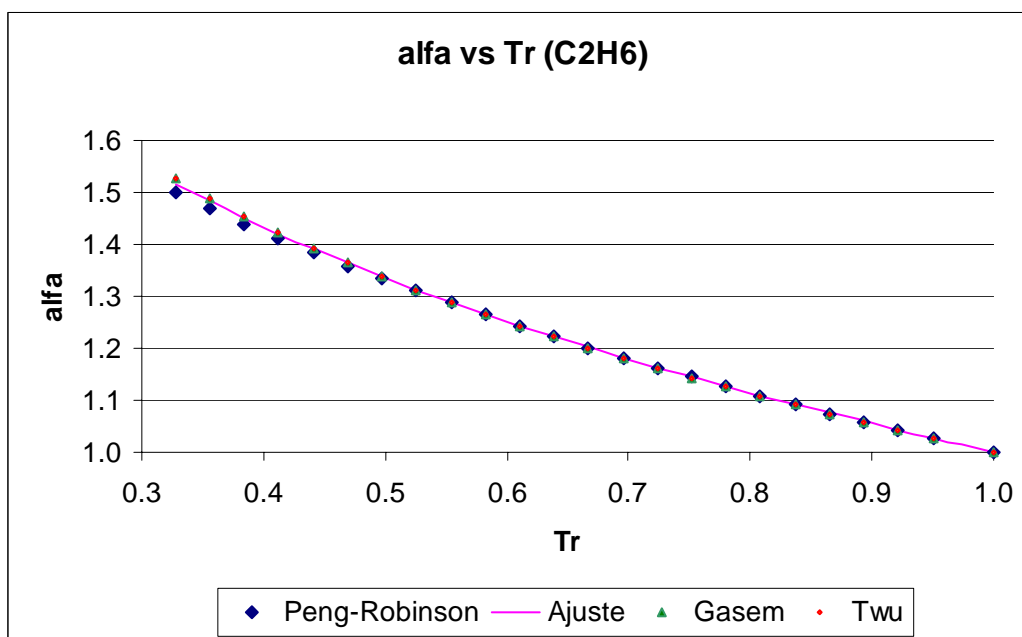


Figura B.2. Alfa en función de temperatura reducida, para el etano.

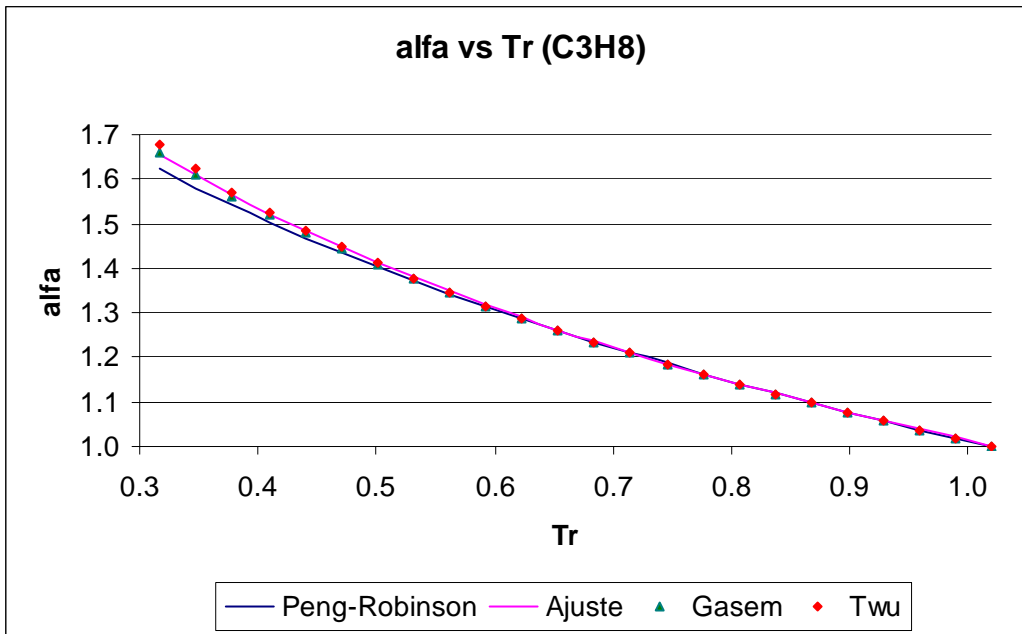


Figura B.3. Alfa en función de temperatura reducida, para el propano.

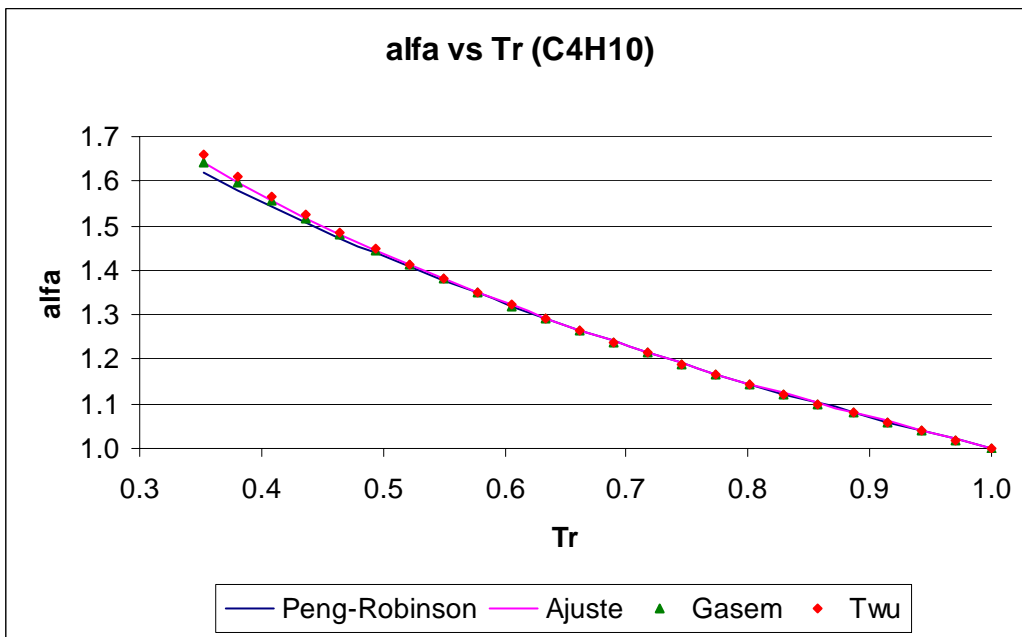


Figura B.4. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-butano.

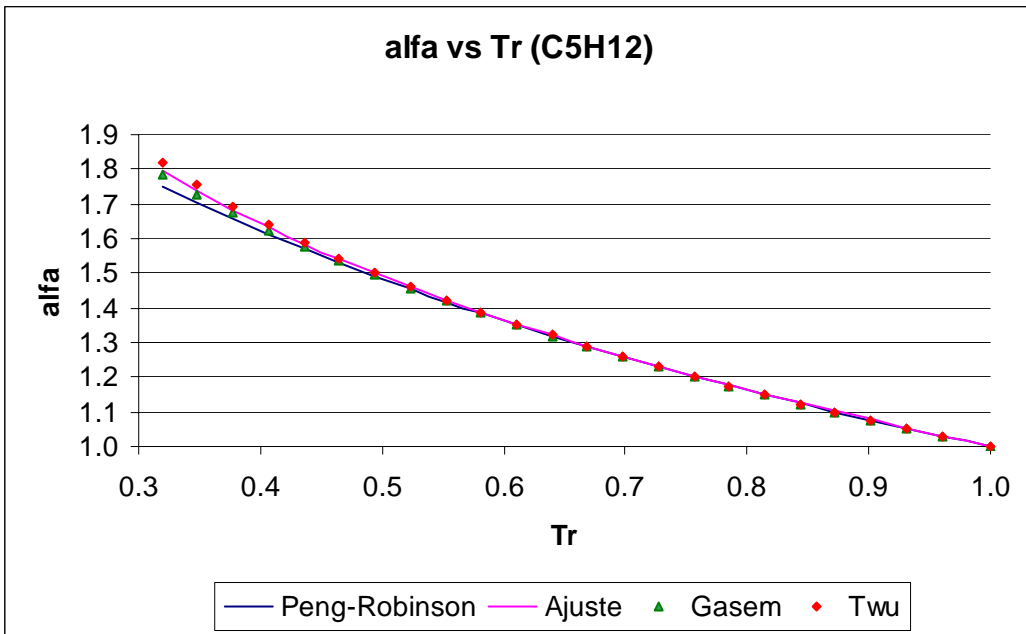


Figura B.5. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-pentano.

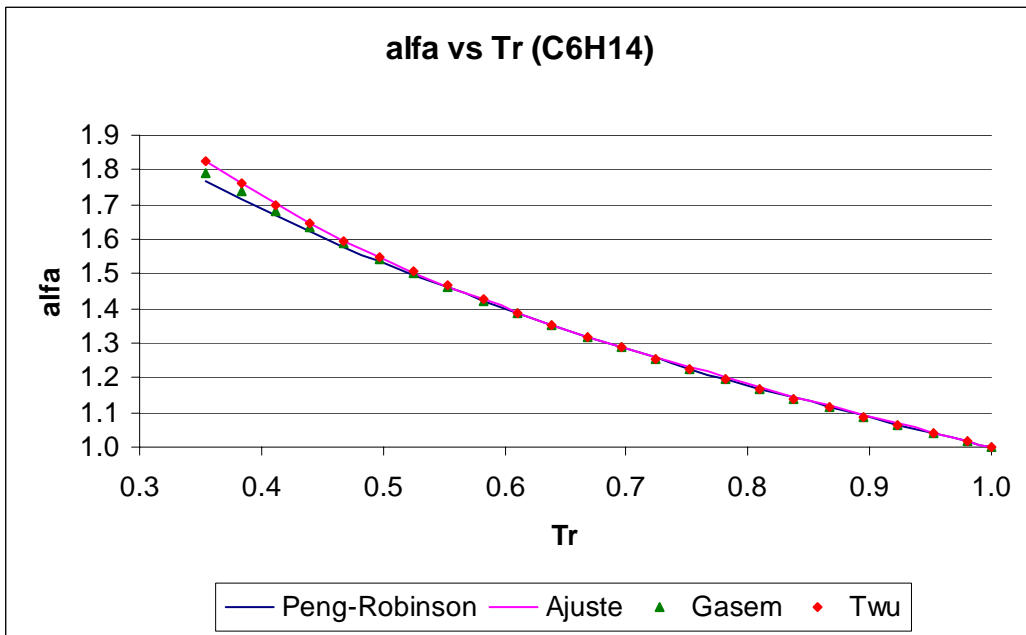


Figura B.6. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-hexano.

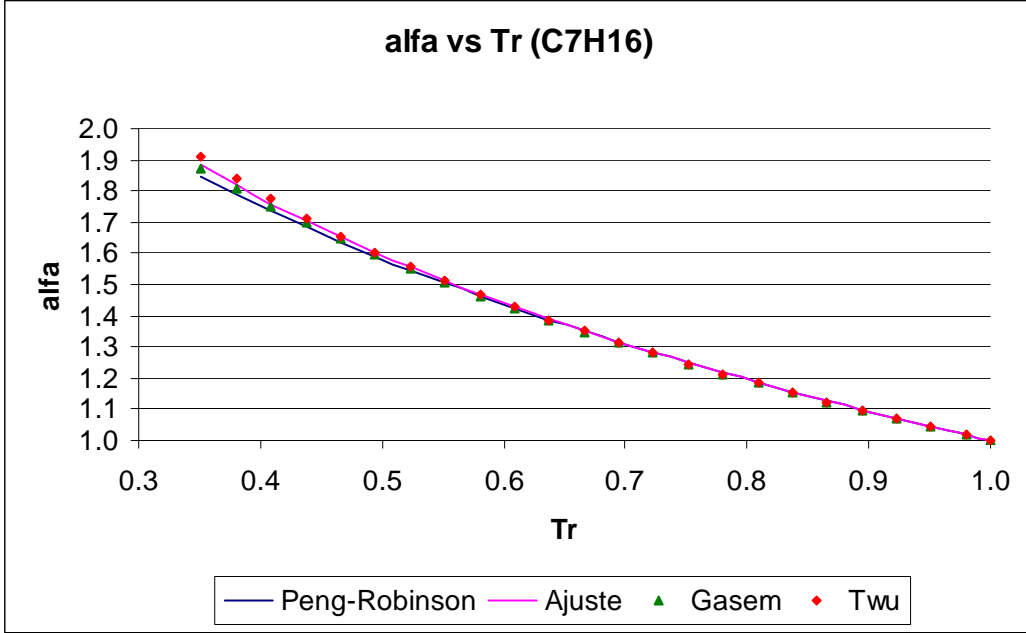


Figura B.7. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-heptano.

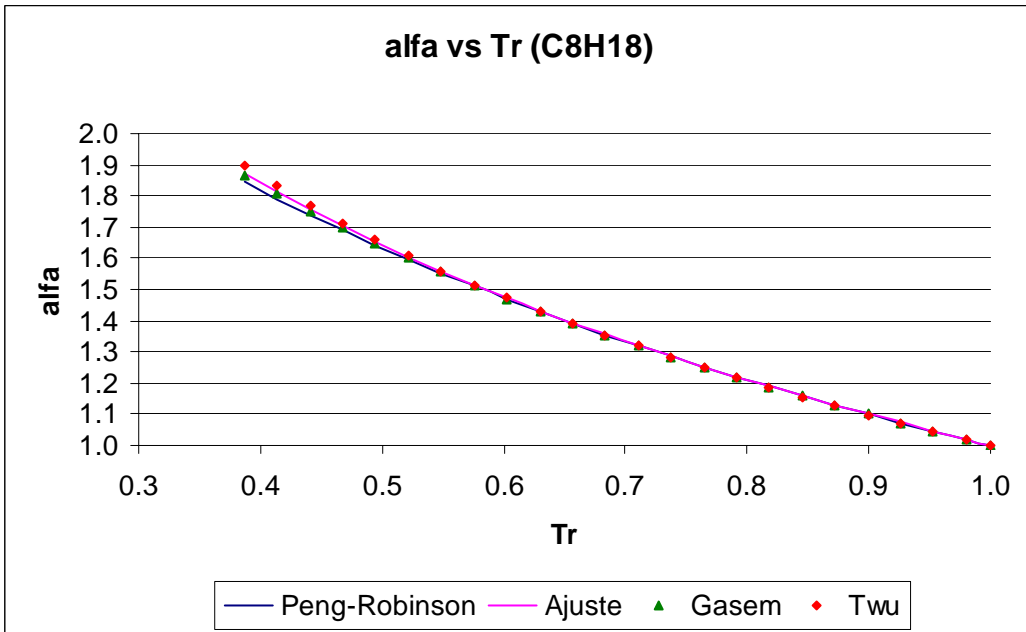


Figura B.8. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-octano.

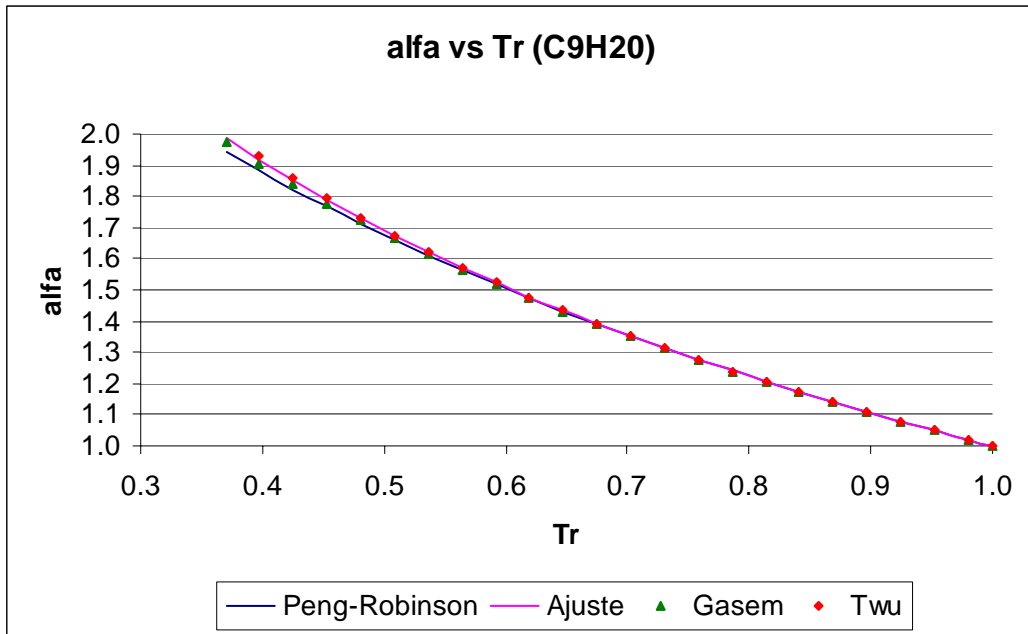


Figura B.9. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-nonano.

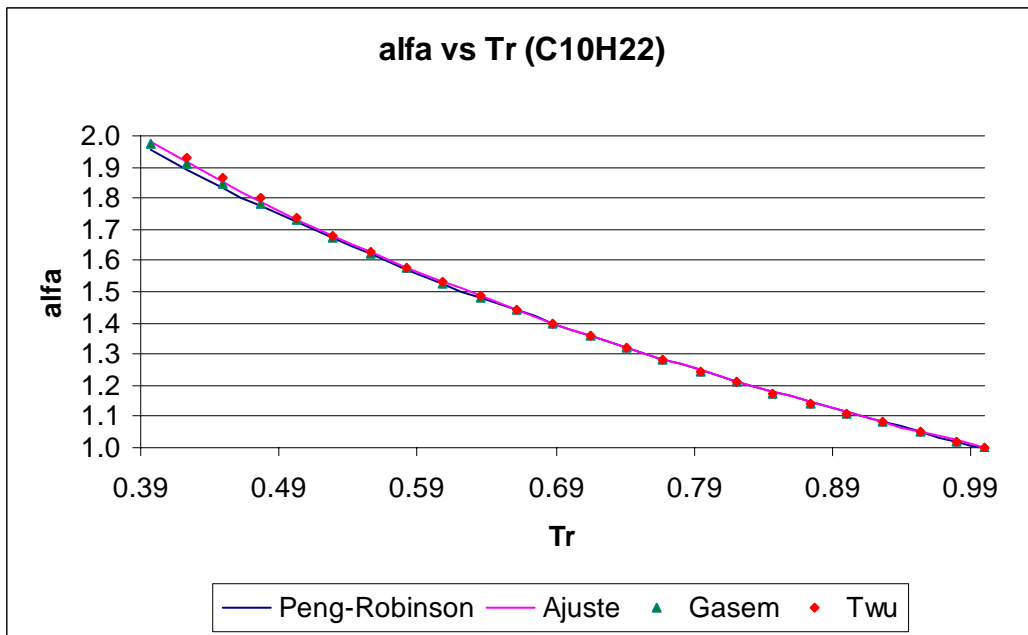


Figura B.10. Alfa en función de temperatura reducida, para el n-decano.

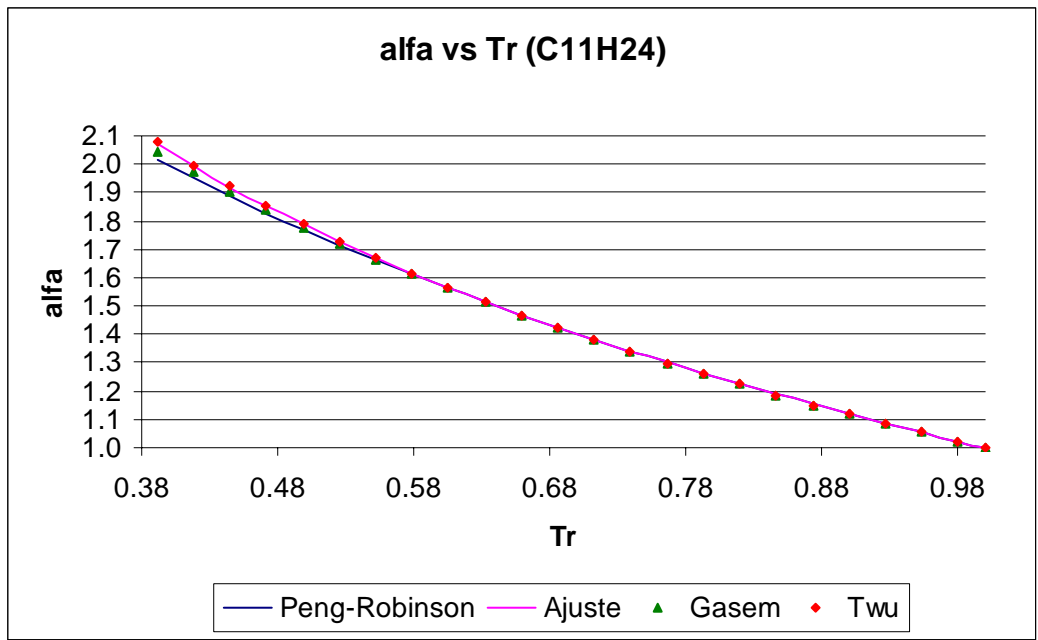


Figura B.11. Alfa en función de temperatura reducida, para el undecano.

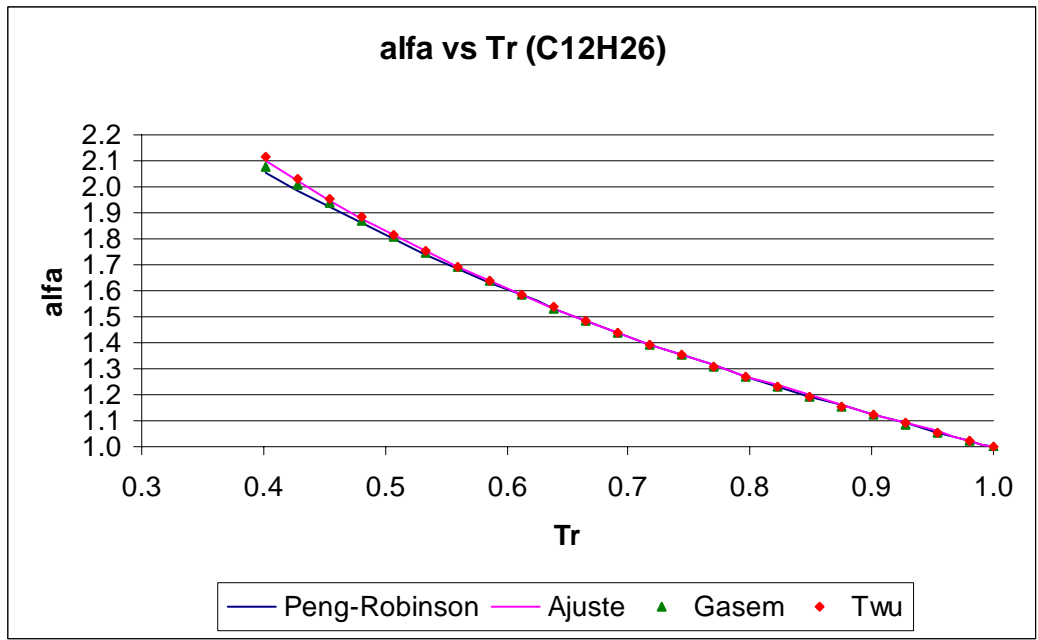


Figura B.12. Alfa en función de temperatura reducida, para el dodecano.

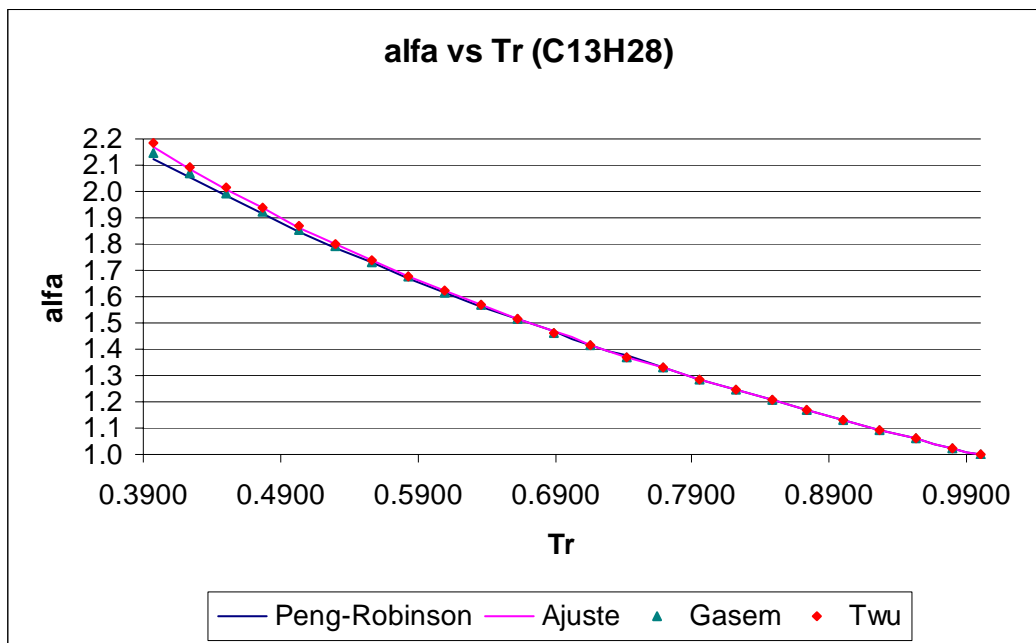


Figura B.13. Alfa en función de temperatura reducida, para el tridecano.

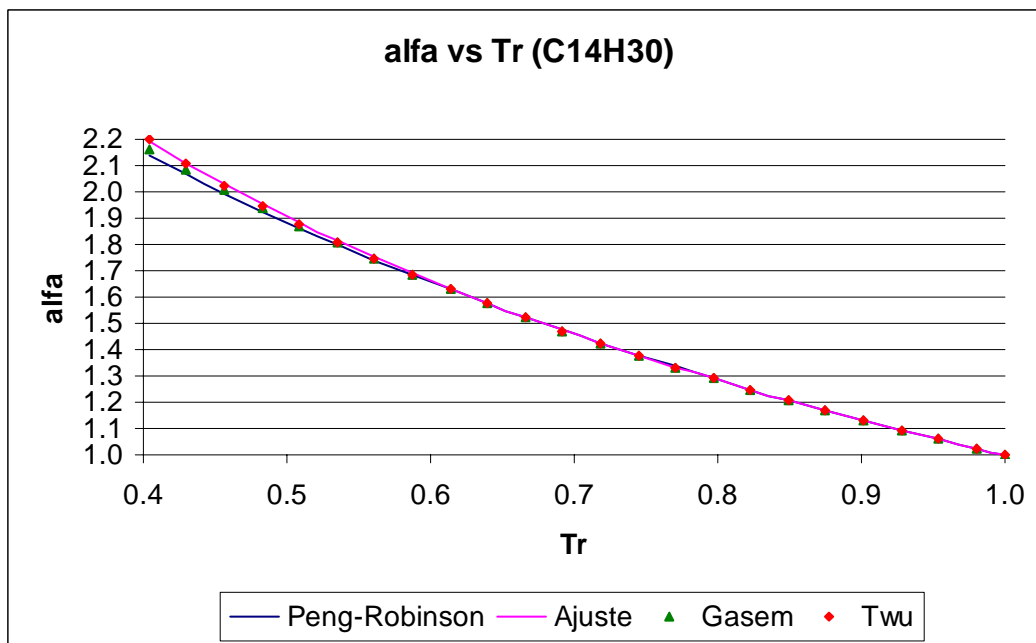


Figura B.14. Alfa en función de temperatura reducida, para el tetradecano.

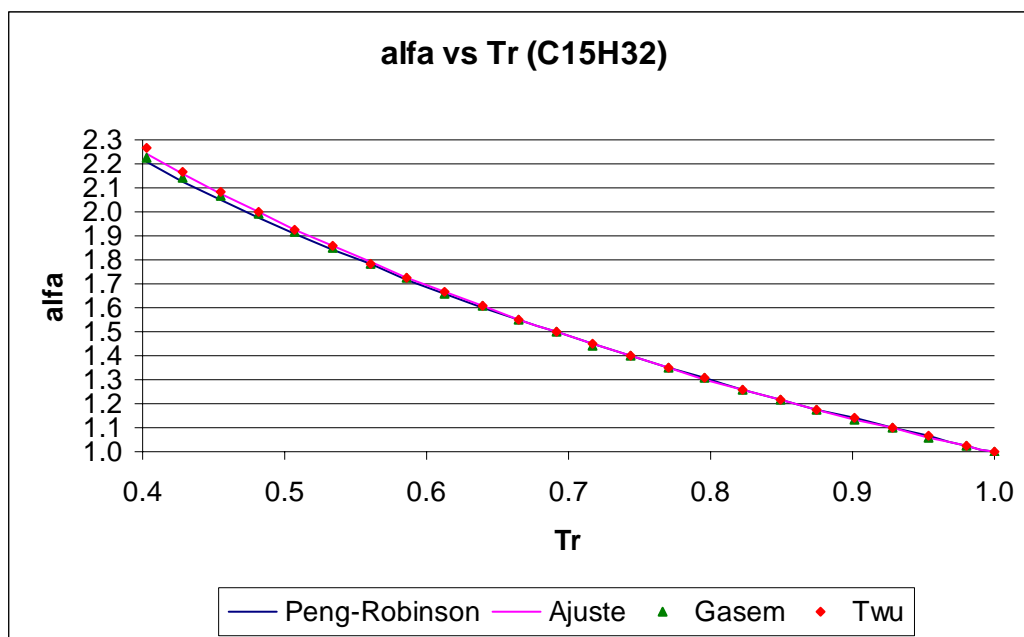


Figura B.15. Alfa en función de temperatura reducida, para el pentadecano.

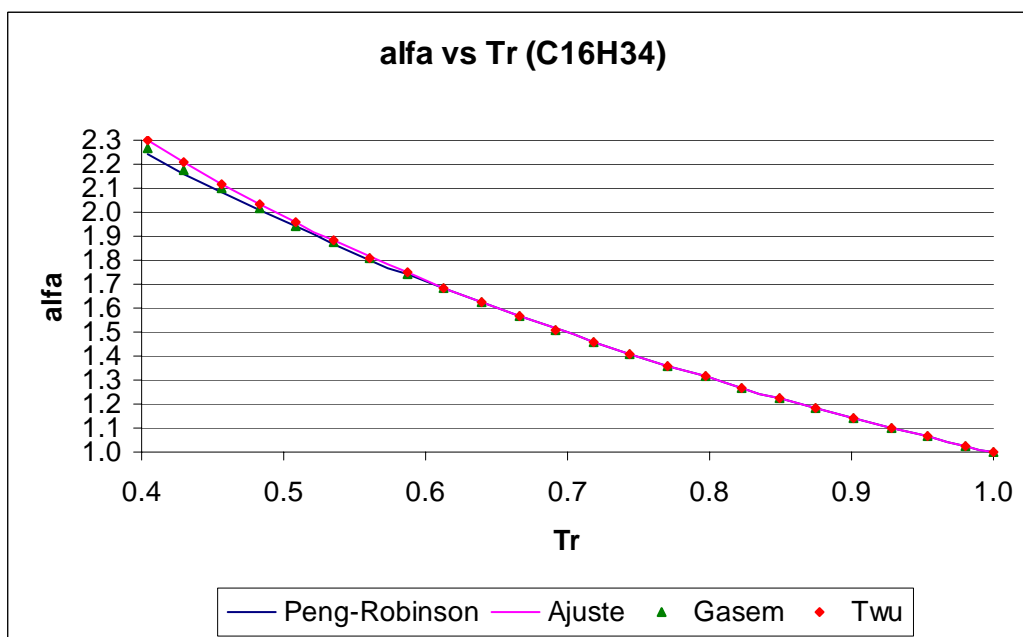


Figura B.16. Alfa en función de temperatura reducida, para el hexadecano.

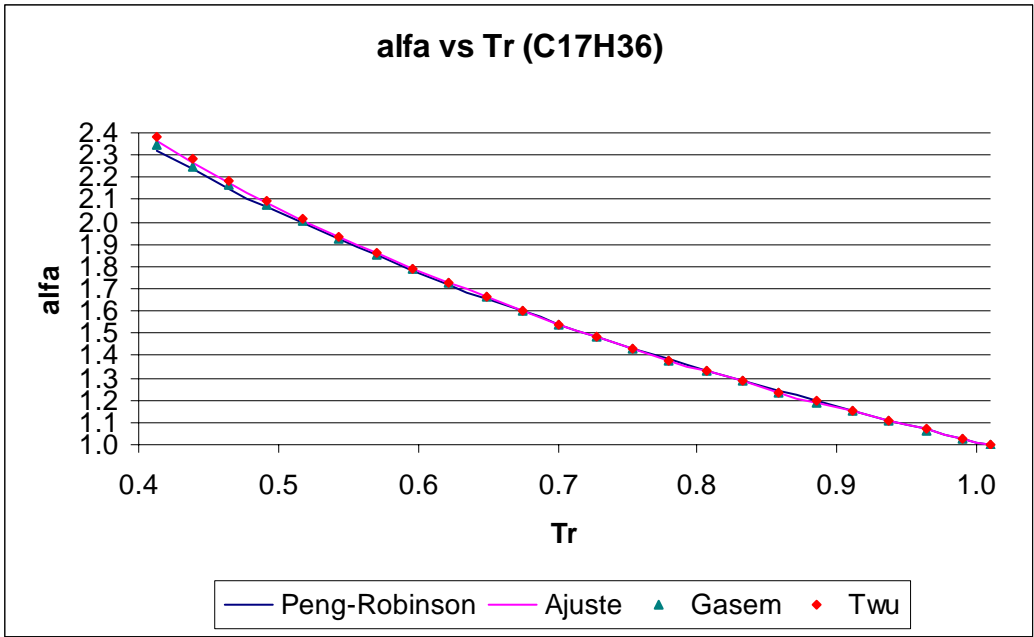


Figura B.17. Alfa en función de temperatura reducida, para el heptadecano.

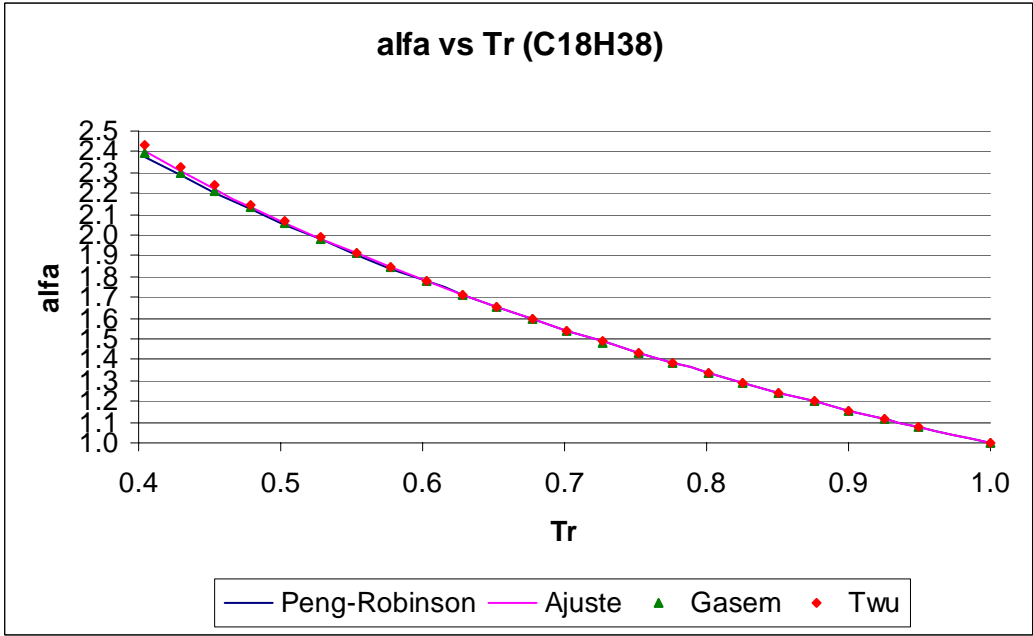


Figura B.18. Alfa en función de temperatura reducida, para el octadecano.

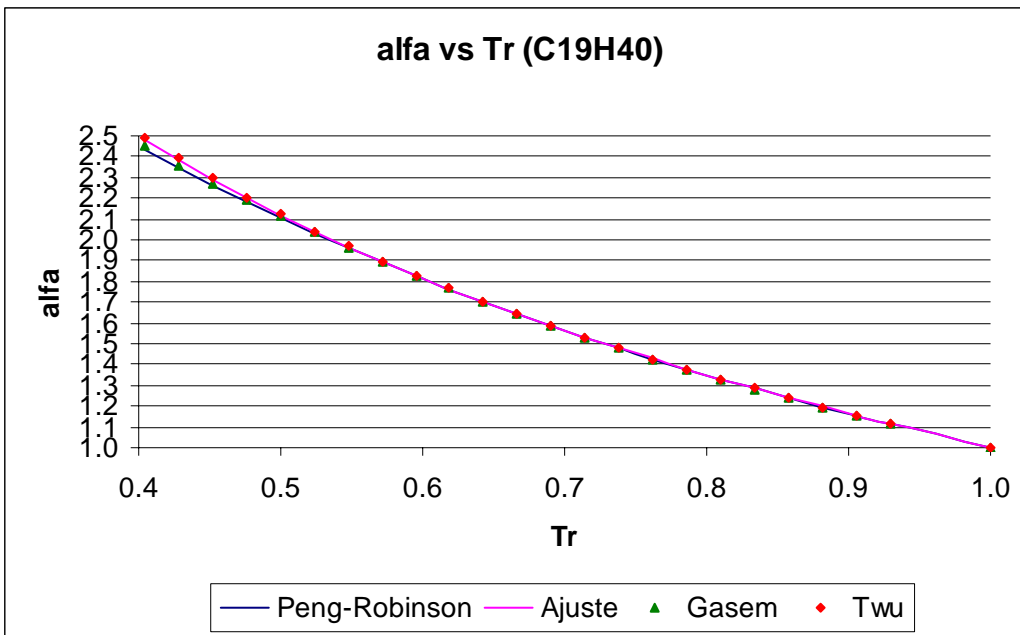


Figura B.19. Alfa en función de temperatura reducida, para el nonadecano.

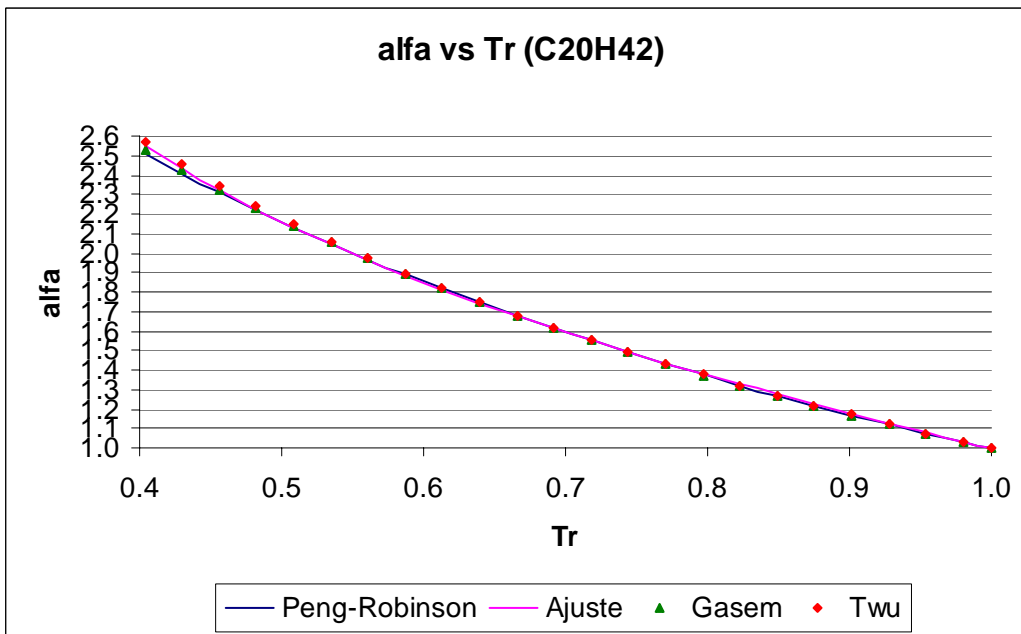


Figura B.20. Alfa en función de temperatura reducida, para el eicosano.

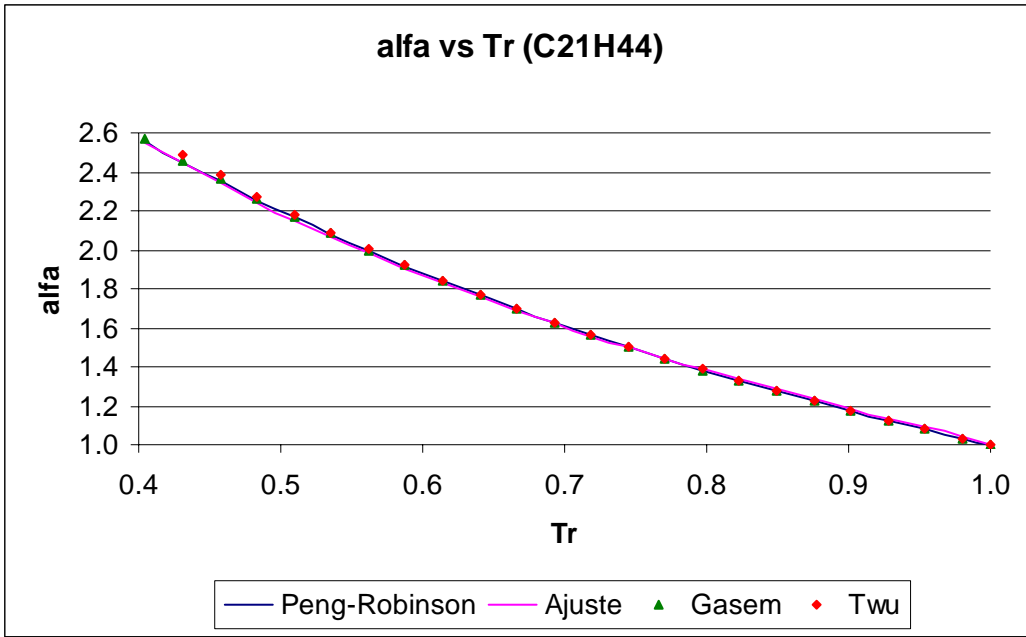


Figura B.21. Alfa en función de temperatura reducida, para el eneicosano.

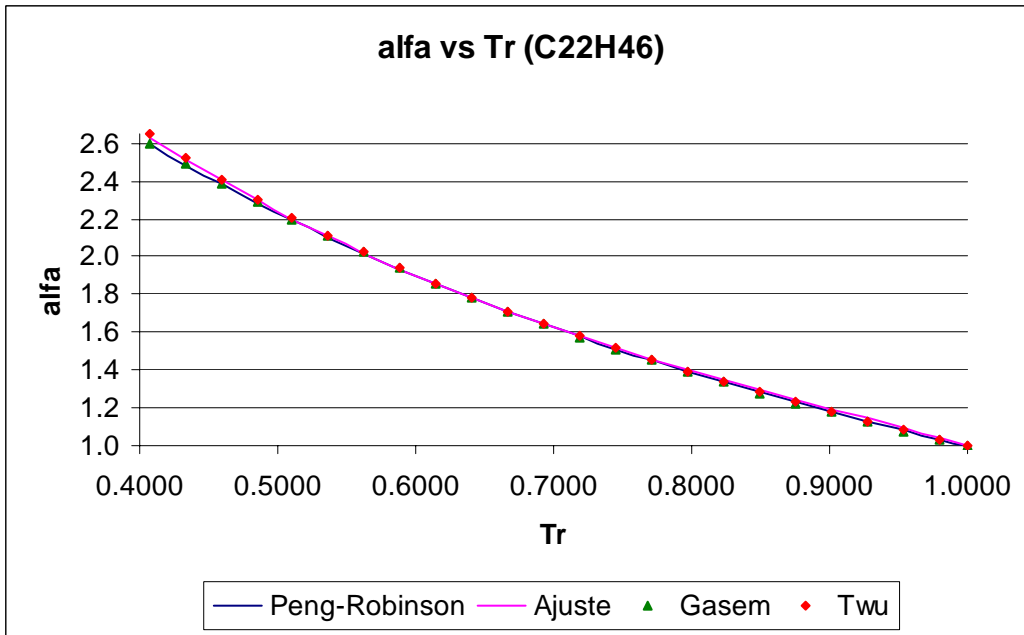


Figura B.22. Alfa en función de temperatura reducida, para el docosano.

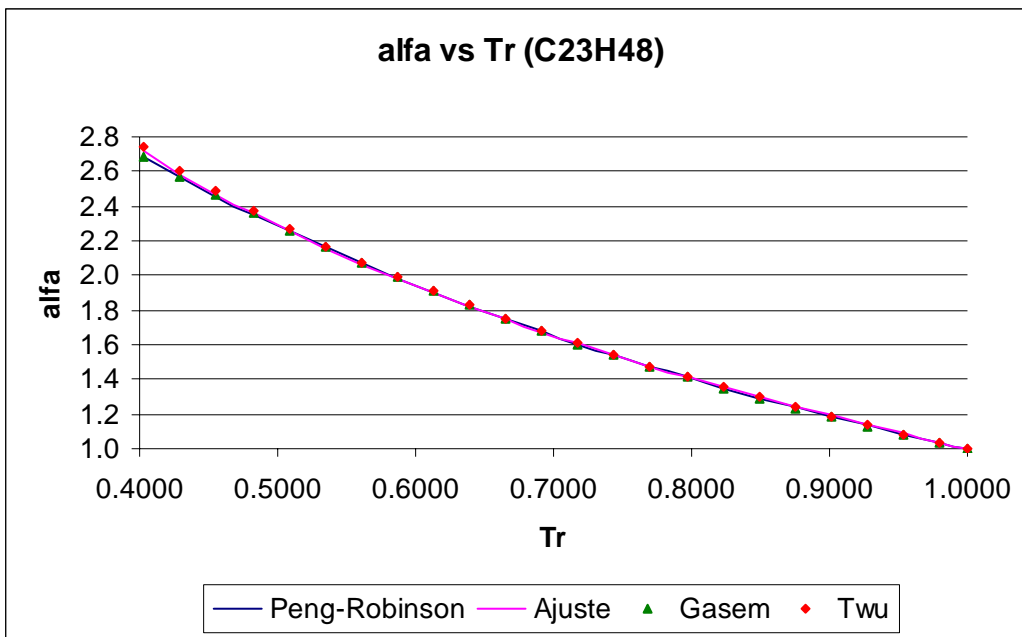


Figura B.23. Alfa en función de temperatura reducida, para el tricosano.

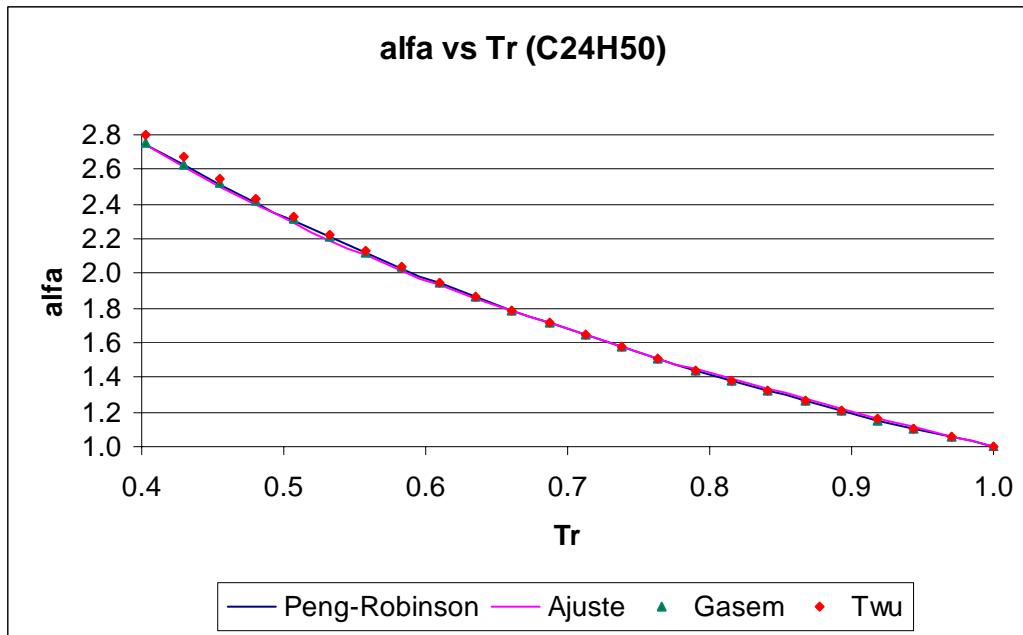


Figura B.24. Alfa en función de temperatura reducida, para el tetracosano.

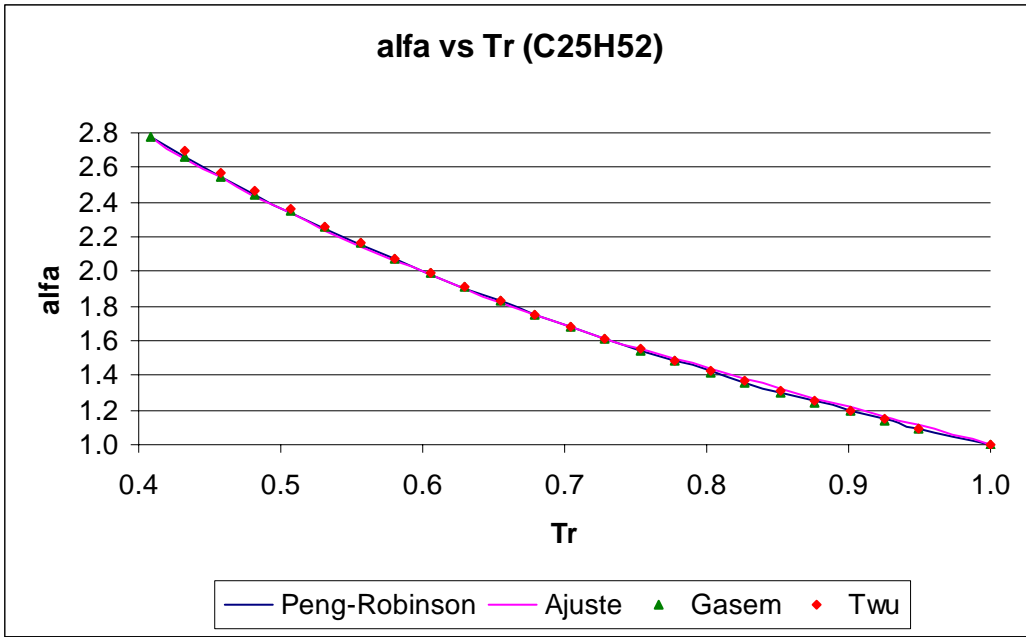


Figura B.25. Alfa en función de temperatura reducida, para el pentacosano.

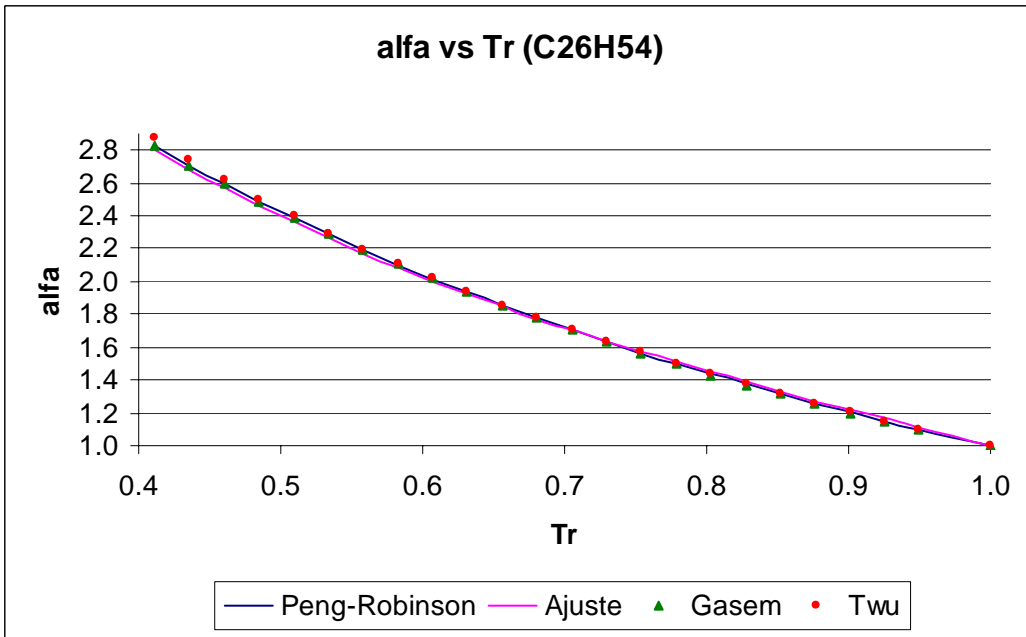


Figura B.26. Alfa en función de temperatura reducida, para el hexacosano.

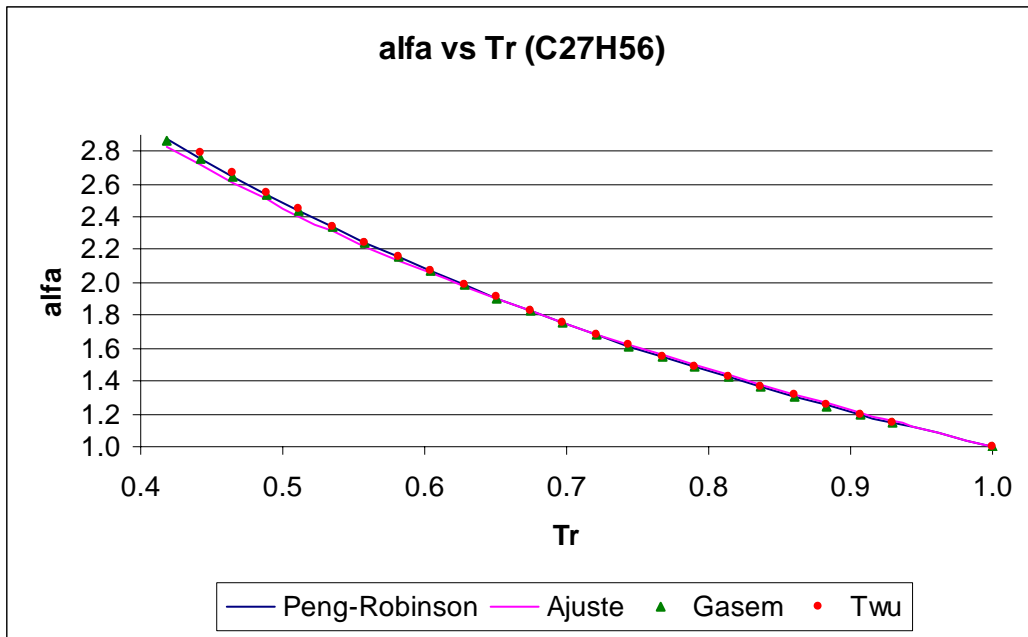


Figura B.27. Alfa en función de temperatura reducida, para el heptacosano.

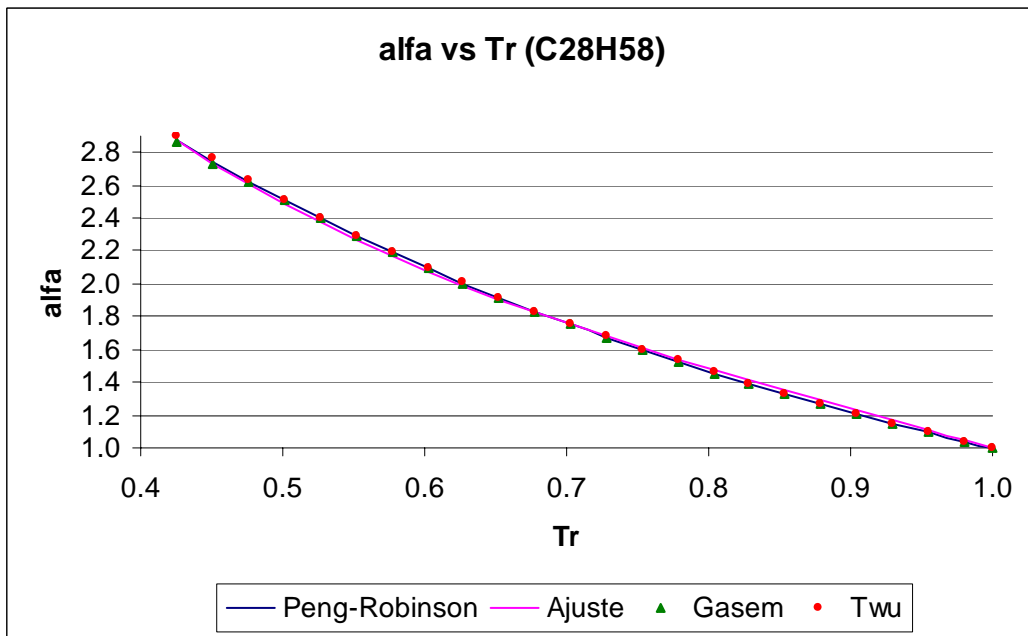


Figura B.28. Alfa en función de temperatura reducida, para el octacosano.

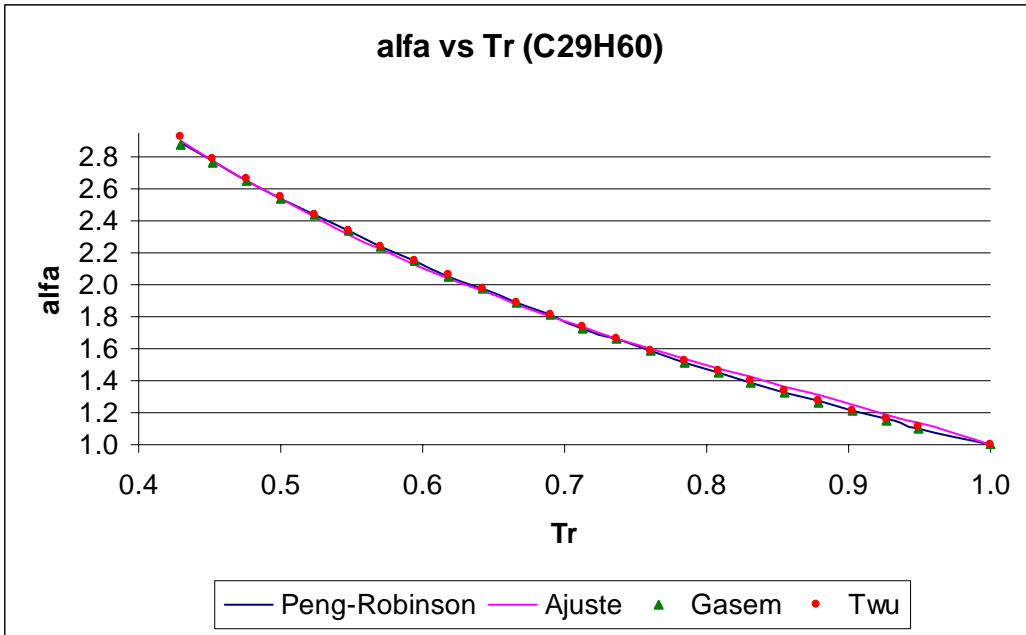


Figura B.29. Alfa en función de temperatura reducida, para el nonacosano.

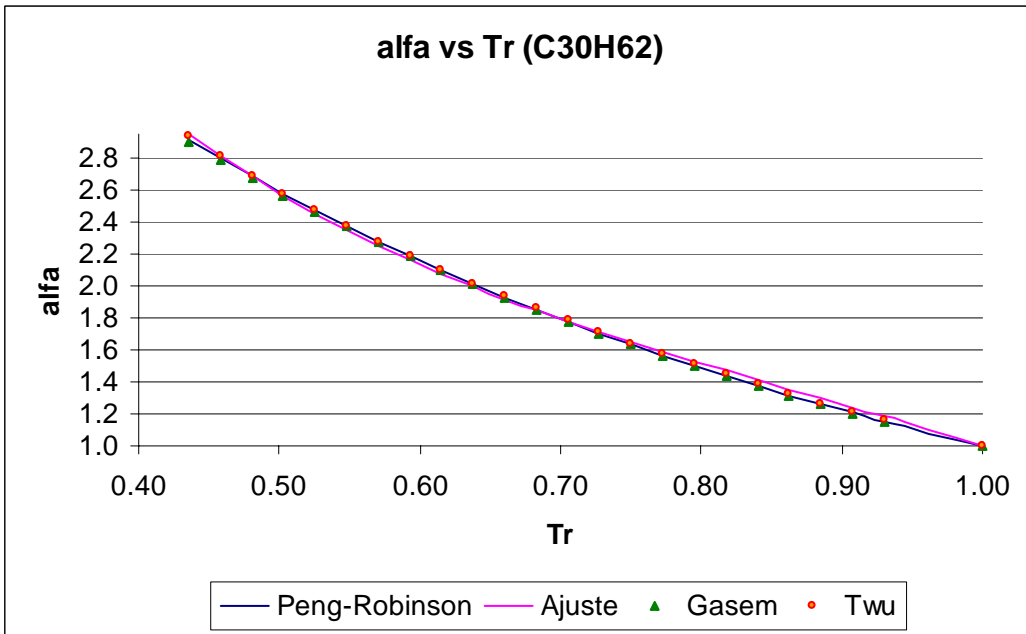


Figura B.30. Alfa en función de temperatura reducida, para el triacontano.

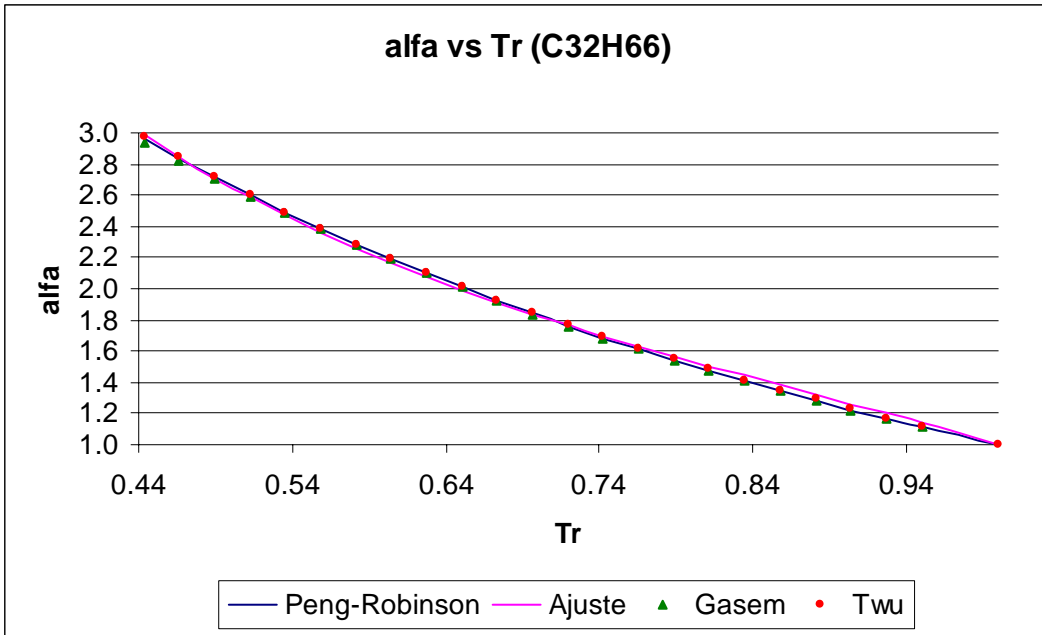


Figura B.31. Alfa en función de temperatura reducida, para el dotriacontano.

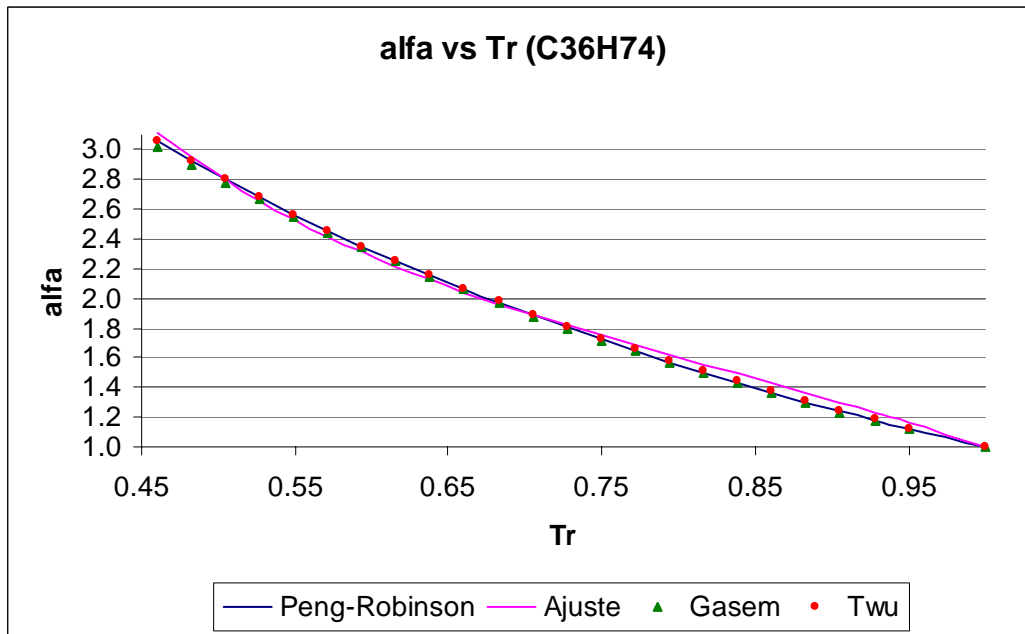


Figura B.32. Alfa en función de temperatura reducida, para el hexatriacontano.

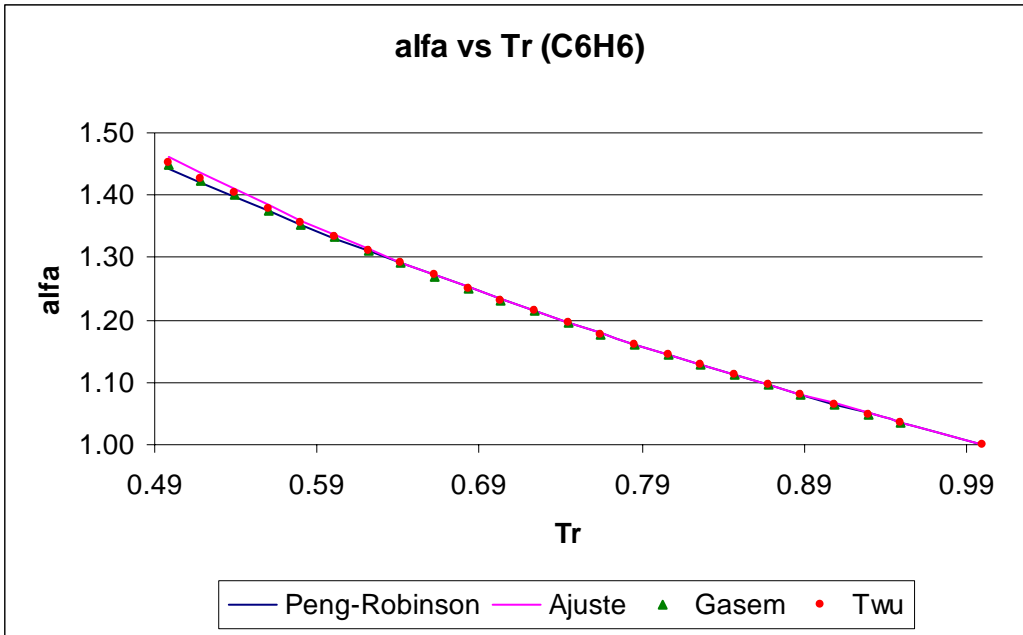


Figura B.33. Alfa en función de temperatura reducida, para el benceno.

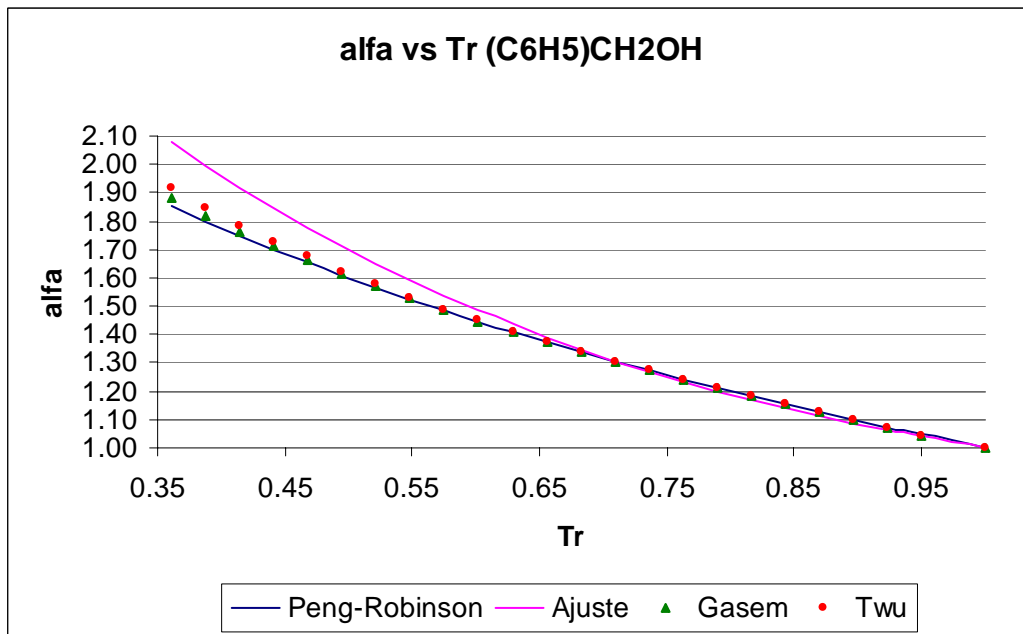


Figura B.34. Alfa en función de temperatura reducida, para el alcohol bencílico.

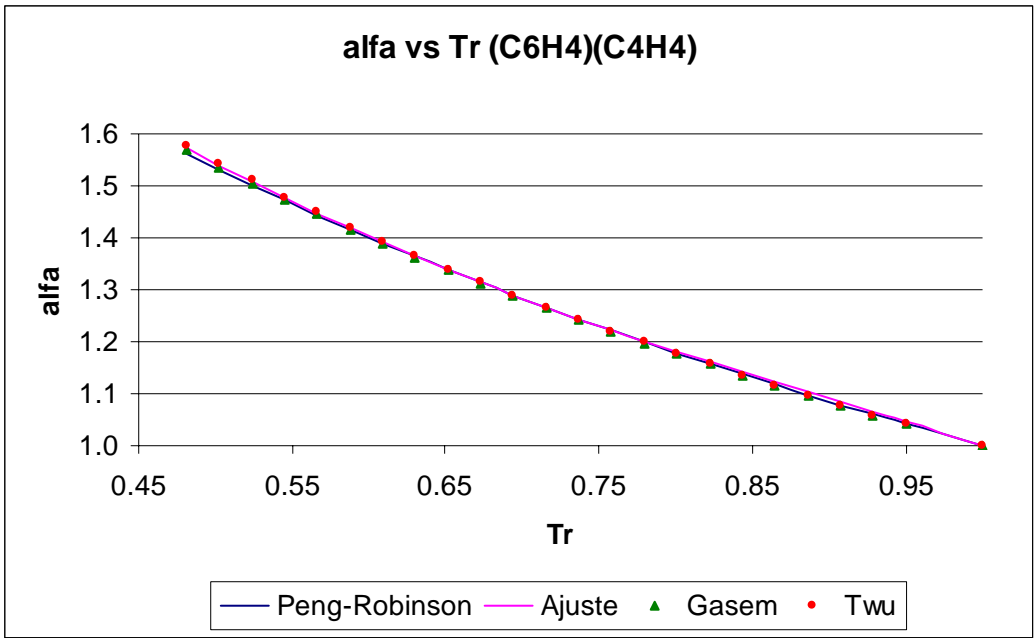


Figura B.35. Alfa en función de temperatura reducida, para el naftaleno.

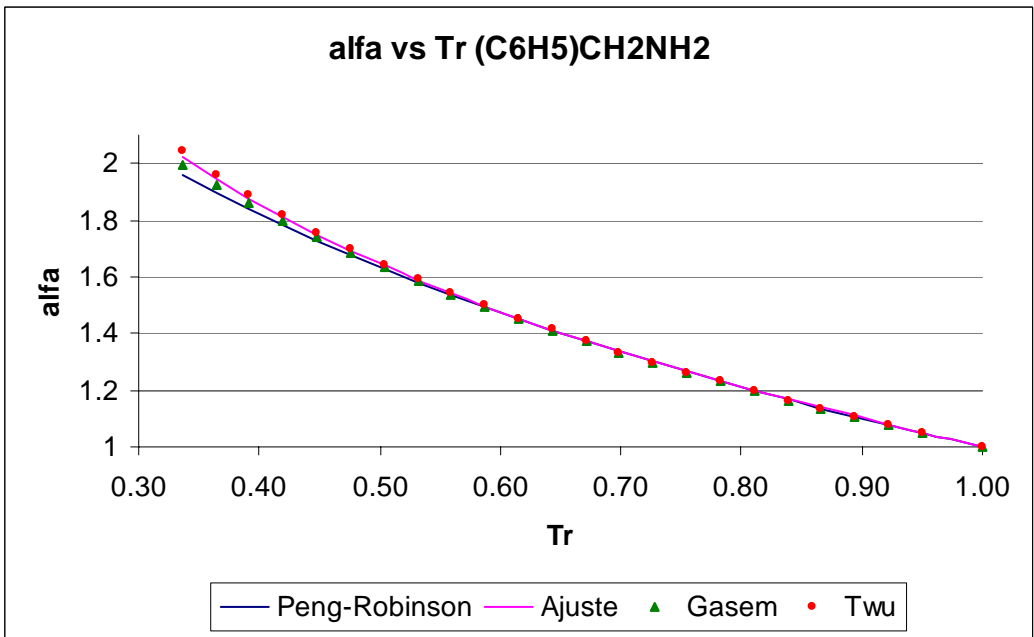


Figura B.36. Alfa en función de temperatura reducida, para la bencilamina.

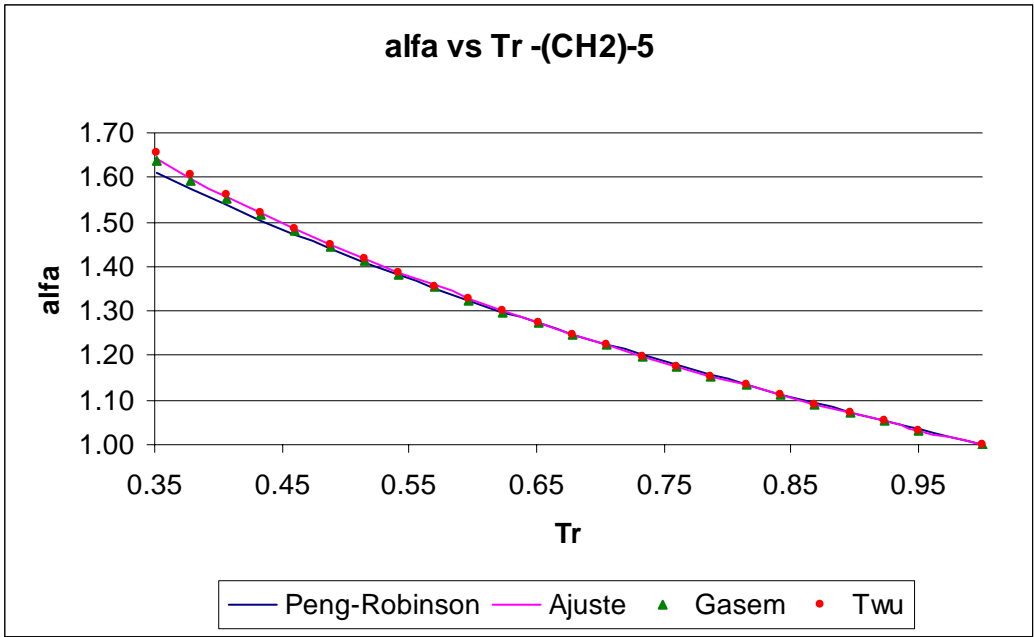


Figura B.37. Alfa en función de temperatura reducida, para el ciclopentano.

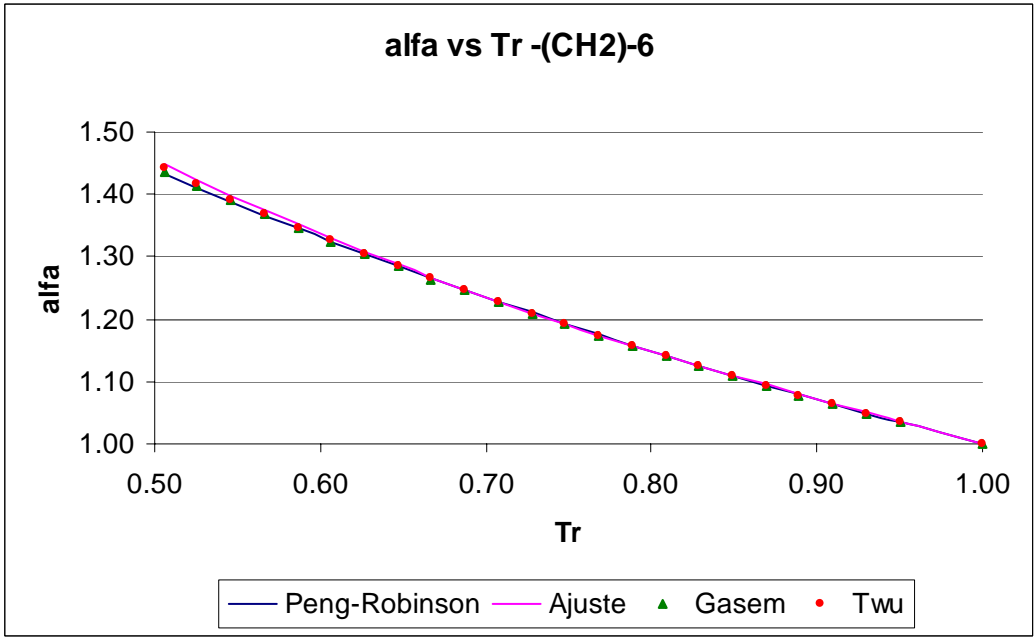


Figura B.38. Alfa en función de temperatura reducida, para el ciclohexano.

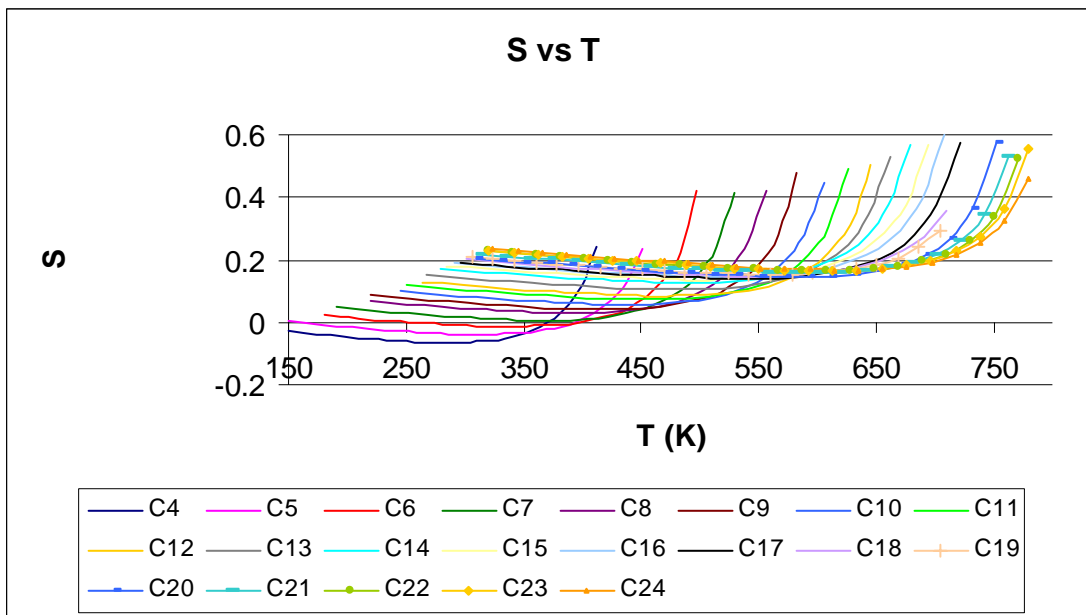


Figura B.39. Traslado de volumen en función de temperatura de alcanos lineales

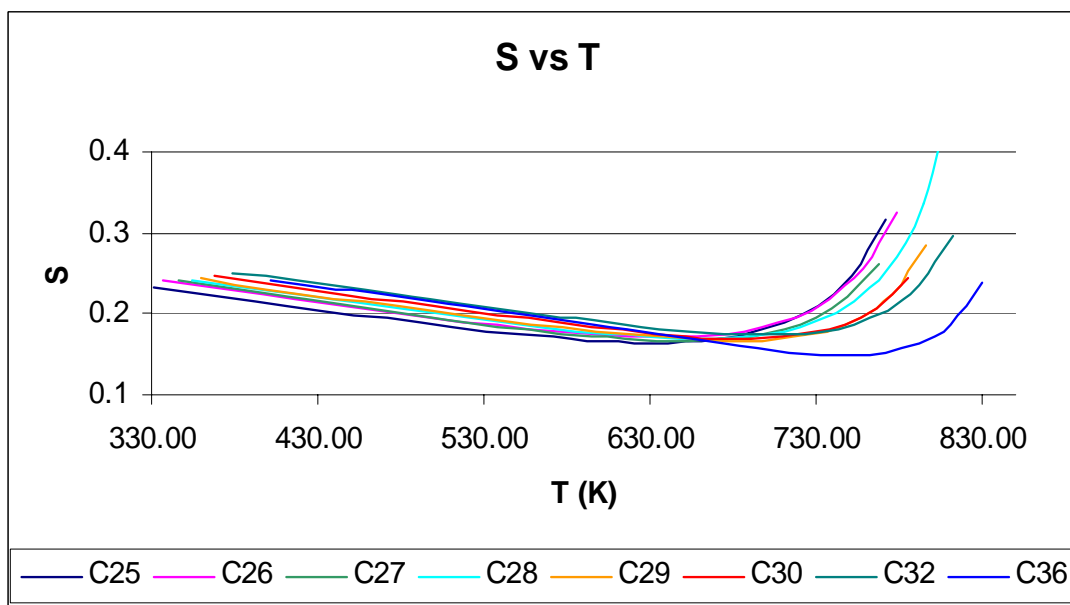


Figura B.39' (continuación). Traslado de volumen en función de temperatura de alcanos lineales

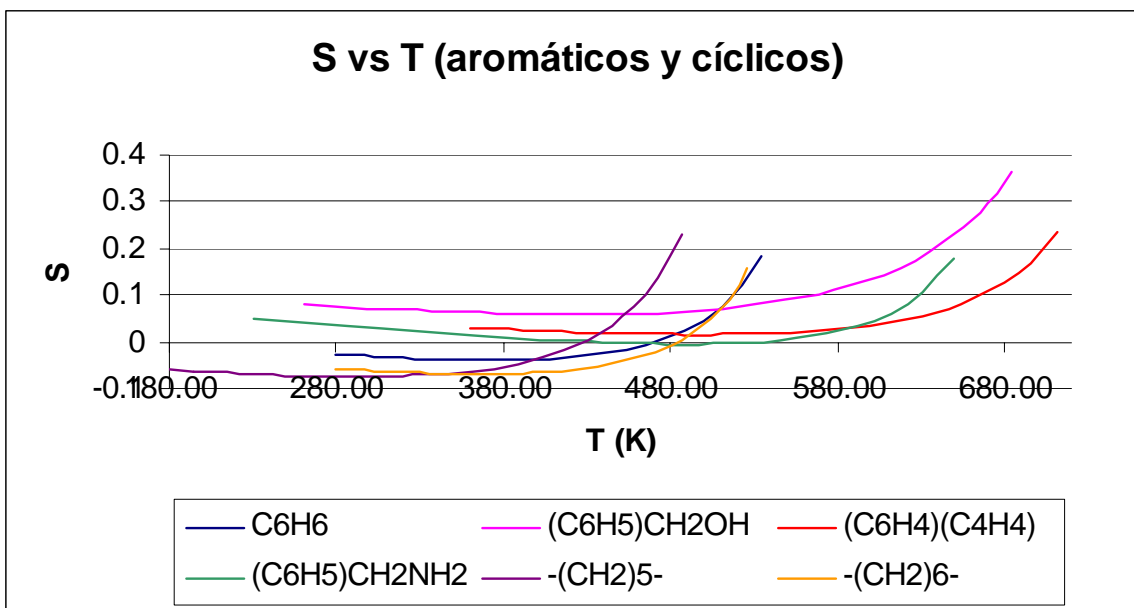


Figura B.40. Traslado de volumen en función de temperatura de compuestos orgánicos aromáticos.

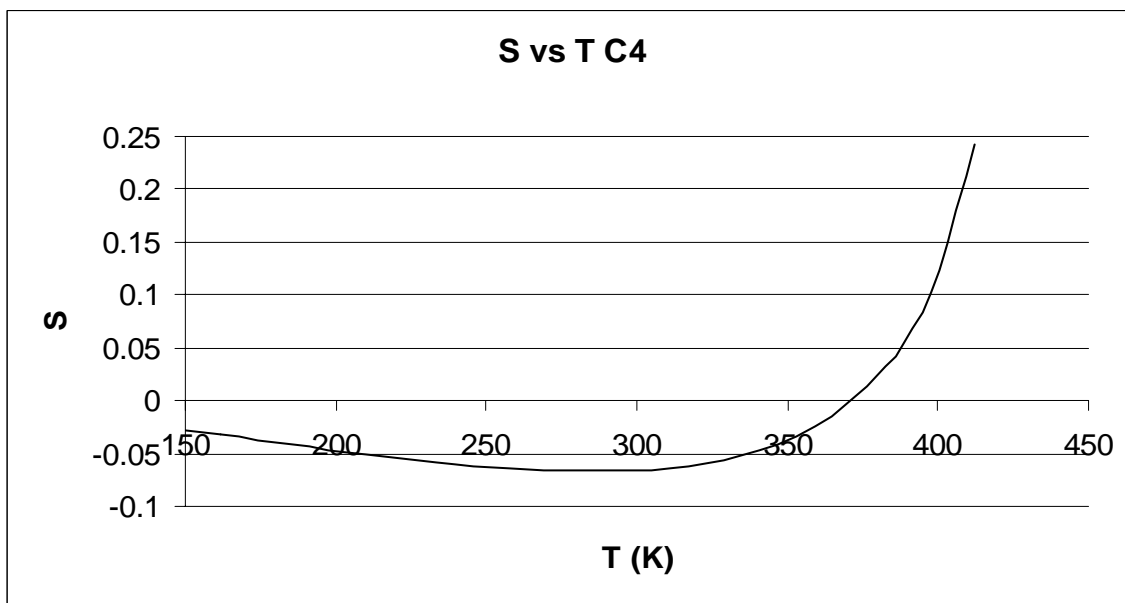


Figura B.41. Traslado de volumen en función de temperatura del n-butano.

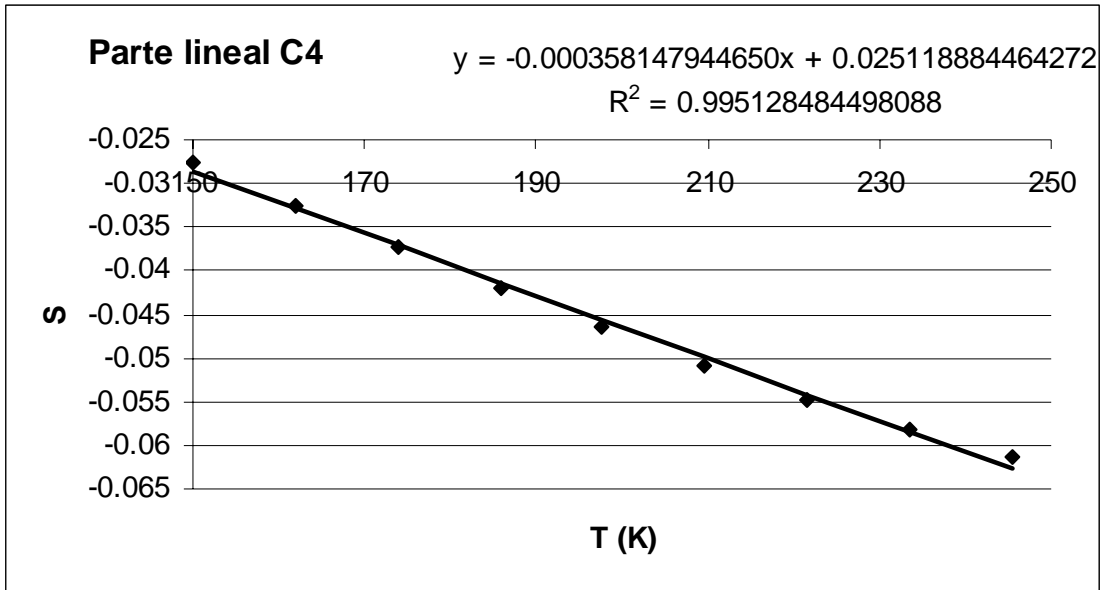


Figura B.42. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-butano.

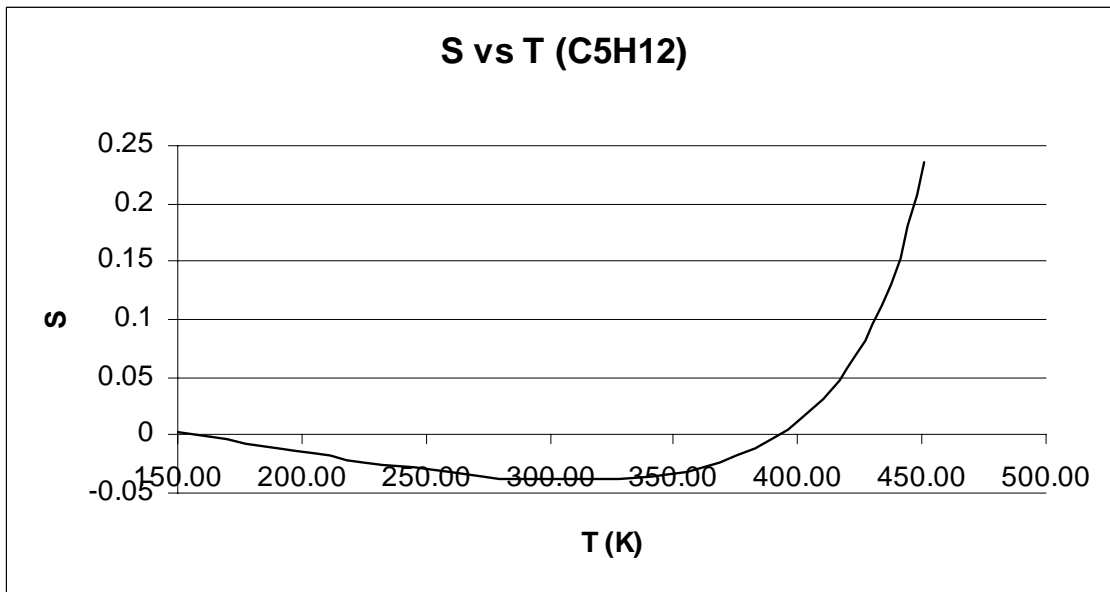


Figura B.43. Traslado de volumen en función de temperatura del n-pentano.

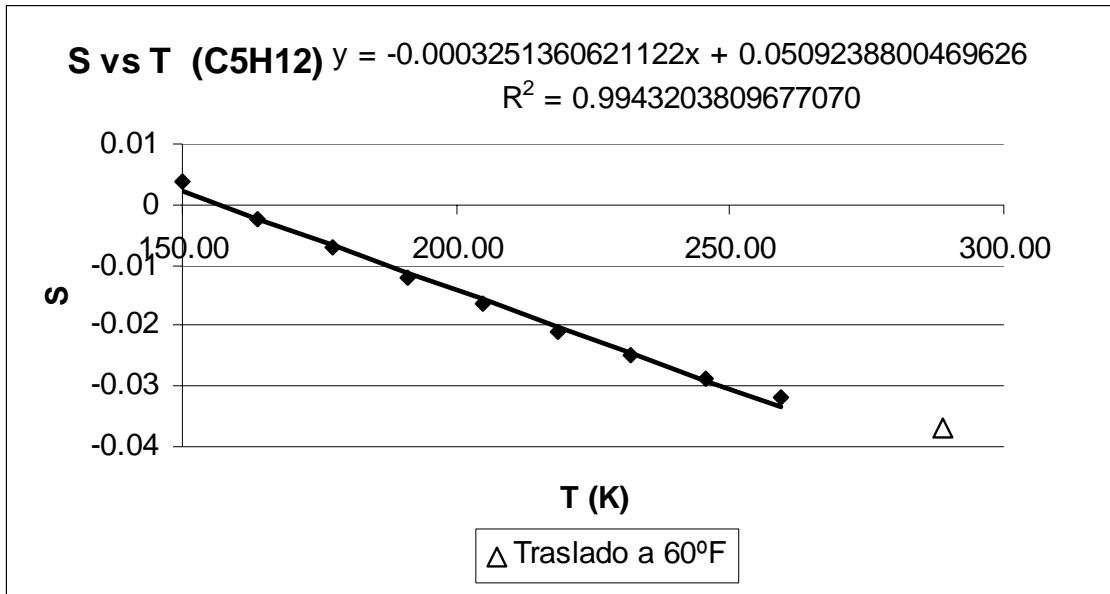


Figura B.44. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-pentano.

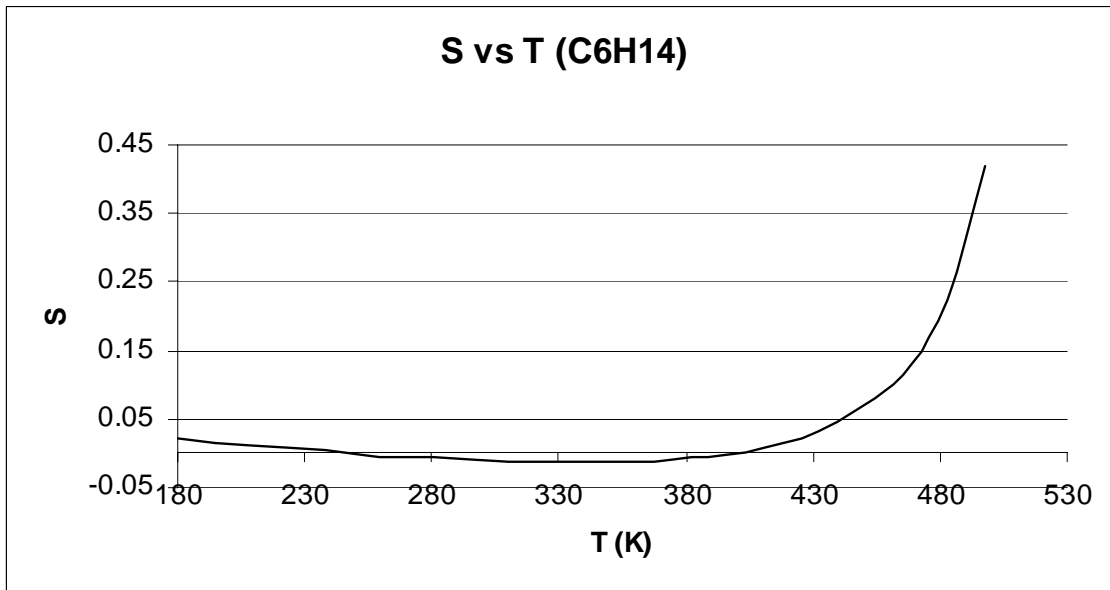


Figura B.45. Traslado de volumen en función de temperatura del n-hexano.

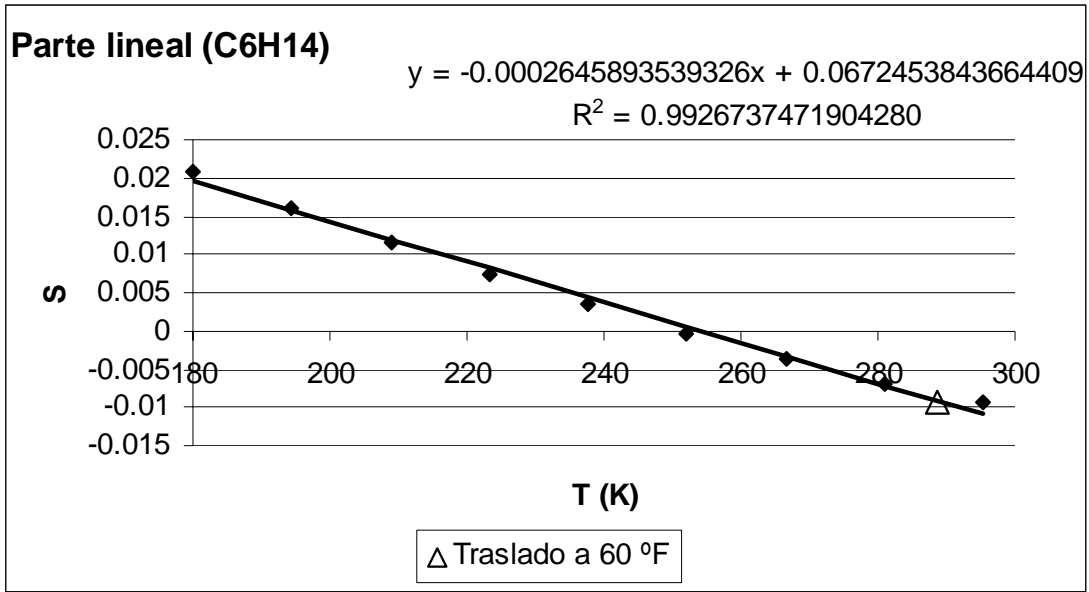


Figura B.46. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-hexano.

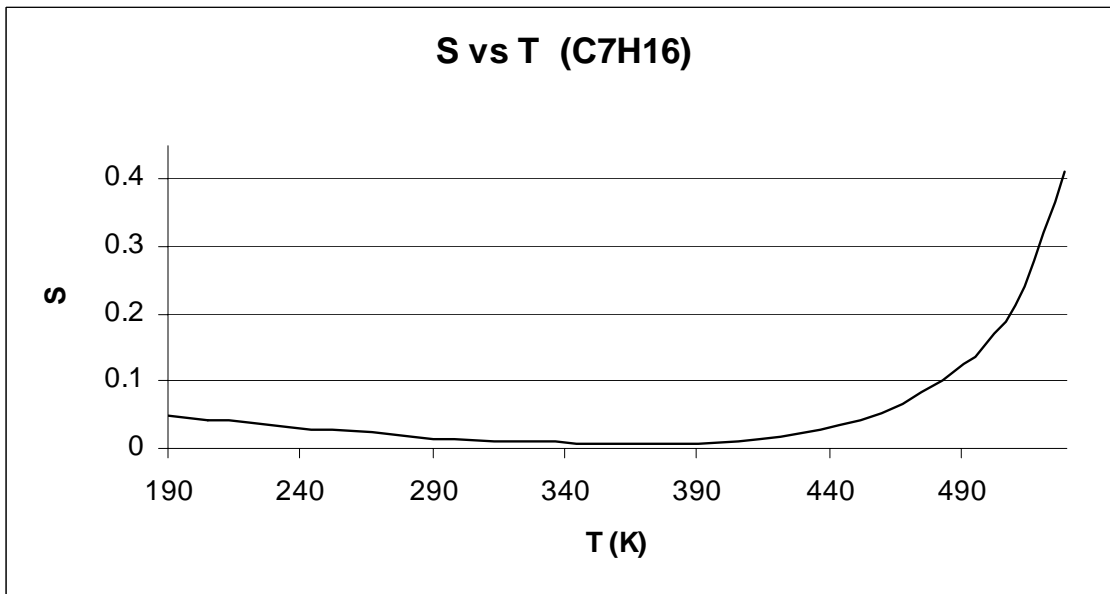


Figura B.47. Traslado de volumen en función de temperatura del n-heptano.

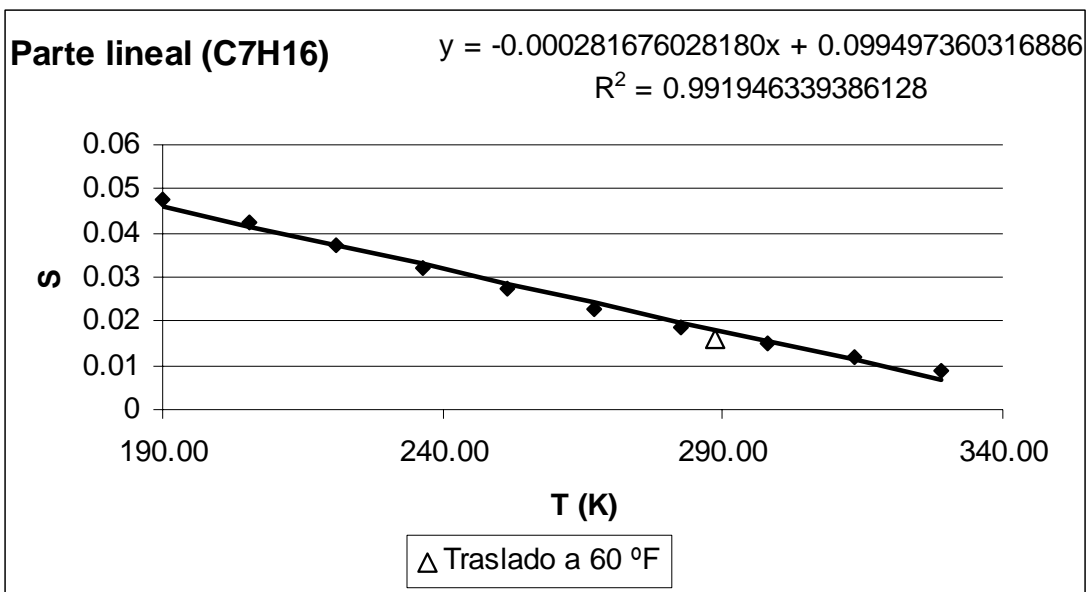


Figura B.48. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-heptano.

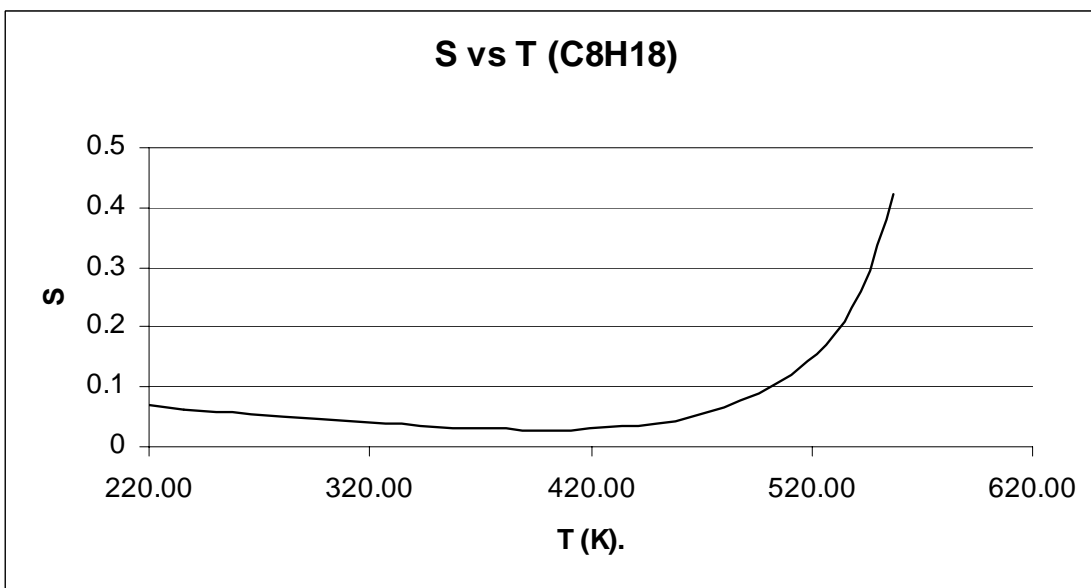


Figura B.49. Traslado de volumen en función de temperatura del n-octano.

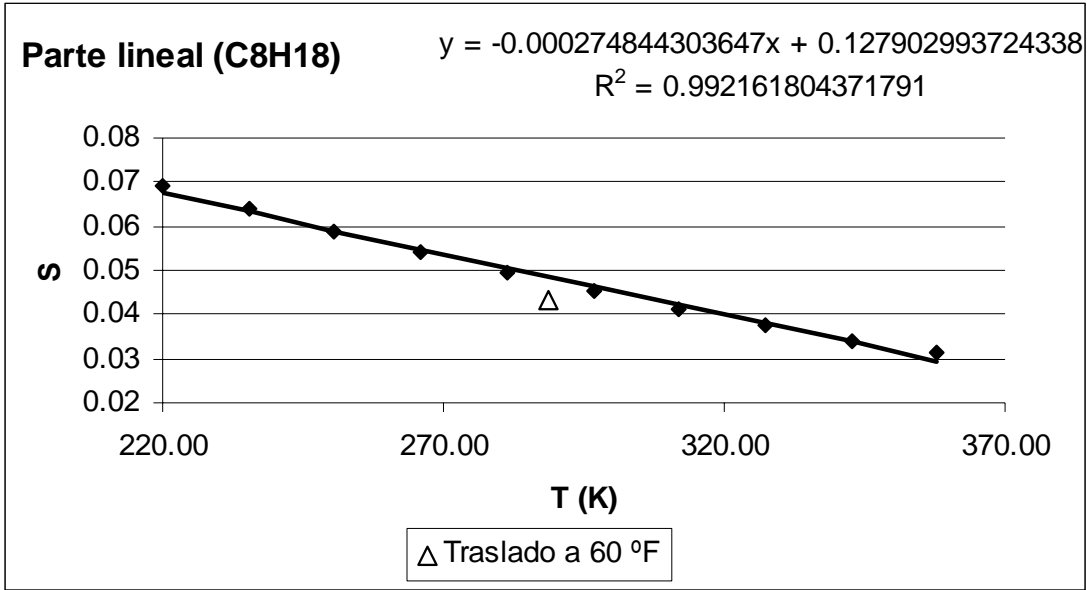


Figura B.50. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-octano.

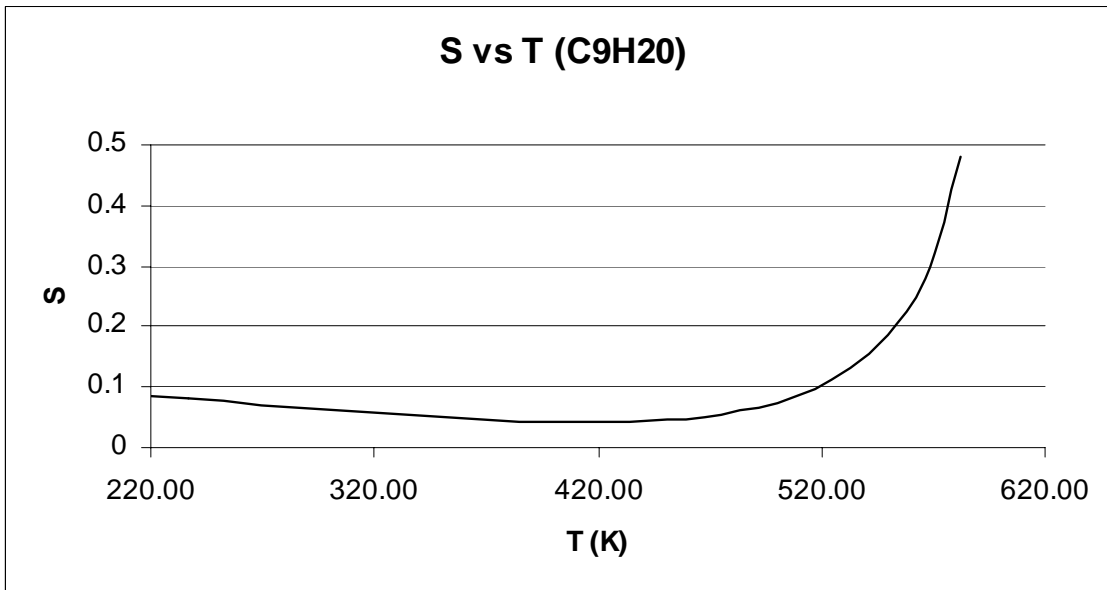


Figura B.51. Traslado de volumen en función de temperatura del n-nonano.

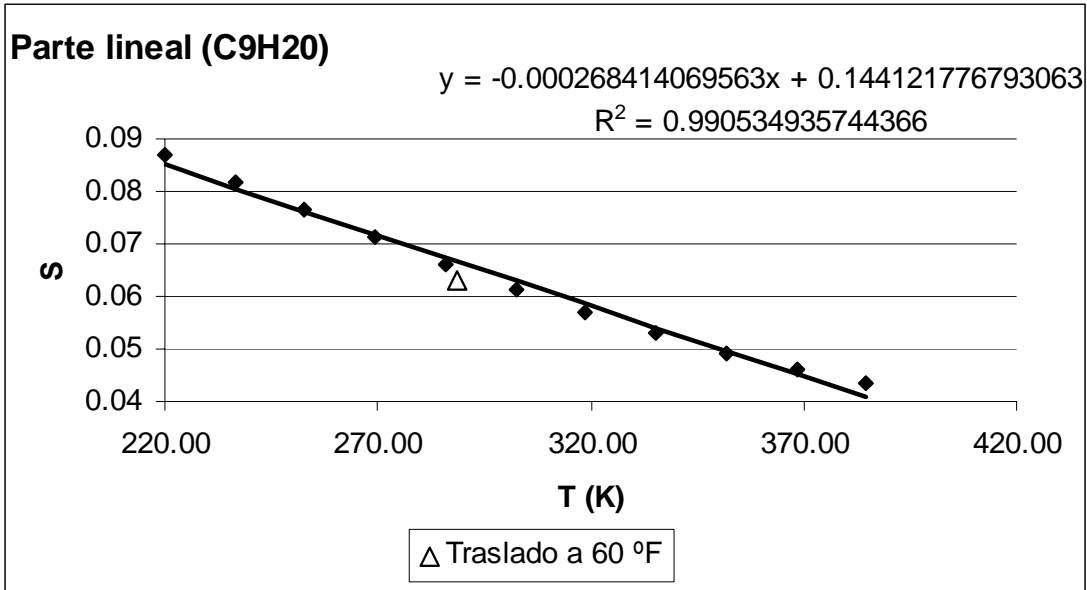


Figura B.52. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-nonano.

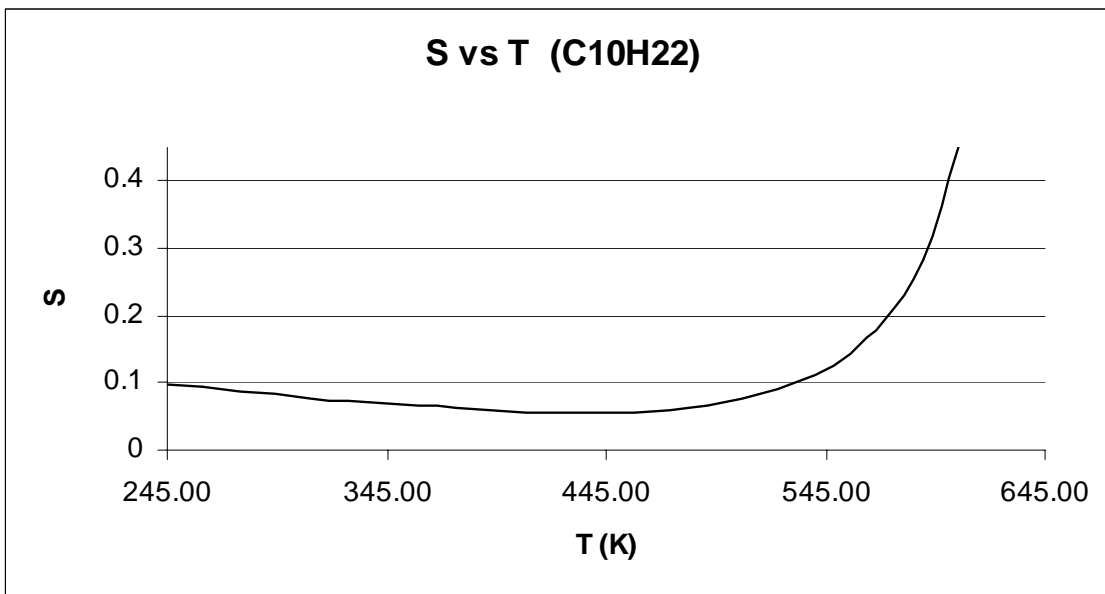


Figura B.53. Traslado de volumen en función de temperatura del n-decano.

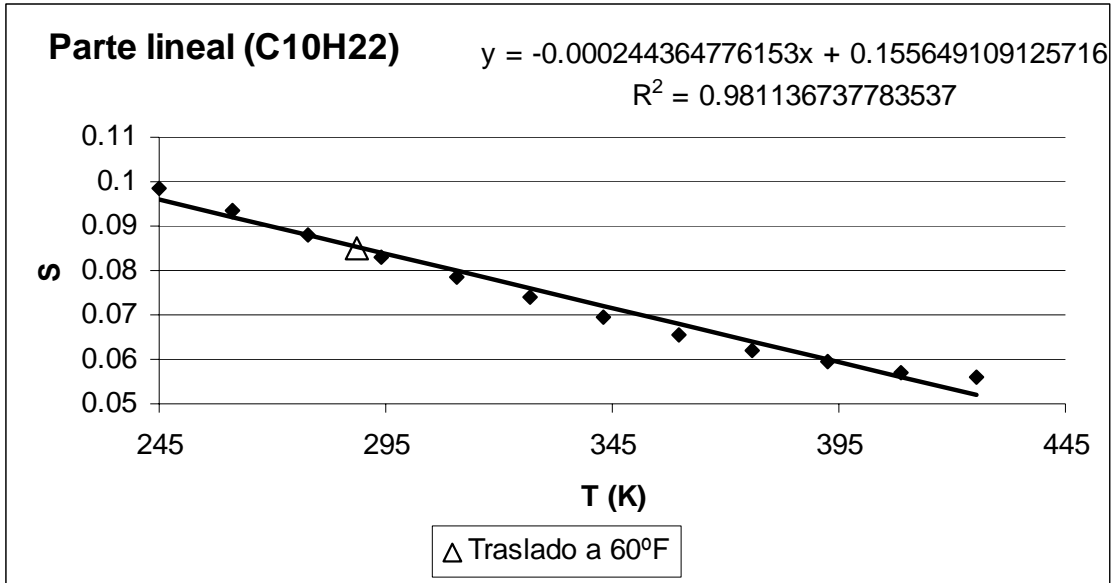


Figura B.54. Parte lineal del parámetro de traslado para el n-decano.

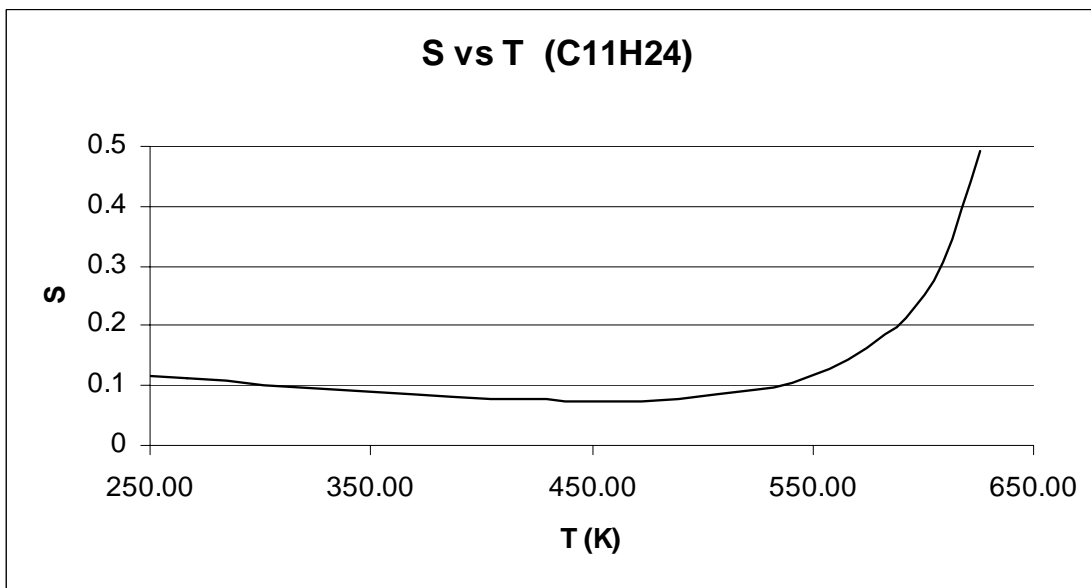


Figura B.55. Traslado de volumen en función de temperatura del undecano.

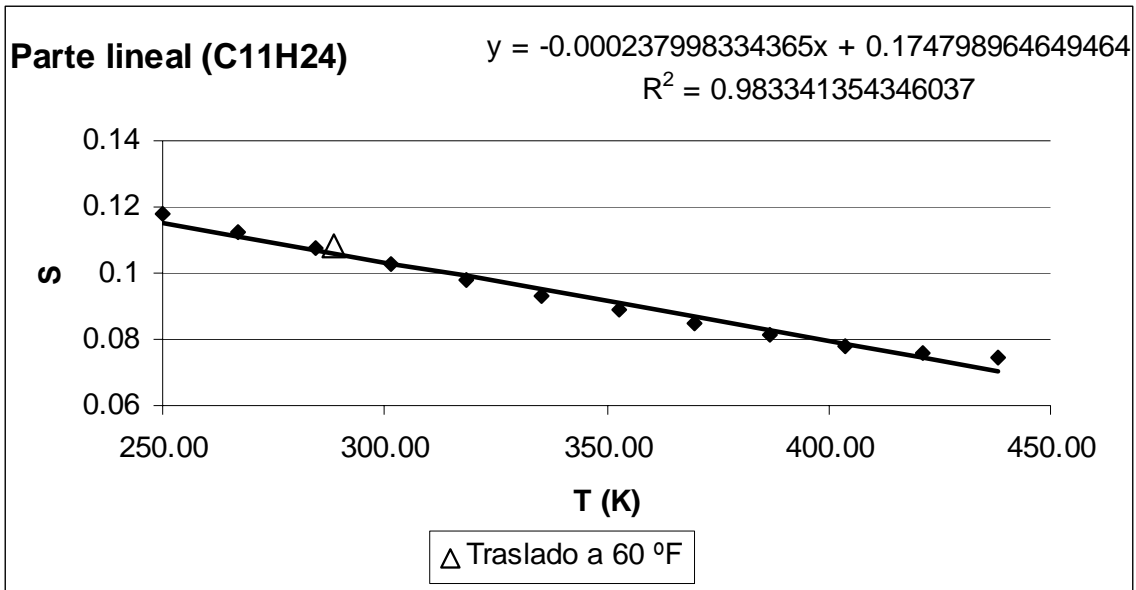


Figura B.56. Parte lineal del parámetro de traslado para el undecano

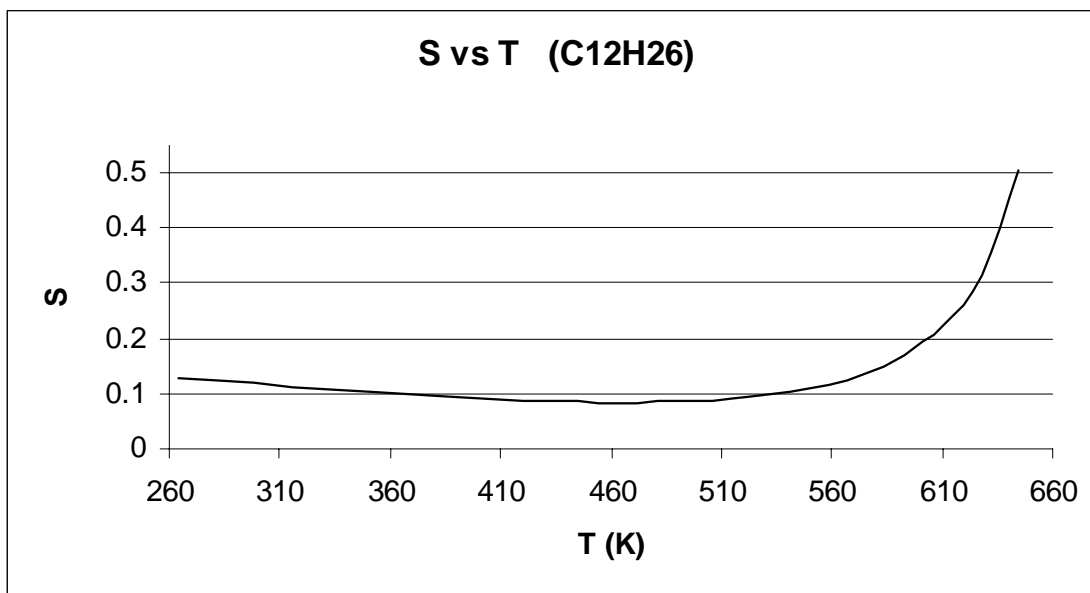


Figura B.57. Traslado de volumen en función de temperatura del dodecano.

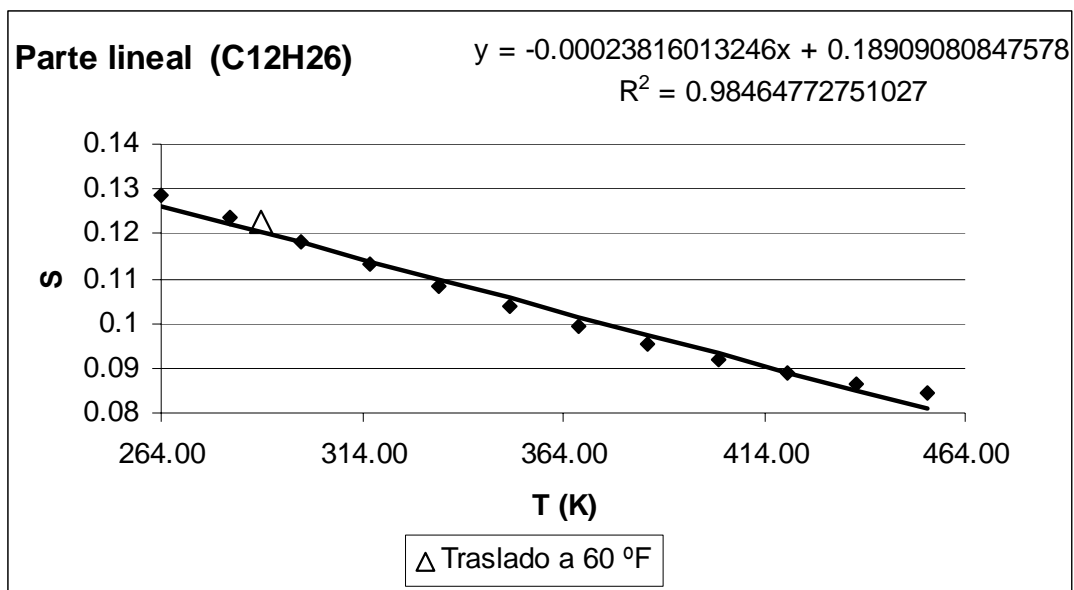


Figura B.58. Parte lineal del parámetro de traslado para el dodecano

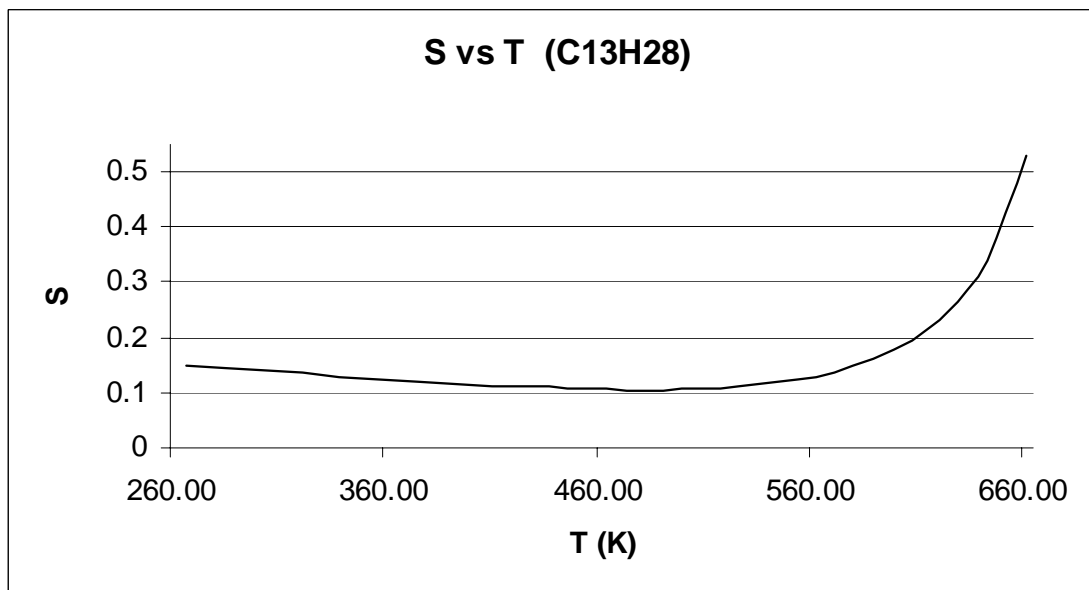


Figura B.59. Traslado de volumen en función de temperatura del tridecano.

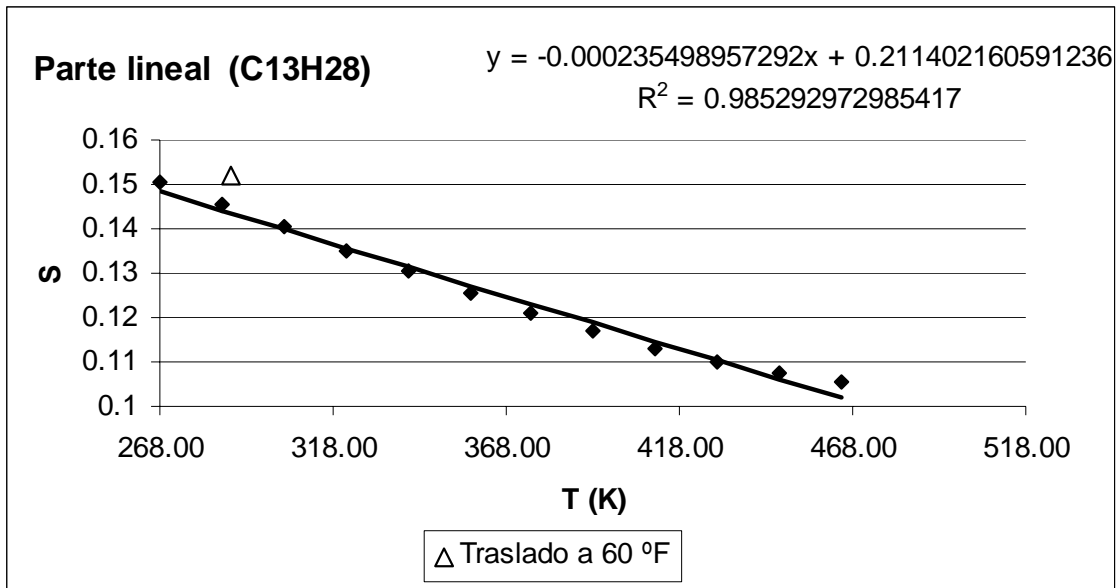


Figura B.60. Parte lineal del parámetro de traslado para el tridecano.

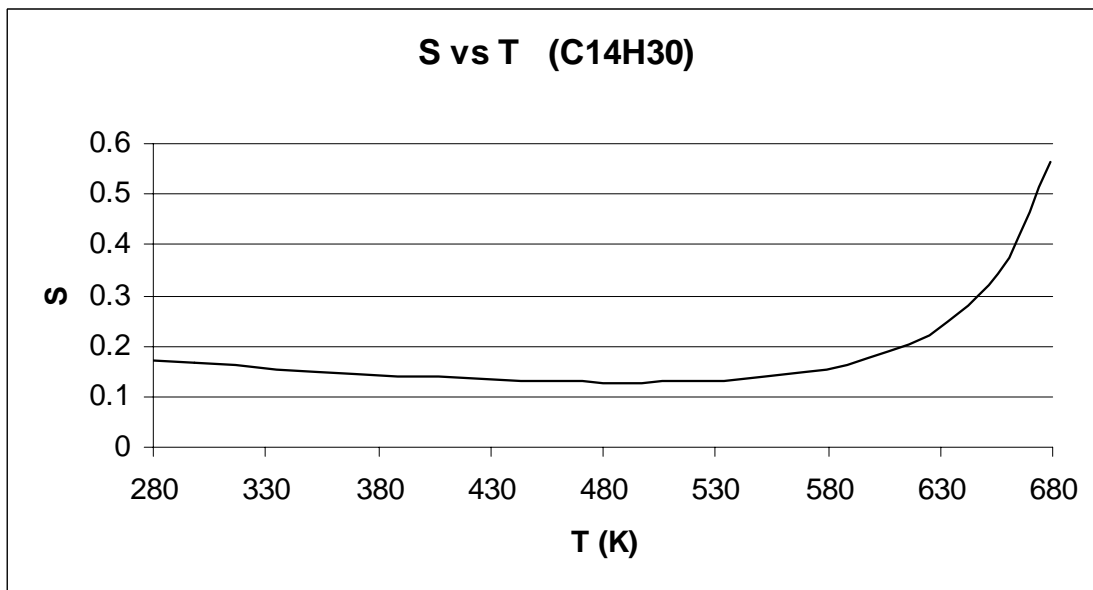


Figura B.61. Traslado de volumen en función de temperatura del tetradecano.

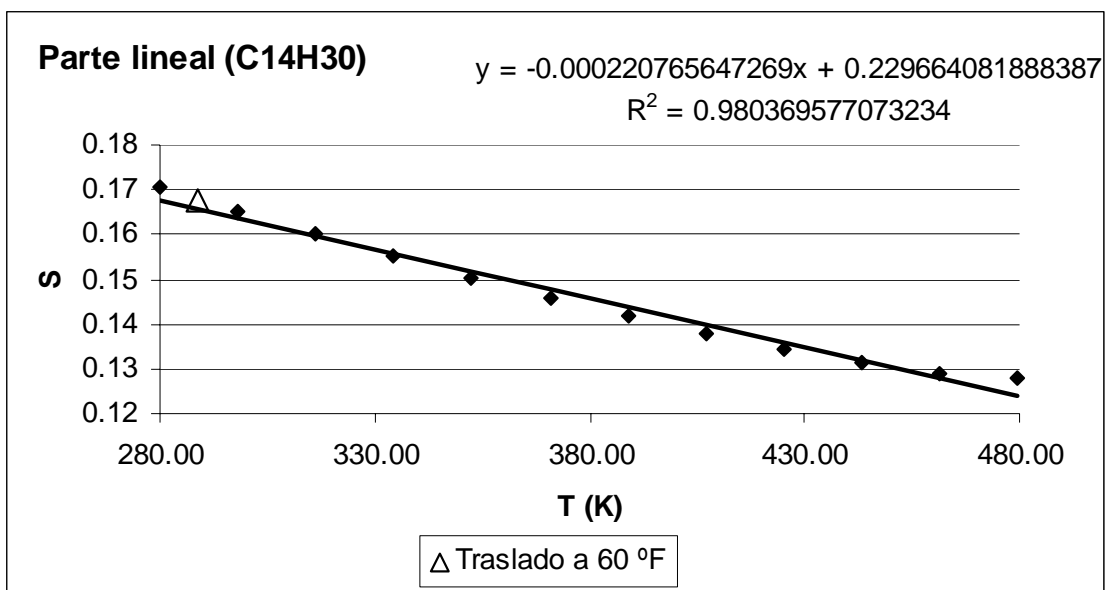


Figura B.62. Parte lineal del parámetro de traslado para el tetradecano.

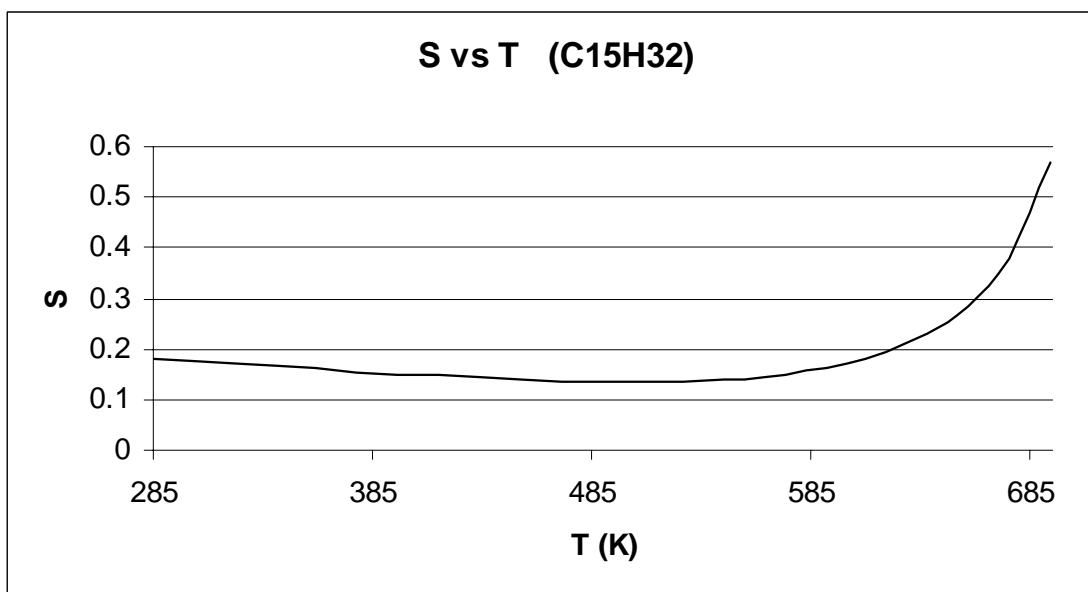


Figura B.63. Traslado de volumen en función de temperatura del pentadecano.

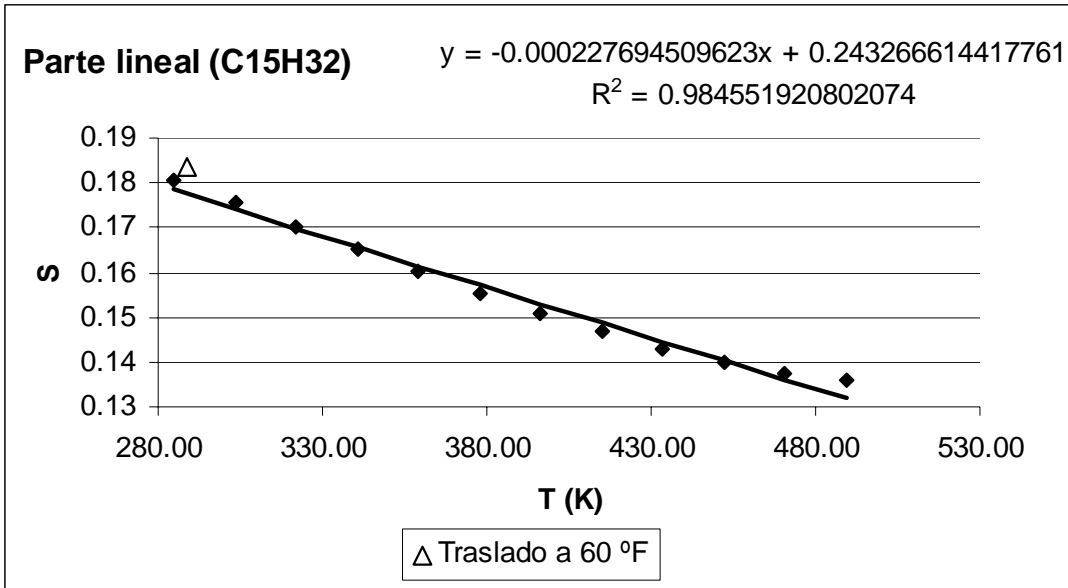


Figura B.64. Parte lineal del parámetro de traslado para el pentadecano.

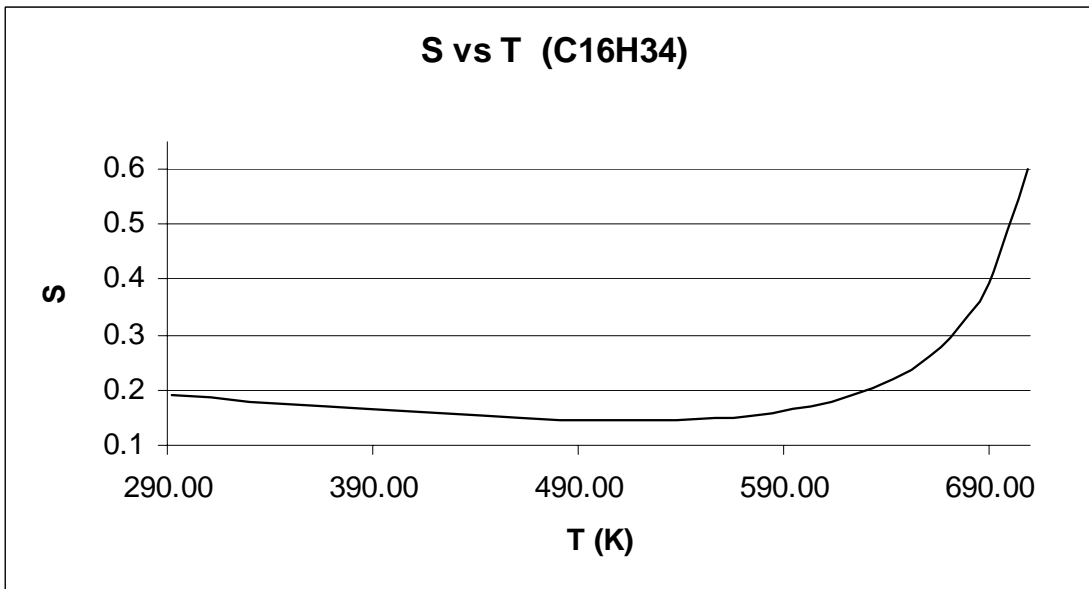


Figura B.65. Traslado de volumen en función de temperatura del hexadecano.

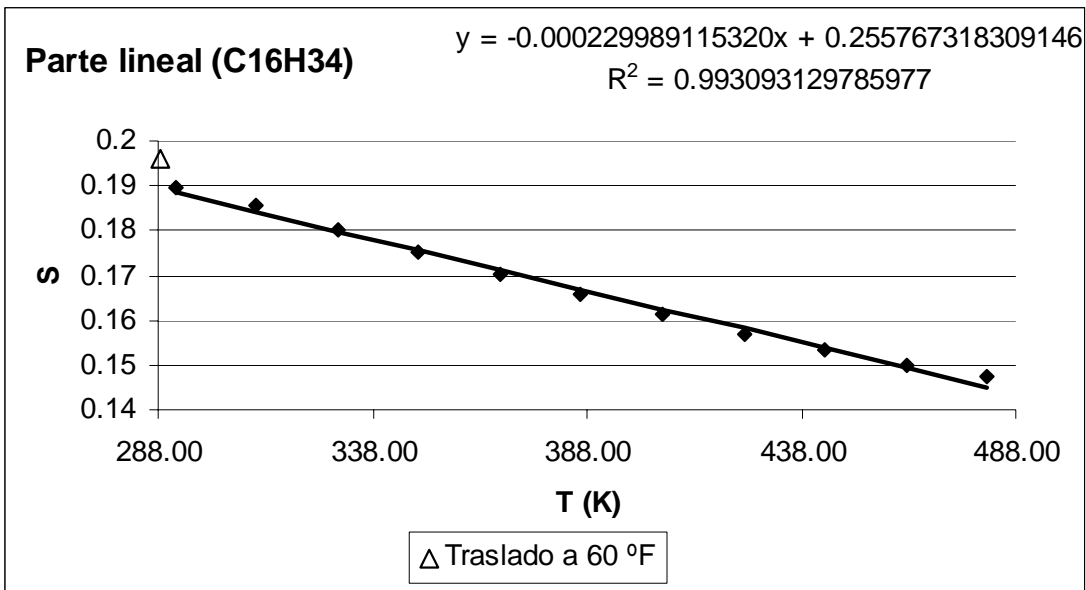


Figura B.66. Parte lineal del parámetro de traslado para el hexadecano.

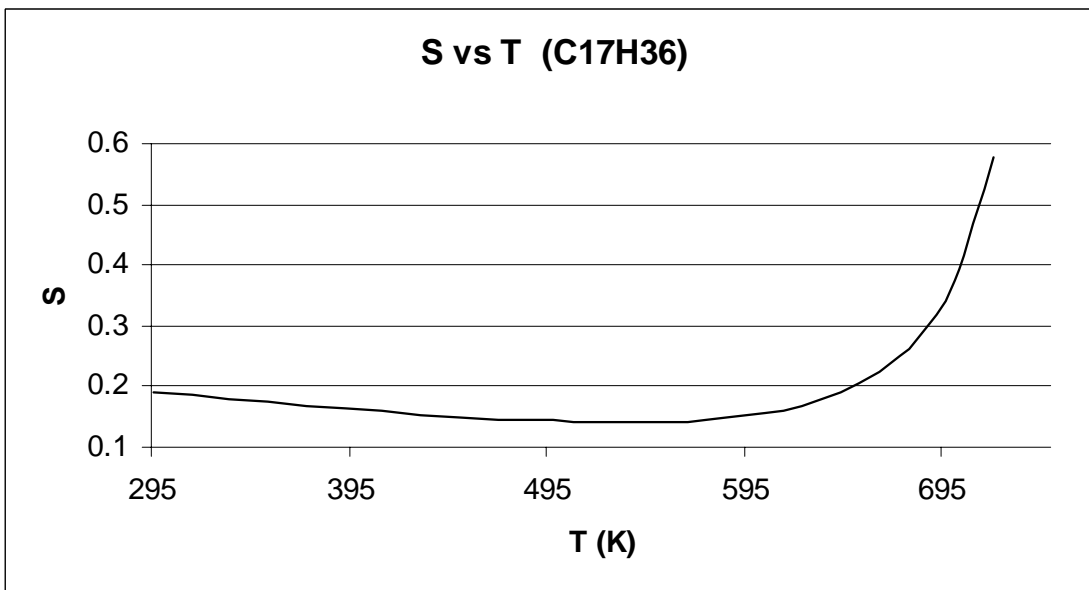


Figura B.67. Traslado de volumen en función de temperatura del heptadecano.

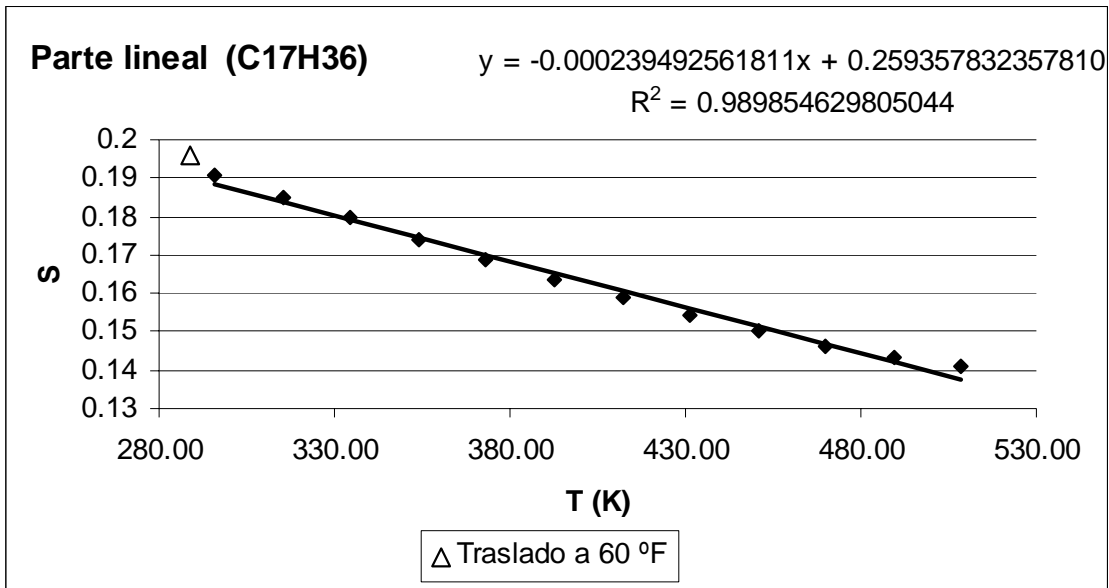


Figura B.68. Parte lineal del parámetro de traslado para el heptadecano.

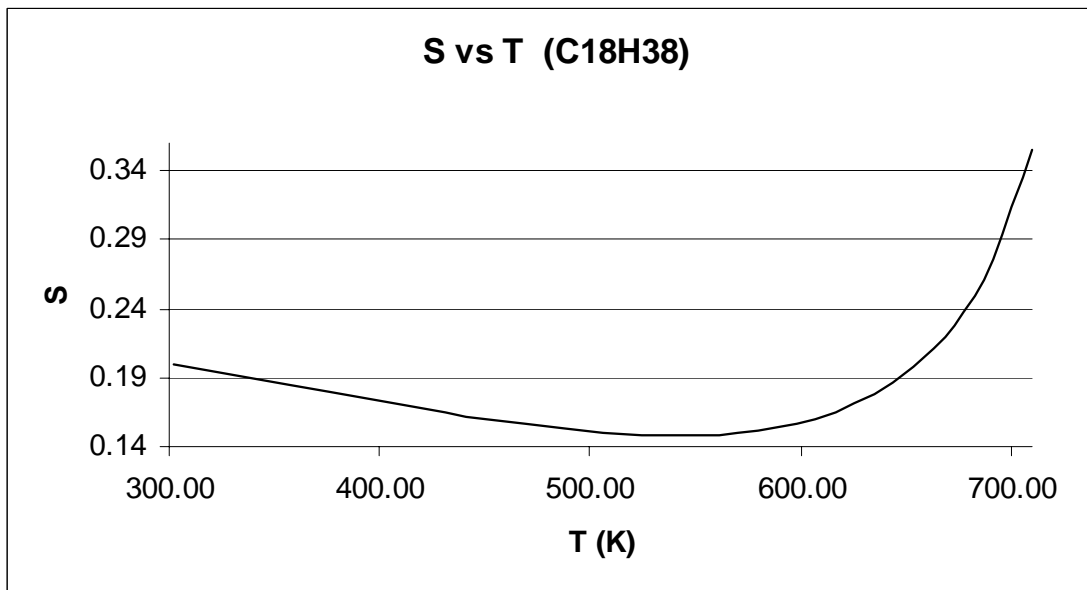


Figura B.69. Traslado de volumen en función de temperatura del octadecano.

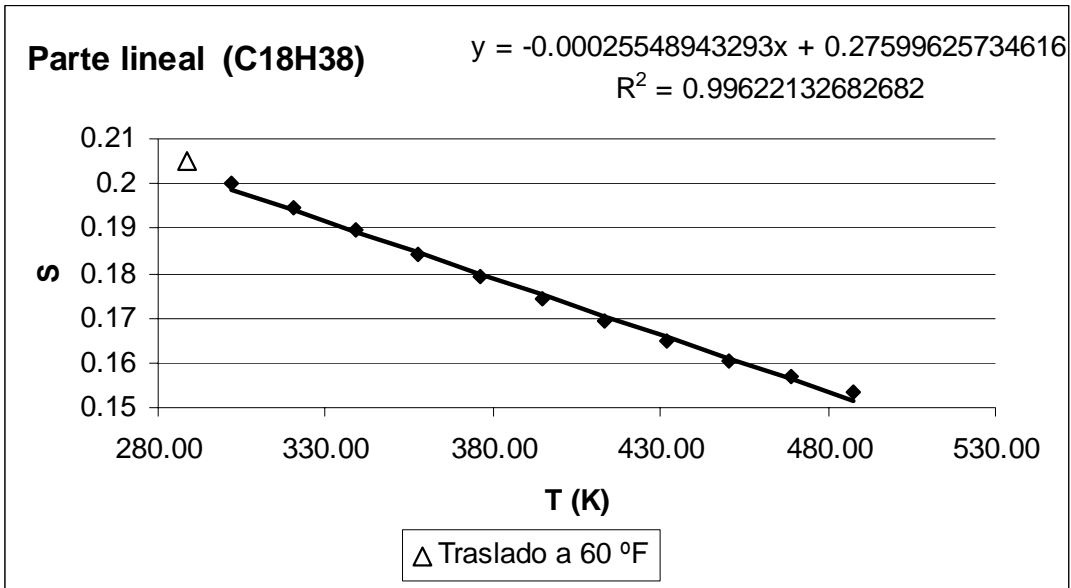


Figura B.70. Parte lineal del parámetro de traslado para el octadecano.

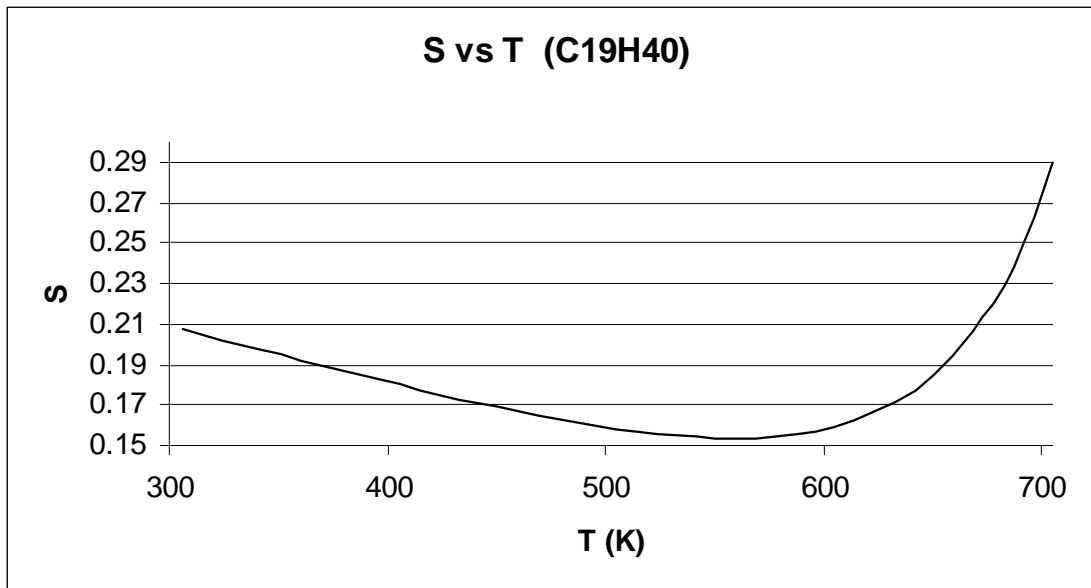


Figura B.71. Traslado de volumen en función de temperatura del nonadecano.

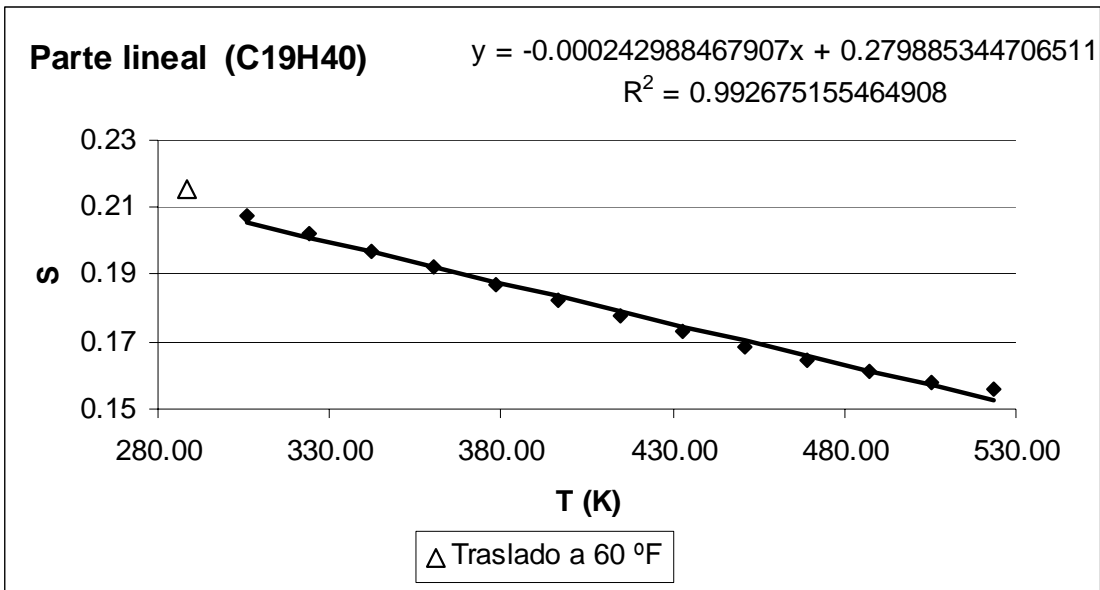


Figura B.72. Parte lineal del parámetro de traslado para el nonadecano.

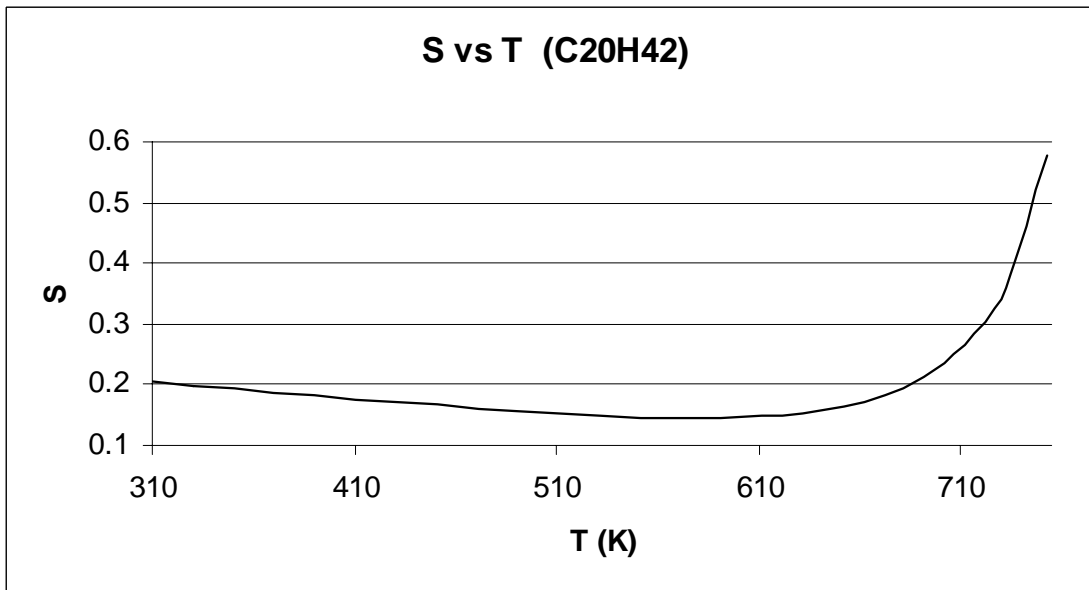


Figura B.73. Traslado de volumen en función de temperatura del eicosano.

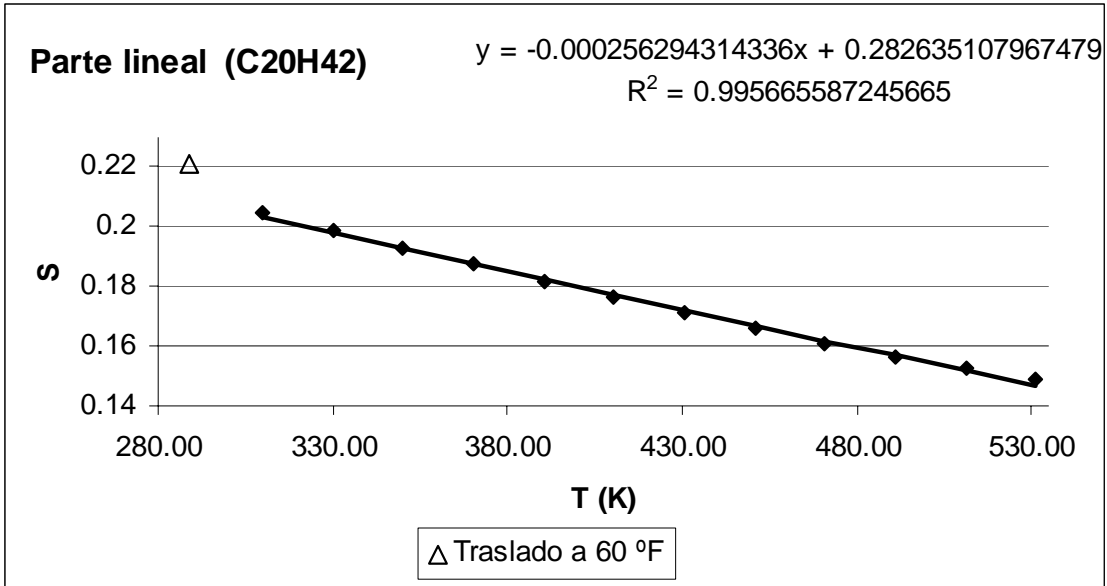


Figura B.74. Parte lineal del parámetro de traslado para el eicosano.

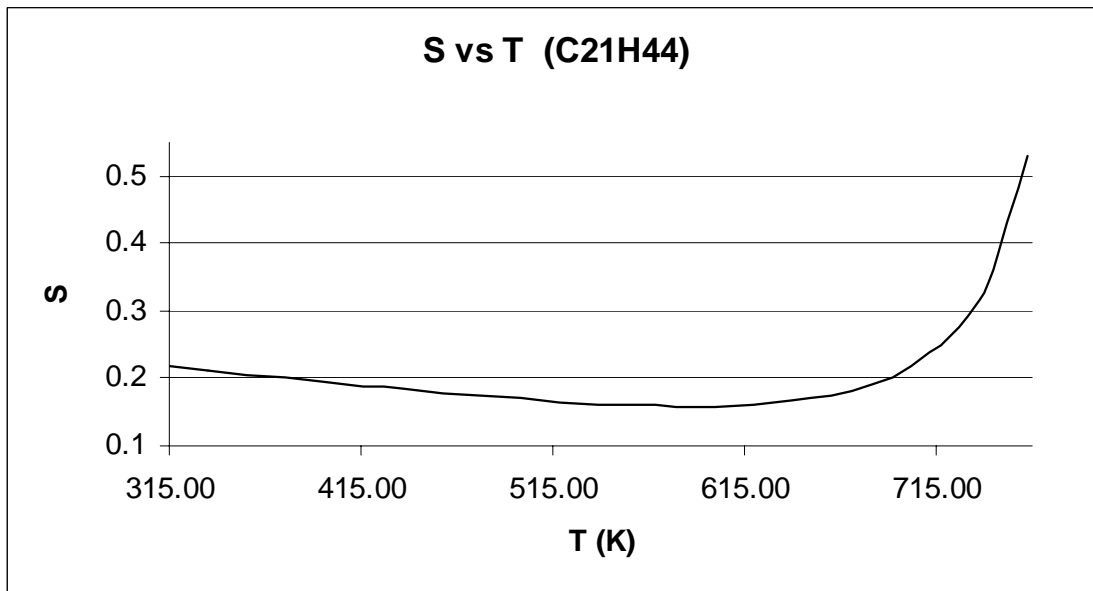


Figura B.75. Traslado de volumen en función de temperatura del eneicosano.

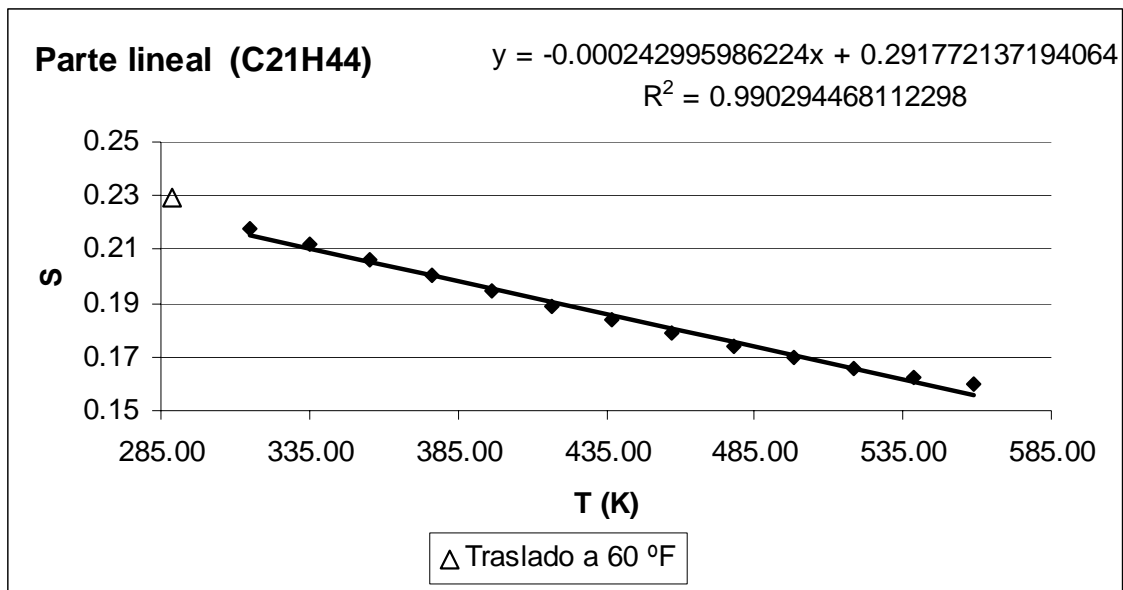


Figura B.76. Parte lineal del parámetro de traslado para el eneicosano.

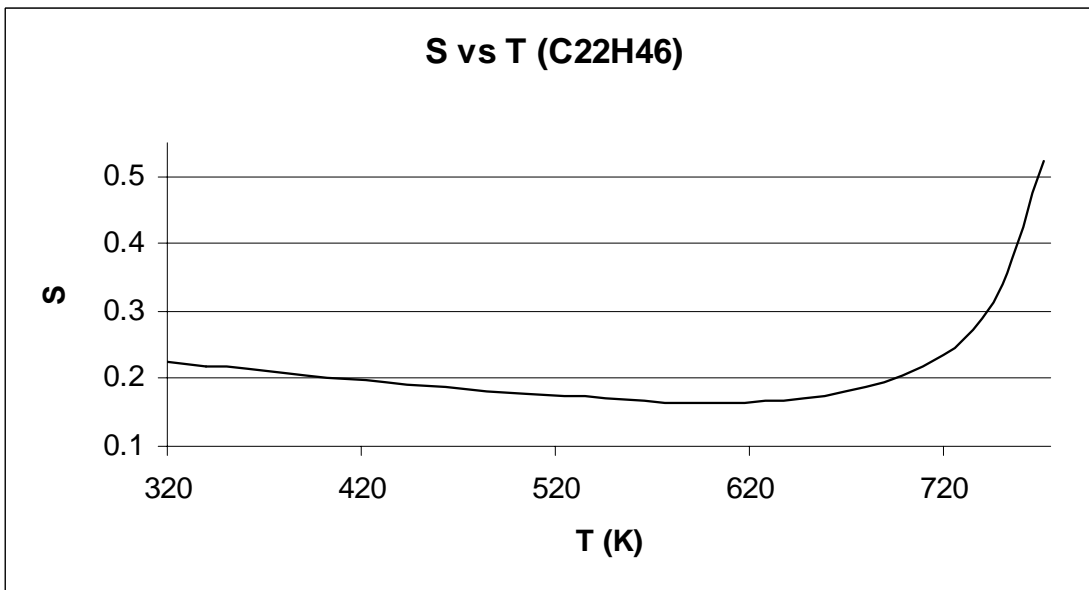


Figura B.77. Traslado de volumen en función de temperatura del docosano.

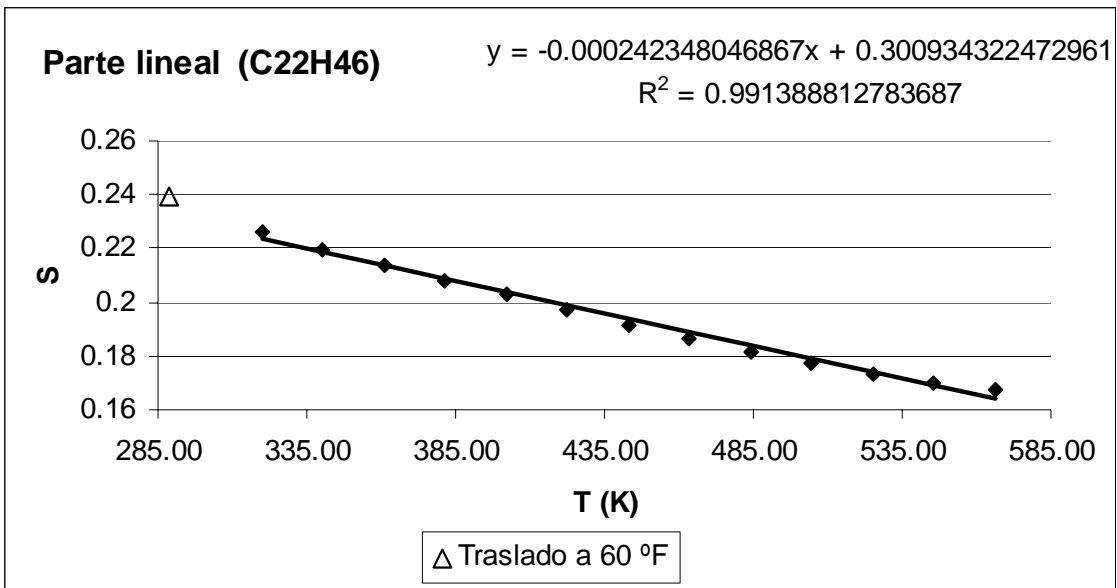


Figura B.78. Parte lineal del parámetro de traslado para el docosano.

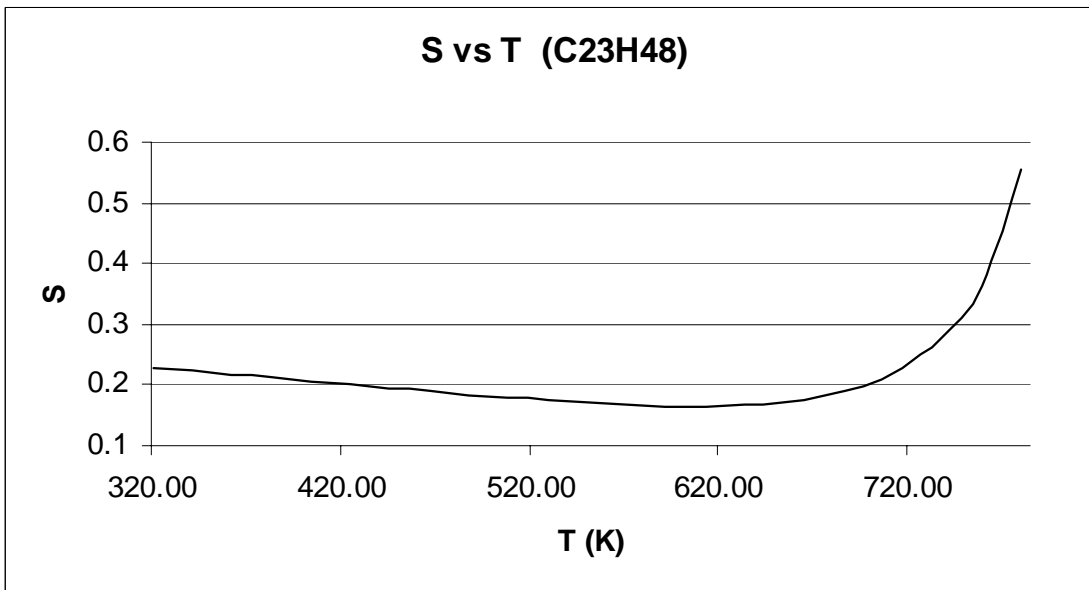


Figura B.79. Traslado de volumen en función de temperatura deltricosano.

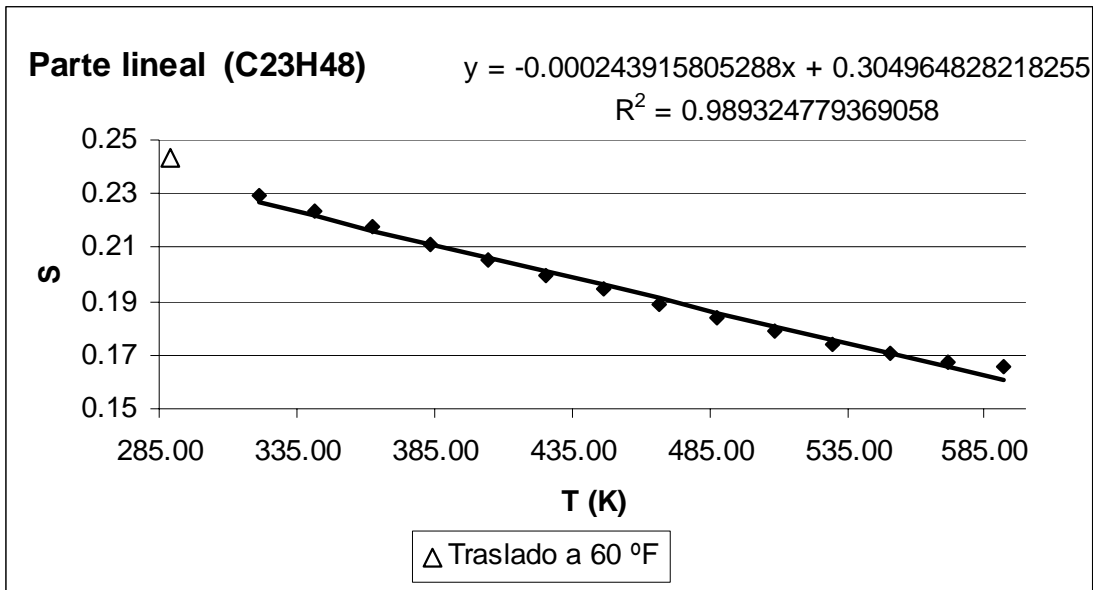


Figura B.80. Parte lineal del parámetro de traslado para el tricosano.

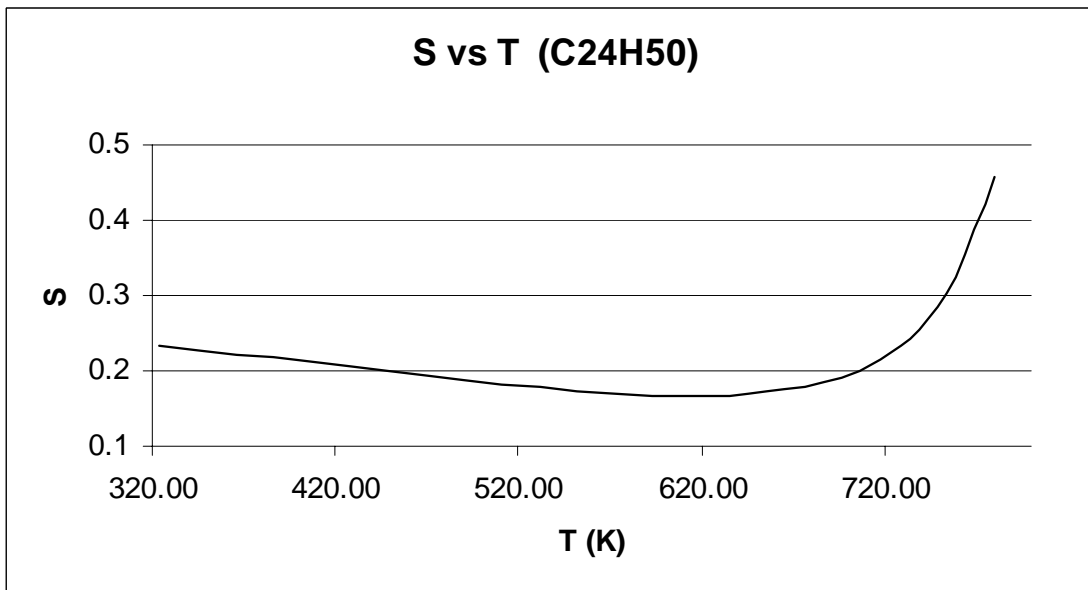


Figura B.81. Traslado de volumen en función de temperatura del tetracosano.

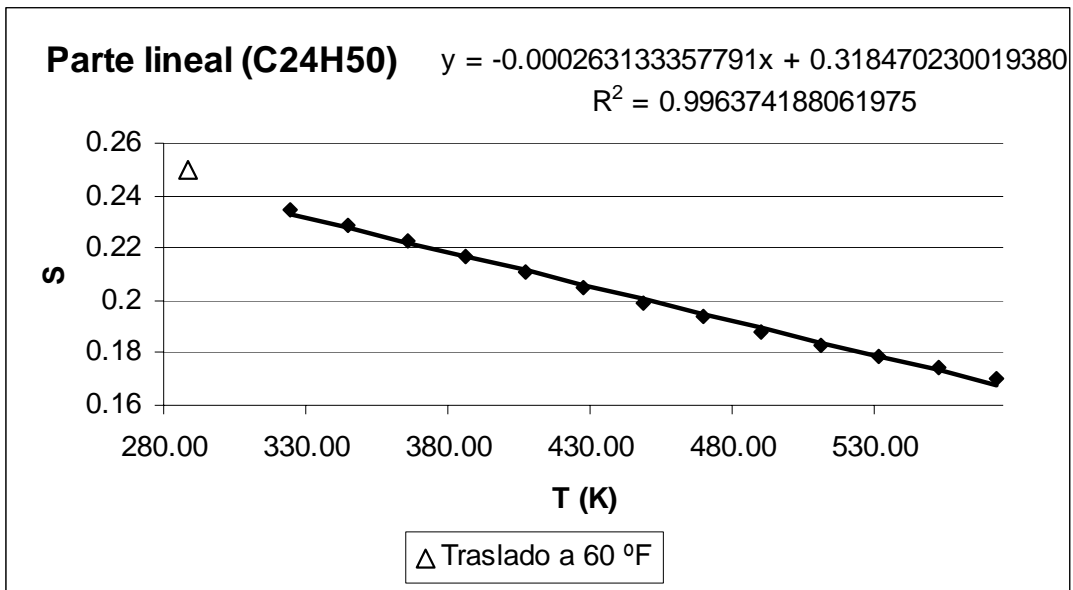


Figura B.82. Parte lineal del parámetro de traslado para el tetracosano.

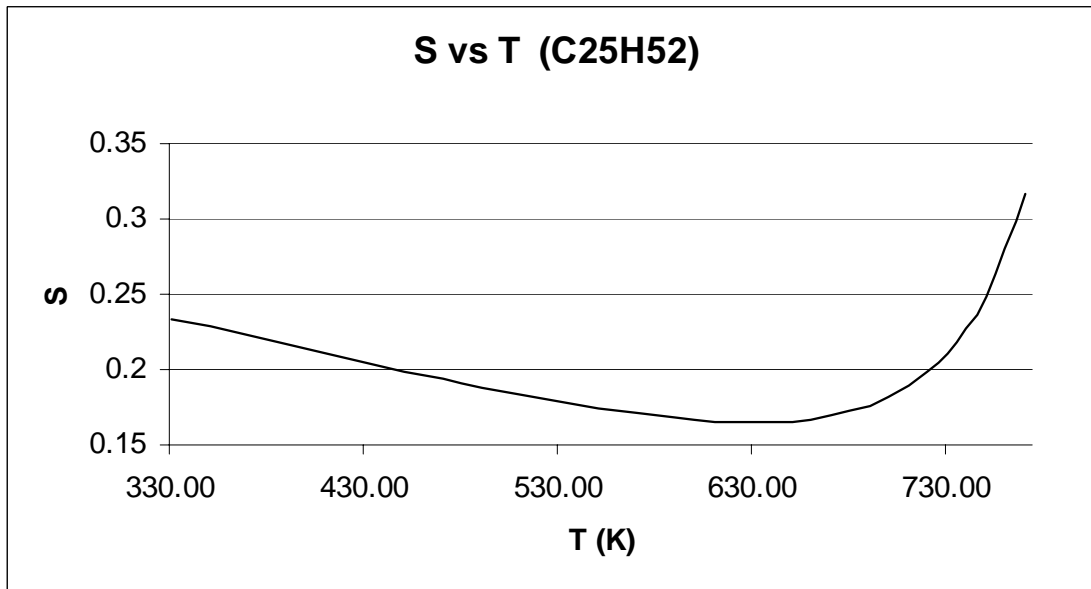


Figura B.83. Traslado de volumen en función de temperatura del pentacosano.

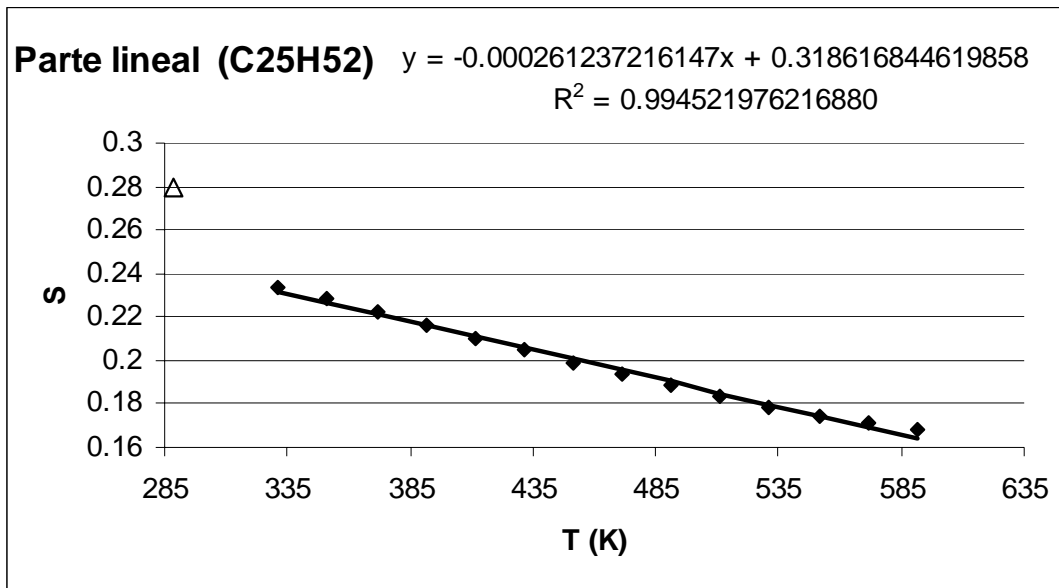


Figura B.84. Parte lineal del parámetro de traslado para el pentacosano.

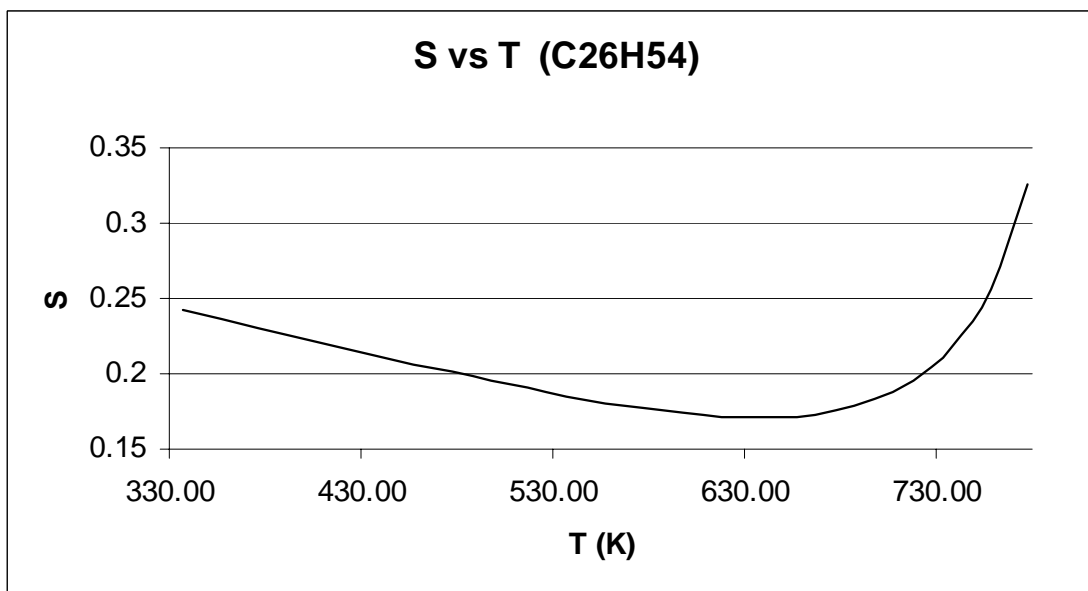


Figura B.85. Traslado de volumen en función de temperatura del hexacosano.

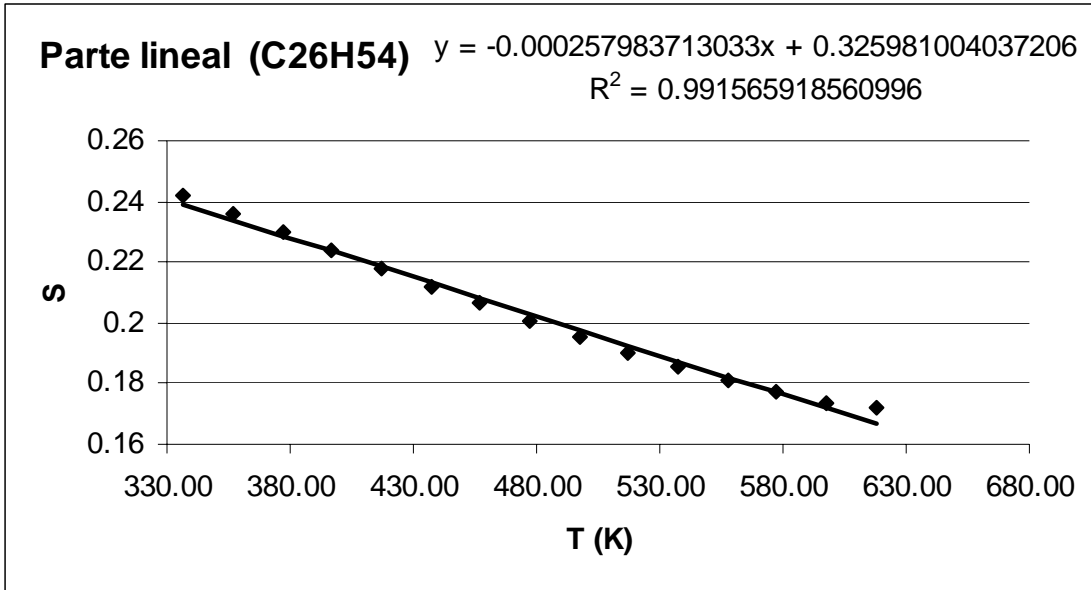


Figura B.86. Parte lineal del parámetro de traslado para el hexacosano.

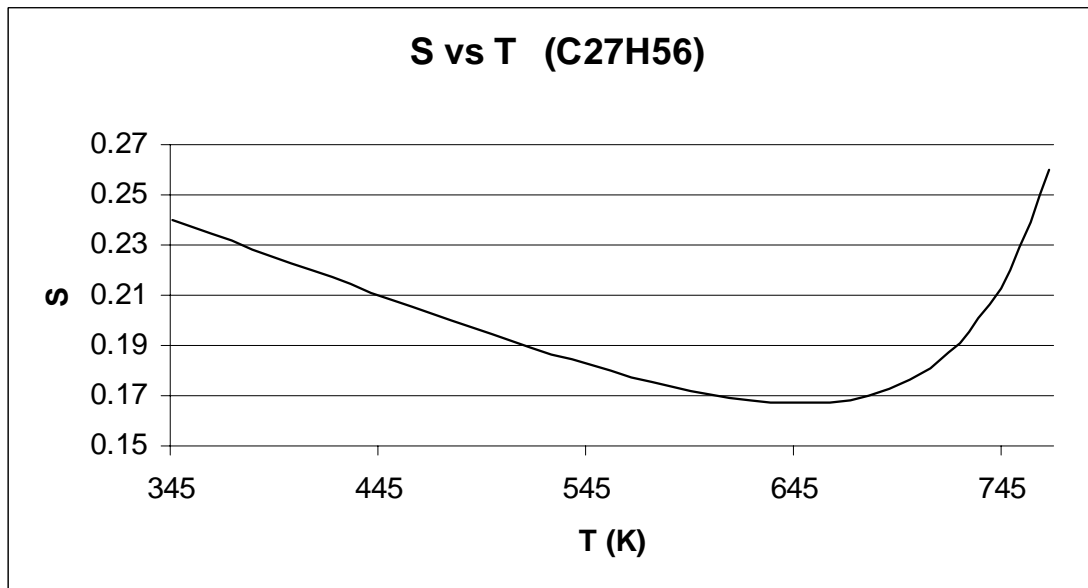


Figura B.87. Traslado de volumen en función de temperatura del heptacosano.

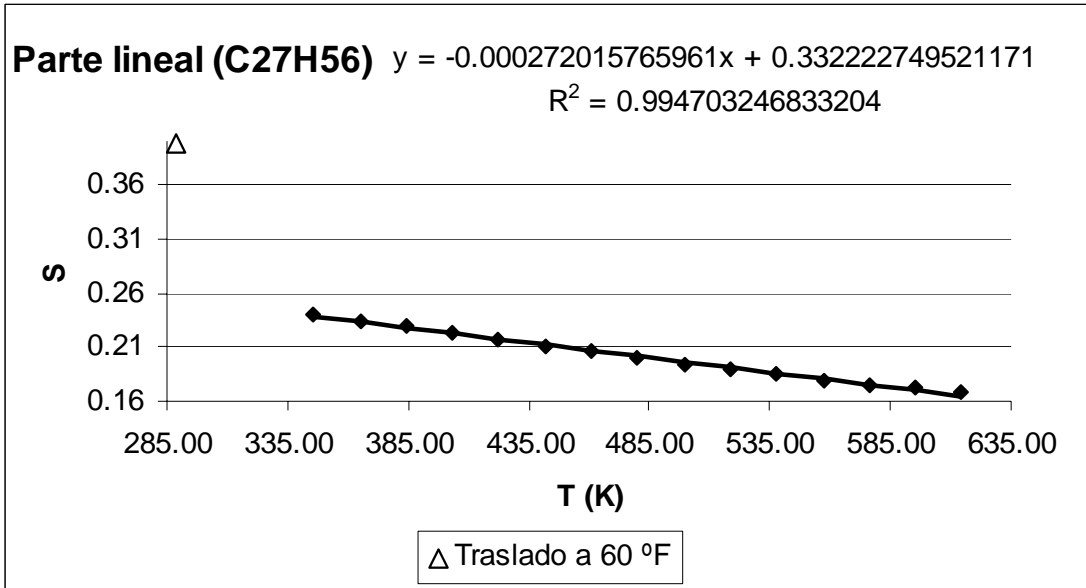


Figura B.88. Parte lineal del parámetro de traslado para el heptacosano.

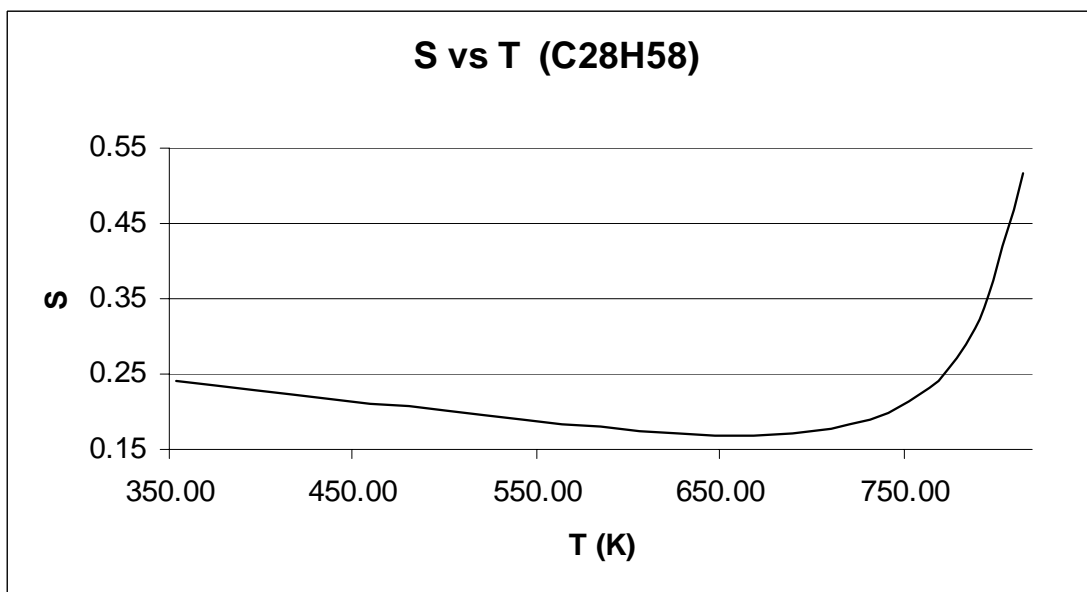


Figura B.89. Traslado de volumen en función de temperatura del octacosano.

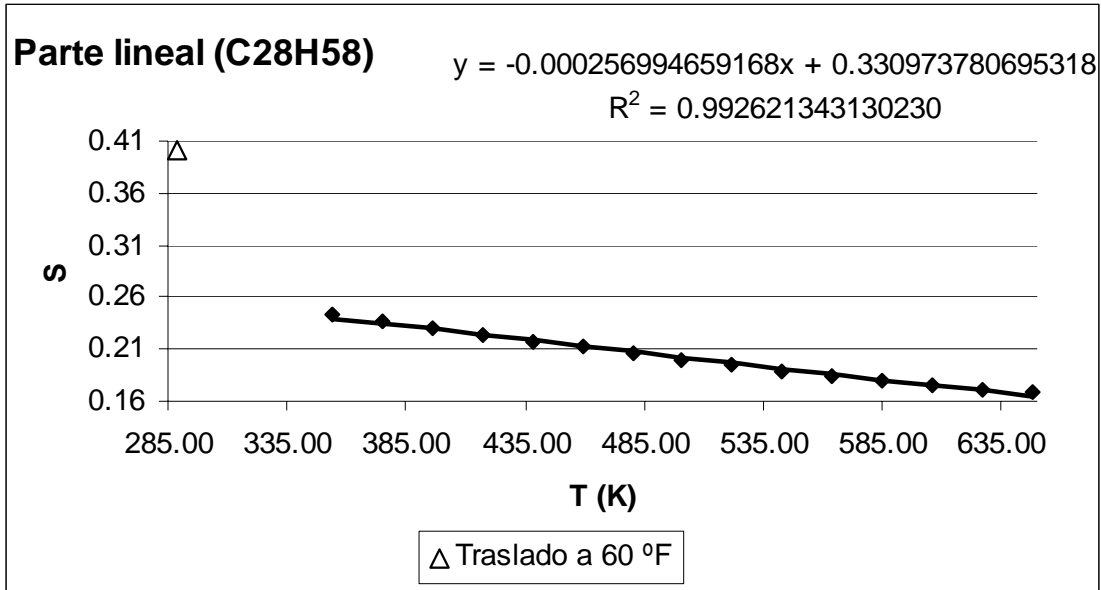


Figura B.90. Parte lineal del parámetro de traslado para el octacosano.

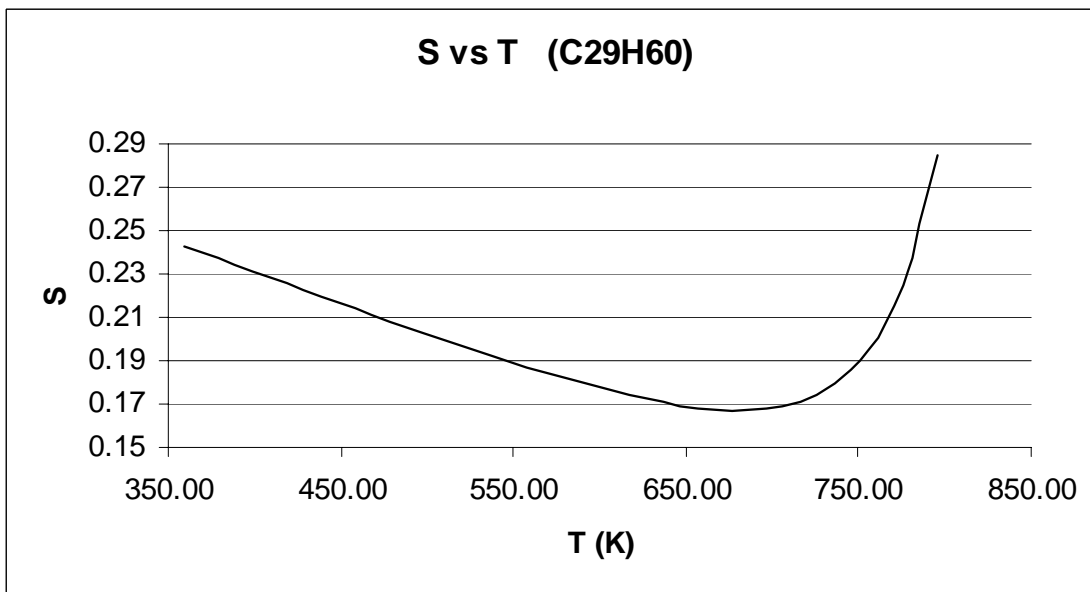


Figura B.91. Traslado de volumen en función de temperatura del nonacosano.

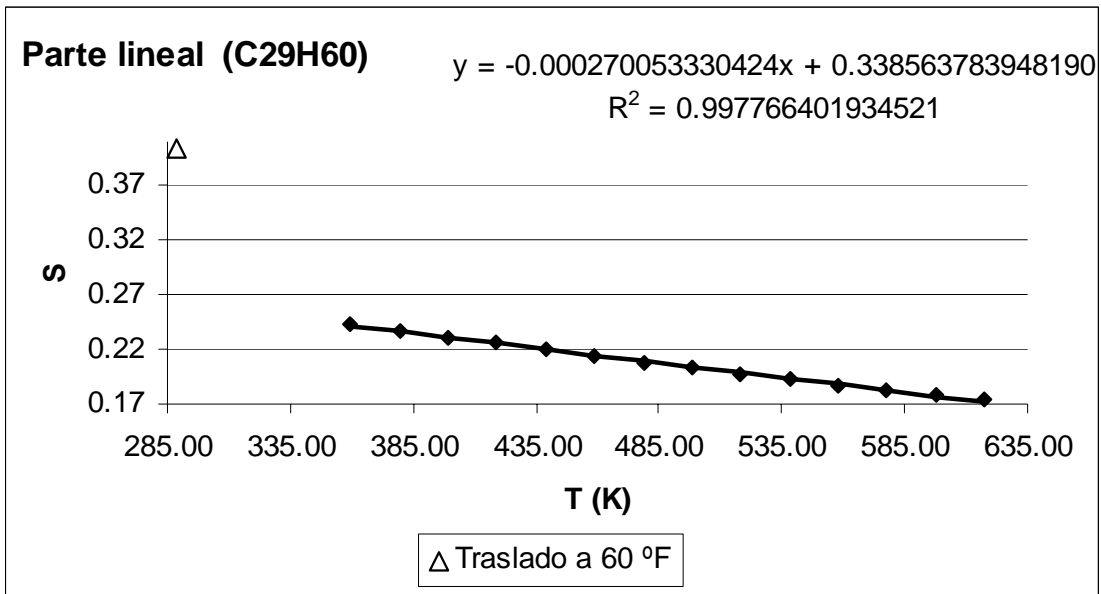


Figura B.92. Parte lineal del parámetro de traslado para el nonacosano.

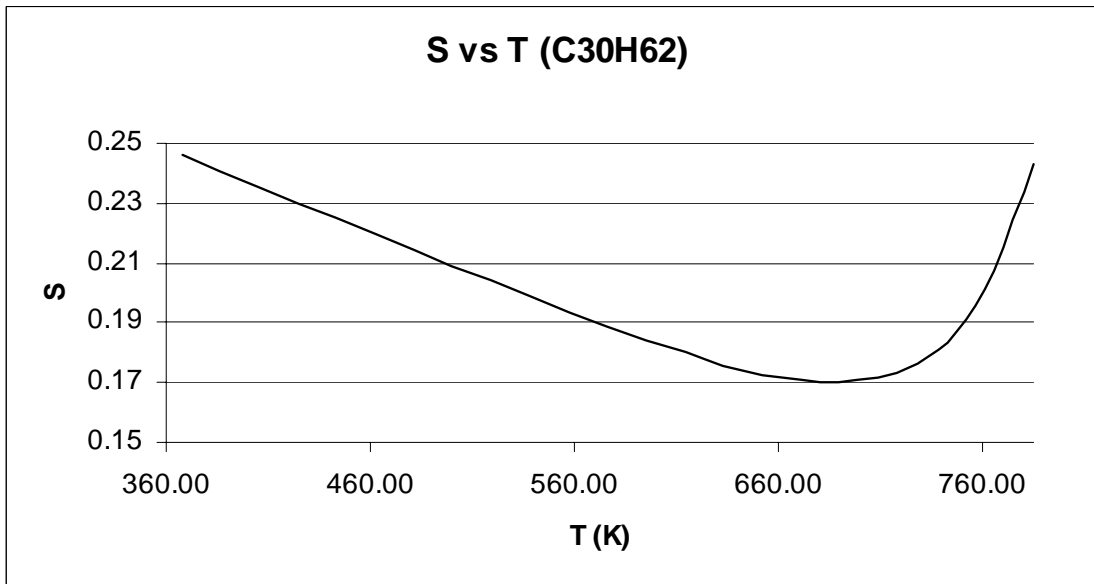


Figura B.93. Traslado de volumen en función de temperatura del triacontano.

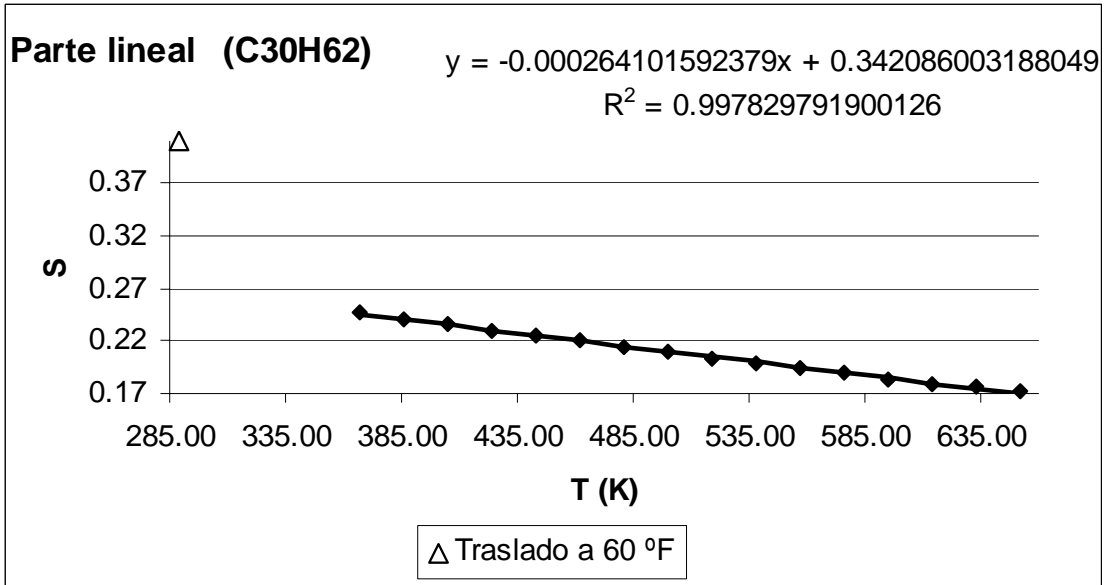


Figura B.94. Parte lineal del parámetro de traslado para el triacontano.

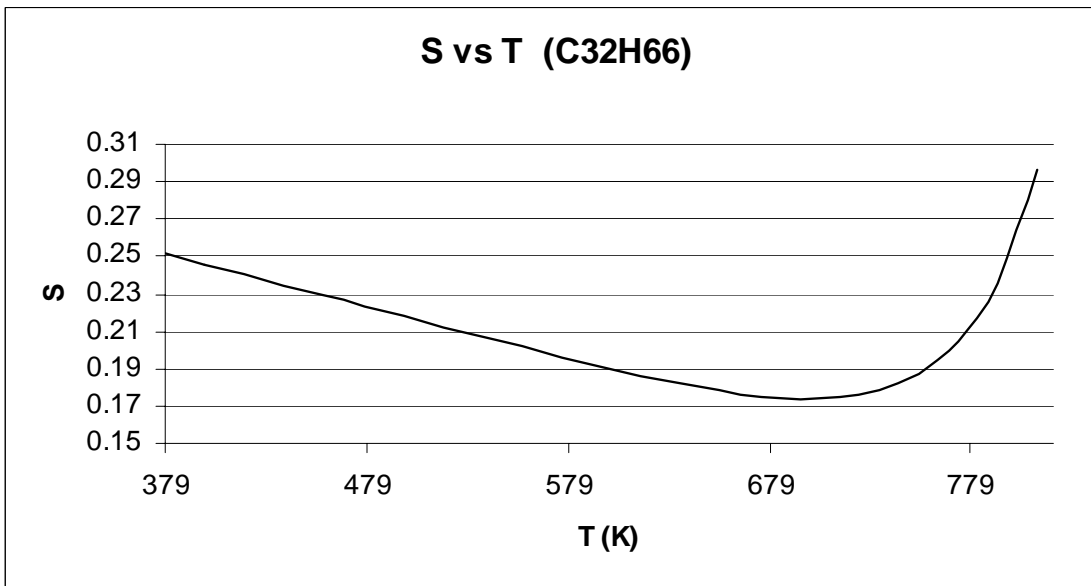


Figura B.95. Traslado de volumen en función de temperatura del dotriacontano.

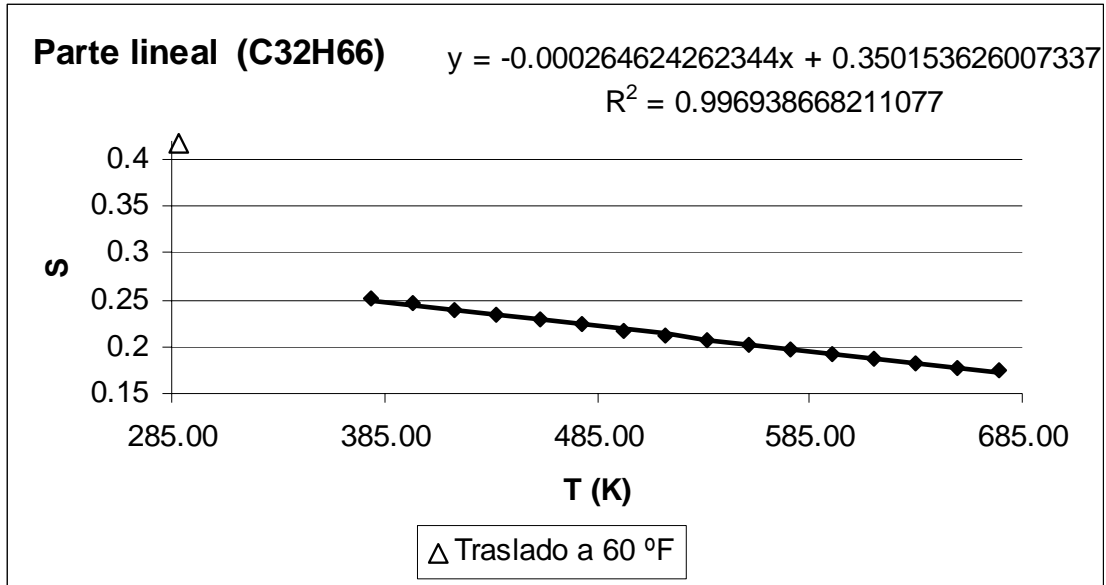


Figura B.96. Parte lineal del parámetro de traslado para el dotriacontano.

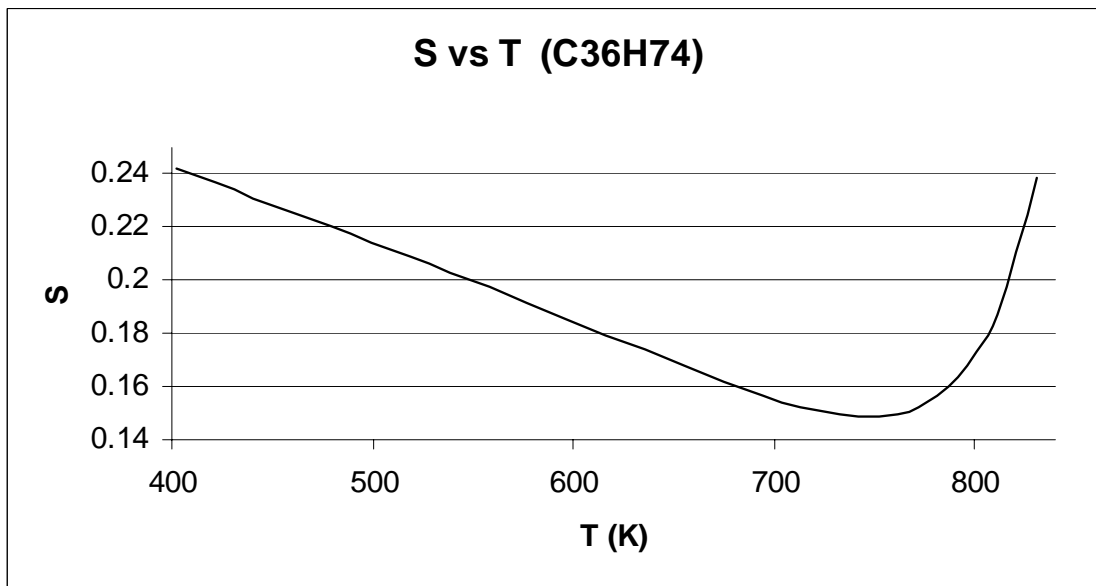


Figura B.97. Traslado de volumen en función de temperatura del hexatriacontano.

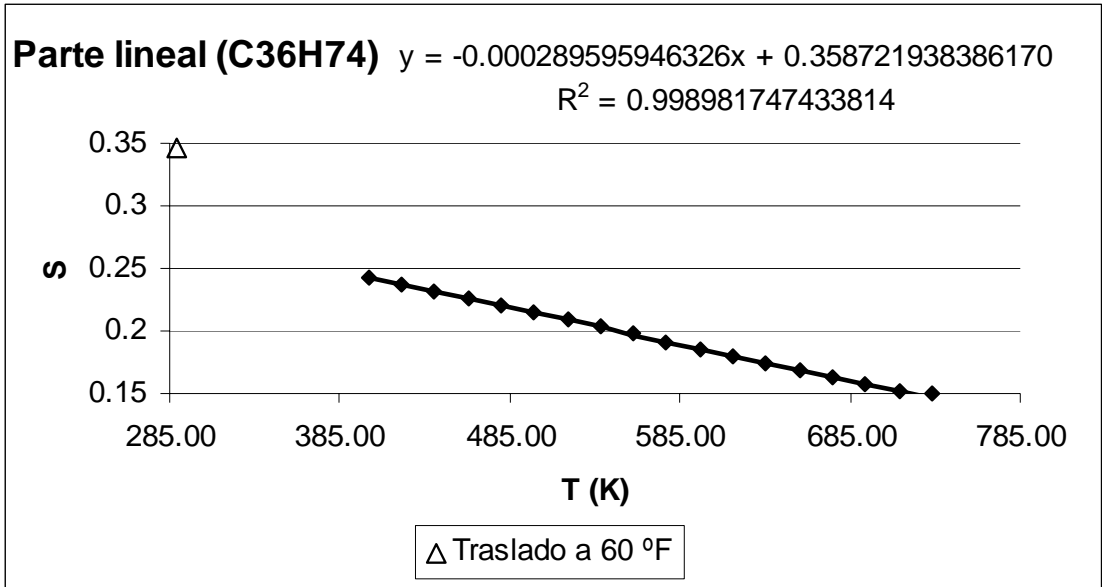


Figura B.98. Parte lineal del parámetro de traslado para el hexatriacontano.

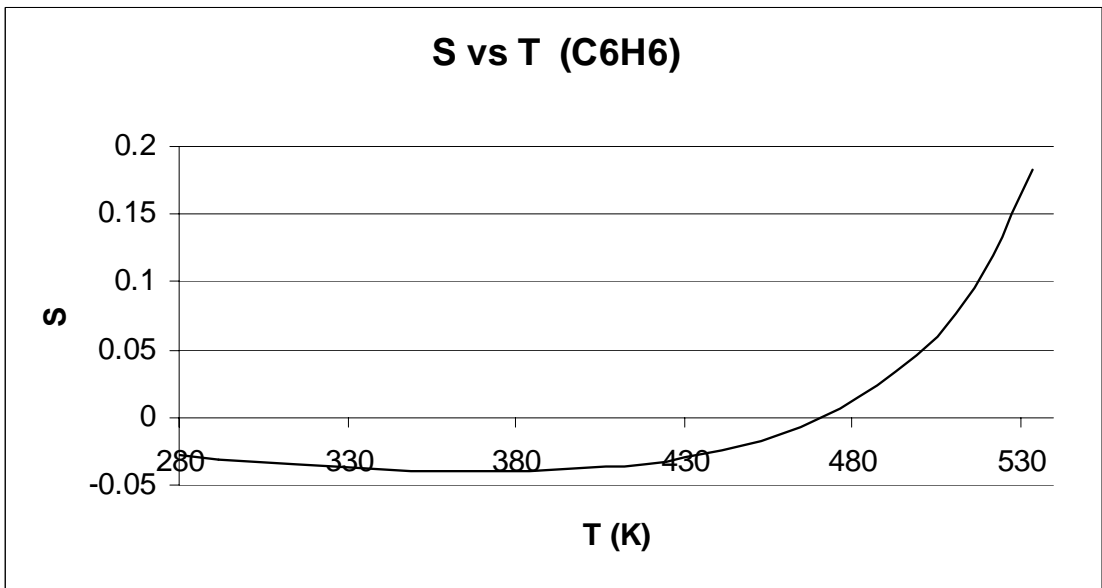


Figura B.99. Traslado de volumen en función de temperatura del benceno.

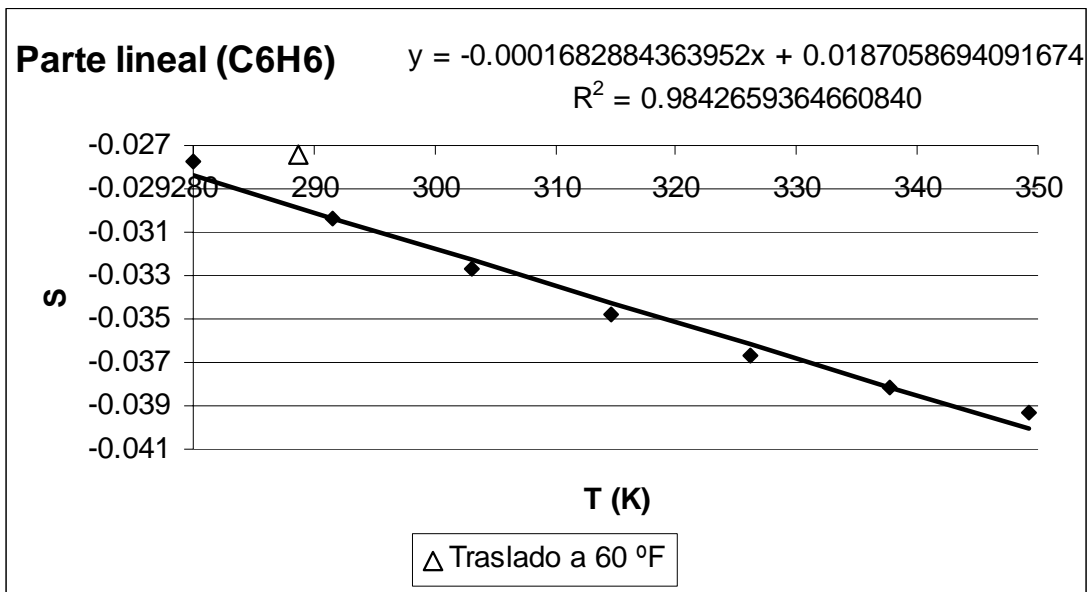


Figura B.100. Parte lineal del parámetro de traslado para el benceno.

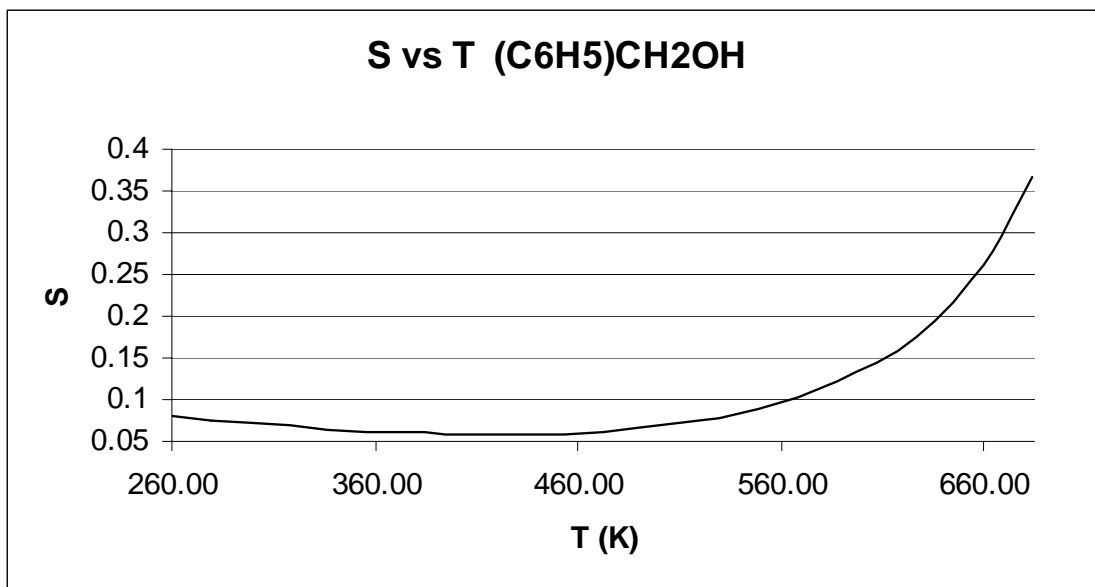


Figura B.101. Traslado de volumen en función de temperatura del alcohol bencílico.

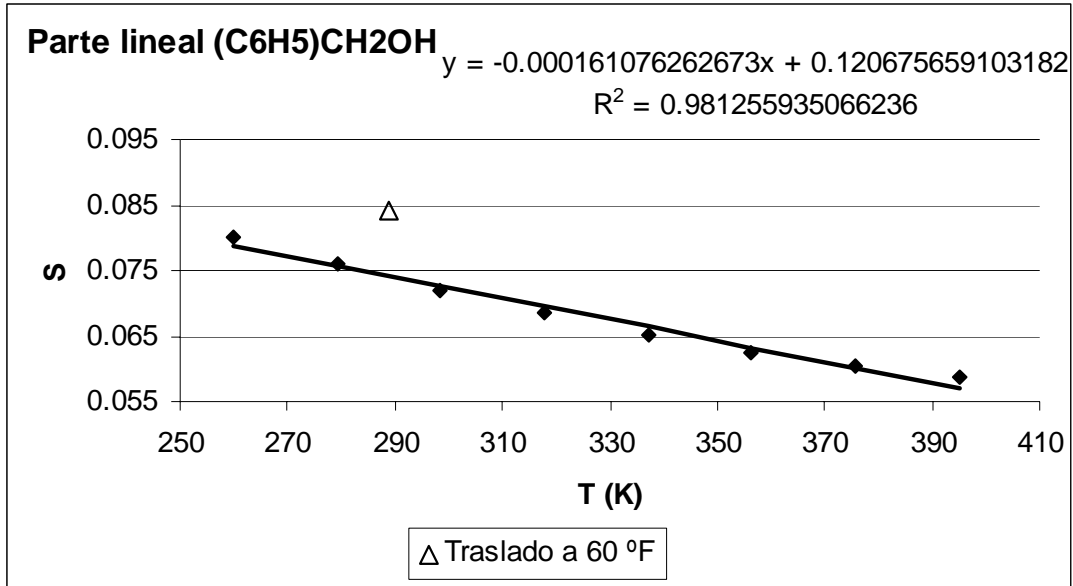


Figura B.102. Parte lineal del parámetro de traslado para el alcohol bencílico.

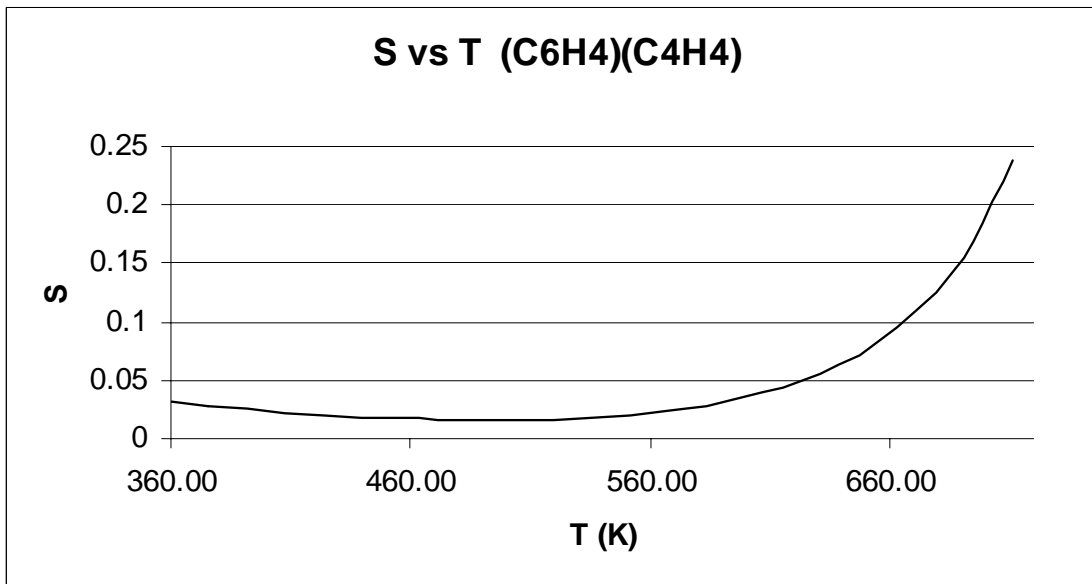


Figura B.103. Traslado de volumen en función de temperatura del naftaleno.

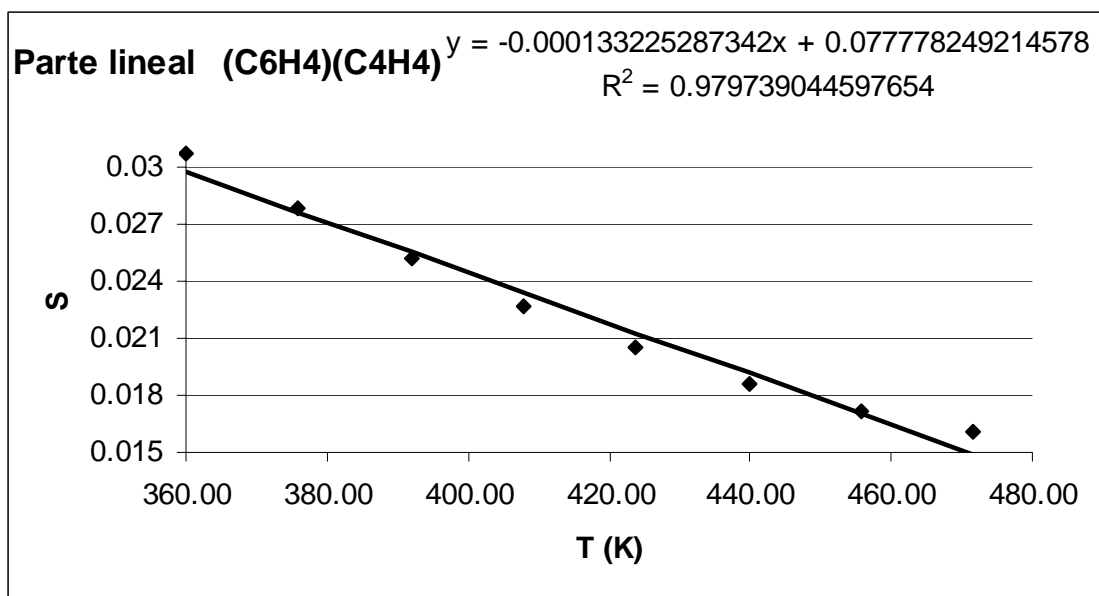


Figura B.104. Parte lineal del parámetro de traslado para el naftaleno.

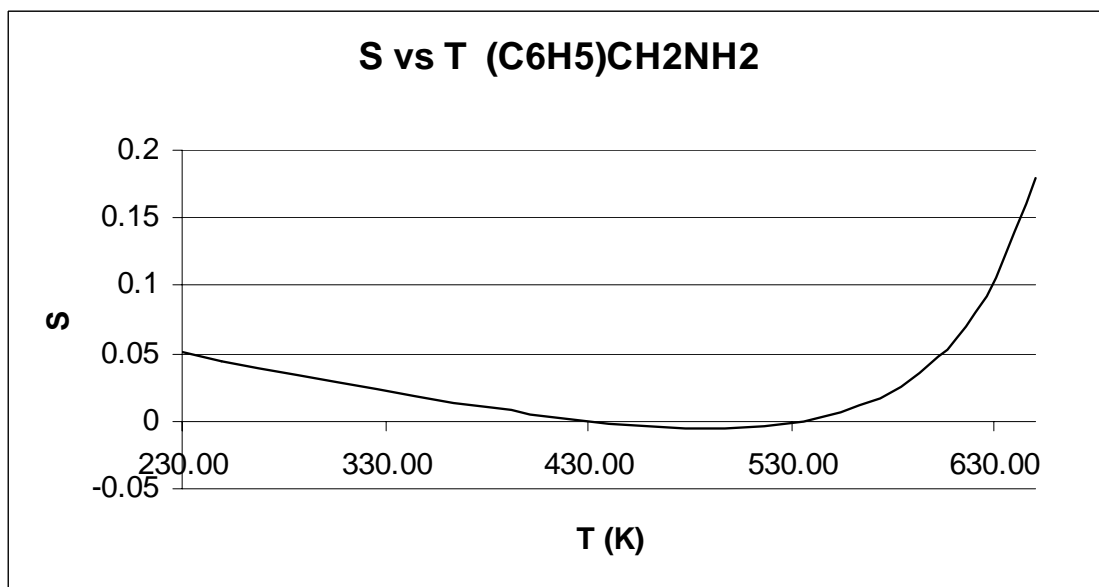


Figura B.105. Traslado de volumen en función de temperatura de la bencilamina.

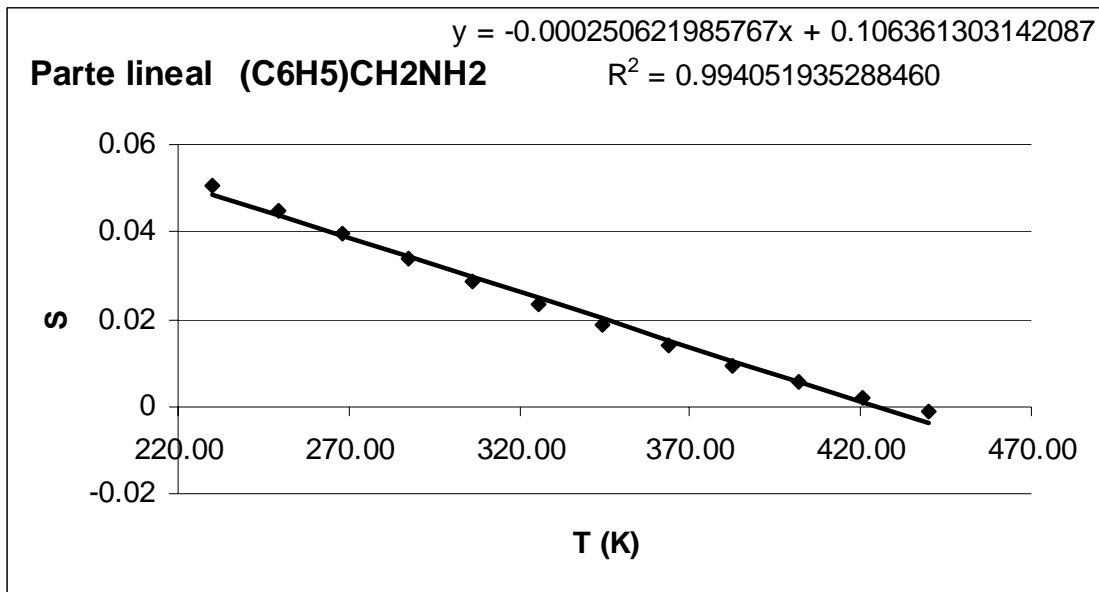


Figura B.106. Parte lineal del parámetro de traslado para la bencilamina.

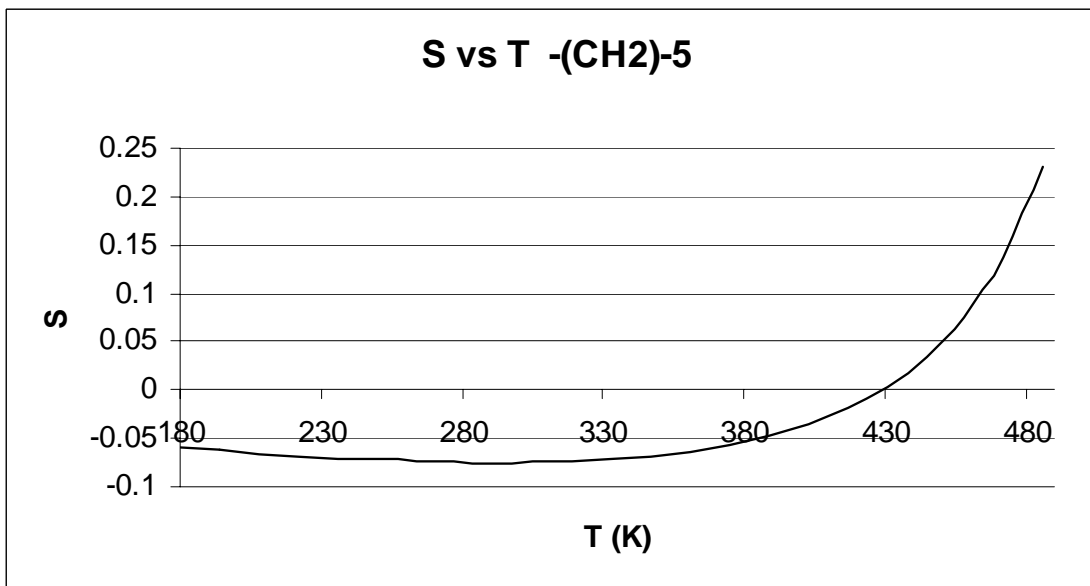


Figura B.107. Traslado de volumen en función de temperatura del ciclopentano.

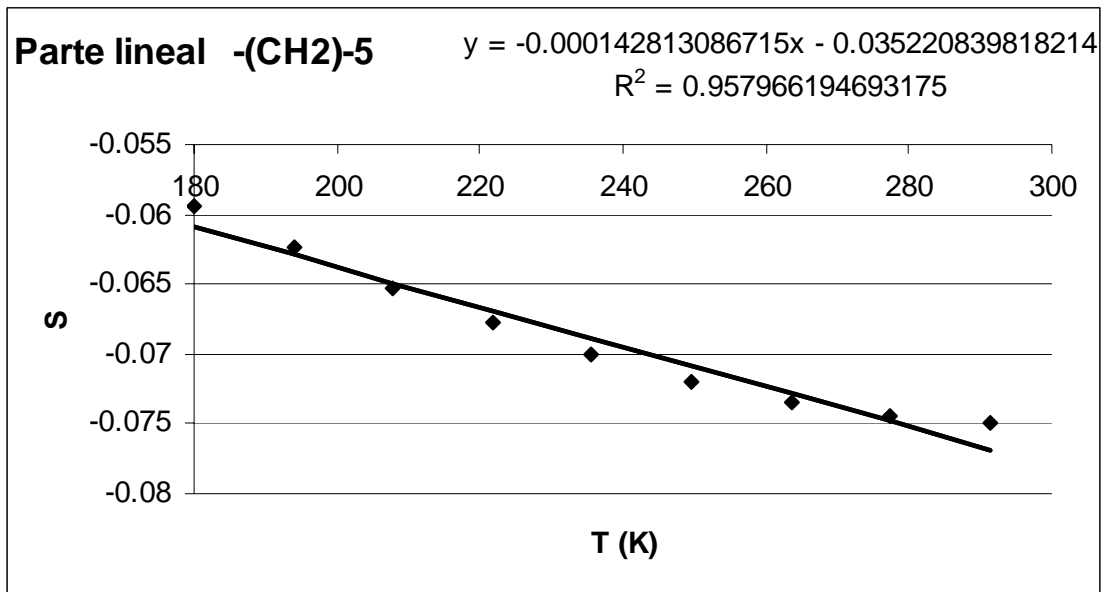


Figura B.108. Parte lineal del parámetro de traslado para el ciclopentano.

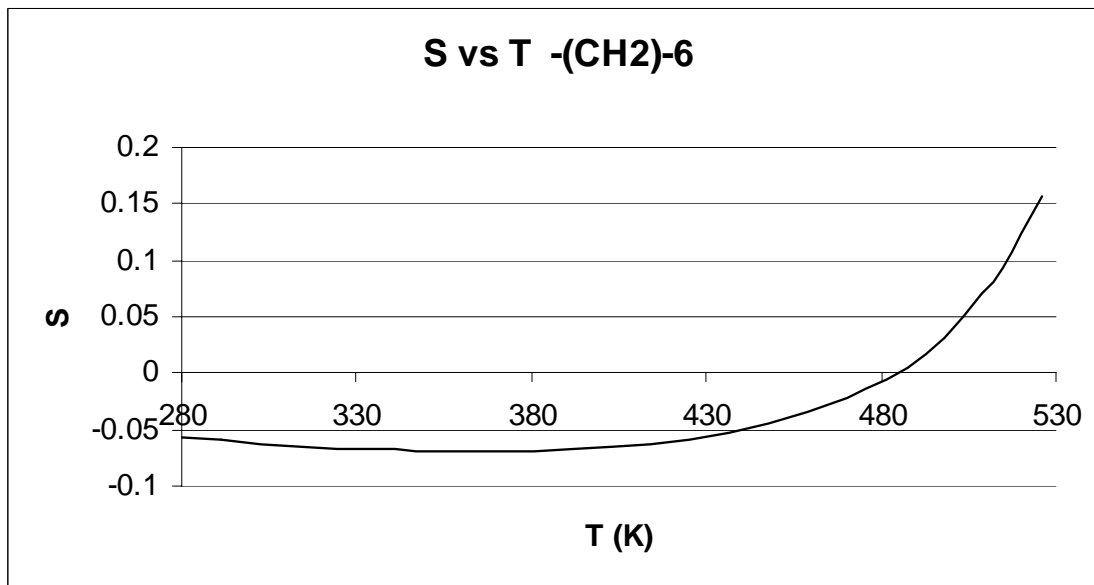


Figura B.109. Traslado de volumen en función de temperatura del ciclohexano.

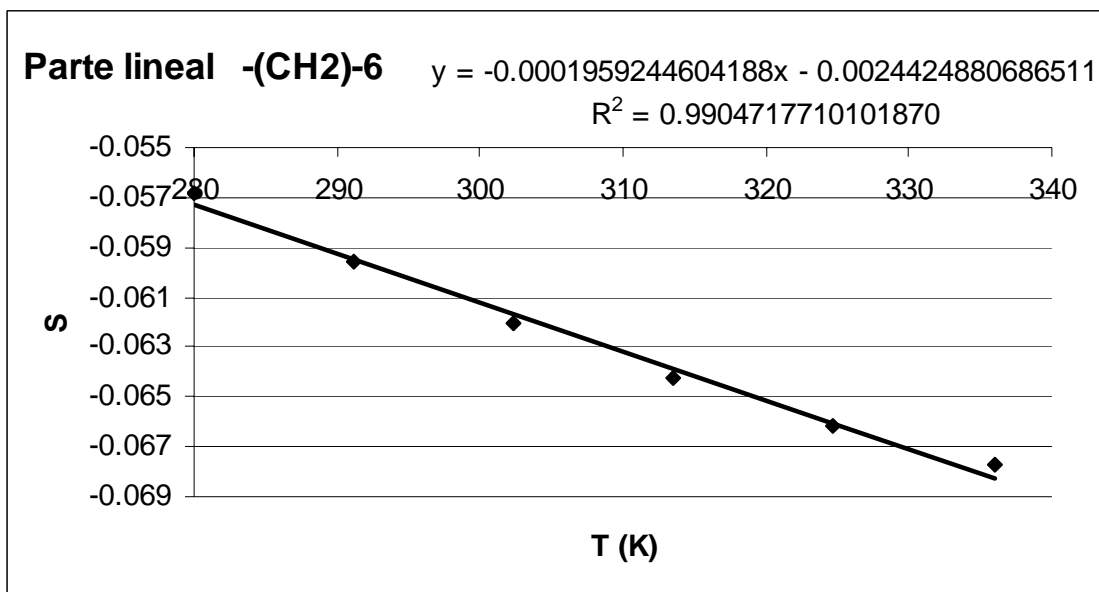


Figura B.110. Parte lineal del parámetro de traslado para el ciclohexano.

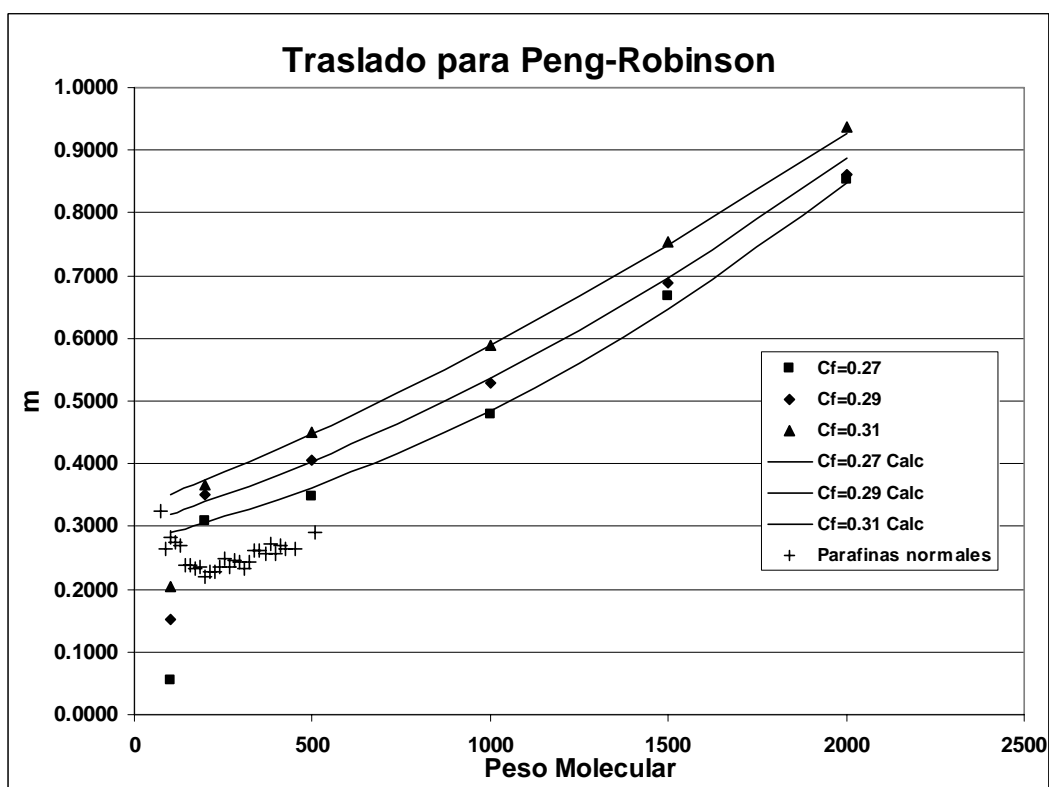


Figura B.111. Pendiente del traslado de volumen en función del peso molecular.

ANEXO C. Información de la simulación de los siete pozos petroleros.

Para la simulación de los siete yacimientos se hizo lo siguiente:

El parámetro alfa empleado de la función de distribución gamma fue $\alpha = 1$ (ver ecuaciones 3.1.12 y 3.1.13).

El desdoblamiento de la fracción pesada se realizó en 5 pseudocomponentes y se aplicó cuadratura gaussiana a la distribución gamma (ecuación 3.1.12).

La densidad relativa y temperatura de ebullición se calcularon con correlaciones de Soreide (ecuaciones 3.3.1 y 3.3.2).

La temperatura y presión críticas se calcularon con las correlaciones de Lee-Kesler (ecuaciones 3.3.4 y 3.3.5).

Los factores acéntricos de los SCN's y de los pseudocomponentes se ajustaron a la temperatura de ebullición de estos componentes.

Pozo 1.

Tabla C.1. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 1.

COMPONENTE	CONCENTRACION % MOL	DENSIDAD (g/cm ³)	PESO MOLECULAR
Nitrógeno	0.258		
Bióxido de carbono	0.472		
Acido sulfhídrico	0.053		
Metano	35.949		
Etano	6.609		
Propano	4.904		
Isobutano	0.661		
Butano normal	3.720		
Isopentano	1.588		
Pentano normal	2.512		
Hexanos	4.434		
Heptanos	4.556	0.7102	95.0
Octanos	3.973	0.7379	110.0
Nonanos	3.930	0.7629	119.6
Decanos	3.428	0.7814	134.0
Undecanos y más pesados	22.953	0.8941	292.3
Total	100.000		
Características de la fracción C ₇ +:	38.840	0.8583	218.8

Temperatura de yacimiento: 137 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 150 kg/cm².

$\eta = 141.2$

Tabla C.2. Caracterización de los heptanos a decanos y de la fracción pesada C₁₁₊ del Pozo 1. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.297422705359498

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc (R)	Pc (psia)	ω	s
0.04556000	95	0.7102	664.389	976.585	422.505	0.329811	0.170012
0.03973000	110	0.7379	712.354	1031.785	399.354	0.371805	0.176539
0.03930000	119.6	0.7629	743.225	1070.358	395.415	0.394118	0.172720
0.03428000	134	0.7814	787.675	1117.607	369.146	0.436917	0.201403
0.04451314	155.32	0.818849	851.957	1190.508	348.351	0.490735	0.226778
0.07531222	209.58	0.852800	981.647	1312.365	275.605	0.643224	0.318055
0.06489050	312.61	0.894125	1164.621	1472.982	199.012	0.894249	0.429346
0.03444170	477.29	0.935970	1360.687	1637.675	142.491	1.209497	0.519271
0.01037244	739.45	0.979034	1549.518	1795.422	106.105	1.551868	0.552839

Con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 167.071320199151 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 167.803934936625 cm³/mol

Cricondeterma = 785.698095040319 K.

Tabla C.3. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ y comparación con datos experimentales.

P (kg/cm ²)	Cálculos		Datos experimentales	
	Vr (bbl/bbl)		Vr (bbl/bbl)	Y
100	1.34661757		1.2476	2.02992616
125	1.17019996		1.0939	2.1321183
150	1.06092203		1	2.2280728
175	0.99832548		0.9927	-----
200	0.98983726		0.9858	-----
250	0.97512428		0.973	-----
275	0.96868102		0.9676	-----
300	0.96273691		0.9623	-----

Tabla C.4. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores teóricos			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
151.0332	1.62811563	1.77541038260839	0.63252611	1.725	1.725	0.5503
126.0332	1.56779566	1.77734533016289	0.644006	1.649	1.885	0.56
101.0332	1.51243689	1.75308973430252	0.65531761	1.592	2.135	0.5695
76.0332	1.46044496	1.76053274018943	0.66658477	1.518	2.628	0.5821
51.0332	1.4095224	1.84193528497755	0.67805761	1.435	3.634	0.5979
19.0332	1.32905481	3.00621508007926	0.69531071	1.305	6	0.64
1.0332	1.05916992	67.08440126	0.72932745	1.137	-----	0.7312

Tabla C.5. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1, con una parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
151.0332	827.7059054	692.5299728
126.0332	710.6525224	553.3108692
101.0332	603.7574821	425.9507131
76.0332	504.6060732	313.1840253
51.0332	410.1310319	209.446309
19.0332	2.77E+02	85.2024957
1.0332	0.00E+00	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.0876453$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 147.103636315563 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 168.731781418569 cm³/mol

Cricondeterma = 785.101326576569 K

Tabla C.6. Resultados de la simulación del experimentos CCE para el crudo del Pozo 1, con una parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.0876453$ y comparación con datos experimentales.

P (kg/cm ²)	Cálculos Vr (bbl/bbl)	Datos experimentales	
		Vr (bbl/bbl)	Y
100	1.289111189	1.2476	1.72943764
125	1.111066077	1.0939	1.80072822
150	0.999999991	1	-----
175	0.990808771	0.9927	-----
200	0.982534318	0.9858	-----
250	0.968169362	0.973	-----

275	0.961870038	0.9676	-----
300	0.956054368	0.9623	-----

Tabla C.7. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = -0.0876453$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores teóricos			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
151.0332	1.68828452	1.68828452490293	-----	1.725	1.725	0.5503
126.0332	1.61326571	1.86704451368046	0.63404913	1.649	1.885	0.56
101.0332	1.54312392	1.83898997422132	0.64812783	1.592	2.135	0.5695
76.0332	1.47940658	1.83833775592752	0.66184417	1.518	2.628	0.5821
51.0332	1.41906898	1.92252762310729	0.67547917	1.435	3.634	0.5979
19.0332	1.32903364	3.19803654457364	0.69505772	1.305	6	0.64
1.0332	1.05916992	67.33341686	0.72937737	1.137	-----	0.7312

Tabla C.8. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = -0.0876453$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
151.0332	901.4273406	692.5299728
126.0332	762.7703078	553.3108692
101.0332	634.3166692	425.9507131
76.0332	518.5116834	313.1840253
51.0332	411.2524634	209.446309
19.0332	266.8564997	85.2024957
1.0332	0	0

Pozo 2.

Tabla C.9. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 2.

COMPONENTE	% Mol	Densidad (g/cm ³)	Peso Molecular
Nitrógeno	1.000		
Dióxido de carbono	1.060		
Metano	62.110		
Etano	8.740		
Propano	4.480		
Isobutano	0.800		
Butano normal	2.000		
Isopentano	0.920		
Pentano normal	1.710		
Hexanos	1.040		
Heptanos	1.900	0.7243	96.500
Octanos	1.720	0.7443	108.000
Nonanos	1.840	0.7720	117.500
Decanos y más pesados	10.680	0.8652	255.000
TOTAL	100.000		
Características de la fracción C ₇ ⁺ :		0.8443	196.0

Temperatura de yacimiento: 150 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 399 kg/cm².

$\eta = 122.25$

Tabla C.10. Caracterización de los heptanos a nonanos y de la fracción pesada C₁₀₊ del Pozo 2. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.290140952826603.

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc (R)	Pc (psia)	ω	s
0.01900000	96.5	0.7243	667.628	985.230	438.402	0.327482	0.140407
0.01720000	108	0.7443	705.697	1028.575	416.294	0.360539	0.154078
0.01840000	117.5	0.772	737.941	1069.840	413.507	0.381871	0.152247
0.02061504	134.630	0.788271	790.556	1123.433	374.429	0.435428	0.195002
0.03494345	182.075	0.823819	916.913	1245.449	296.689	0.577765	0.292862
0.03021405	272.152	0.865554	1099.334	1407.548	211.740	0.821497	0.422734
0.01612700	416.133	0.906904	1300.135	1575.75	147.667	1.142725	0.541682
0.00490046	645.346	0.948946	1499.807	1739.622	105.518	1.518794	0.618899

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 363.522071898119 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 110.810286633348 cm³/mol

Cricondeterma = 737.481569017385 K.

Tabla C.11. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ y comparación con datos experimentales.

P(kg/cm ²)	Cálculos		Datos experimentales	
	Vr		Vr	Y
325	1.0680799		1.085	2.0645199
350	1.02819959		1.048	2.09521825
375	0.99716575		1.02	-----
399	0.98238031		1	-----
425	0.96797233		0.98	-----
450	0.95544768		0.965	-----

Tabla C.12. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 2 con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores teóricos.			Valores experimentales.		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. . g/cm ³
400.0332	3.1049343	3.1049343	-----	2.867	2.867	0.462
376.0332	3.15148253	3.15148253	-----	1.995	2.926	0.5715
351.0332	2.75311462	3.24698349	0.49537159	1.754	3.003	0.6047
301.0332	2.23056167	2.97052299	0.5316933	1.592	3.227	0.6254
251.0332	1.9422186	2.4364512	0.56083285	1.516	3.607	0.6458
201.0332	1.74825708	2.16578375	0.58630908	1.415	4.233	0.6685
151.0332	1.60304816	2.02135739	0.60965041	1.338	5.474	0.6812
101.0332	1.4853259	1.99399406	0.63180813	1.242	7.675	0.7076
64.0332	1.40807066	1.9302949	0.64790638	1.19	11.408	0.7184
21.0332	1.30445503	3.27254705	0.66913168	1.073	20.221	0.7698
1.0332	1.06592129	60.1409859	0.69388689	1.02		0.8036

Tabla C.13. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
400.0332	3391.14528	3054.212436
376.0332	3391.14528	1683.672963
351.0332	2738.64734	1347.405541
301.0332	1859.22623	1064.705524
251.0332	1353.36183	878.9153453
201.0332	1004.70841	714.6531989
151.0332	741.076733	574.6199156
101.0332	528.785336	419.8415583
64.0332	392.954337	287.9669166
21.0332	230.260045	88.76242599
1.0332	0	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 391.295926570989 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 109.103651230927 cm³/mol

Cricondeterma = 738.077848489157 K

Tabla C.14. Resultado de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0.032967$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos		Datos experimentales	
P(kg/cm ²)	Vr	Vr	Y	
325	1.0680799		1.085	2.0645199
350	1.02819959		1.048	2.09521825
375	0.99716575		1.02	-----
399	0.98238031		1	-----
425	0.96797233		0.98	-----
450	0.95544768		0.965	-----

Tabla C.15. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0.032967$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	Valores teóricos.			Valores experimentales.		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo (bbl/stb).	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. . g/cm ³
400.0332	3.15374136	3.15374136	-----	2.867	2.867	0.462
376.0332	2.71711395	3.2380912	0.50320107	1.995	2.926	0.5715
351.0332	2.42677574	2.79775065	0.52018389	1.754	3.003	0.6047
301.0332	2.07978549	2.59521621	0.54824996	1.592	3.227	0.6254
251.0332	1.85931178	2.2514241	0.57228787	1.516	3.607	0.6458
201.0332	1.69976907	2.05332423	0.59411007	1.415	4.233	0.6685
151.0332	1.57445058	1.9436524	0.61467987	1.338	5.474	0.6812
101.0332	1.46914415	1.93169009	0.63467778	1.242	7.675	0.7076
64.0332	1.39816809	1.8833569	0.64949254	1.19	11.408	0.7184
21.0332	1.29997639	3.17242522	0.66955055	1.073	20.221	0.7698
1.0332	1.06592129	59.1034139	0.69394433	1.02		0.8036

Tabla C.16. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0.032967$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (kg/cm ²)	GOR calculado ft ³ /bbl	GOR experimental ft ³ /bbl
400.0332	3443.3052	3054.212436
376.0332	2728.73325	1683.672963
351.0332	2239.35277	1347.405541
301.0332	1628.33738	1064.705524
251.0332	1227.77444	878.9153453
201.0332	932.885096	714.6531989
151.0332	700.329289	574.6199156
101.0332	507.300528	419.8415583
64.0332	381.073201	287.9669166
21.0332	226.205537	88.76242599
1.0332	0	0

Pozo 3.

Tabla C.17. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 3.

Componente	PM (g/mol)	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido Monofásico	
		wt %	mole %	wt %	mole %	wt %	mole %
N2	28.01	1.12	1.08	0.00	0.00	0.05	0.55
CO2	44.01	14.19	8.71	0.00	0.00	0.69	4.46
H2S	34.08	14.70	11.65	0.00	0.00	0.72	5.97
C1	16.04	35.06	59.01	0.00	0.00	1.71	30.33
C2	30.07	8.68	7.79	0.01	0.13	0.43	4.06
C3	44.10	8.92	5.46	0.03	0.44	0.46	2.96
iC4	58.12	1.60	0.74	0.01	0.11	0.09	0.43
nC4	58.12	4.28	1.99	0.03	0.32	0.24	1.17
iC5	72.15	1.88	0.70	0.04	0.28	0.13	0.50
nC5	72.15	2.47	0.93	0.05	0.38	0.17	0.66
C6	84.00	2.52	0.81	0.15	0.97	0.26	0.89
C7	96.00	1.75	0.49	0.24	1.37	0.31	0.92
C8	107.00	1.19	0.30	0.36	1.88	0.40	1.07
C9	121.00	0.80	0.18	0.53	2.41	0.54	1.27
C10	134.00	0.47	0.09	0.63	2.62	0.63	1.33
C11	147.00	0.25	0.05	0.69	2.59	0.67	1.28
C12	161.00	0.13	0.02	0.73	2.51	0.70	1.23
C13	175.00			0.76	2.39	0.72	1.16
C14	190.00			0.75	2.19	0.72	1.07
C15	206.00			0.84	2.26	0.80	1.10
C16	222.00			0.74	1.85	0.70	0.90
C17	237.00			0.83	1.94	0.79	0.95
C18	251.00			0.79	1.75	0.75	0.85
C19	263.00			0.80	1.68	0.76	0.82
C20	275.00			0.76	1.53	0.72	0.74
C21	291.00			0.70	1.33	0.67	0.65
C22	300.00			0.70	1.30	0.67	0.63
C23	312.00			0.68	1.21	0.65	0.59
C24	324.00			0.60	1.03	0.57	0.50
C25	337.00			0.59	0.97	0.56	0.47
C26	349.00			0.51	0.81	0.49	0.40
C27	360.00			0.41	0.63	0.39	0.31
C28	372.00			0.47	0.70	0.44	0.34
C29	382.00			0.35	0.51	0.33	0.25
C30	394.00			0.28	0.39	0.26	0.19
C31	404.00			0.29	0.40	0.28	0.20
C32	415.00			0.20	0.27	0.19	0.13
C33	426.00			0.20	0.26	0.19	0.13
C34	437.00			0.19	0.24	0.18	0.11
C35	445.00			0.13	0.16	0.12	0.08
C36+	799.16			83.93	58.18	79.84	28.35
PM Calculado (g/mol)			27.00		554.03		283.74
% Mol			51.3		48.7		100
Propiedades del Aceite a Condiciones Estándar							
		Medido	Calculado	Propiedades del C36+			
PM (g/mol)			554.03	799.16			
Datos del Flash		Original STO					
RGA (scf/stb)		256					
Densidad STO (g/cm3)		1.015					
Gravedad API		8.0					

Temperatura de yacimiento: 102.9 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 2166 psia = 149.34 bar.

$\eta = 449$

Tabla C.18. Caracterización de los hexanos a pentatriacontanos y de la fracción pesada C₃₆₊ del Pozo 3. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.324041309624181.

Z	M	γ	Teb R	Tc R	Pc (psia)	ω	s
0.0089	84	0.69	628.968	935.521	442.432	0.298710	0.173147
0.0092	96	0.727	665.653	984.460	445.020	0.324139	0.131635
0.0107	107	0.749	702.562	1027.748	426.712	0.354354	0.141238
0.0127	121	0.768	747.986	1076.896	396.447	0.396605	0.170834
0.0133	134	0.782	787.761	1117.975	369.783	0.436580	0.200598
0.0128	147	0.793	825.101	1154.861	344.797	0.476989	0.230766
0.0123	161	0.804	863.052	1191.677	321.628	0.519549	0.260418
0.0116	175	0.815	898.955	1226.369	302.327	0.560398	0.286109
0.0107	190	0.826	935.188	1260.952	284.428	0.602729	0.310668
0.011	206	0.836	971.355	1294.570	267.139	0.647084	0.335324
0.009	222	0.843	1005.049	1324.209	250.219	0.692288	0.361362
0.0095	237	0.851	1035.101	1351.472	237.751	0.731409	0.380262
0.0085	251	0.856	1061.541	1374.032	225.755	0.769327	0.400307
0.0082	263	0.861	1083.292	1393.034	217.140	0.799913	0.414496
0.0074	275	0.866	1104.186	1411.329	209.406	0.829479	0.427250
0.0065	291	0.871	1130.760	1433.605	199.027	0.869914	0.445995
0.0063	300	0.876	1145.133	1447.113	195.386	0.888413	0.450454
0.0059	312	0.881	1163.634	1463.523	189.797	0.914780	0.459177
0.005	324	0.885	1181.458	1478.746	184.026	0.941903	0.469204
0.0047	337	0.888	1200.111	1493.825	177.384	0.972857	0.482391
0.004	349	0.892	1216.646	1508.061	172.633	0.998240	0.490427
0.0031	360	0.896	1231.254	1520.935	168.879	1.020007	0.496044
0.0034	372	0.899	1246.777	1533.726	164.185	1.045836	0.505081
0.0025	382	0.902	1259.261	1544.403	160.897	1.065663	0.510600
0.0019	394	0.905	1273.852	1556.505	156.834	1.090123	0.518243
0.002	404	0.909	1285.428	1567.238	154.711	1.106252	0.519586
0.0013	415	0.912	1297.973	1577.915	151.635	1.126714	0.524593
0.0013	426	0.915	1310.137	1588.322	148.778	1.146523	0.529010
0.0011	437	0.917	1322.120	1597.876	145.455	1.168403	0.536006
0.0008	445	0.92	1330.330	1605.587	144.192	1.179711	0.535879
0.06152834	483.701	0.995611	1357.290	1678.922	180.099	1.061787	0.344565
0.09927580	625.298	1.023077	1461.059	1770.496	156.384	1.205803	0.323405
0.07816854	894.126	1.061687	1591.453	1888.206	133.797	1.379741	0.232295
0.03592478	1323.824	1.105029	1708.469	2000.918	120.798	1.503236	0.002631
0.00860254	2007.891	1.152628	1798.003	2099.691	118.136	1.534712	-0.487291

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 159.761365372216 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 282.945924481998 cm³/mol

Cricondeterma = 976.822209559014 K

Tabla C.19. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
85.90837643	1.20690204	1.15384615	4.15496902
94.526793	1.16193357	1.1179817	4.26173073
106.1099449	1.11486056	1.07420233	4.40204211
112.5220468	1.09374515	1.05763047	4.47834154
123.8294094	1.06293588	1.03512243	4.61061419
129.4830906	1.05001181	1.02498145	4.67568736
133.8957199	1.04087557	1.01756122	4.72599059
139.6183485	1.03011566	1.00939896	4.790597
149.3399224	1.01424501	1	4.89879413
152.0978157	1.01022218	0.99950532	4.92905069
173.1267522	0.99877436	0.99802127	-----
204.4288412	0.99604345	0.99406381	-----
254.0019733	0.992076	0.98936433	-----
303.5061581	0.98849099	0.98392283	-----
354.3203423	0.9851446	0.97971803	-----
404.3761057	0.98213213	0.97576057	-----
456.0176579	0.97927999	0.97081375	-----
507.7281573	0.97665111	0.96710364	-----

Tabla C.20. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos.			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
243.590926	1.15379713	1.15379713	-----	1.185	-----	0.889
234.420931	1.15463227	1.15463227	-----	1.186	-----	0.888
227.526198	1.1552707	1.1552707	-----	1.186	-----	0.887
220.631464	1.15591839	1.15591839	-----	1.187	-----	0.887
206.841998	1.15724245	1.15724245	-----	1.188	-----	0.886
199.947265	1.1579193	1.1579193	-----	1.189	-----	0.885
193.052531	1.15860636	1.15860636	-----	1.19	-----	0.885
179.263065	1.16001213	1.16001213	-----	1.192	-----	0.884
172.368332	1.1607314	1.1607314	-----	1.192	-----	0.883
165.473598	1.16146197	1.16146197	-----	1.193	-----	0.882
149.339922	1.15582174	1.1786298	1.00611459	1.195	-----	0.881
137.894665	1.1490025	1.17584093	1.009619891	1.189	-----	0.884
124.105199	1.14083725	1.17643367	1.013879178	1.18	1.25	0.887
110.315732	1.13271461	1.17244525	1.018177283	1.171	1.29	0.891
96.5262657	1.12461337	1.16981852	1.022520473	1.162	1.34	0.895
75.8420659	1.11234141	1.19944968	1.029178666	1.147	1.46	0.902
62.0525993	1.10411549	1.175292	1.033692727	1.136	1.59	0.907
48.2631328	1.0956733	1.18928559	1.038333296	1.124	1.81	0.912
34.4736663	1.08675957	1.22403058	1.043194221	1.111	2.21	0.917
23.2352511	1.07878961	1.25790602	1.047455177	1.1	2.92	0.923
1.03420999	1.04186031	16.1615999	1.064898979	1.068	54.6	0.941

Tabla C.21. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
243.590926	277.571532	252
234.420931	277.571532	252
227.526198	277.571532	252
220.631464	277.571532	252
206.841998	277.571532	252
199.947265	277.571532	252
193.052531	277.571532	252
179.263065	277.571532	252
172.368332	277.571532	252
165.473598	277.571532	252
149.339922	261.043091	252
137.894665	243.106826	236
124.105199	221.759407	218
110.315732	200.676425	199
96.5262657	179.817057	180

75.8420659	148.631977	150
62.0525993	128.000626	129
48.2631328	107.152829	106
34.4736663	85.6244615	81
23.2352511	66.9407157	59
1.03420999	0	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 149.340116308535 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 283.185376377880 cm³/mol

Cricondeterma = 976.641148639243 K

Tabla C.22. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
85.90837643	1.19327358	1.15384615	3.82031007
94.526793	1.14816579	1.1179817	3.91366164
106.1099449	1.10093572	1.07420233	4.03632363
112.5220468	1.07974828	1.05763047	4.10300538
123.8294094	1.04883437	1.03512243	4.21864584
129.4830906	1.03586785	1.02498145	4.27558697
133.8957199	1.02670085	1.01756122	4.31995448
139.6183485	1.01591071	1.00939896	4.37636152
149.3399224	1.00000002	1	70.4695213
152.0978157	0.9997388	0.99950532	-----
173.1267522	0.99780074	0.99802127	-----
204.4288412	0.99508012	0.99406381	-----
254.0019733	0.99112706	0.98936433	-----
303.5061581	0.98755452	0.98392283	-----
354.3203423	0.98421932	0.97971803	-----
404.3761057	0.98121657	0.97576057	-----
456.0176579	0.97837333	0.97081375	-----
507.7281573	0.97575239	0.96710364	-----

Tabla C. 23. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.031264$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos.			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
243.590926	1.153712	1.153712	-----	1.185	-----	0.889
234.420931	1.15454488	1.15454488	-----	1.186	-----	0.888
227.526198	1.15518156	1.15518156	-----	1.186	-----	0.887
220.631464	1.15582746	1.15582746	-----	1.187	-----	0.887
206.841998	1.15714783	1.15714783	-----	1.188	-----	0.886
199.947265	1.15782276	1.15782276	-----	1.189	-----	0.885
193.052531	1.15850785	1.15850785	-----	1.19	-----	0.885
179.263065	1.15990956	1.15990956	-----	1.192	-----	0.884
172.368332	1.16062672	1.16062672	-----	1.192	-----	0.883
165.473598	1.16135513	1.16135513	-----	1.193	-----	0.882
149.339922	1.16310527	1.16310527	1.002085734	1.195	-----	0.881
137.894665	1.1554406	1.18525033	1.006011573	1.189	-----	0.884
124.105199	1.14631321	1.18565435	1.010757224	1.18	1.25	0.887
110.315732	1.13728914	1.18095853	1.015522723	1.171	1.29	0.891
96.5262657	1.12834405	1.17776066	1.020314485	1.162	1.34	0.895
75.8420659	1.11490294	1.20946336	1.027612546	1.147	1.46	0.902
62.0525993	1.10597138	1.18265856	1.032524602	1.136	1.59	0.907
48.2631328	1.0968778	1.19706095	1.037540787	1.124	1.81	0.912
34.4736663	1.08737323	1.233036	1.042750368	1.111	2.21	0.917
23.2352511	1.07898302	1.26700285	1.047267229	1.1	2.92	0.923
1.03420999	1.04186031	16.2654073	1.064915573	1.068	54.6	0.941

Tabla C.24. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4\text{-pseud}} = -0.031264$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
243.590926	277.642582	252
234.420931	277.642582	252
227.526198	277.642582	252
220.631464	277.642582	252
206.841998	277.642582	252
199.947265	277.642582	252
193.052531	277.642582	252
179.263065	277.642582	252
172.368332	277.642582	252
165.473598	277.642582	252
149.339922	277.642582	252
137.894665	257.735022	236
124.105199	234.155324	218
110.315732	210.992536	199
96.5262657	188.197851	180
75.8420659	154.354984	150
62.0525993	132.133144	129
48.2631328	109.830104	106
34.4736663	86.9962328	81
23.2352511	67.3948666	59
1.03420999	0	0

Pozo 4.

Tabla C.25. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 4.

Componentes	Líquido de Tanque		Gas de Flash		Fluido de Yacimiento	
	% Mol	% Masa	% Mol	% Masa	% Mol	% Masa
Nitrógeno	0.00	0.00	0.68	0.63	0.33	0.04
Dióxido de Carbono	0.00	0.00	5.06	7.40	2.47	0.49
Sulfuro de Hidrógeno	0.00	0.00	4.62	5.23	2.25	0.35
Metano	0.08	0.00	53.71	28.62	26.25	1.91
Etano	0.26	0.02	11.73	11.71	5.86	0.80
Propano	0.79	0.09	9.06	13.27	4.83	0.96
I - Butano	0.24	0.03	2.06	3.98	1.13	0.30
N - Butano	1.10	0.16	7.65	14.77	4.30	1.13
I - Pentano	0.79	0.14	1.26	3.02	1.02	0.33
N - Pentano	1.35	0.24	1.82	4.36	1.58	0.52
C6	3.16	0.66	1.43	3.99	2.32	0.88
C7	4.61	1.10	0.68	2.17	2.69	1.17
C8	5.66	1.50	0.21	0.75	3.00	1.45
C9	5.46	1.64	0.03	0.12	2.81	1.54
C10	5.02	1.67	0.00	0.00	2.57	1.56
C11	4.24	1.55	0.00	0.00	2.17	1.44
C12	3.81	1.52	0.00	0.00	1.95	1.42
C13	3.66	1.59	0.00	0.00	1.87	1.48
C14	3.28	1.55	0.00	0.00	1.68	1.44
C15	3.18	1.63	0.00	0.00	1.63	1.52
C16	2.88	1.59			1.47	1.48
C17	2.52	1.48			1.29	1.38
C18	2.40	1.50			1.23	1.40
C19	2.40	1.57			1.23	1.46
C20	2.04	1.39			1.04	1.30
C21	1.96	1.42			1.00	1.32
C22	1.86	1.39			0.95	1.29
C23	1.72	1.33			0.88	1.24
C24	1.64	1.32			0.84	1.23
C25	1.64	1.37			0.84	1.28
C26	1.57	1.36			0.80	1.27
C27	1.41	1.26			0.72	1.18
C28	1.49	1.38			0.76	1.29
C29	1.54	1.46			0.79	1.36
C30+	26.24	65.09			13.43	60.76
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Masa Molar	402.6		30.1		220.8	
Masa Molar de C30+	998.7				998.7	
RADIO MOLAR	0.5120		0.4880			

Temperatura de yacimiento: 117.3 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 144.48 kg/cm²= 141.69 bar.

$\eta = 387$

Tabla C.26. Caracterización de los hexanos a nonacosanos y de la fracción pesada C₃₀₊ del Pozo 4. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.327651939544957.

Z	M (g/mol)	γ	Teb R	Tc R	Pc (psia)	ω	s
0.0232	84	0.69	628.968	935.521	442.432	0.298710	0.173147
0.0269	96	0.727	665.653	984.460	445.020	0.324139	0.131635
0.03	107	0.749	702.562	1027.748	426.712	0.354354	0.141238
0.0281	121	0.768	747.986	1076.896	396.447	0.396605	0.170834
0.0257	134	0.782	787.761	1117.975	369.783	0.436580	0.200598
0.0217	147	0.793	825.101	1154.861	344.797	0.476989	0.230766
0.0195	161	0.804	863.052	1191.677	321.628	0.519549	0.260418
0.0187	175	0.815	898.955	1226.369	302.327	0.560398	0.286109
0.0168	190	0.826	935.188	1260.952	284.428	0.602729	0.310668
0.0163	206	0.836	971.355	1294.570	267.139	0.647084	0.335324
0.0147	222	0.843	1005.049	1324.209	250.219	0.692288	0.361362
0.0129	237	0.851	1035.101	1351.472	237.751	0.731409	0.380262
0.0123	251	0.856	1061.541	1374.032	225.755	0.769327	0.400307
0.0123	263	0.861	1083.292	1393.034	217.140	0.799913	0.414496
0.0104	275	0.866	1104.186	1411.329	209.406	0.829479	0.427250
0.01	291	0.871	1130.760	1433.605	199.027	0.869914	0.445995
0.0095	300	0.876	1145.133	1447.113	195.386	0.888413	0.450454
0.0088	312	0.881	1163.634	1463.523	189.797	0.914780	0.459177
0.0084	324	0.885	1181.458	1478.746	184.026	0.941903	0.469204
0.0084	337	0.888	1200.111	1493.825	177.384	0.972857	0.482391
0.008	349	0.892	1216.646	1508.061	172.633	0.998240	0.490427
0.0072	360	0.896	1231.254	1520.935	168.879	1.020007	0.496045
0.0076	372	0.899	1246.777	1533.726	164.185	1.045836	0.505081
0.0079	382	0.902	1259.261	1544.403	160.897	1.065663	0.510600
0.02332999	441.846	0.993735	1319.034	1650.923	195.459	0.992710	0.326486
0.04113169	638.590	1.033576	1466.906	1782.451	160.248	1.190600	0.290715
0.03832191	1012.116	1.084044	1627.036	1929.781	134.098	1.388863	0.132112
0.02304756	1609.166	1.136481	1748.825	2053.616	124.015	1.483749	0.253814
0.00846885	2559.652	1.191263	1827.508	2151.889	127.112	1.460943	-1.051762

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 132.267729610660 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 229.440803375715 cm³/mol

Cricondeterma = 956.980016884421 K

Experimento CCE:

Tabla C.27. CCE para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
30.75409179	2.377079365	2.1641	2.396969536
35.37308964	2.11461863	1.9419	2.457539241
44.74838037	1.760949305	1.6463	2.570224353
57.71295606	1.476600994	1.3998	2.71048615
78.05223743	1.238829175	1.1994	2.908376789
94.04711104	1.133139919	1.1128	3.0524177
105.4916344	1.080543988	1.0717	3.151346055
118.7308002	1.034941131	1.0372	3.263020541
126.5958453	1.013464914	1.0212	3.327394786
130.9304463	1.003037356	1.0138	3.36269209
133.970551	0.99973426	1.0091	-----
141.6884943	0.99854599	1	-----
154.0352423	0.996698276	0.9973	-----
173.4036515	0.993923694	0.9947	-----
194.0959773	0.991113732	0.9922	-----
207.8843233	0.989322941	0.9896	-----
276.8358601	0.98121647	0.9829	-----
552.6322004	0.958225107	0.9585	-----
690.5254672	0.950199806	0.9483	-----
828.4285405	0.943593686	0.9383	-----

Tabla C.28. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Valores teóricos.				Valores experimentales	
Presión (bar)	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
828.418734	1.200816896	1.200816896	-----	1.17	0.908
690.525467	1.209223292	1.209223292	-----	1.182	0.898
552.6322	1.219436283	1.219436283	-----	1.195	0.889
276.83586	1.248695068	1.248695068	-----	1.225	0.867
207.884323	1.259011354	1.259011354	-----	1.234	0.861
194.095977	1.261290313	1.261290313	-----	1.237	0.859
173.403651	1.264866268	1.264866268	-----	1.24	0.856
154.035242	1.268397198	1.268397198	-----	1.244	0.854
141.688494	1.270748597	1.270748597	-----	1.247	0.852
111.356094	1.25067187	1.347257466	0.97185961	1.221	0.863
90.6735755	1.229418129	1.344188172	0.98193862	1.204	0.87
69.9812497	1.208261653	1.355739401	0.99226179	1.187	0.878
49.2987307	1.186589509	1.398794048	1.00305801	1.17	0.885
28.6162117	1.162500866	1.555750316	1.01509899	1.153	0.892
1.01009932	1.049100444	37.56088557	1.06527403	1.069	0.92

Tabla C.29. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
828.418734	394.3744316	-----
690.525467	394.3744316	-----
552.6322	394.3744316	-----
276.83586	394.3744316	-----
207.884323	394.3744316	-----
194.095977	394.3744316	-----
173.403651	394.3744316	-----
154.035242	394.3744316	-----
141.688494	394.3744316	312
111.356094	344.1945956	262
90.6735755	296.122052	227
69.9812497	249.0764425	193
49.2987307	202.1785115	158
28.6162117	152.7563007	119
1.01009932	0	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.057735$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 141.688273706993 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 229.166039194952 cm³/mol

Cricondeterma = 957.218165344817 K

Tabla C.30. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.057735$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
30.75409179	2.394030364	2.1641	2.58755891
35.37308964	2.131722765	1.9419	2.65571978
44.74838037	1.778404491	1.6463	2.78304279
57.71295606	1.494508823	1.3998	2.94241747
78.05223743	1.257284911	1.1994	3.16886287
94.04711104	1.151902121	1.1128	3.33482504
105.4916344	1.099476582	1.0717	3.44928733
118.7308002	1.054033232	1.0372	3.57848952
126.5958453	1.032627353	1.0212	3.65390985
130.9304463	1.022235004	1.0138	3.69527455
133.970551	1.015469654	1.0091	3.7239104
141.6884943	0.999999966	1	-----
154.0352423	0.998142151	0.9973	-----
173.4036515	0.995352702	0.9947	-----
194.0959773	0.992528043	0.9922	-----
207.8843233	0.990728071	0.9896	-----
276.8358601	0.982581778	0.9829	-----
552.6322004	0.959491625	0.9585	-----
690.5254672	0.951436308	0.9483	-----
828.4285405	0.944807076	0.9383	-----

Tabla C.31. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0.057735$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos.			Valores experimentales	
	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
828.418734	1.20058336	1.20058336	-----	1.17	0.908
690.525467	1.2090067	1.2090067	-----	1.182	0.898
552.6322	1.21924273	1.21924273	-----	1.195	0.889
276.83586	1.24858379	1.24858379	-----	1.225	0.867
207.884323	1.25893543	1.25893543	-----	1.234	0.861
194.095977	1.26122268	1.26122268	-----	1.237	0.859
173.403651	1.26481203	1.26481203	-----	1.24	0.856
154.035242	1.26835663	1.26835663	-----	1.244	0.854
141.688494	1.27071739	1.27071739	-----	1.247	0.852
111.356094	1.24231645	1.36941704	0.97595213	1.221	0.863
90.6735755	1.22327263	1.32742926	0.98501264	1.204	0.87
69.9812497	1.20408906	1.33927511	0.99438149	1.187	0.878
49.2987307	1.18417762	1.38079228	1.00428648	1.17	0.885
28.6162117	1.1616445	1.53124927	1.0155063	1.153	0.892
1.01009932	1.04910044	37.1869432	1.06515485	1.069	0.92

Tabla C.32. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0.057735$, en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
828.418734	393.991979	-----
690.525467	393.991979	-----
552.6322	393.991979	-----
276.83586	393.991979	-----
207.884323	393.991979	-----
194.095977	393.991979	-----
173.403651	393.991979	-----
154.035242	393.991979	-----
141.688494	393.991979	312
111.356094	327.929397	262
90.6735755	284.289639	227
69.9812497	241.154206	193
49.2987307	197.687181	158
28.6162117	151.210939	119
1.01009932	0	0

Pozo 5.

Tabla C.33. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 5.

Componentes	Líquido de Tanque		Gas de Flash		Fluido de Yacimiento	
	% Mol	% Masa	% Mol	% Masa	% Mol	% Masa
Nitrógeno	0.00	0.00	0.70	0.72	0.31	0.04
Dióxido de Carbono	0.00	0.00	5.42	8.77	2.41	0.47
Sulfuro de Hidrógeno	0.00	0.00	4.41	5.53	1.96	0.30
Metano	0.03	0.00	58.94	34.77	26.17	1.88
Etano	0.20	0.02	12.83	14.19	5.81	0.78
Propano	0.77	0.09	9.31	15.09	4.56	0.90
I - Butano	0.26	0.04	0.99	2.12	0.58	0.15
N - Butano	1.24	0.19	3.55	7.59	2.27	0.59
I - Pentano	0.92	0.17	0.96	2.55	0.94	0.30
N - Pentano	1.63	0.31	1.28	3.40	1.47	0.48
C6	3.51	0.77	1.04	3.21	2.41	0.91
C7	4.98	1.26	0.43	1.52	2.96	1.27
C8	5.81	1.63	0.12	0.47	3.28	1.57
C9	5.42	1.72	0.02	0.09	3.02	1.63
C10	4.93	1.74	0.00	0.00	2.74	1.64
C11	4.15	1.60	0.00	0.00	2.31	1.52
C12	3.74	1.58	0.00	0.00	2.08	1.50
C13	3.59	1.65	0.00	0.00	2.00	1.56
C14	3.25	1.62	0.00	0.00	1.81	1.53
C15	3.14	1.70	0.00	0.00	1.75	1.61
C16	2.86	1.67			1.59	1.58
C17	2.52	1.57			1.40	1.48
C18	2.41	1.59			1.34	1.50
C19	2.37	1.64			1.32	1.55
C20	2.13	1.54			1.18	1.46
C21	2.00	1.53			1.11	1.45
C22	1.92	1.51			1.07	1.43
C23	1.77	1.45			0.98	1.37
C24	1.73	1.47			0.96	1.39
C25	1.68	1.49			0.93	1.41
C26	1.53	1.40			0.85	1.33
C27	1.73	1.64			0.96	1.55
C28	1.52	1.49			0.85	1.41
C29	1.67	1.68			0.93	1.59
C30+	24.59	62.25			13.68	58.90
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Masa Molar	380.7		27.2		223.8	
Masa Molar de C30+	963.9				963.9	
RADIO MOLAR	0.5562		0.4438			

Temperatura de yacimiento: 116 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 130.14 kg/cm²= 127.63 bar.

$\eta = 387$

Tabla C.34. Caracterización de los hexanos a los nonacosanos y de la fracción C₃₀₊ del Pozo 5. El factor de caracterización de Soreide: Cf = 0.327532174008886.

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc (R)	Pc (psia)	ω	s
0.0241	84	0.69	628.968	935.521	442.432	0.298710	0.173147
0.0296	96	0.727	665.653	984.460	445.020	0.324139	0.131635
0.0328	107	0.749	702.562	1027.748	426.712	0.354354	0.141238
0.0302	121	0.768	747.986	1076.896	396.447	0.396605	0.170834
0.0274	134	0.782	787.761	1117.975	369.783	0.436580	0.200598
0.0231	147	0.793	825.101	1154.861	344.797	0.476989	0.230766
0.0208	161	0.804	863.052	1191.677	321.628	0.519549	0.260418
0.02	175	0.815	898.955	1226.369	302.327	0.560398	0.286109
0.0181	190	0.826	935.188	1260.952	284.428	0.602729	0.310668
0.0175	206	0.836	971.355	1294.570	267.139	0.647084	0.335324
0.0159	222	0.843	1005.049	1324.209	250.219	0.692288	0.361362
0.014	237	0.851	1035.101	1351.472	237.751	0.731409	0.380262
0.0134	251	0.856	1061.541	1374.032	225.755	0.769327	0.400307
0.0132	263	0.861	1083.292	1393.034	217.140	0.799913	0.414496
0.0118	275	0.866	1104.186	1411.329	209.406	0.829479	0.427250
0.0111	291	0.871	1130.760	1433.605	199.027	0.869914	0.445995
0.0107	300	0.876	1145.133	1447.113	195.386	0.888413	0.450454
0.0098	312	0.881	1163.634	1463.523	189.797	0.914780	0.459177
0.0096	324	0.885	1181.458	1478.746	184.026	0.941903	0.469204
0.0093	337	0.888	1200.111	1493.825	177.384	0.972857	0.482391
0.0085	349	0.892	1216.646	1508.061	172.633	0.998240	0.490427
0.0096	360	0.896	1231.254	1520.935	168.879	1.020007	0.496045
0.0085	372	0.899	1246.777	1533.726	164.185	1.045836	0.505081
0.0093	382	0.902	1259.261	1544.403	160.897	1.065663	0.510600
0.02411451	439.004	0.992778	1316.347	1648.353	196.029	0.989684	0.327242
0.04229401	627.213	1.031354	1460.091	1776.120	161.464	1.182289	0.294908
0.03901720	984.536	1.080688	1618.589	1921.453	134.9890192	1.380737	0.148099
0.02309782	1555.687	1.132278	1741.630	2045.357	124.0784046	1.482514	0.212490
0.00827647	2464.942	1.186386	1822.855	2144.659	126.2239898	1.468142	0.961809

Con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 127.783711670563 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 236.840253259134 cm³/mol

Cricondeterma = 950.919547979144 K

Tabla C.35. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
29.439982	2.338994272	2.0247	2.494769439
36.2655075	1.978298412	1.737	2.579540684
44.8856754	1.689869355	1.5064	2.677131009
56.7420839	1.447198217	1.3344	2.799674612
67.2255418	1.310594998	1.2185	2.900307011
81.0825354	1.190352623	1.1324	3.025809866
94.3903487	1.112652139	1.0745	3.140458986
104.255979	1.070023291	1.0438	3.222824022
110.72846	1.047018868	1.0283	3.275870348
116.31833	1.029676616	1.0169	3.321436739
120.59409	1.01776723	1.0097	3.355523446
127.488263	1.000678785	1	3.414124513
138.932786	0.998365592	0.9986	-----
151.142239	0.996633007	0.9971	-----
152.721133	9.96E-01	0.9969	-----
172.923119	0.993680764	0.9916	-----
207.747028	0.9892937	0.9907	-----
276.56127	0.981637728	0.9836	-----
345.77759	0.975025419	0.9772	-----
483.680664	0.964236739	0.9655	-----
552.6322	0.959742082	0.9601	-----
621.583737	0.955711784	0.9555	-----
830.017241	0.945682182	0.9405	

Tabla C.36. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Valores teóricos.				Valores experimentales	
Presión (bar)	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
830.017241	1.16582004	1.16582004	-----	1.154	0.909
621.583737	1.178184353	1.178184353	-----	1.172	0.895
552.6322	1.183152833	1.183152833	-----	1.179	0.89
483.680664	1.188693766	1.188693766	-----	1.185	0.886
345.77759	1.201993857	1.201993857	-----	1.2	0.875
276.56127	1.210145392	1.210145392	-----	1.207	0.869
207.747028	1.219583538	1.219583538	-----	1.216	0.863
172.923119	1.224991832	1.224991832	-----	1.221	0.86
152.721133	1.228360276	1.228360276	-----	1.224	0.858
151.142239	1.228631304	1.228631304	-----	1.224	0.857
138.932786	1.230767204	1.230767204	-----	1.226	0.856
127.488263	1.232499111	1.233618866	0.9452572	1.228	0.855
89.2908182	1.195969437	1.402723211	0.96243048	1.198	0.866
70.6775317	1.178705854	1.301497725	0.97088989	1.185	0.872
45.8467408	1.15493492	1.412917587	0.98274563	1.163	0.882
21.7220387	1.128315163	1.711723095	0.99595789	1.135	0.893
1.01009932	1.048442691	26.76947182	1.02975721	1.068	0.917

Tabla C.37. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
830.017241	340.0303373	-----
621.583737	340.0303373	-----
552.6322	340.0303373	-----
483.680664	340.0303373	-----
345.77759	340.0303373	-----
276.56127	340.0303373	-----
207.747028	340.0303373	-----
172.923119	340.0303373	-----
152.721133	340.0303373	-----
151.142239	340.0303373	-----
138.932786	340.0303373	-----
127.488263	339.3661661	291
89.2908182	254.7808517	223
70.6775317	215.462021	193
45.8467408	162.910857	147
21.7220387	107.9787741	91
1.01009932	0	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.00111$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 127.622501845531 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 236.844865988508 cm³/mol

Cricondeterma = 950.915002035973 K

Tabla C.38. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.00111$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
29.439982	2.338673924	2.0247	2.49127592
36.2655075	1.977972567	1.737	2.57585476
44.8856754	1.689536311	1.5064	2.67321539
56.7420839	1.446856235	1.3344	2.79545925
67.2255418	1.310246334	1.2185	2.89583698
81.0825354	1.189996839	1.1324	3.02101144
94.3903487	1.112290799	1.0745	3.13535497
104.255979	1.069658648	1.0438	3.21749647
110.72846	1.046652371	1.0283	3.27039787
116.31833	1.029308836	1.0169	3.31582823
120.59409	1.017398371	1.0097	3.3498286
127.488263	1.000309129	1	3.40618149
138.932786	0.99834174	0.9986	-----
151.142239	0.996609321	0.9971	-----
152.721133	0.996389491	0.9969	-----
172.923119	9.94E-01	0.9916	-----
207.747028	0.989270686	0.9907	-----
276.56127	0.981615369	0.9836	-----
345.77759	0.975003591	0.9772	-----
483.680664	0.964215709	0.9655	-----
552.6322	0.959721361	0.9601	-----
621.583737	0.955691329	0.9555	-----
830.017241	0.945662347	0.9405	-----

Tabla C.39. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.00111$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Valores teóricos.				Valores experimentales	
Presión (bar)	FVF Bo (bbl/stb)	FVF tot Bt (bbl/stb)	Dens. Liq. g/cm ³	FVF Bo Exp. (bbl/stb)	Dens liq. g/cm ³
830.017241	1.16582231	1.16582231	-----	1.154	0.909
621.583737	1.17818614	1.17818614	-----	1.172	0.895
552.6322	1.18315441	1.18315441	-----	1.179	0.89
483.680664	1.18869508	1.18869508	-----	1.185	0.886
345.77759	1.2019945	1.2019945	-----	1.2	0.875
276.56127	1.21014556	1.21014556	-----	1.207	0.869
207.747028	1.21958312	1.21958312	-----	1.216	0.863
172.923119	1.22499105	1.22499105	-----	1.221	0.86
152.721133	1.22835925	1.22835925	-----	1.224	0.858
151.142239	1.22863026	1.22863026	-----	1.224	0.857
138.932786	1.23076601	1.23076601	-----	1.226	0.856
127.488263	1.23268139	1.23319142	0.94516837	1.228	0.855
89.2908182	1.19607487	1.40321423	0.96237639	1.198	0.866
70.6775317	1.17877998	1.30177026	0.970851	1.185	0.872
45.8467408	1.15497206	1.41331758	0.98272558	1.163	0.882
21.7220387	1.12832228	1.71235083	0.99595397	1.135	0.893
1.01009932	1.04844269	26.7730127	1.0297586	1.068	0.917

Tabla C.40. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.00111$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
830.017241	340.0351	-----
621.583737	340.0351	-----
552.6322	340.0351	-----
483.680664	340.0351	-----
345.77759	340.0351	-----
276.56127	340.0351	-----
207.747028	340.0351	-----
172.923119	340.0351	-----
152.721133	340.0351	-----
151.142239	340.0351	-----
138.932786	340.0351	-----
127.488263	339.732581	291
89.2908182	254.990108	223
70.6775317	215.60798	193
45.8467408	162.983287	147

21.7220387	107.993389	91
1.01009932	0	0

Pozo 6.

Tabla C.41. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 6

COMPONENTE	CONCENTRACION (% Mol)	DENSIDAD (g/cm ³)	PESO MOLECULAR
Nitrógeno	0.453		
Bióxido de carbono	2.130		
Acido sulfhídrico	1.502		
Metano	28.331		
Etano	6.463		
Propano	5.042		
Iso-butano	0.763		
Butano normal	2.523		
Iso-pentano	1.053		
Pentano normal	1.405		
Hexanos	2.607		
Heptanos	2.049	0.7203	98
Octanos	2.422	0.7368	107
Nonanos	3.260	0.7545	117
Decanos	3.399	0.7680	130
Undecanos +	36.598	1.0226	582
Total	100.000		
Características de la fracción de C ₇₊ :	47.728	1.0082	442.0

Temperatura de yacimiento: 112 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: 210 kg/cm²= 205.94 bar.

$\eta = 136.5$

Tabla C.42. Caracterización de los heptanos a decanos y de la fracción pesada C₁₁₊ del Pozo 6.
El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.319483088387302.

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc (R)	Pc (psia)	ω	s
0.02049	98	0.7203	673.331	988.920	424.944	0.335532	0.158159
0.02422	107	0.7368	702.537	1022.490	410.049	0.360871	0.164501
0.0326	117	0.7545	734.665	1058.982	394.544	0.388983	0.175656
0.03399	130	0.768	774.703	1100.043	366.598	0.429984	0.206463
0.05557924	173.476	0.872356	912.683	1269.337	350.795	0.520635	0.236262
0.10244909	300.347	0.934946	1151.216	1490.491	237.707	0.802487	0.336460
0.10386858	541.217	0.997463	1405.442	1713.383	162.057	1.154540	0.370809
0.07150438	926.228	1.054562	1608.559	1893.922	125.236	1.442402	0.271390
0.03257871	1539.154	1.110272	1752.410	2034.227	111.634	1.587863	-0.058459

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 146.102287881067 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 253.812271430052 cm³/mol

Cricondeterma = 964.069648360997 K

Tabla C.43. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presión (bar)	Vr	Vr	Y
147.101842	0.99987954	1.0066	-----
171.618816	0.997018188	1.0038	-----
196.135789	0.994324052	1.0011	-----
205.942579	0.993289593	1	-----
220.652763	0.991781281	0.9985	-----
245.169737	0.989376109	0.9963	-----
294.203684	0.984931909	0.9919	-----
343.237632	0.98091142	0.9886	-----

Tabla C.44. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
206.955816	1.213036654	1.213036654	-----	1.187	1.187	0.849
148.11508	1.221065506	1.221065506	-----	1.168	1.195	0.854
123.598106	1.203572646	1.277182173	0.96169377	1.155	1.237	0.8585
99.0811322	1.18447523	1.28272444	0.97085502	1.14	1.33	0.8637
74.5641586	1.165409472	1.295189975	0.98027666	1.124	1.514	0.871
50.0471849	1.145767834	1.342841718	0.99018782	1.104	1.837	0.8774
25.5302112	1.123380668	1.546946501	1.00145928	1.084	3.025	0.89
1.01323749	1.046423998	26.37442688	1.03475392	1.059	-----	0.9061

Tabla C.45. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales..

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
206.955816	333.5152121	296.1311731
148.11508	333.5152121	263.9065044
123.598106	290.4705115	241.3902261
99.0811322	244.850284	204.2580194
74.5641586	200.1531729	162.9145387
50.0471849	155.4771286	117.2025631
25.5302112	107.7168937	72.52375342
1.01323749	0	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.13029$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 205.942711771710 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 252.297123331469 cm³/mol

Cricondeterma = 964.762420033932 K

Tabla C.46. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.13029$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presión (bar)	Vr	Vr	Y
147.101842	1.060667247	1.0066	6.59335844
171.618816	1.028387224	1.0038	7.04545018
196.135789	1.006678528	1.0011	7.48678143
205.942579	1.000000014	1	45.5956824
220.652763	0.998459911	0.9985	-----
245.169737	0.99600495	0.9963	-----
294.203684	0.991471601	0.9919	-----
343.237632	0.987373545	0.9886	-----

Tabla C.47. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.13029$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
206.955816	1.21325556	1.21325556	-----	1.187	1.187	0.849
148.11508	1.18779519	1.2850316	0.97039904	1.168	1.195	0.854
123.598106	1.17644944	1.22687429	0.97565271	1.155	1.237	0.8585
99.0811322	1.16466525	1.22922471	0.98126824	1.14	1.33	0.8637
74.5641586	1.15223431	1.24148155	0.98733651	1.124	1.514	0.871
50.0471849	1.13861911	1.28091851	0.99408341	1.104	1.837	0.8774
25.5302112	1.12163492	1.44960572	1.00242288	1.084	3.025	0.89
1.01323749	1.046424	25.5503119	1.03452051	1.059	-----	0.9061

Tabla C.48. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0.13029$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
206.955816	332.72911	296.1311731
148.11508	264.020639	263.9065044
123.598106	234.456858	241.3902261
99.0811322	204.426286	204.2580194
74.5641586	173.645655	162.9145387
50.0471849	141.334979	117.2025631
25.5302112	104.261232	72.52375342
1.01323749	0	0

Pozo 7.

Tabla C.49. Composición del fluido de yacimiento del Pozo 7

COMPONENTE	CONCENTRACION (% Mol)	DENSIDAD (g/cm ³)	PESO MOLECULAR
Nitrógeno	0.254		
Bióxido de carbono	8.364		
Acido sulfhídrico	2.764		
Metano	25.696		
Etano	6.665		
Propano	5.738		
Iso-butano	0.950		
Butano normal	4.364		
Iso-pentano	1.941		
Pentano normal	2.709		
Hexanos	4.100		
Heptanos	3.480	0.7181	96.5
Octanos	3.258	0.7422	111.0
Nonanos	2.912	0.7584	121.4
Decanos	2.814	0.7751	133.0
Undecanos +	23.991	0.9376	376.5
Total	100.000		
Características de la fracción de C ₇ +	36.455	0.8697	278

Temperatura de yacimiento: 130 °C.

Presión de burbuja a temperatura de yacimiento: $205 \text{ kg/cm}^2 = 201.04 \text{ bar}$.

$\eta = 141.2$

Tabla C.50. Caracterización de los heptanos a decanos y de la fracción pesada C₁₁₊ del Pozo 7. El factor de caracterización de Soreide es: Cf = 0.304225923680567.

Z	M (g/mol)	γ	Teb (R)	Tc (R)	Pc (psia)	ω	s
0.0348	96.5	0.7181	668.363	983.429	428.487	0.330968	0.155979
0.03258	111	0.7422	715.465	1036.447	401.321	0.373141	0.172126
0.02912	121.4	0.7584	748.412	1072.826	383.646	0.403362	0.187618
0.02814	133	0.7751	784.039	1111.437	365.335	0.436888	0.206763
0.04085960	159.678	0.834438	867.133	1211.302	351.402	0.496761	0.225787
0.07253744	234.788	0.878104	1035.203	1368.281	261.560	0.695457	0.331468
0.06847627	377.386	0.927211	1251.534	1556.670	180.988	0.999126	0.436620
0.04205721	605.317	0.974708	1461.140	1733.826	129.849	1.339496	0.489220
0.01597948	968.176	1.022383	1642.010	1890.119	101.580	1.644943	0.439037

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 145.466577703609 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 183.515603187079 cm³/mol

Cricondeterma = 855.654904690877 K

Tabla C.51. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ y comparación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presion (bar)	Vr	Vr	Y
122.584868	1.082377043	1.2335	2.265924324
147.101842	0.999525767	1.1241	-----
171.618816	0.992759697	1.0545	-----
201.039184	0.985396459	1	-----
245.169737	0.975622587	0.9904	-----
294.203684	0.966194026	0.9811	-----
343.237632	0.957956134	0.9723	-----

Tabla C.52. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
202.052422	1.531604362	1.531604362	-----	1.5254	1.5254	0.6841
148.11508	1.553490375	1.553490375	-----	1.4277	1.7118	0.7068
99.0811322	1.448761765	1.898402833	0.71768436	1.3599	2.1525	0.7221
74.5641586	1.398044808	1.685410443	0.72872797	1.3211	2.535	0.7311
50.0471849	1.347243127	1.774022987	0.74009573	1.2847	4.6341	0.7391
25.5302112	1.288881001	2.212892094	0.75294837	1.2399	6.8747	0.7516
1.01323749	1.055569868	65.3735329	0.79493358	1.0868	-----	0.8301

Tabla C.53. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseud}} = 0$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
202.052422	764.8491104	713.614418
148.11508	764.8491104	517.9867028
99.0811322	557.3894097	364.0225251
74.5641586	459.524236	283.1660642
50.0471849	364.3273981	205.4540212
25.5302112	262.4237793	122.5199984
1.01323749	0	0

Con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.1899997$ se tiene lo siguiente:

Datos de la envolvente P-T:

Presión de saturación calculada a temperatura de yacimiento = 200.452730403583 bar

Volumen de saturación a temperatura de yacimiento = 181.278347950675 cm³/mol

Cricondeterma = 856.634656553676 K

Tabla C.54. Resultados de la simulación del experimento CCE para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.1899997$ y comprobación con datos experimentales.

	Cálculos	Datos experimentales	
Presión (bar)	Vr	Vr	Y
122.584868	1.179358761	1.2335	3.54159414
147.101842	1.093922113	1.1241	3.86149689
171.618816	1.040159023	1.0545	4.1836522
201.039184	0.999854727	1	-----
245.169737	0.989693259	0.9904	-----
294.203684	0.97991107	0.9811	-----
343.237632	0.971379478	0.9723	-----

Tabla C.55. Factores de formación de volumen para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.1899997$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	Valores teóricos			Valores experimentales		
	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens. Liq. . g/cm ³	FVF Bo (bbl/bbl)	FVF tot Bt (bbl/bbl)	Dens liq. . g/cm ³
202.052422	1.53605672	1.53605672	-----	1.5254	1.5254	0.6841
148.11508	1.4699313	1.67680018	0.71663969	1.4277	1.7118	0.7068
99.0811322	1.40634093	1.69747328	0.72911735	1.3599	2.1525	0.7221
74.5641586	1.37373215	1.56871472	0.73597276	1.3211	2.535	0.7311
50.0471849	1.33768646	1.65113902	0.74365378	1.2847	4.6341	0.7391
25.5302112	1.28987786	2.05346731	0.75354245	1.2399	6.8747	0.7516
1.01323749	1.05556987	65.5080024	0.79500574	1.0868	-----	0.8301

Tabla C.56. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0.1899997$ en el experimento DLE y comparación con datos experimentales.

Presión (bar)	GOR calculado scft/bbl	GOR experimental scft/bbl
202.052422	765.733786	713.614418
148.11508	619.003083	517.9867028
99.0811322	484.37272	364.0225251
74.5641586	417.797891	283.1660642
50.0471849	347.628684	205.4540212
25.5302112	263.023525	122.5199984
1.01323749	0	0

ANEXO D. Gráficas de la simulación de los siete pozos.

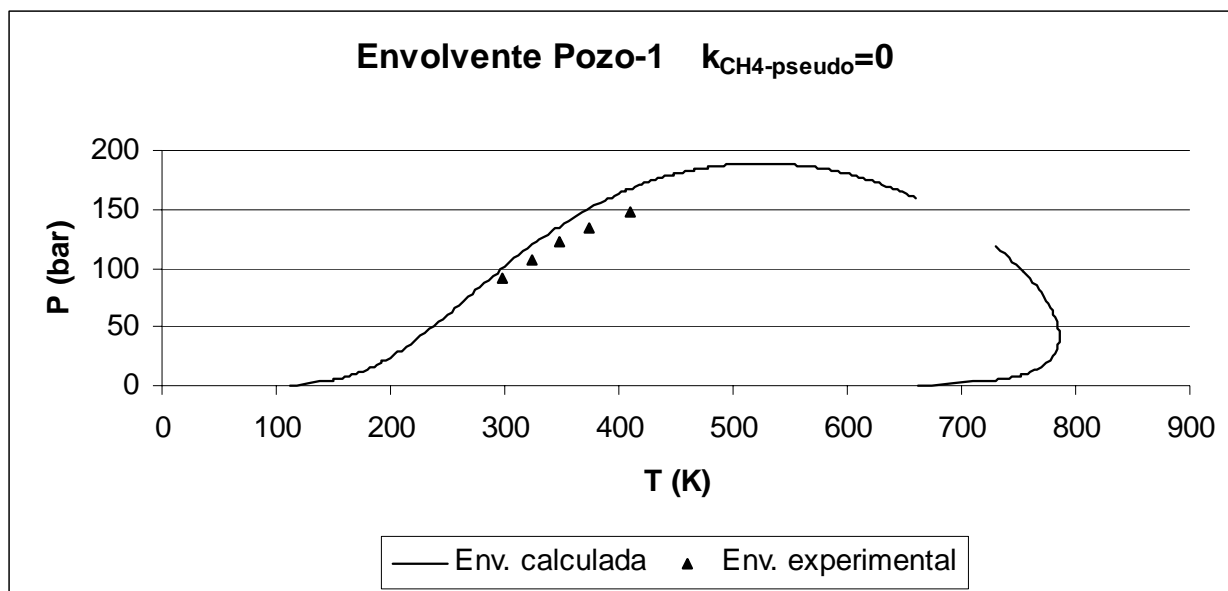


Figura D.1. Envoltente de fases del crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$

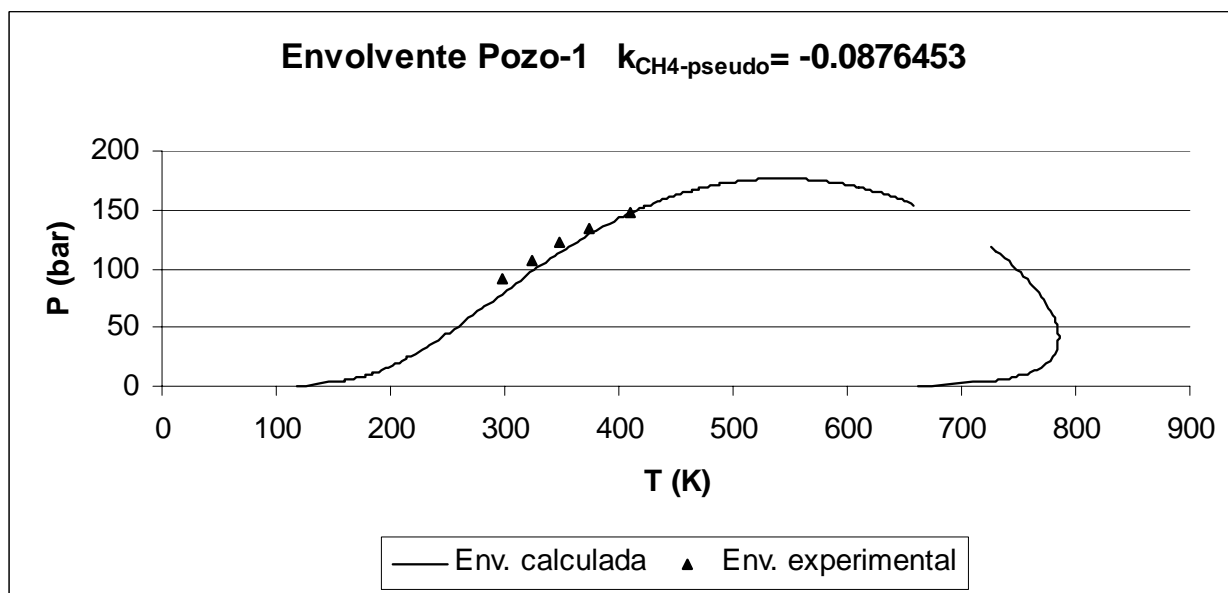


Figura D.2. Envoltente de fases del crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.0876453$.

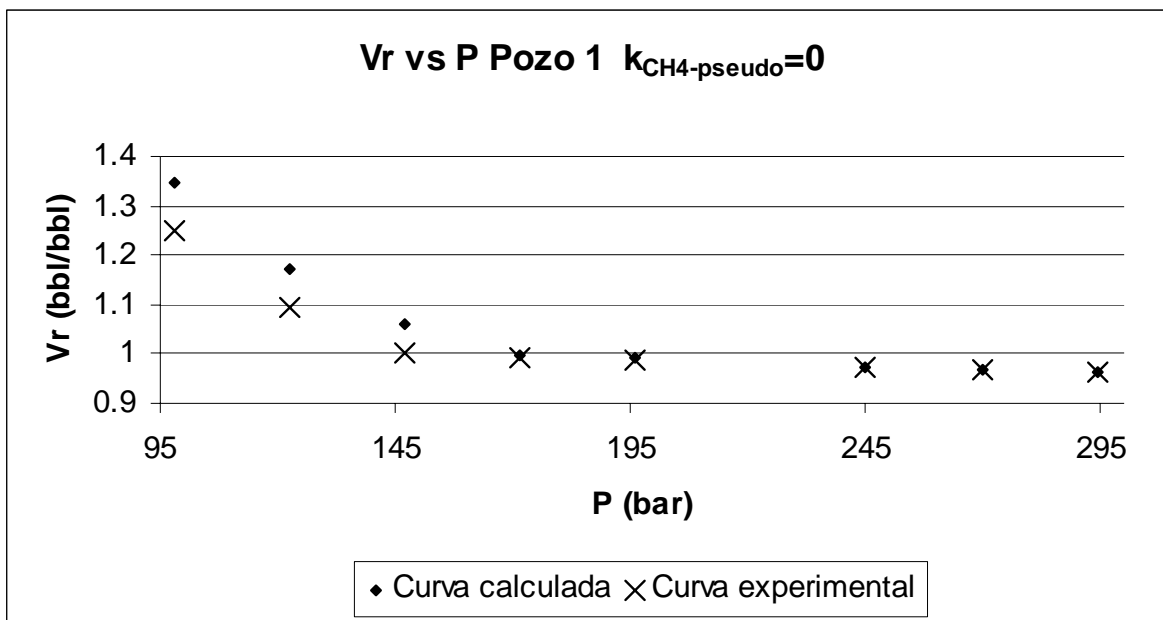


Figura D.3. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

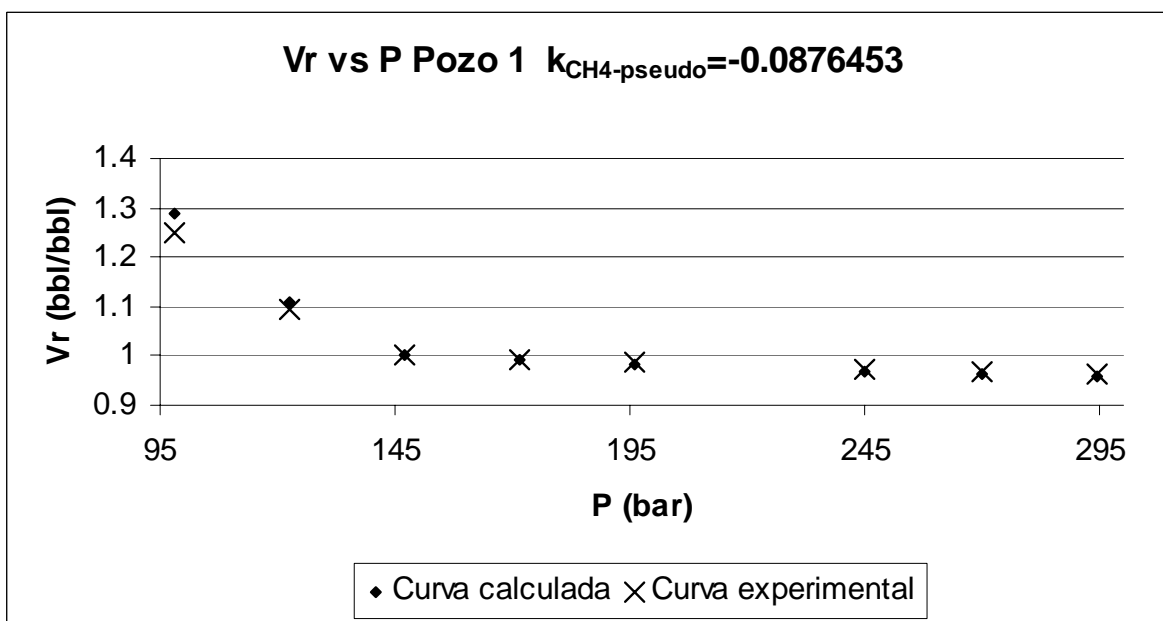


Figura D.4. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.0876453$.

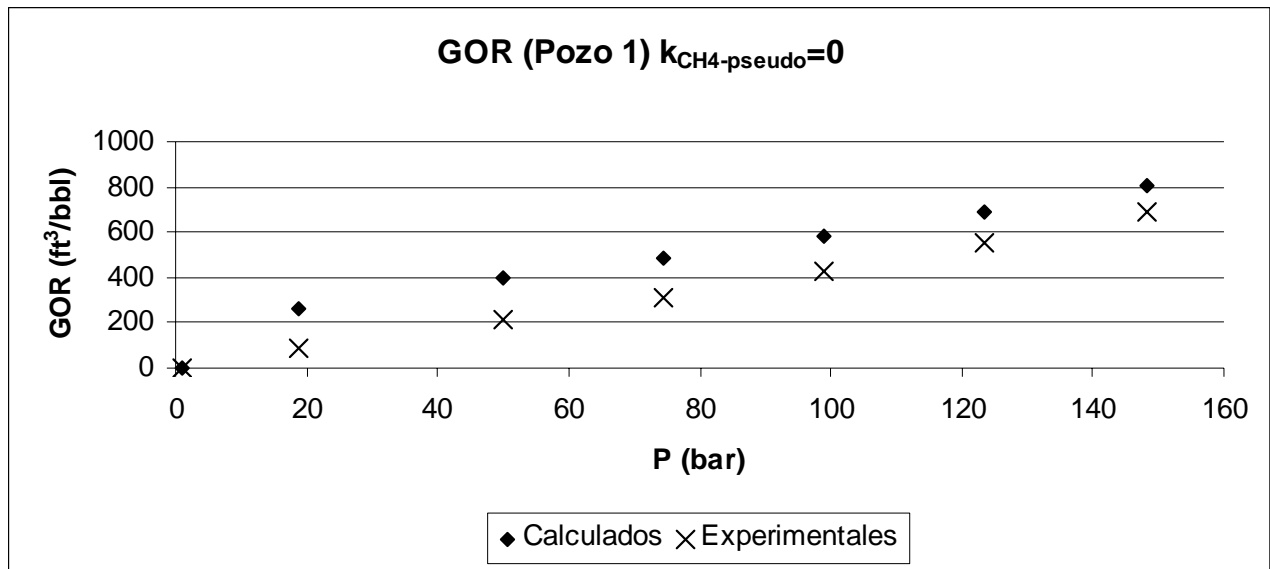


Figura D.5. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

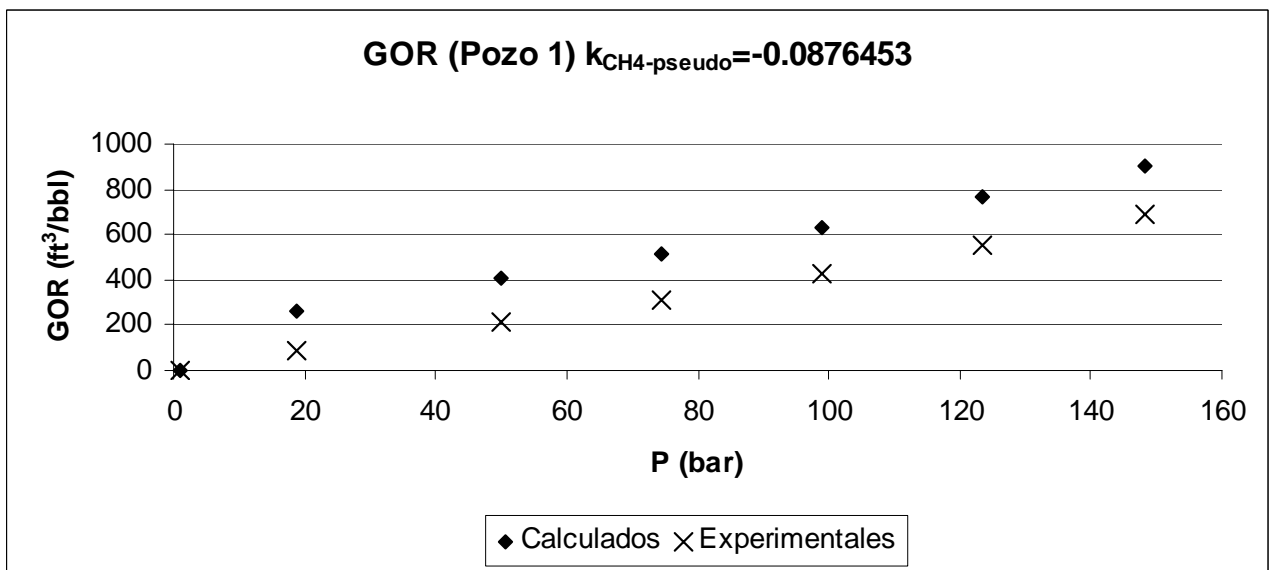


Figura D.6. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$.

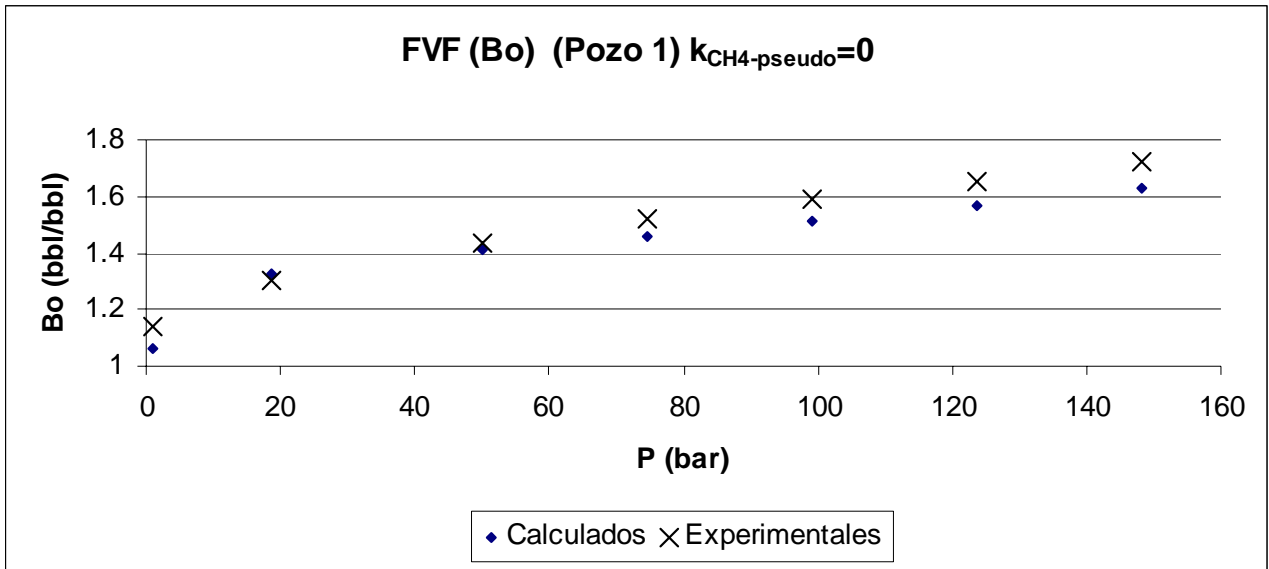


Figura D.7. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

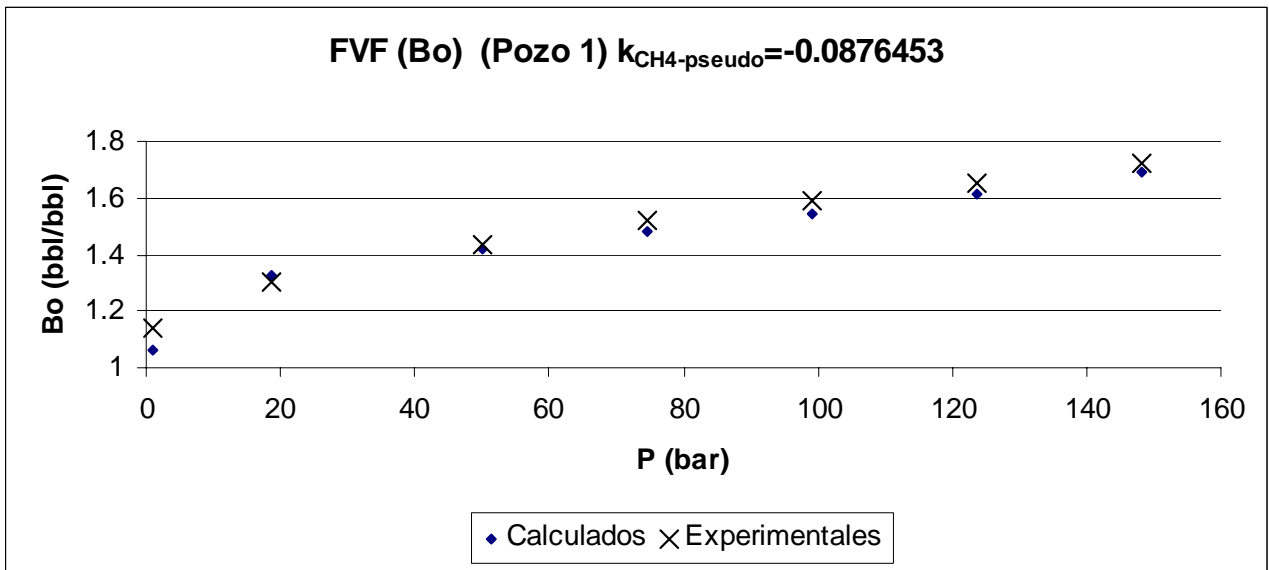


Figura D.8. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.0876453$.

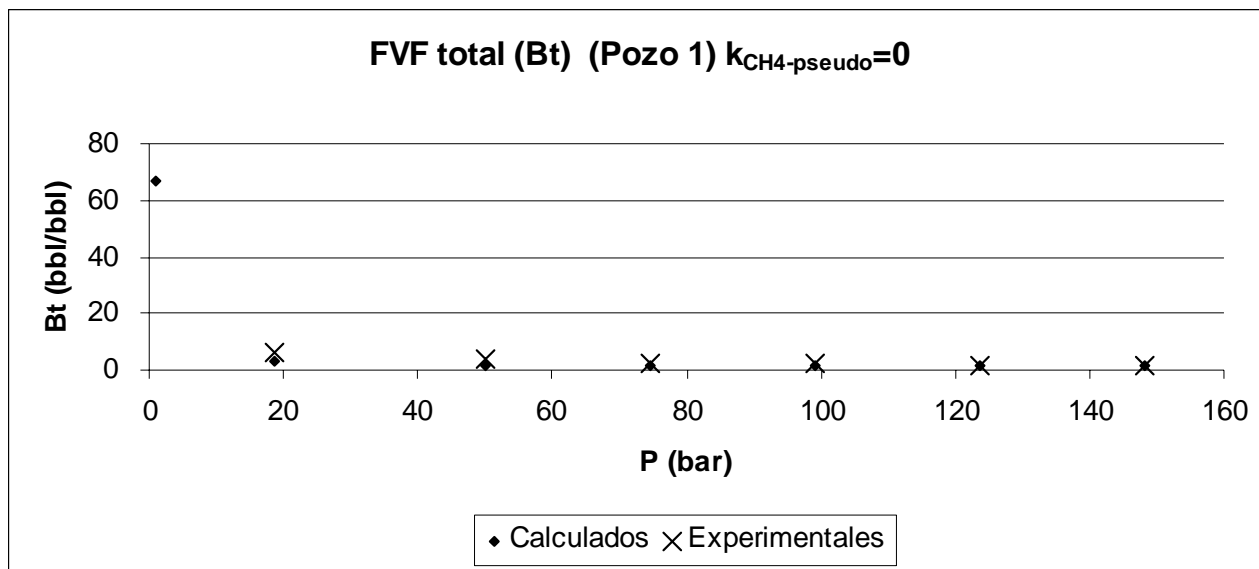


Figura D.9. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

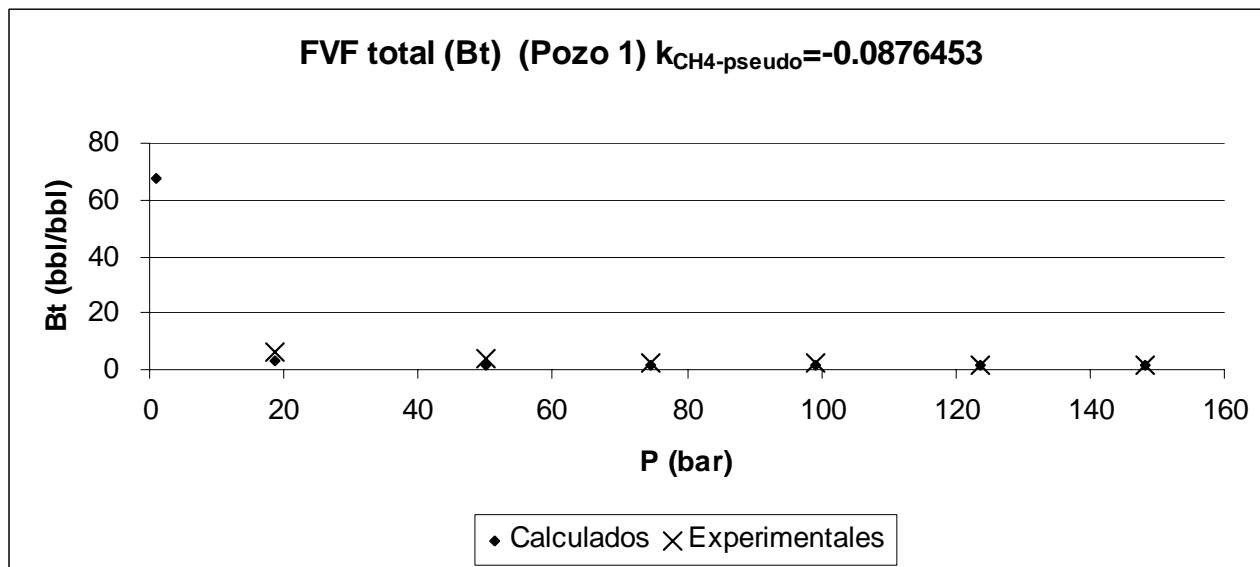


Figura D.10. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.0876453$.

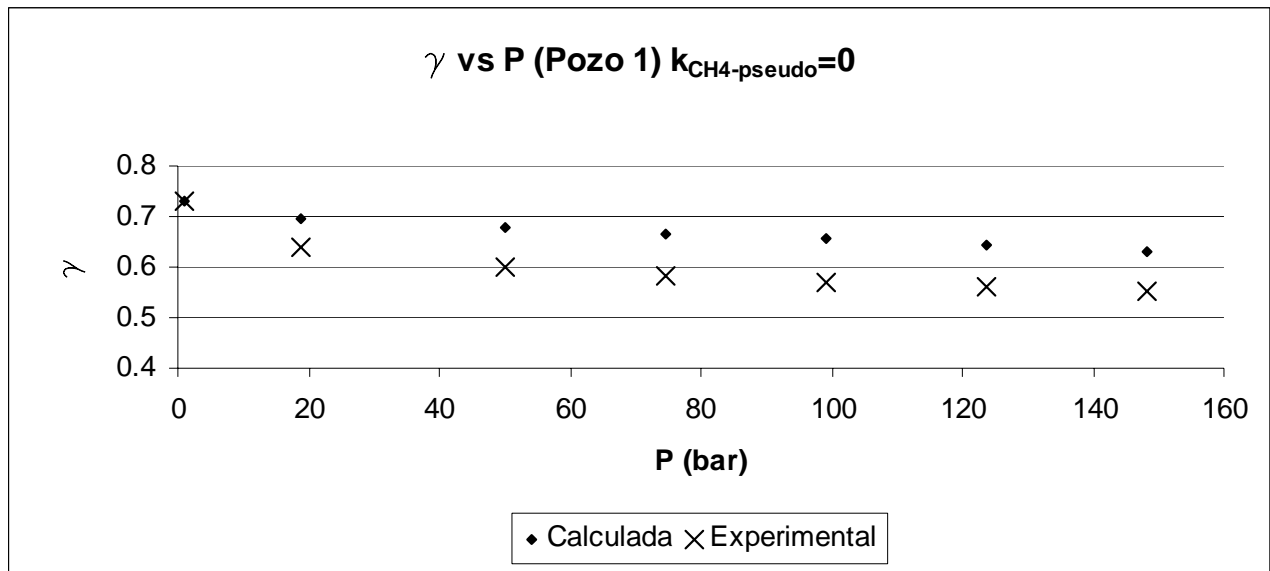


Figura D.11. Densidad relativa del crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0$.

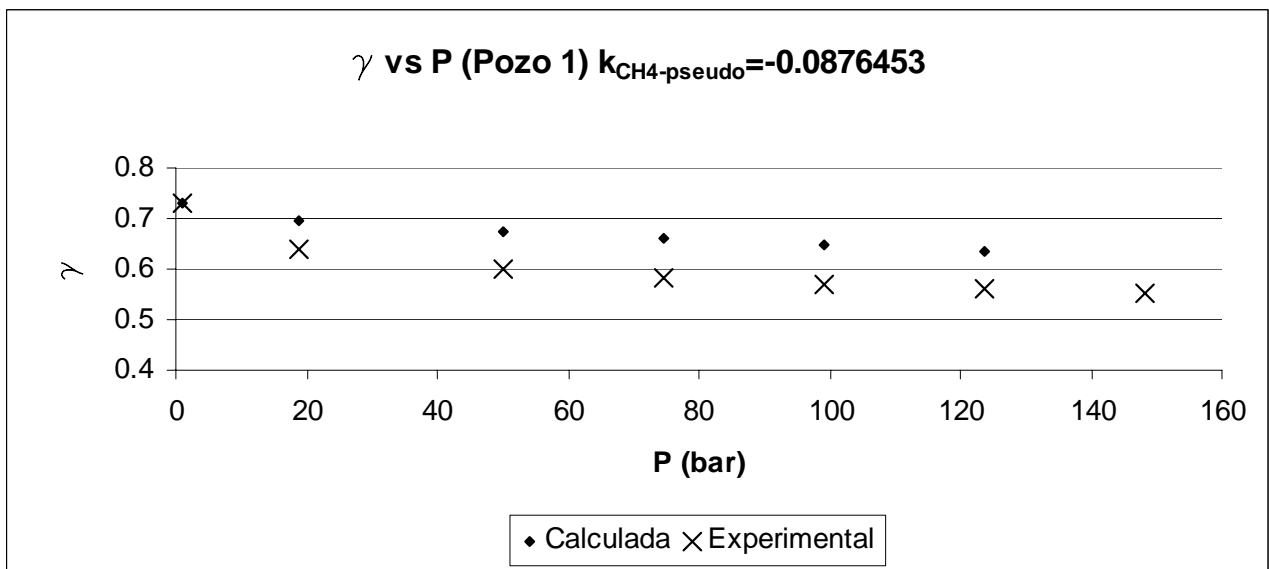


Figura D.12. Densidad relativa del crudo del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = -0.0876453$

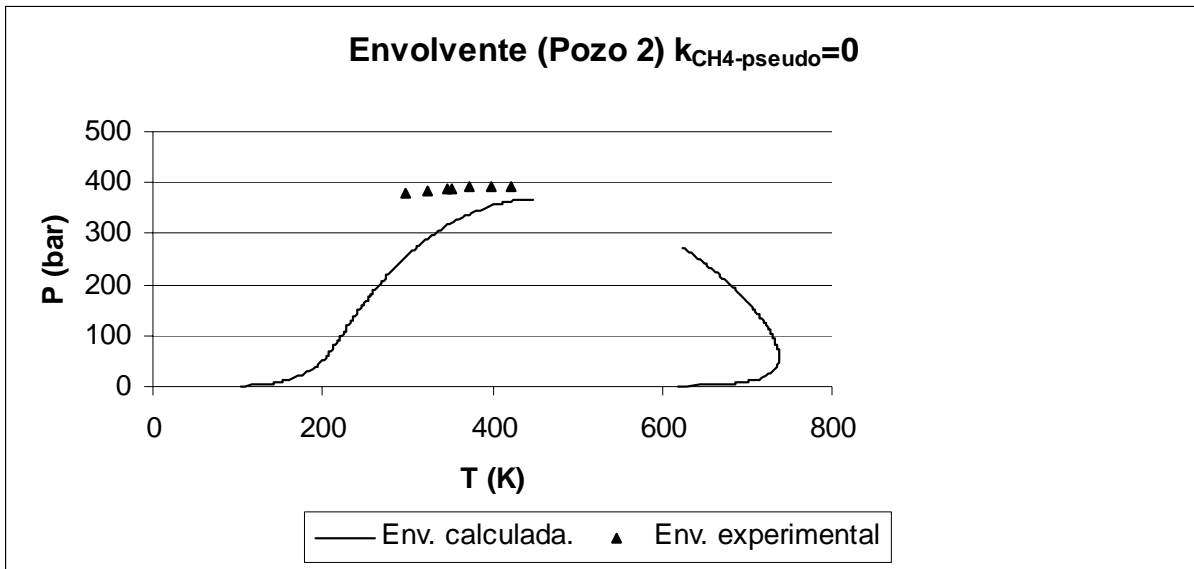


Figura D.13. Envoltura de fases del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$

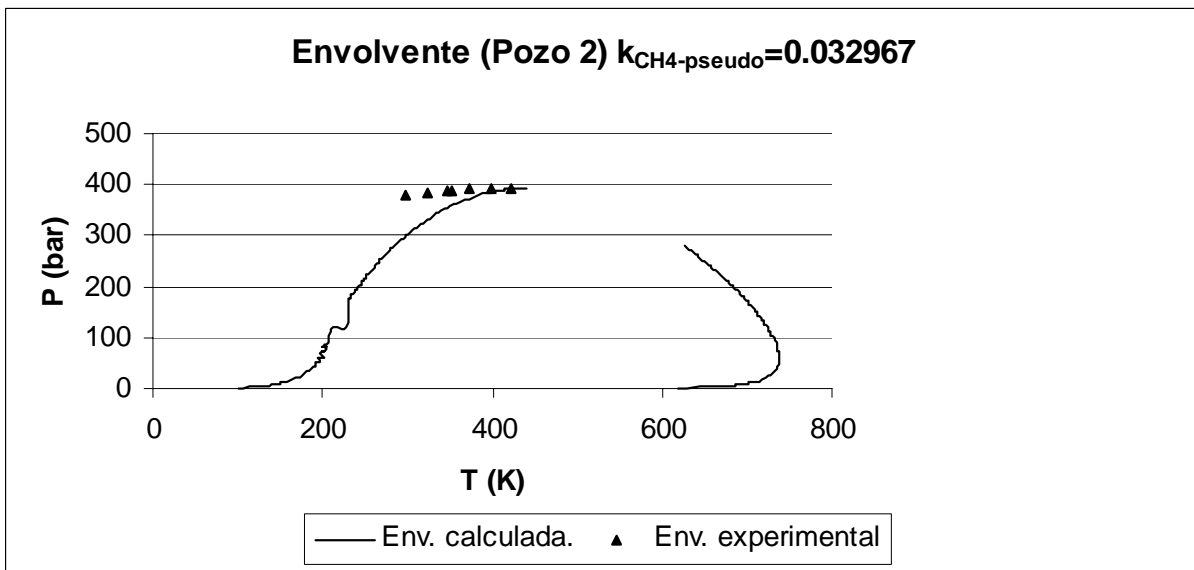


Figura D.14. Envoltura de fases del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$.

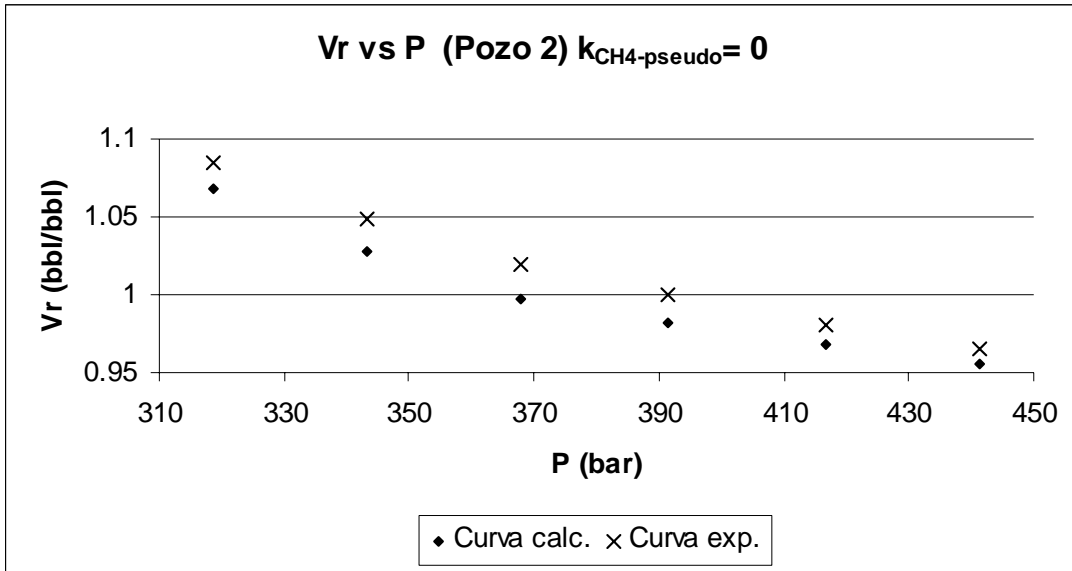


Figura D.15. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

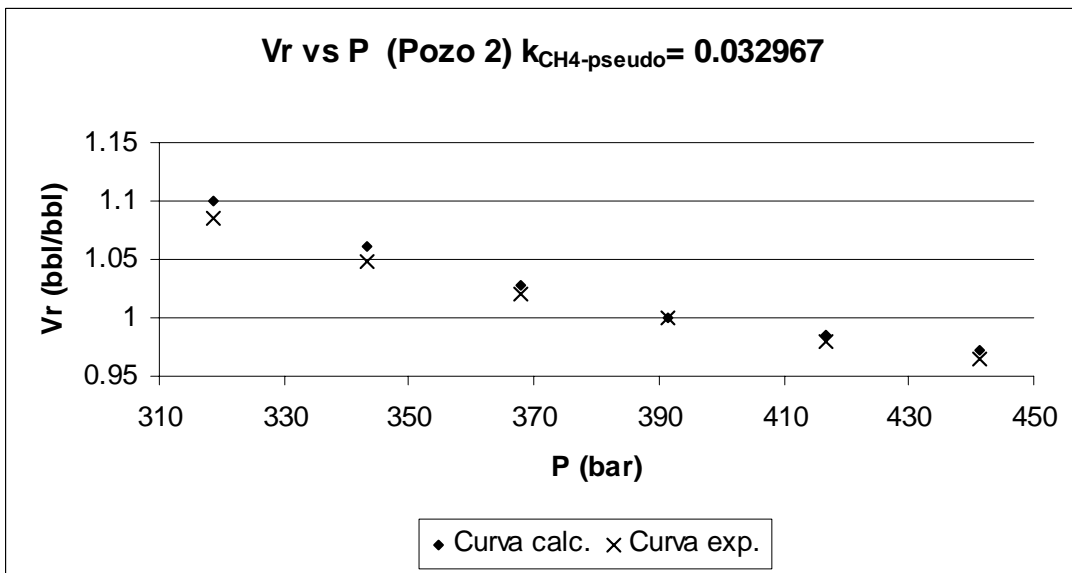


Figura D.16. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 1, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

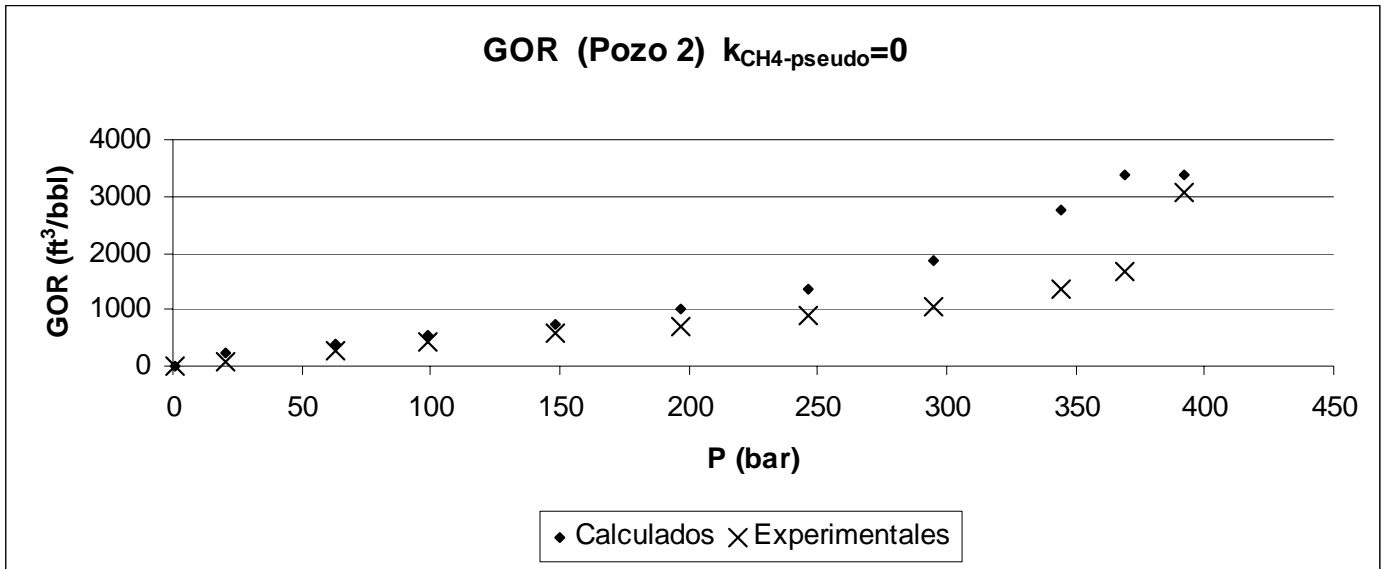


Figura D.17. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

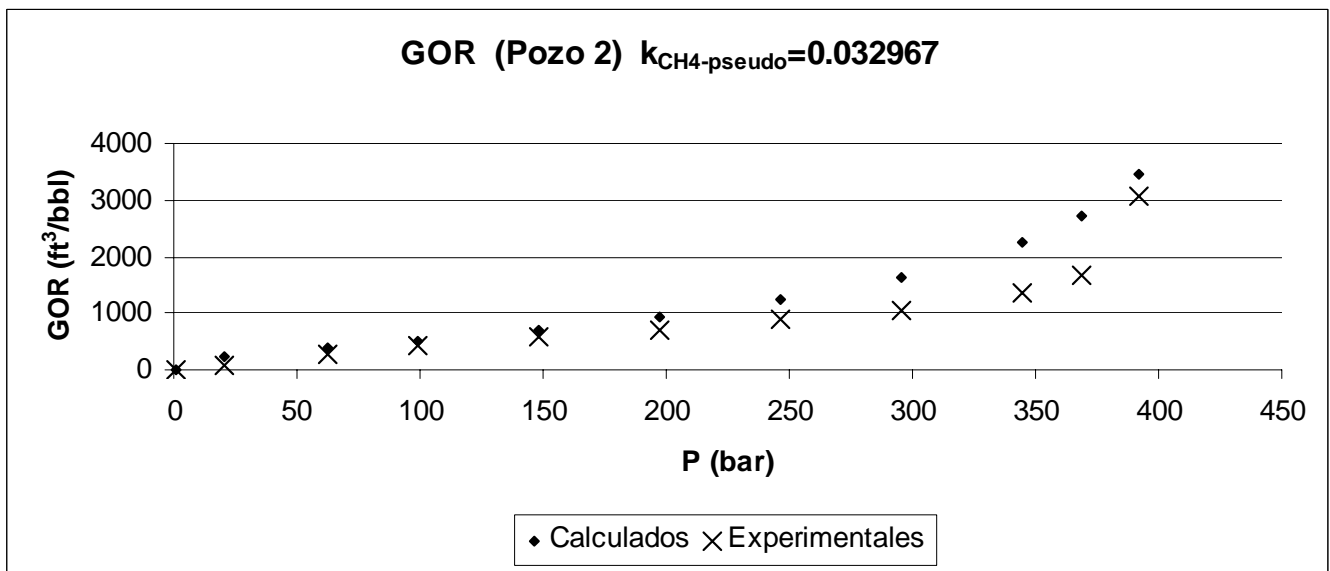


Figura D.18. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

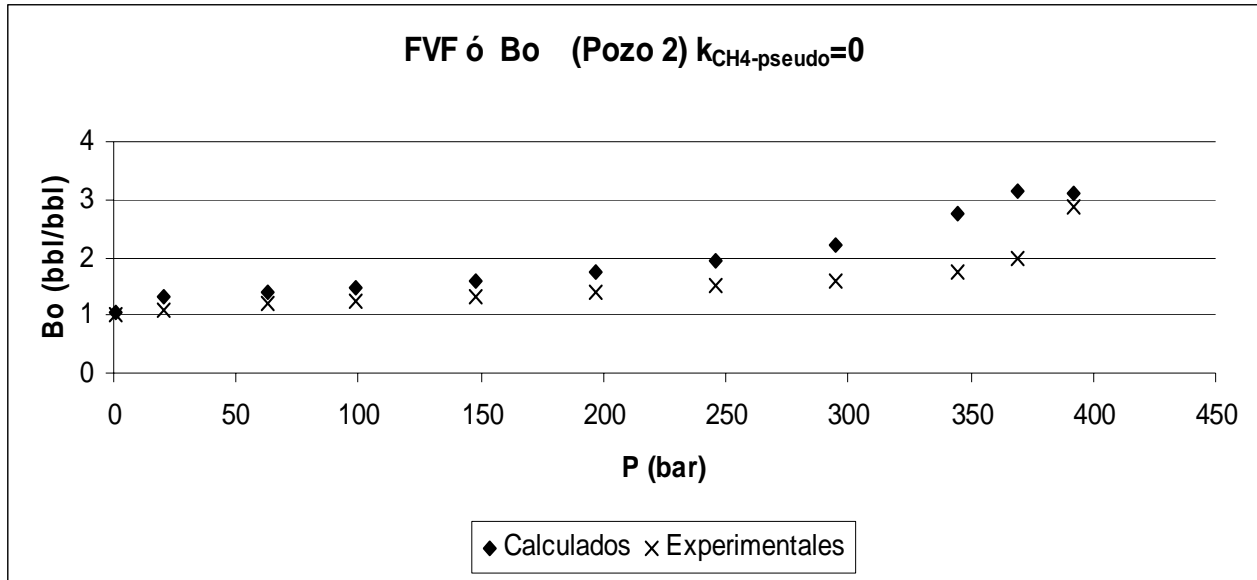


Figura D.19. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

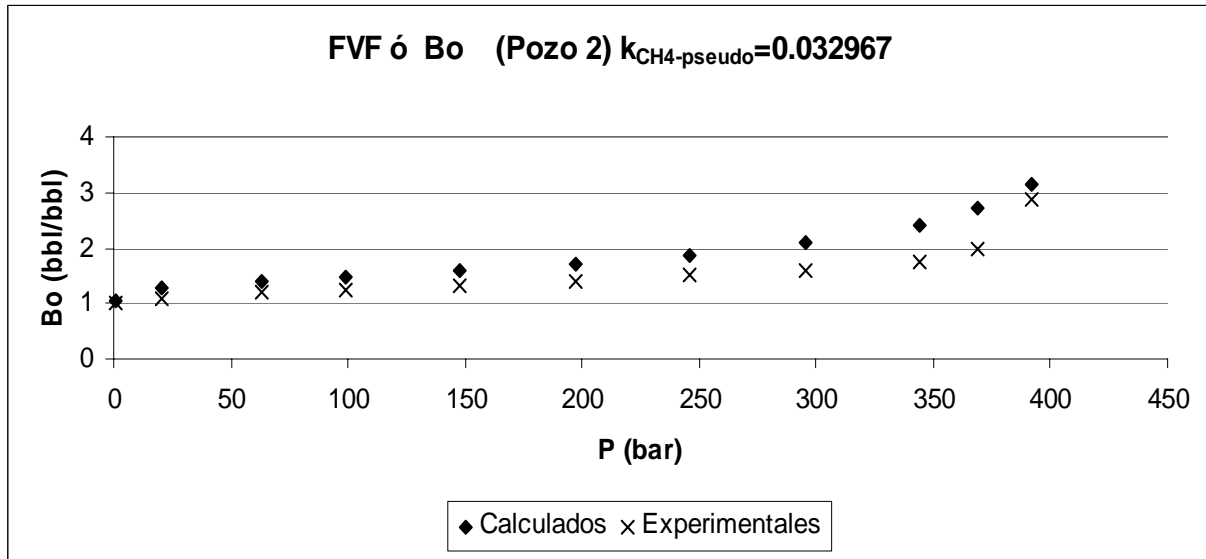


Figura D.20. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

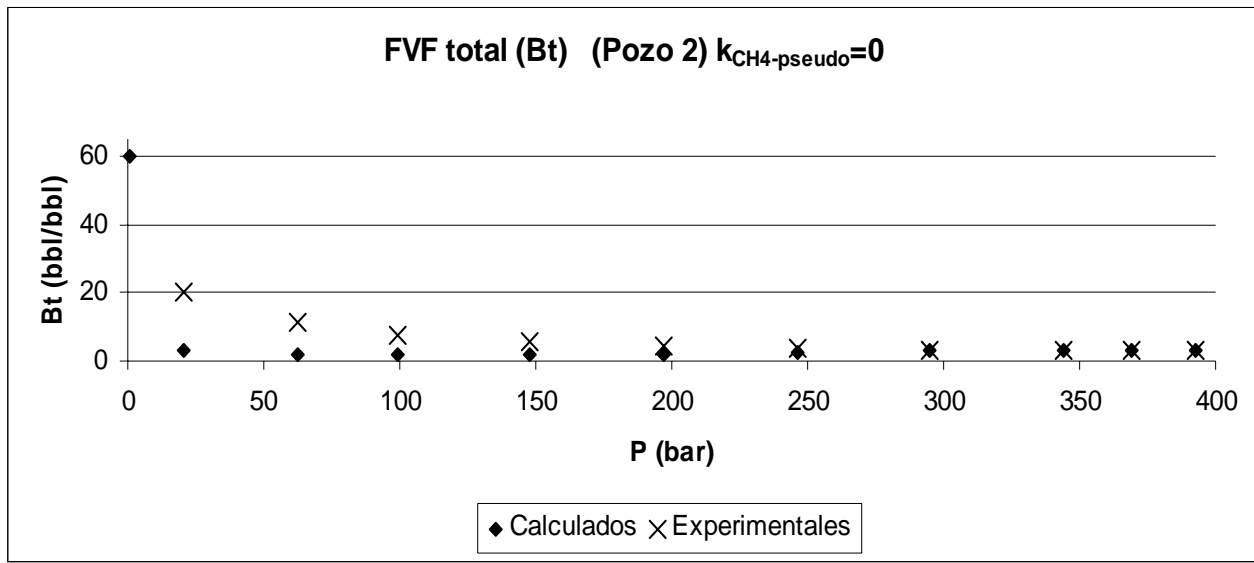


Figura D.21. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

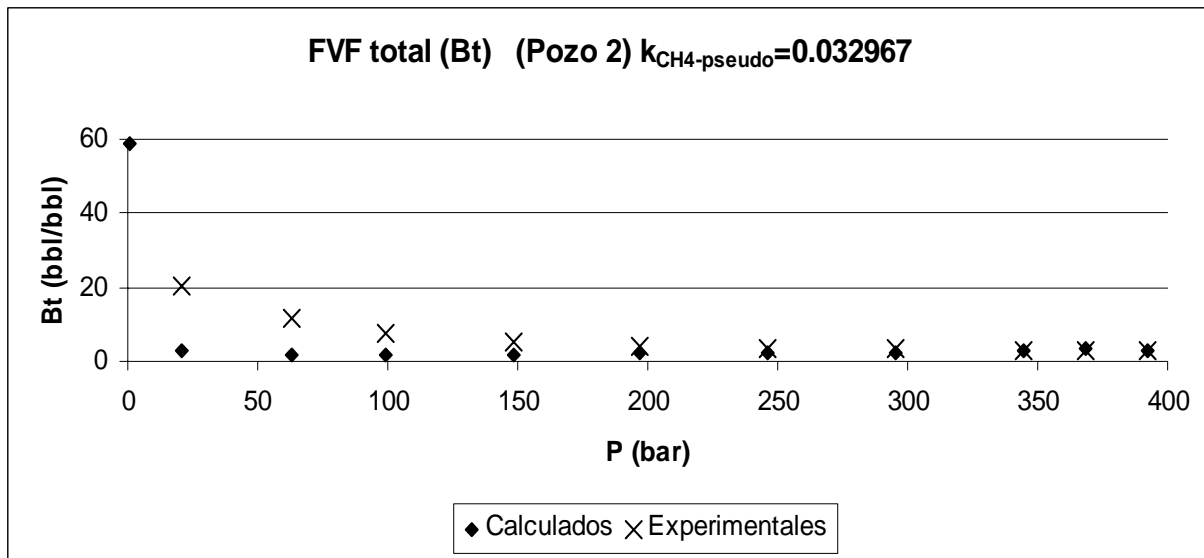


Figura D.22. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.032967$.

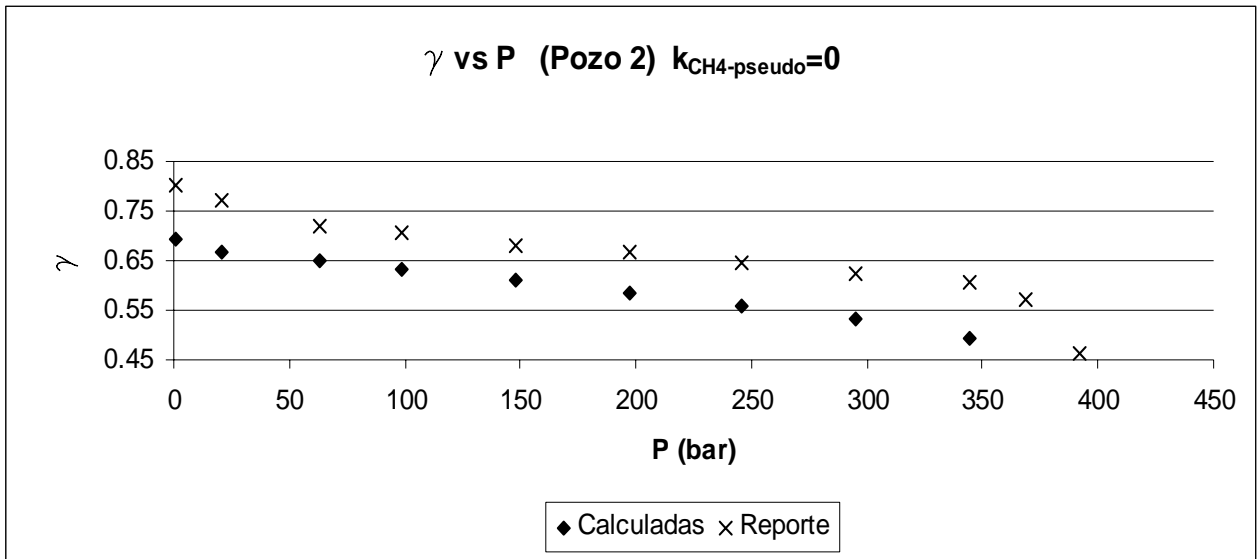


Figura D.23. Densidad relativa del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

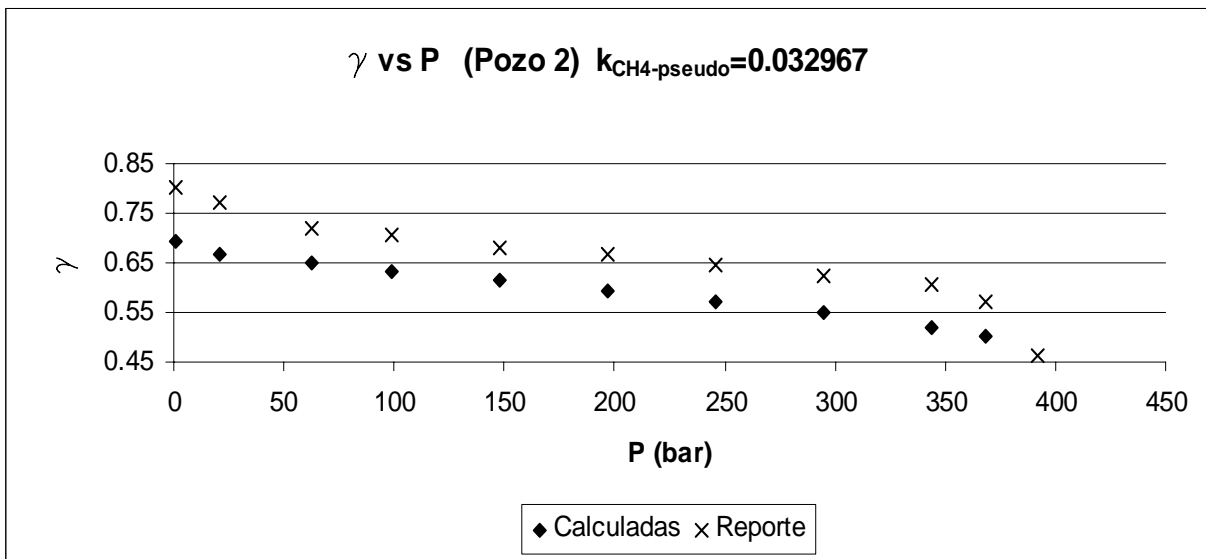


Figura D.24. Densidad relativa del crudo del Pozo 2, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.032967$.

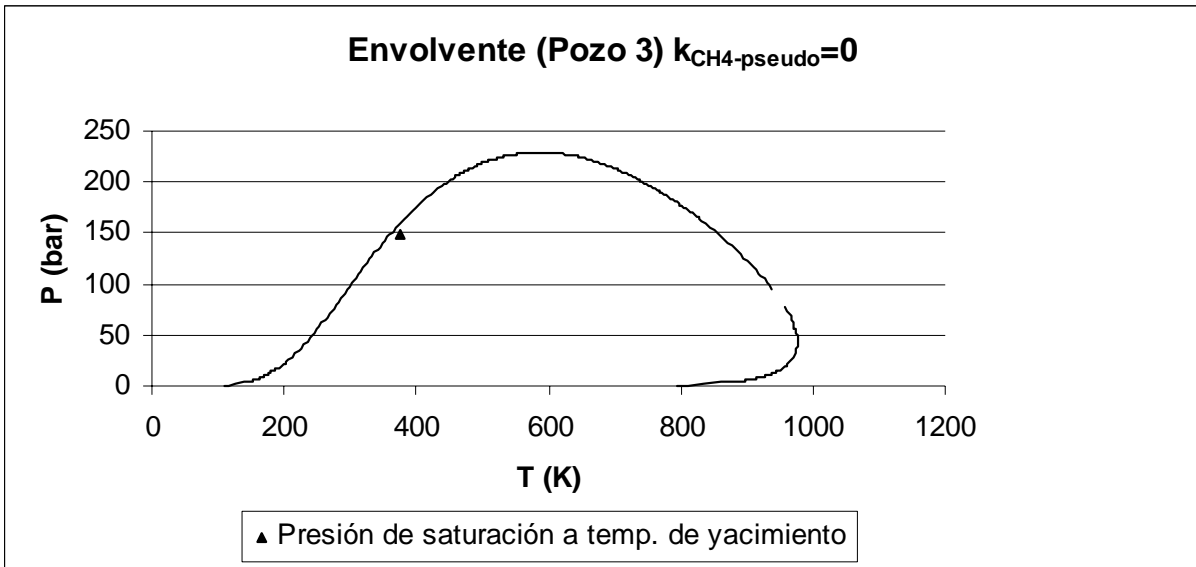


Figura D.25. Envlovente de fases del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0$

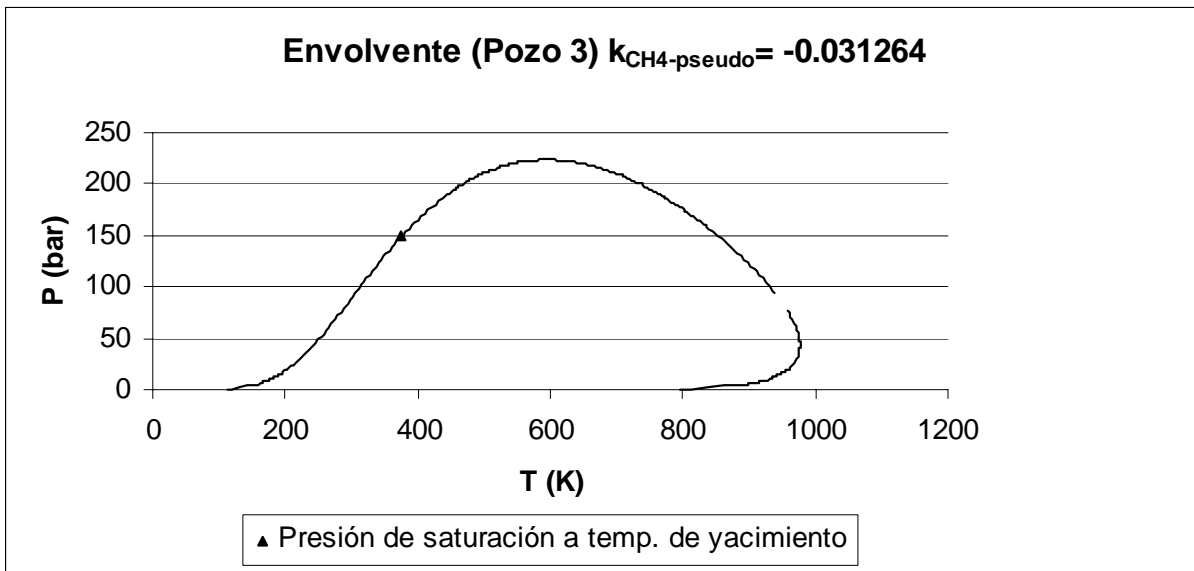


Figura D.26. Envlovente de fases del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = -0.031264$.

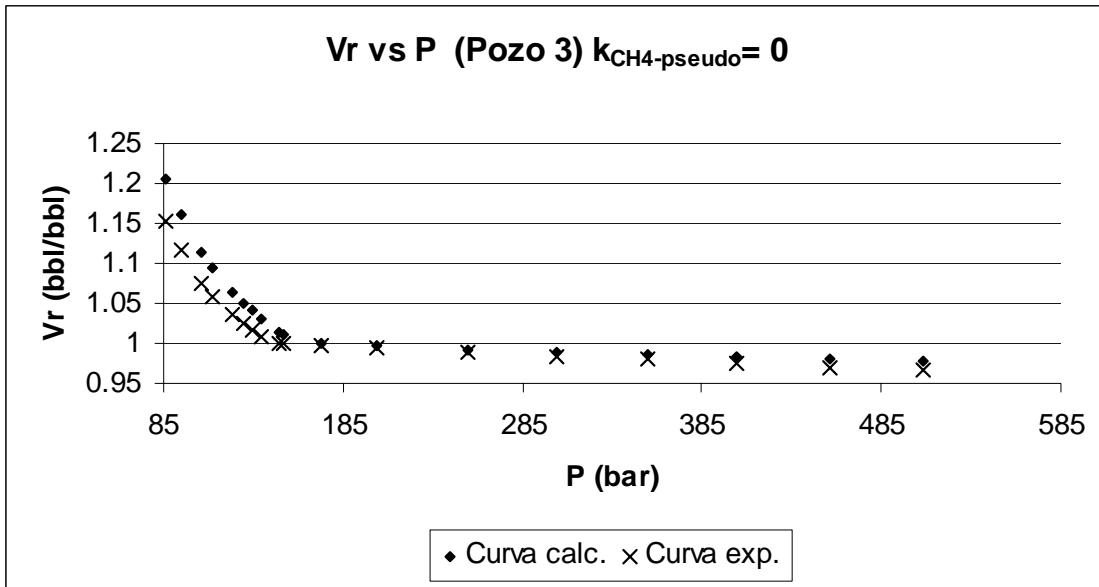


Figura D.27. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

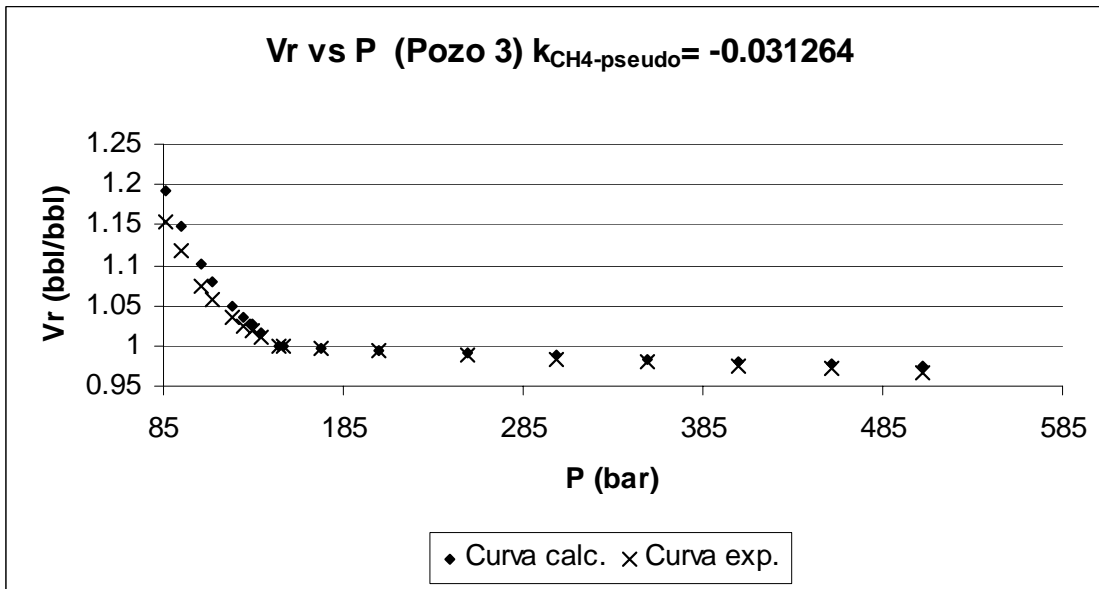


Figura D.28. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.031264$.

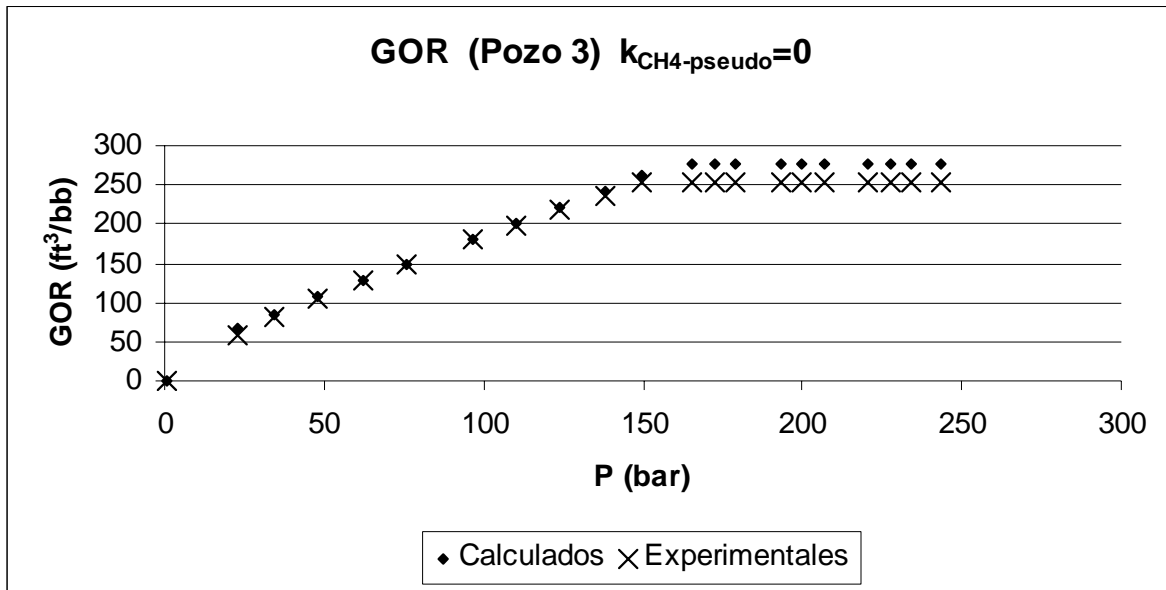


Figura D.29. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

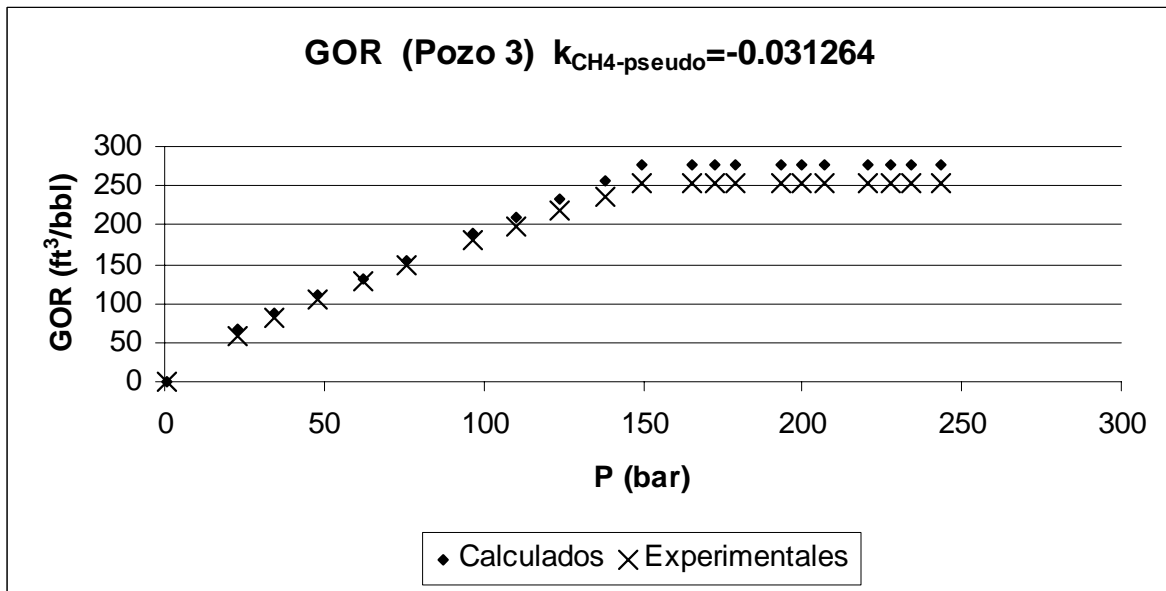


Figura D.30. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

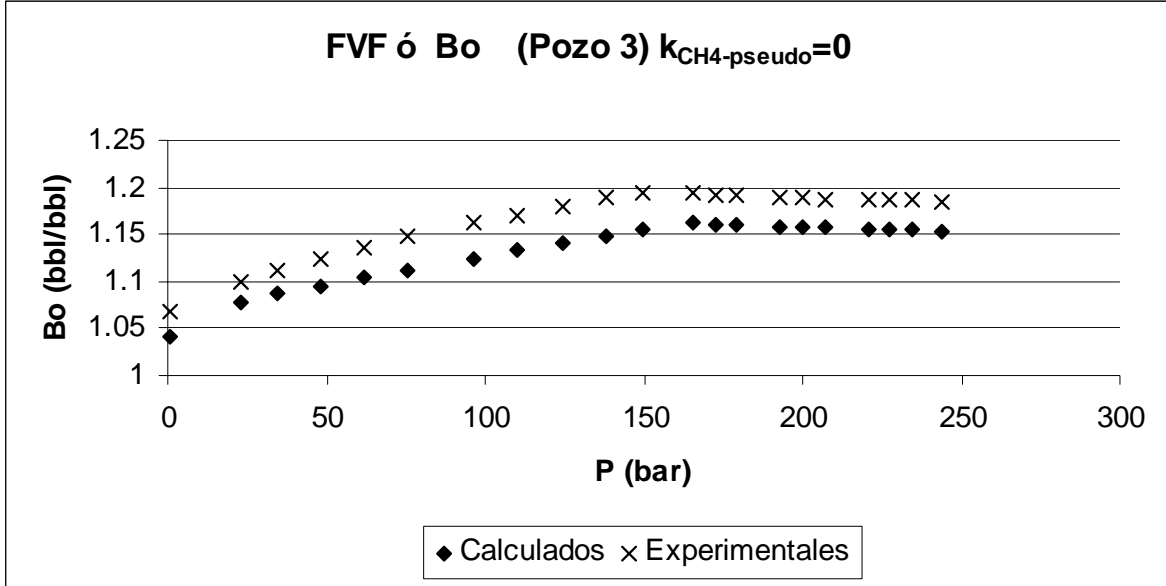


Figura D.31. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = 0$.

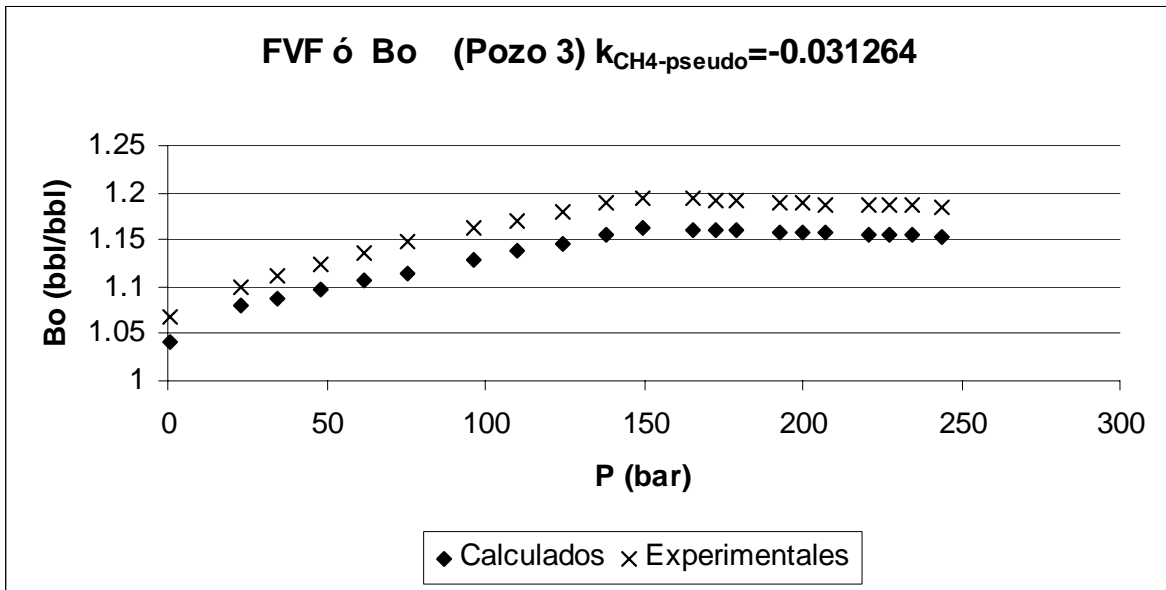


Figura D.32. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH4-pseudo} = -0.031264$.

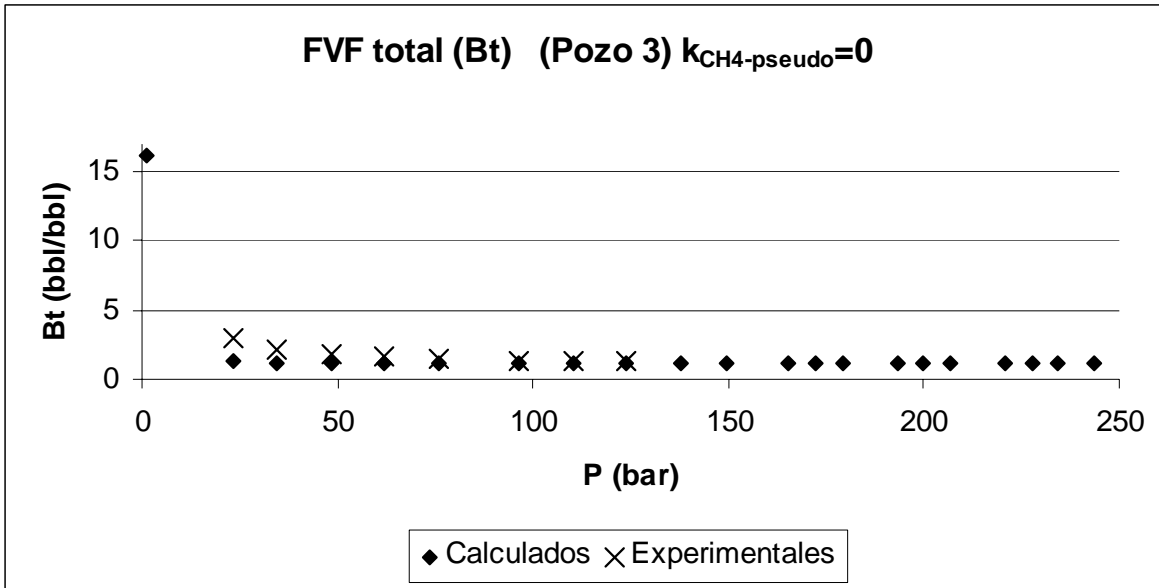


Figura D.33. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

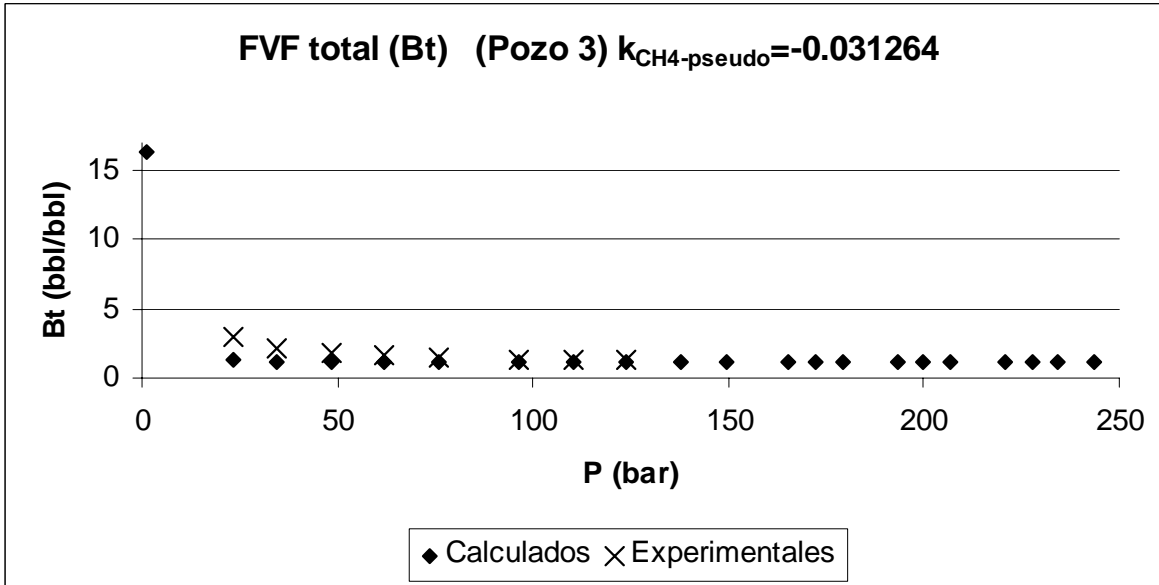


Figura D.34. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

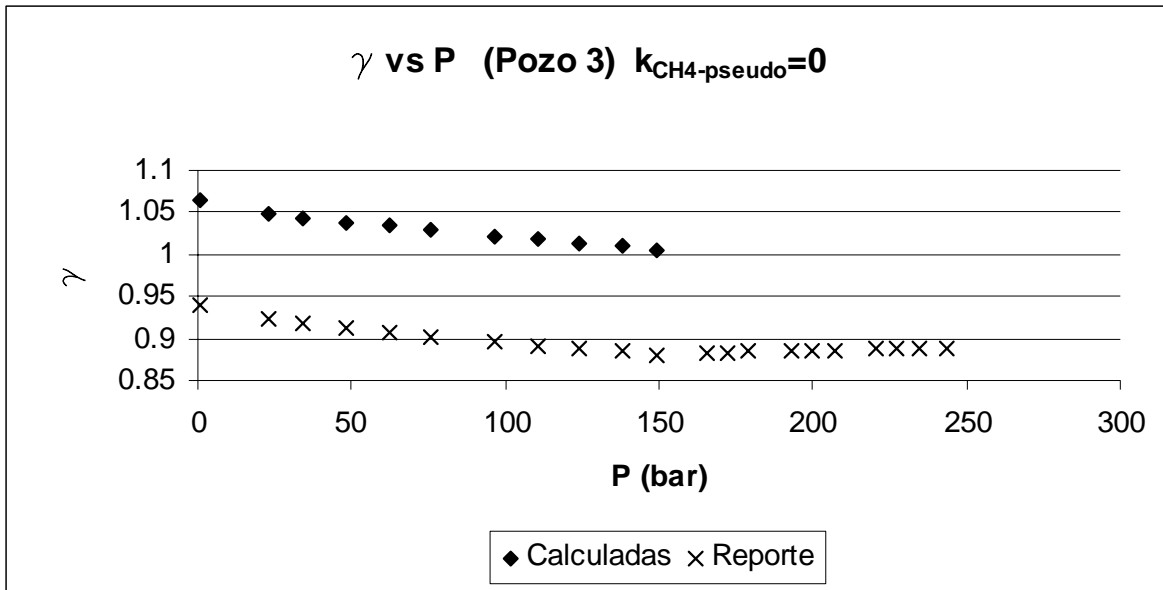


Figura D.35. Densidad relativa del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

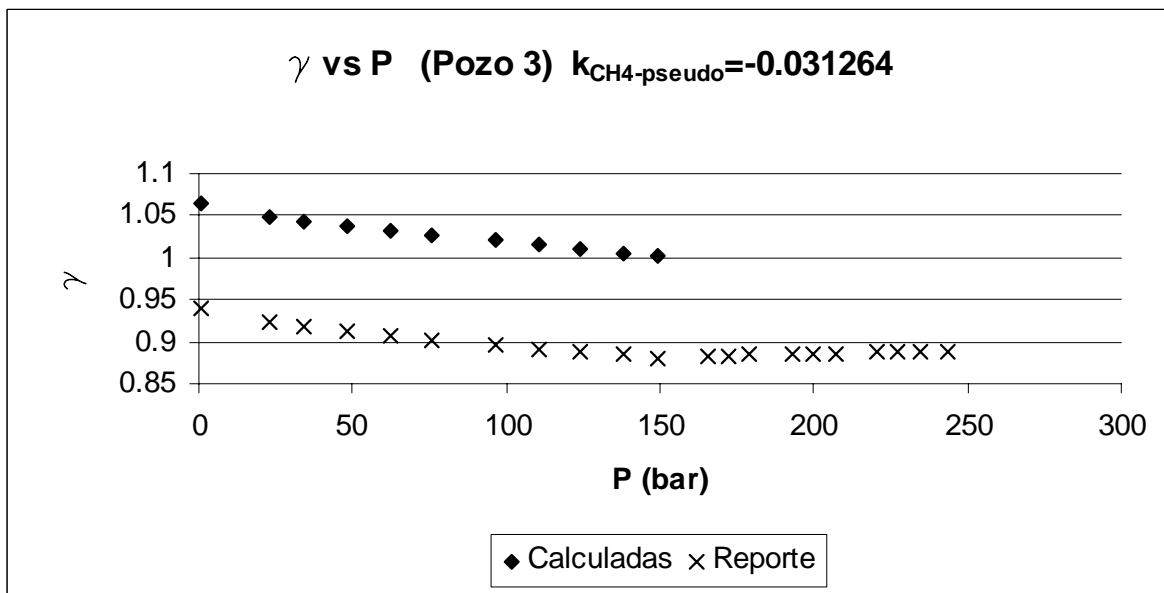


Figura D.36. Densidad relativa del crudo del Pozo 3, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.031264$.

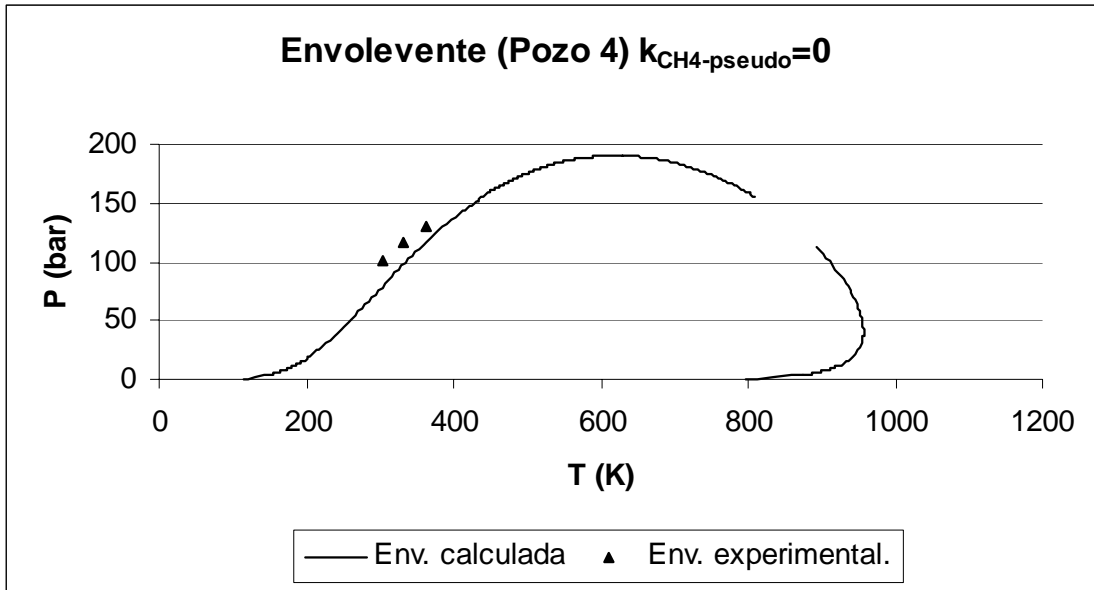


Figura D.37. Envolevente de fases del crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0$

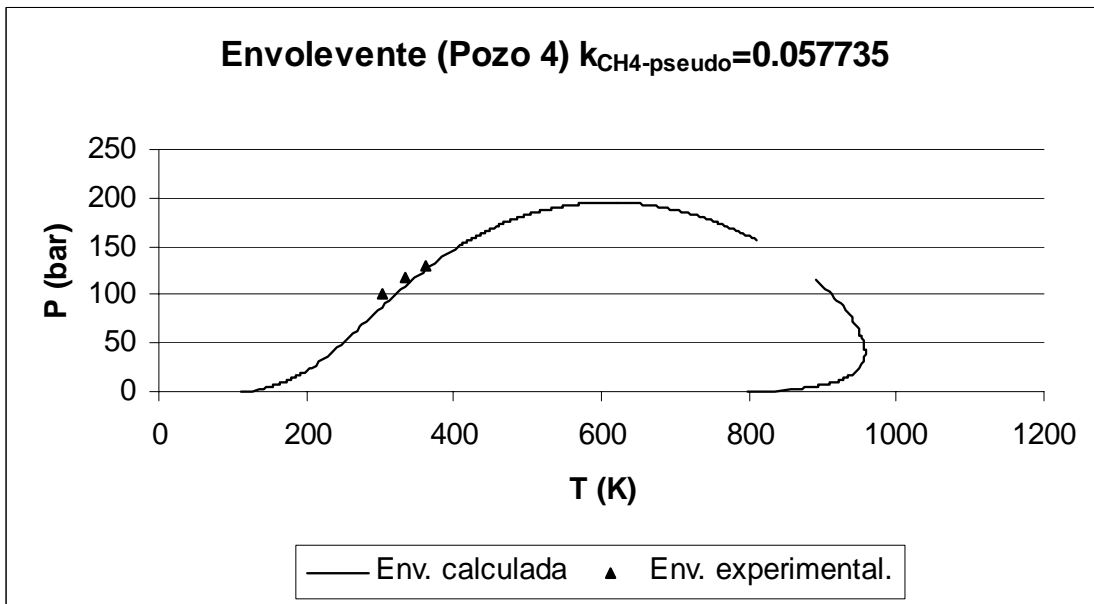


Figura D.38. Envolevente de fases del crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0.057735$.

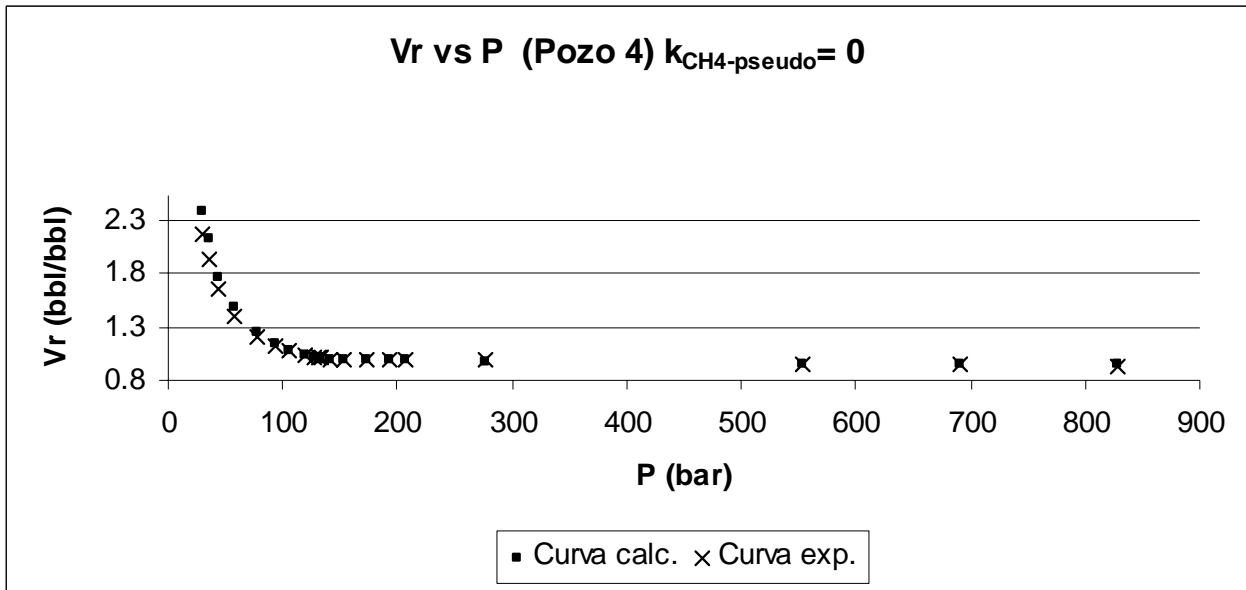


Figura D.39. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

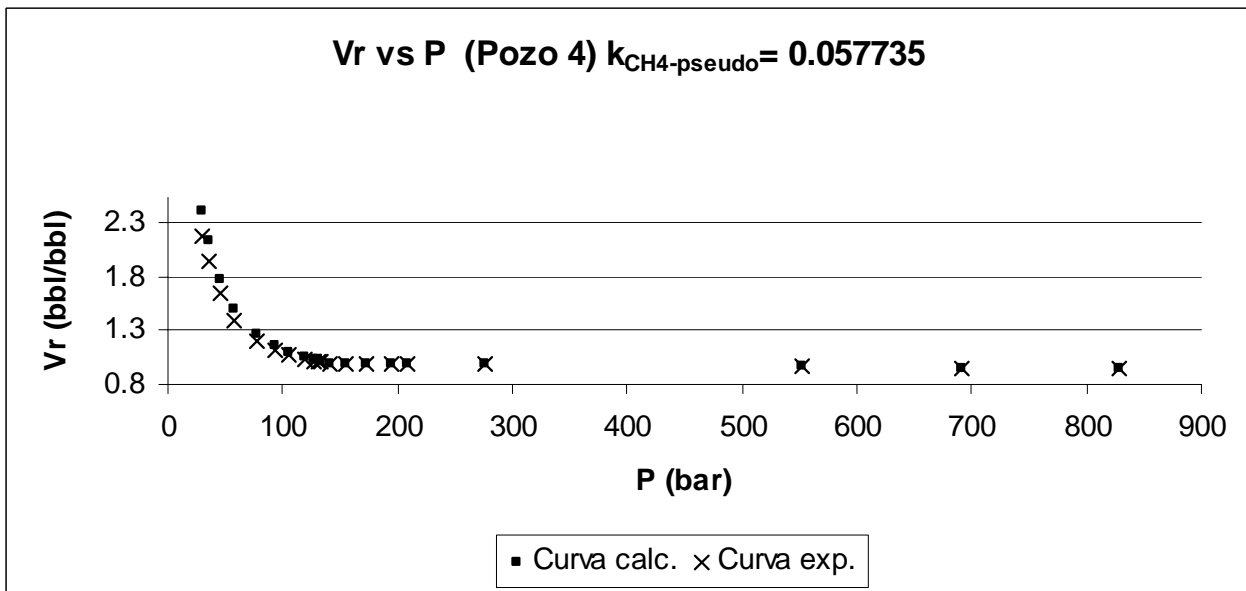


Figura D.40. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.057735$.

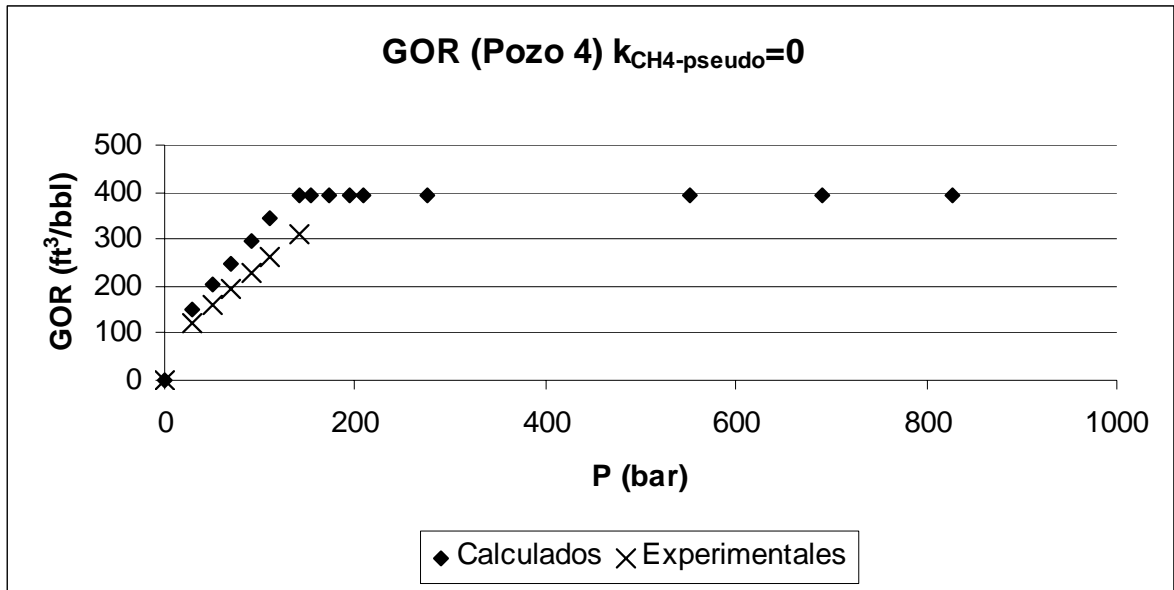


Figura D.41. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

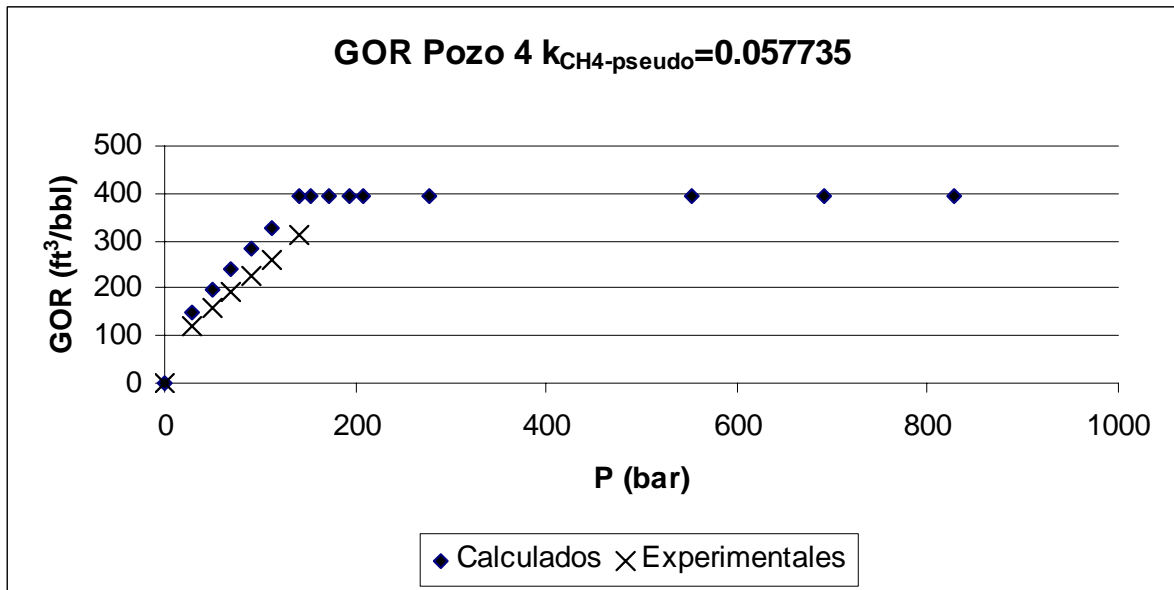


Figura D.42. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.057735$.

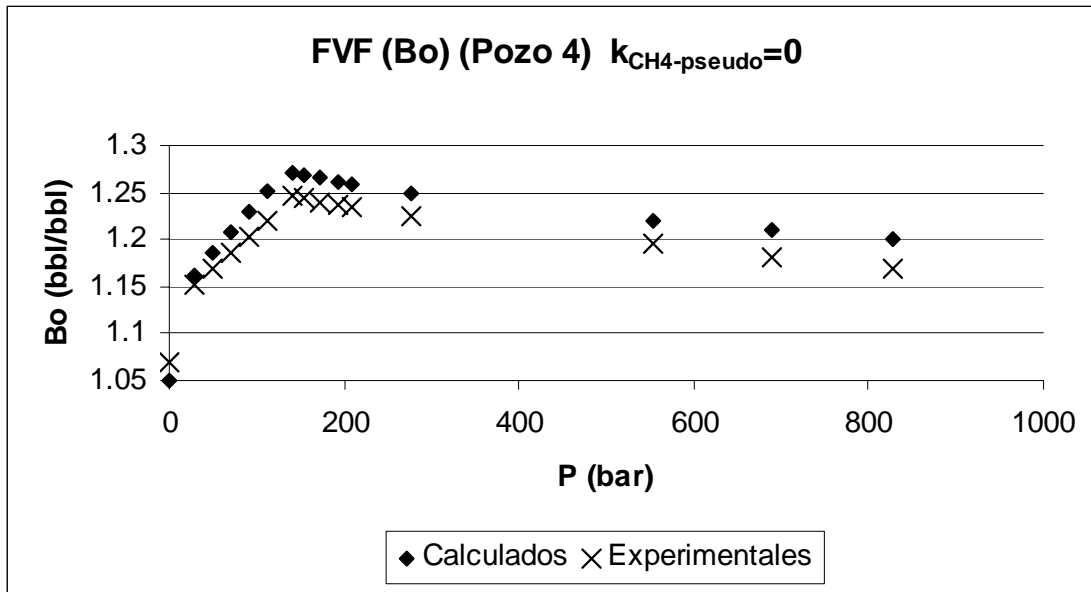


Figura D.43. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

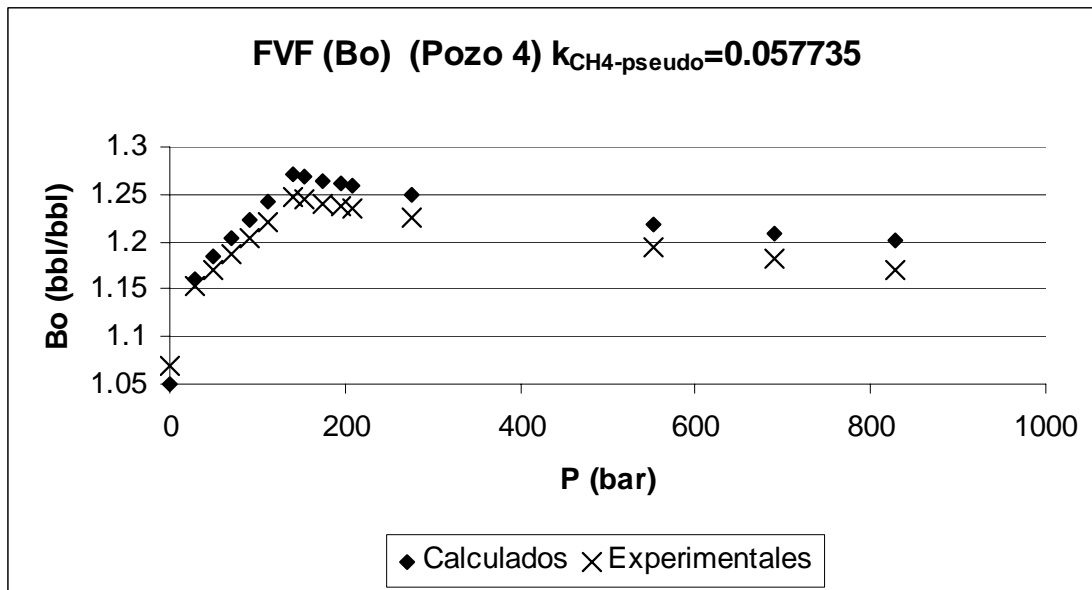


Figura D.44. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.057735$.

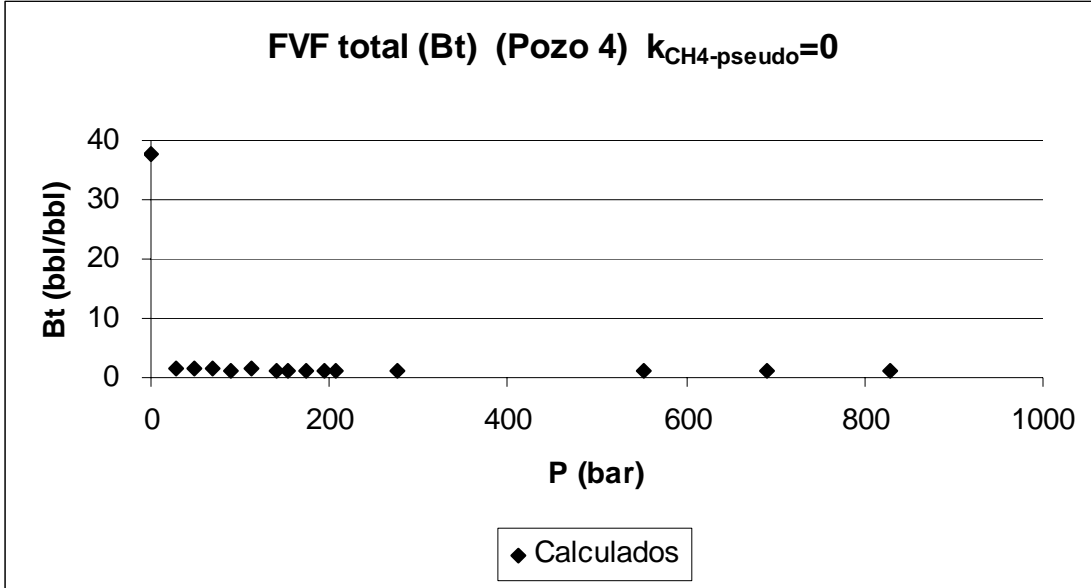


Figura D.45. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$ (No hay datos experimentales).

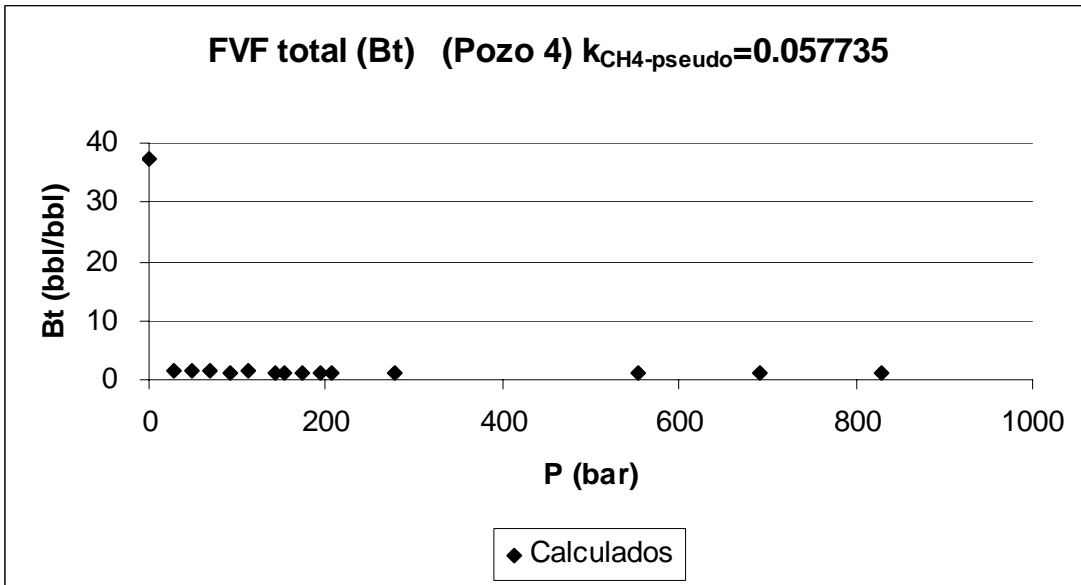


Figura D.46. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.057735$ (No hay datos experimentales).

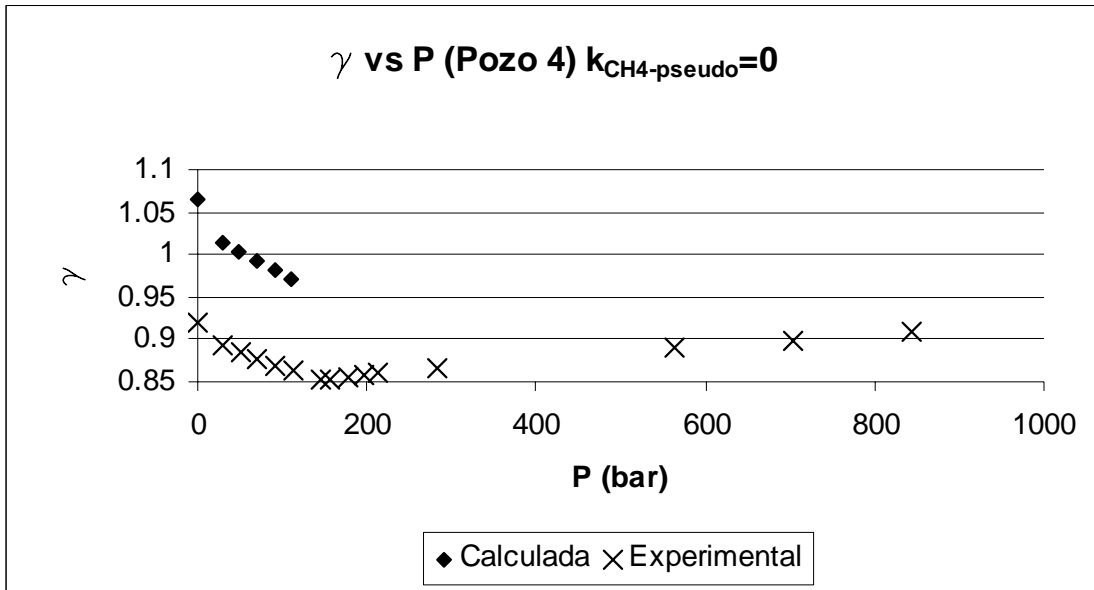


Figura D.47. Densidad relativa del crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

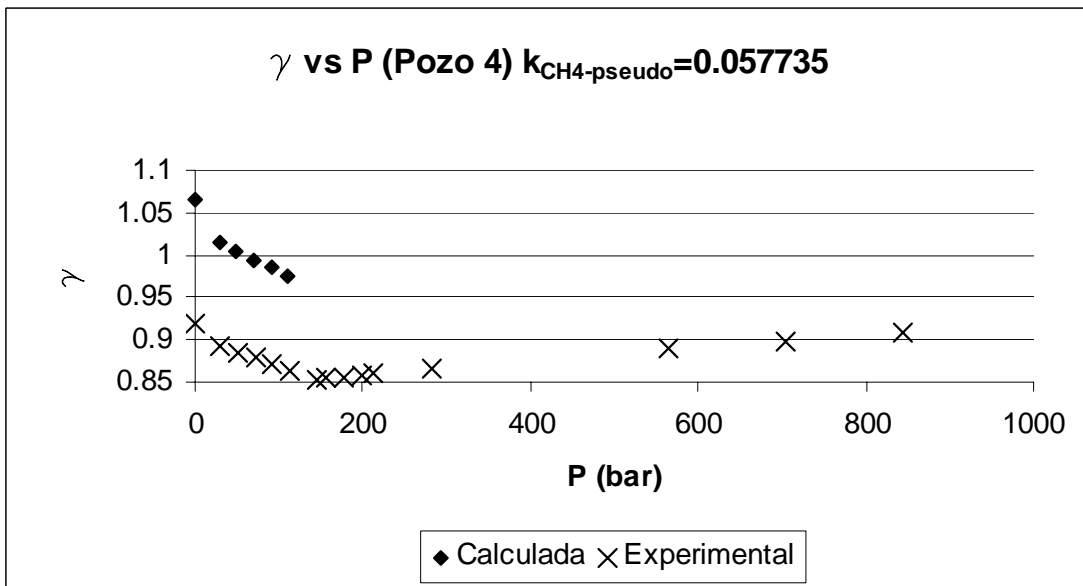


Figura D.48. Densidad relativa del crudo del Pozo 4, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.057735$.

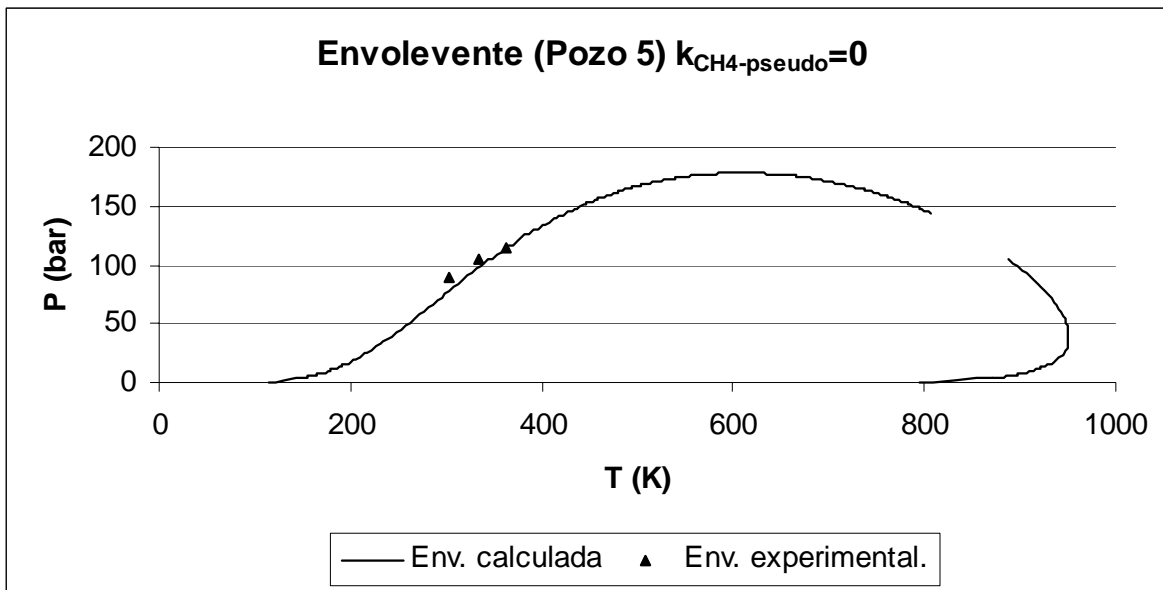


Figura D.49. Envolevente de fases del crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = 0$

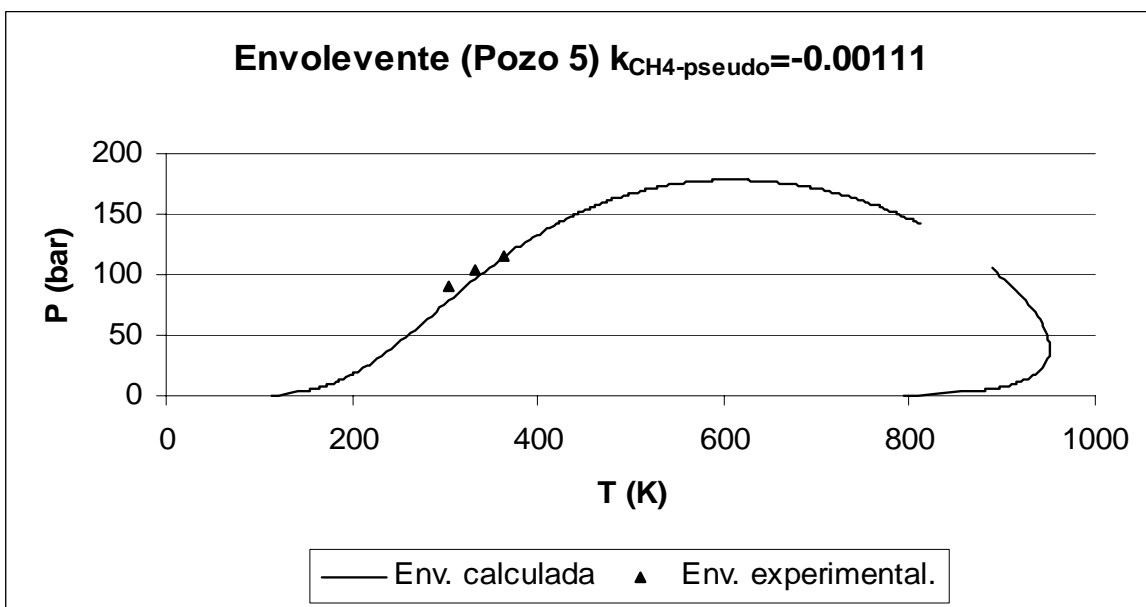


Figura D.50. Envolevente de fases del crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH}_4\text{-pseudo}} = -0.00111$.

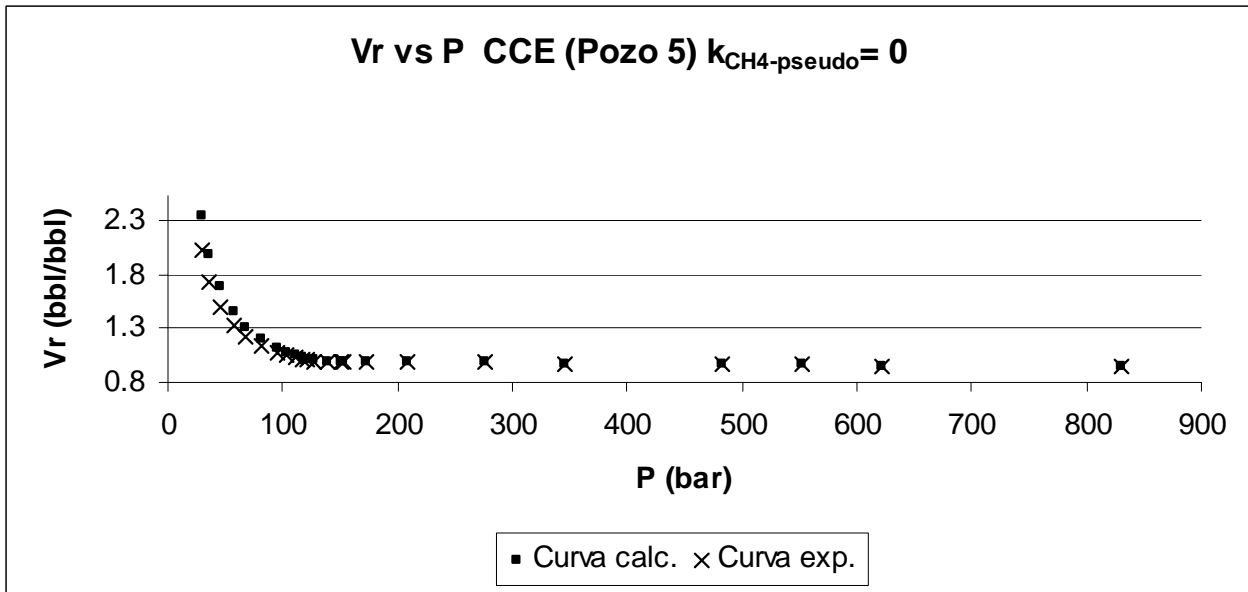


Figura D.51. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

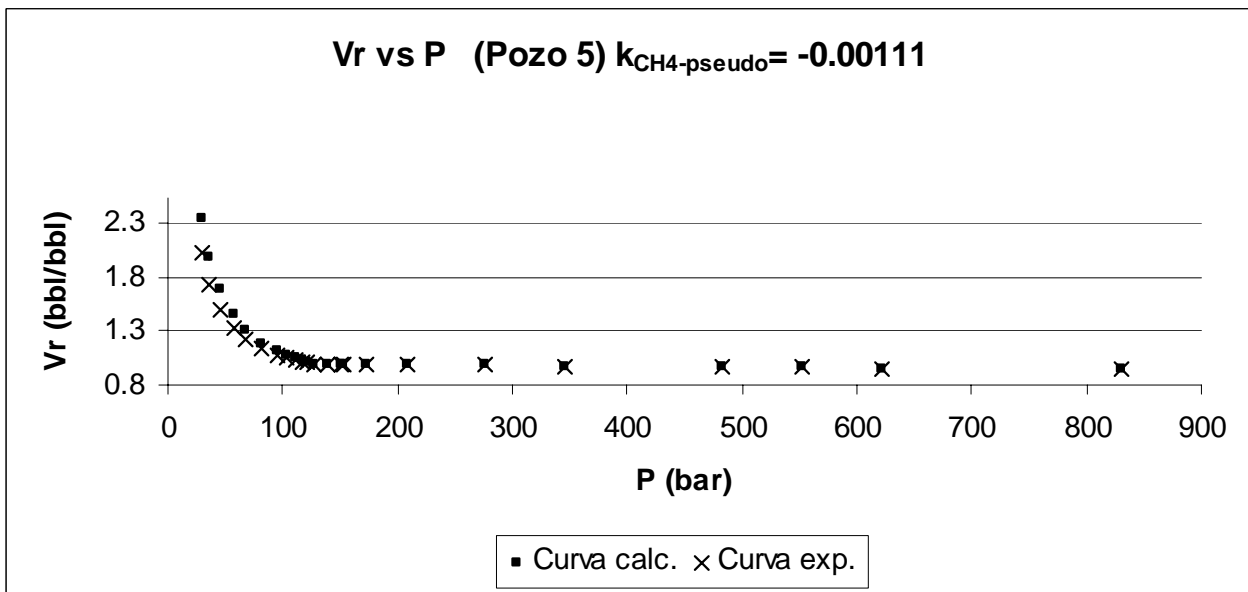


Figura D.52. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = -0.00111$.

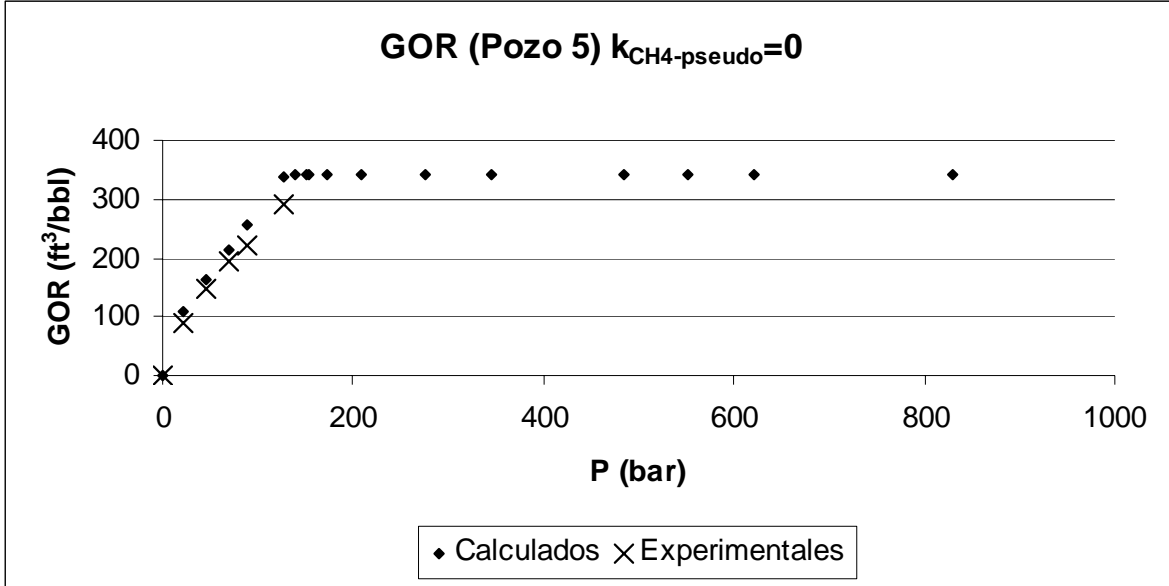


Figura D.53. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

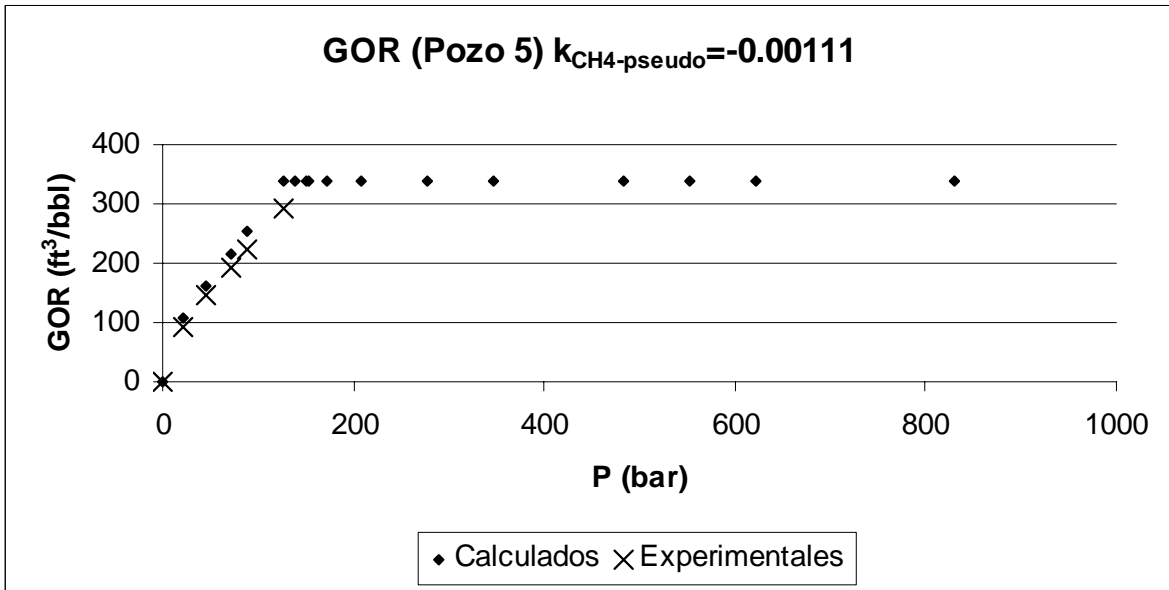


Figura D.54. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.00111$.

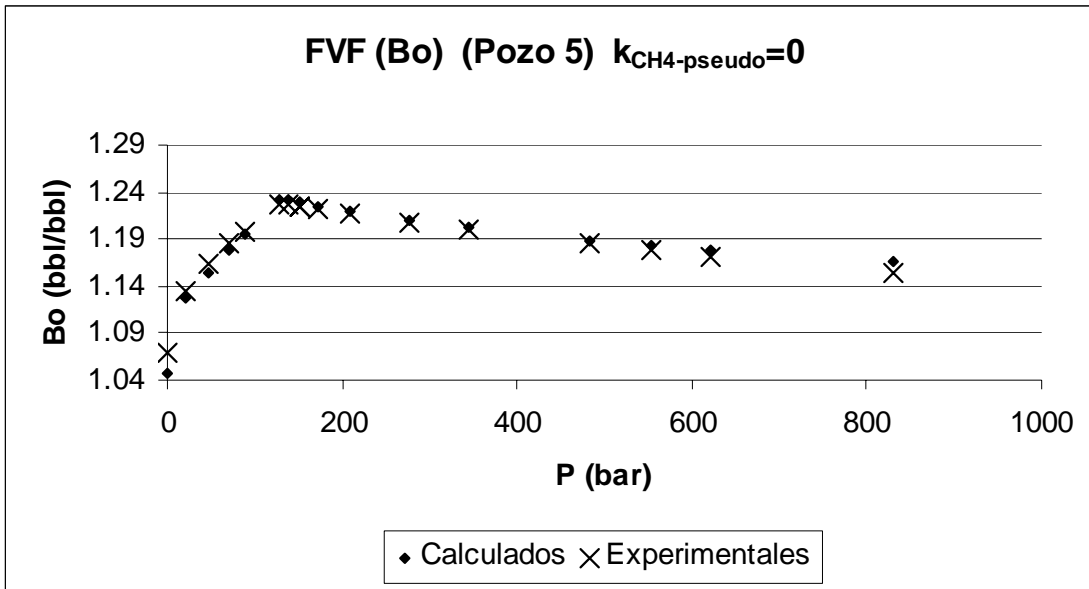


Figura D.55. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

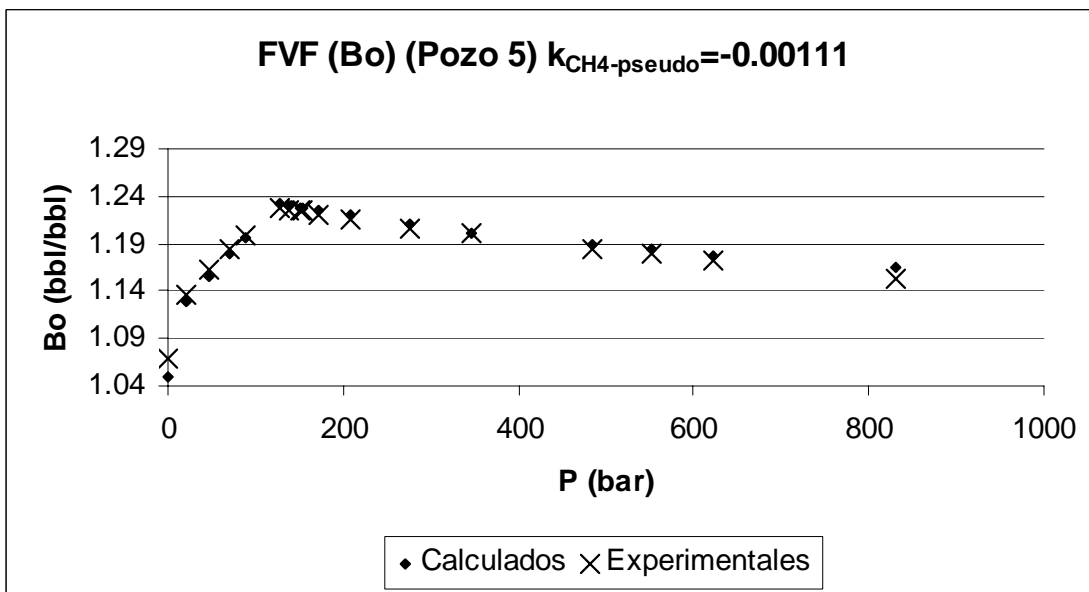


Figura D.56. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.00111$.

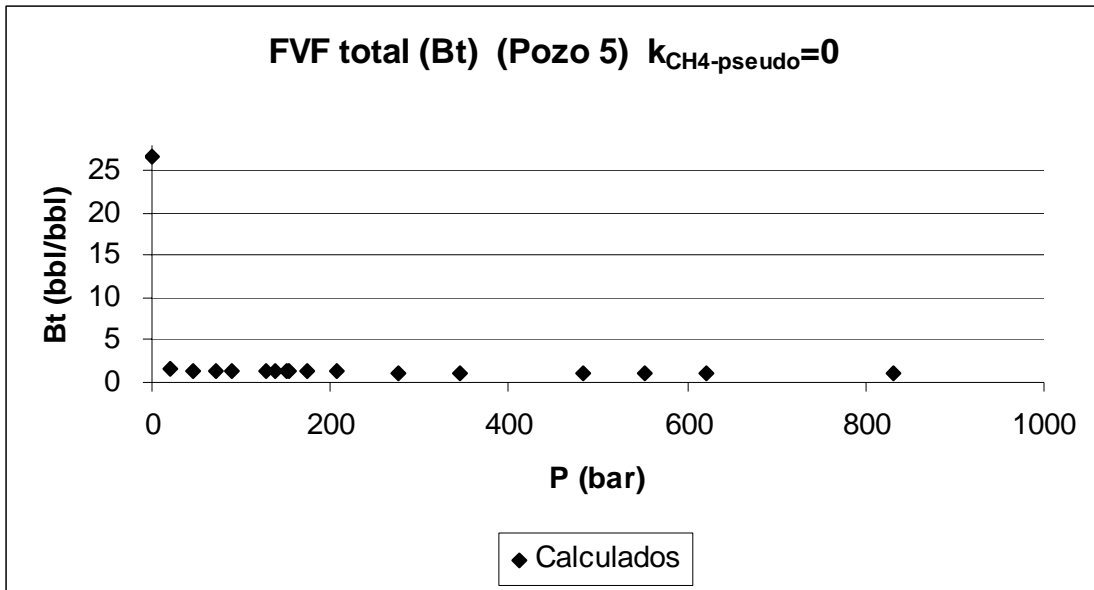


Figura D.57. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$ (No hay datos experimentales).

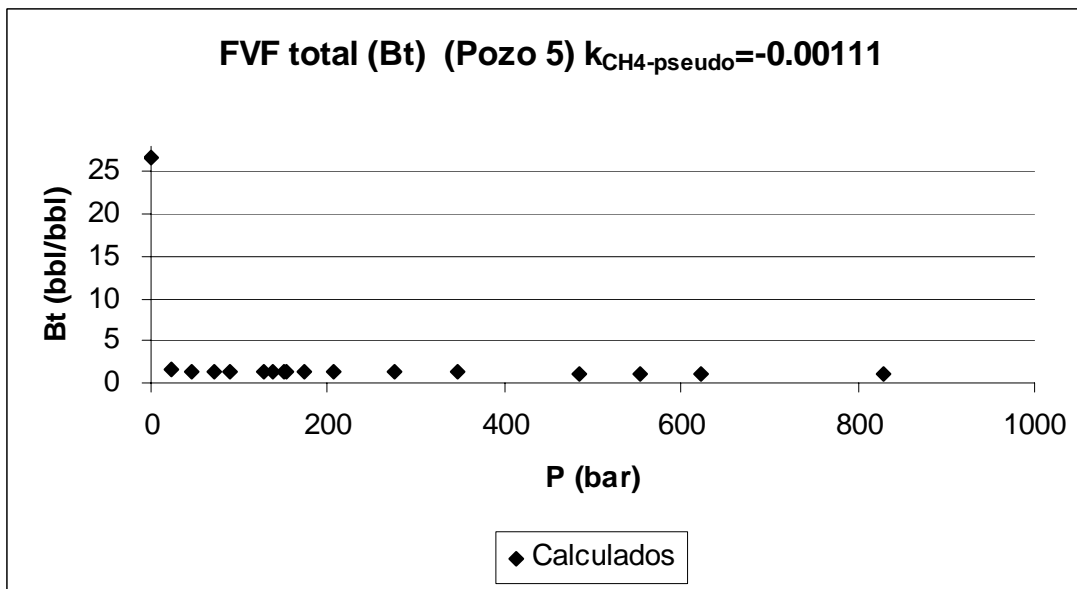


Figura D.58. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.00111$ (No hay datos experimentales).

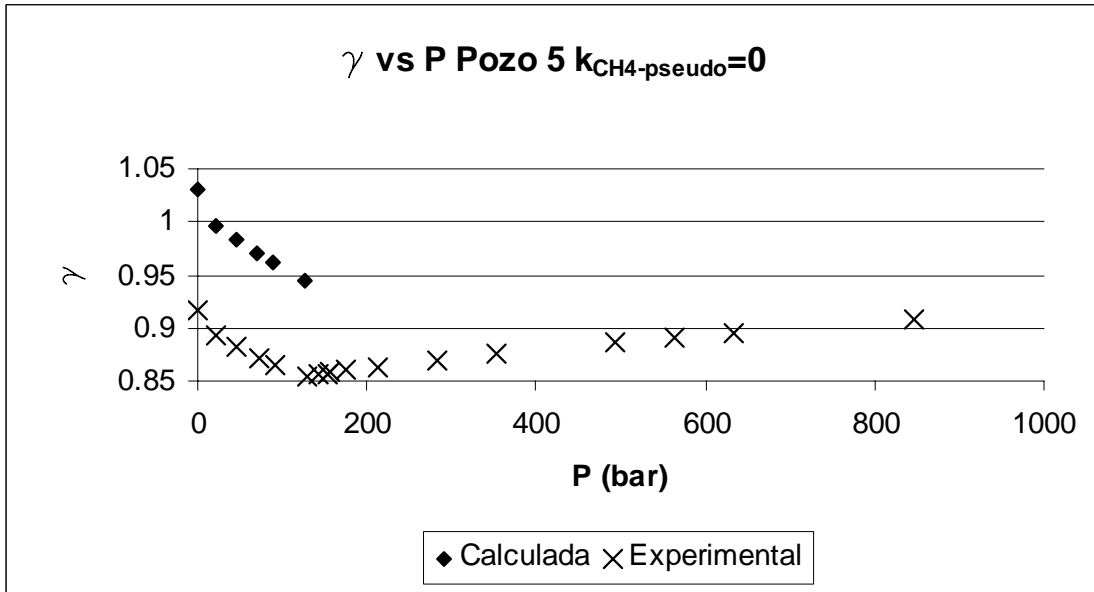


Figura D.59. Densidad relativa del crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

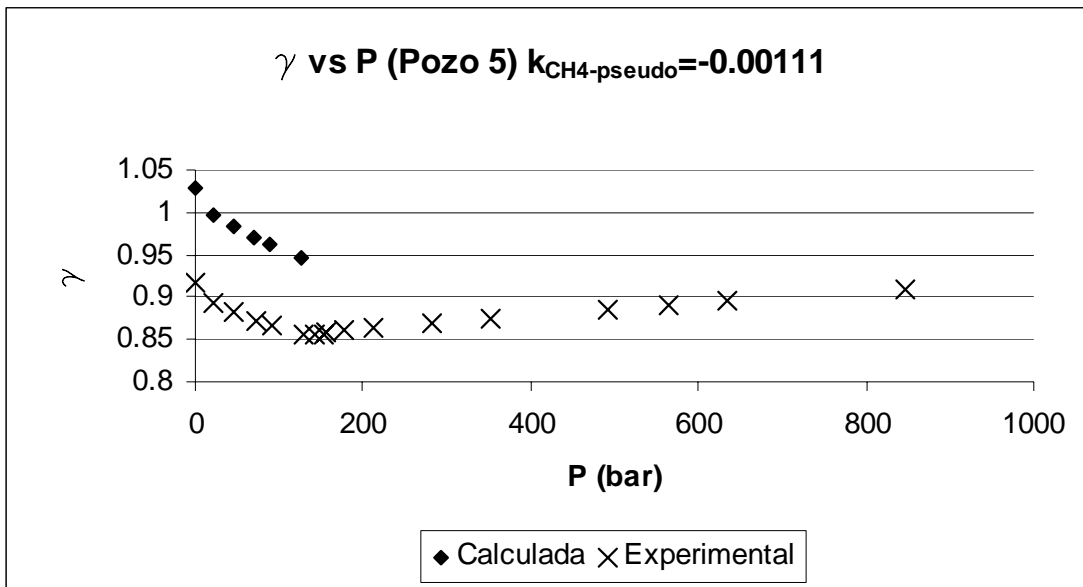


Figura D.60. Densidad relativa del crudo del Pozo 5, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = -0.00111$.

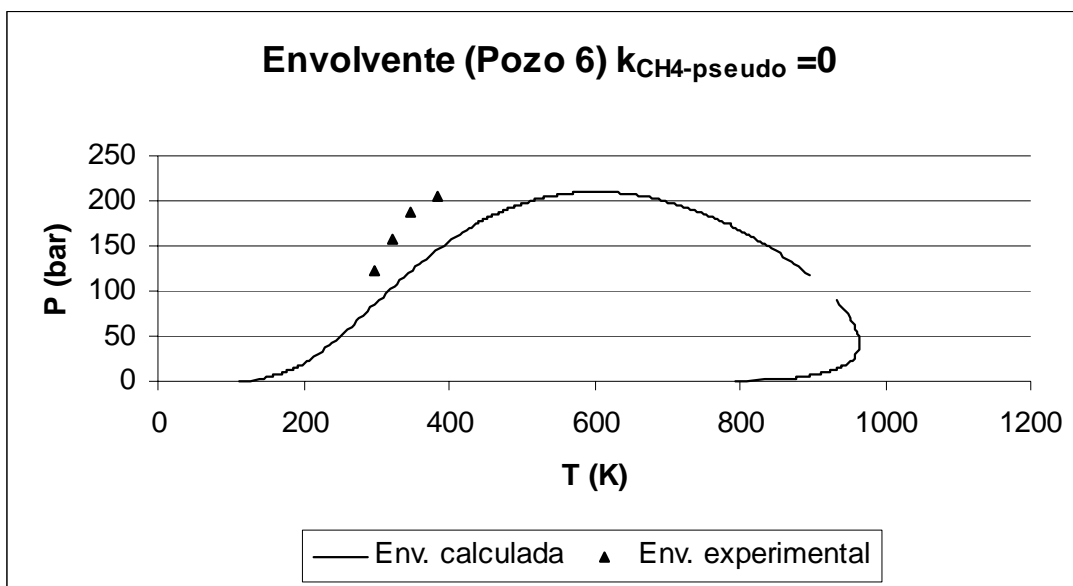


Figura D.61. Envolverte de fases del crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$

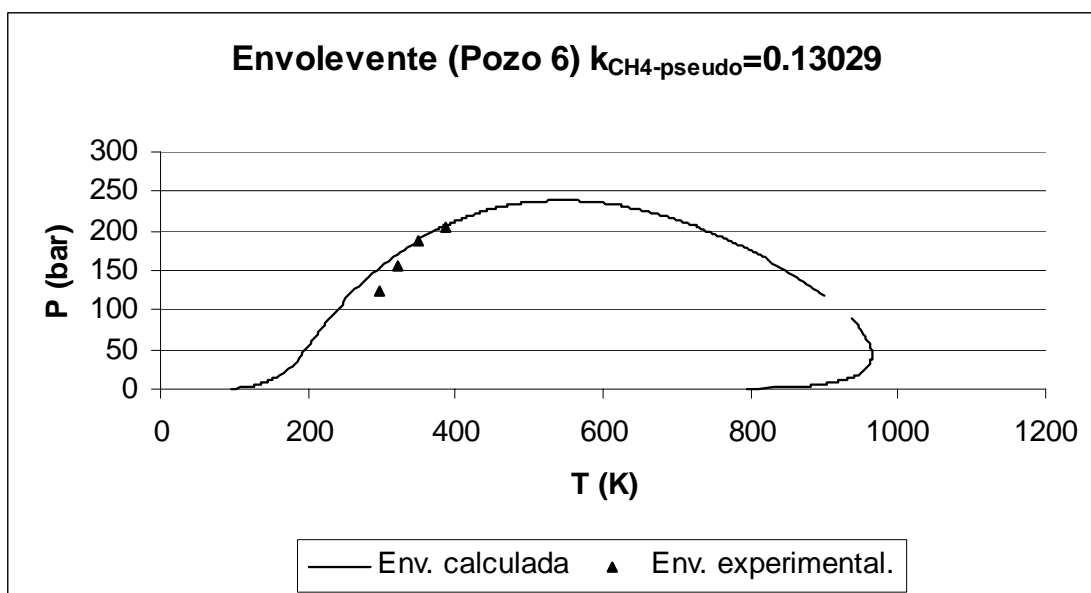


Figura D.62. Envolverte de fases del crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.13029$.

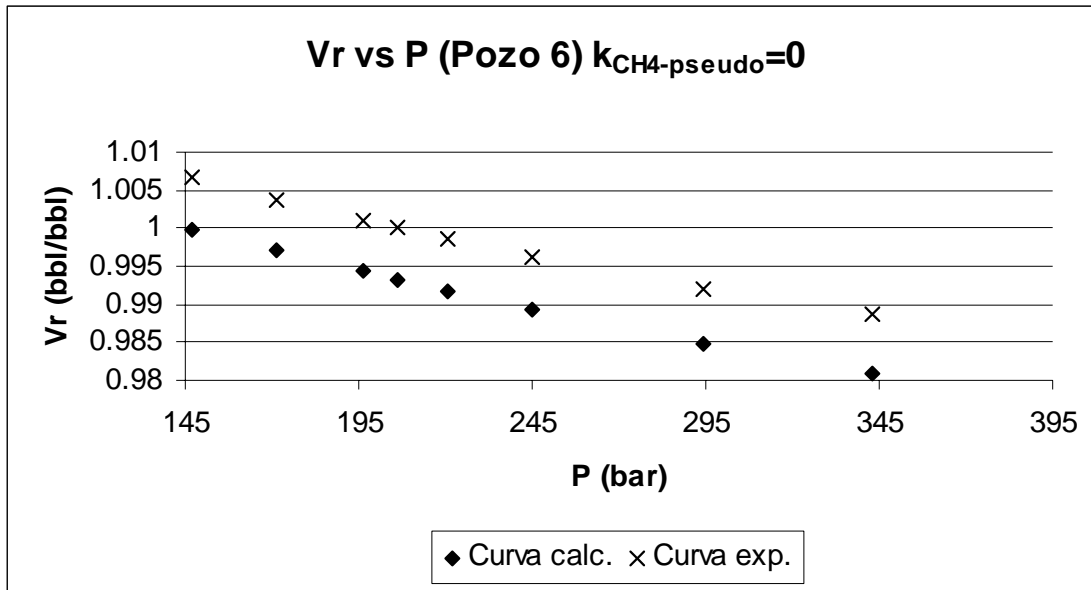


Figura D.63. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

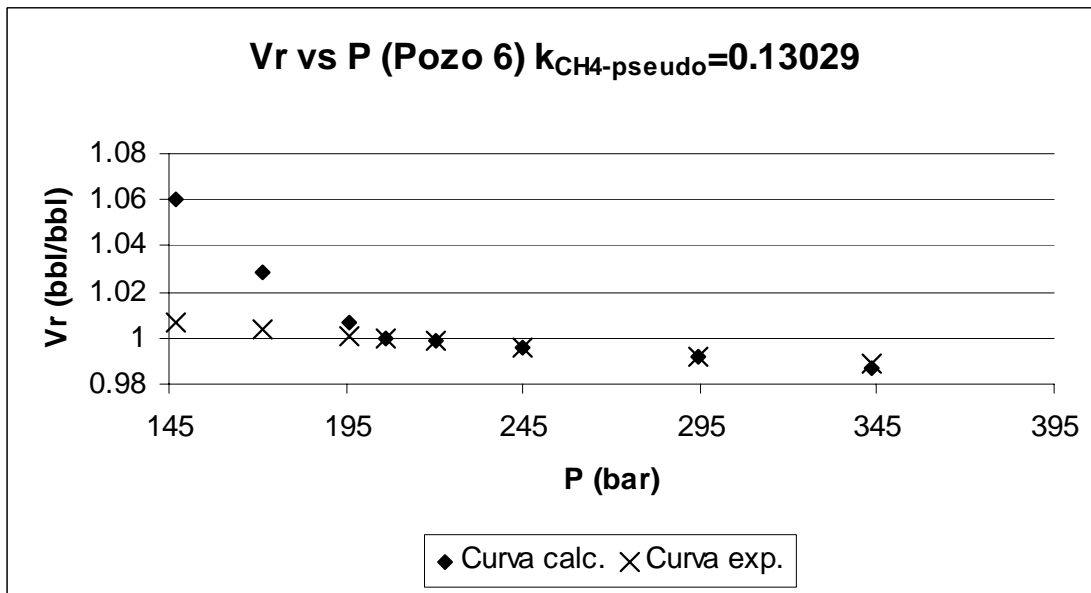


Figura D.64. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.13029$.

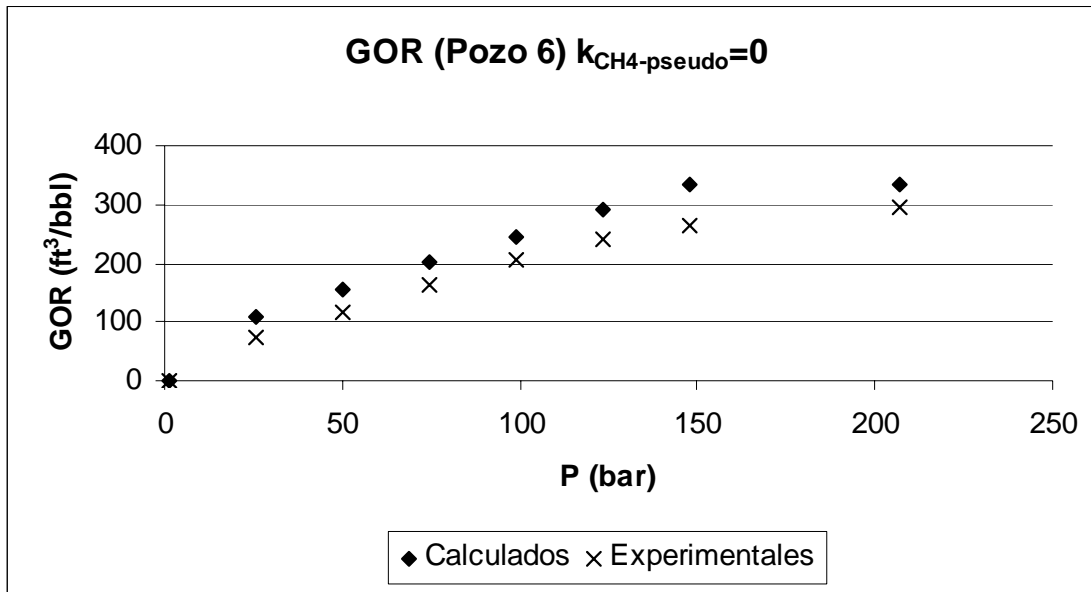


Figura D.65. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

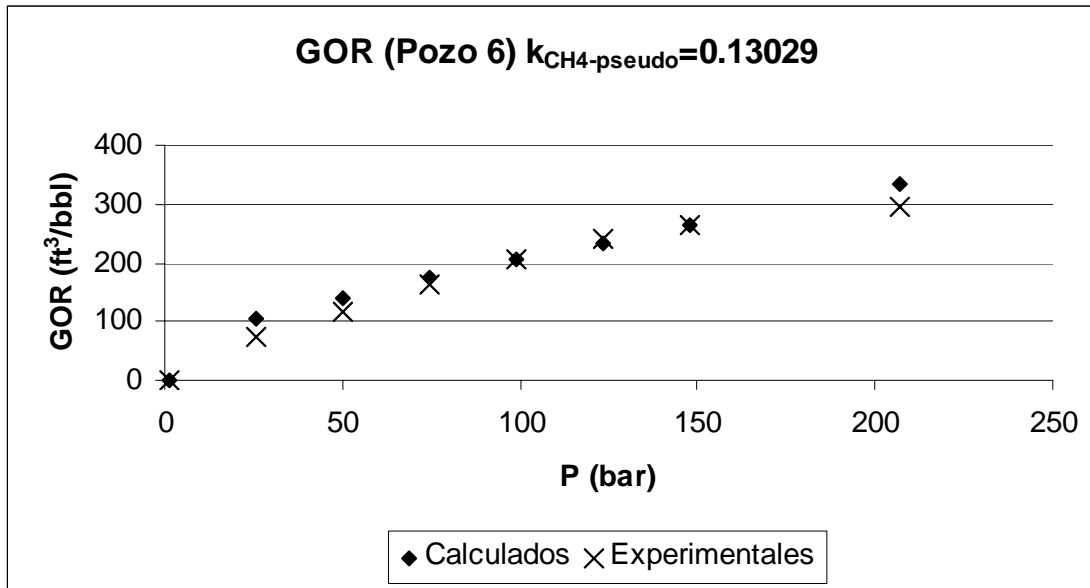


Figura D.66. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.13029$.

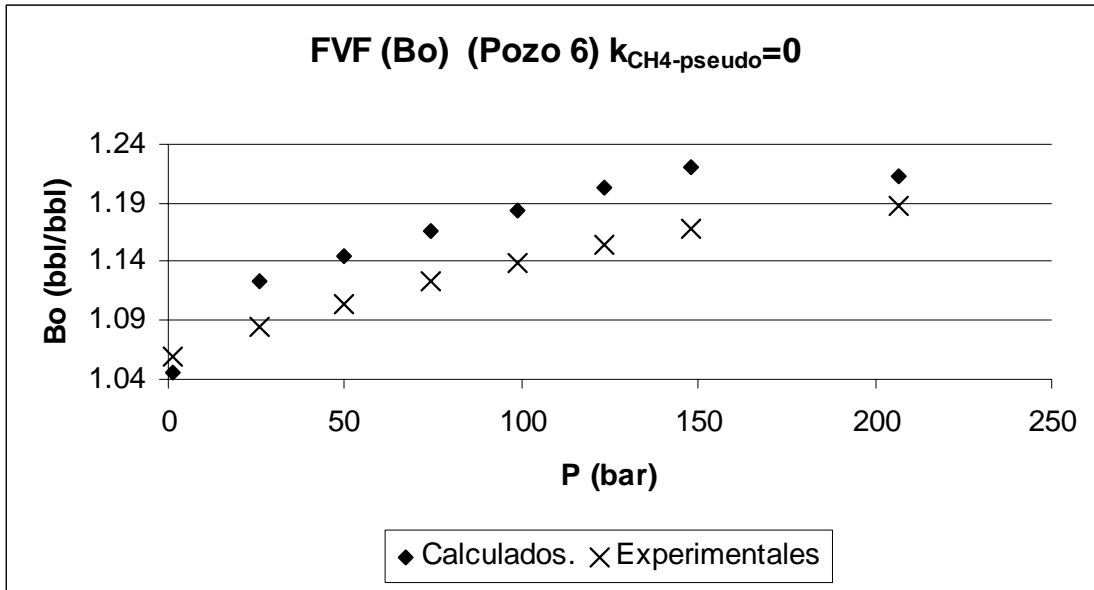


Figura D.67. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

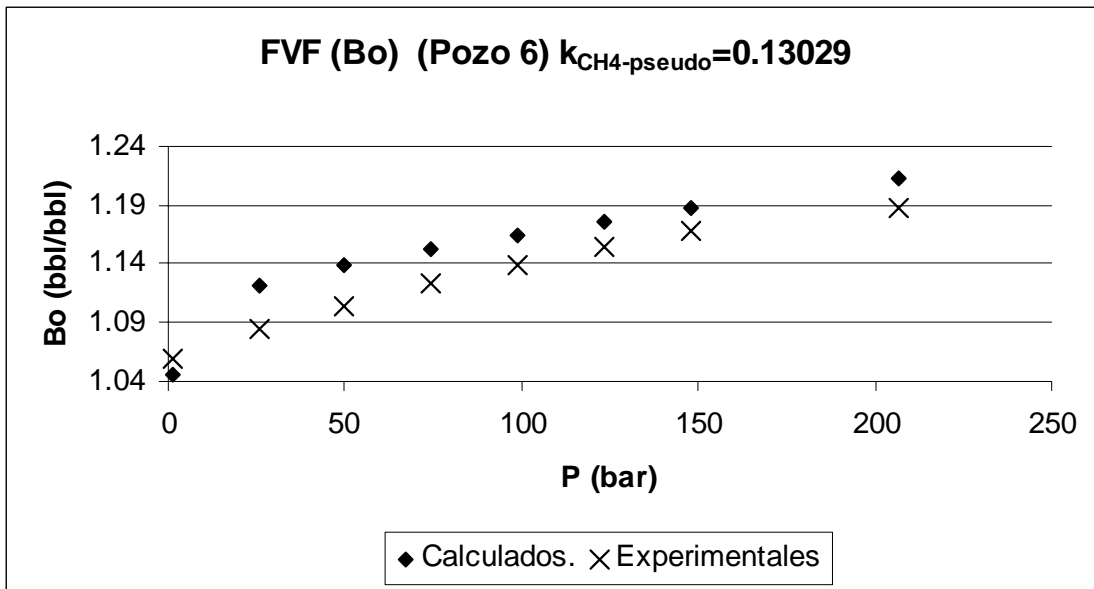


Figura D.68. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.13029$.

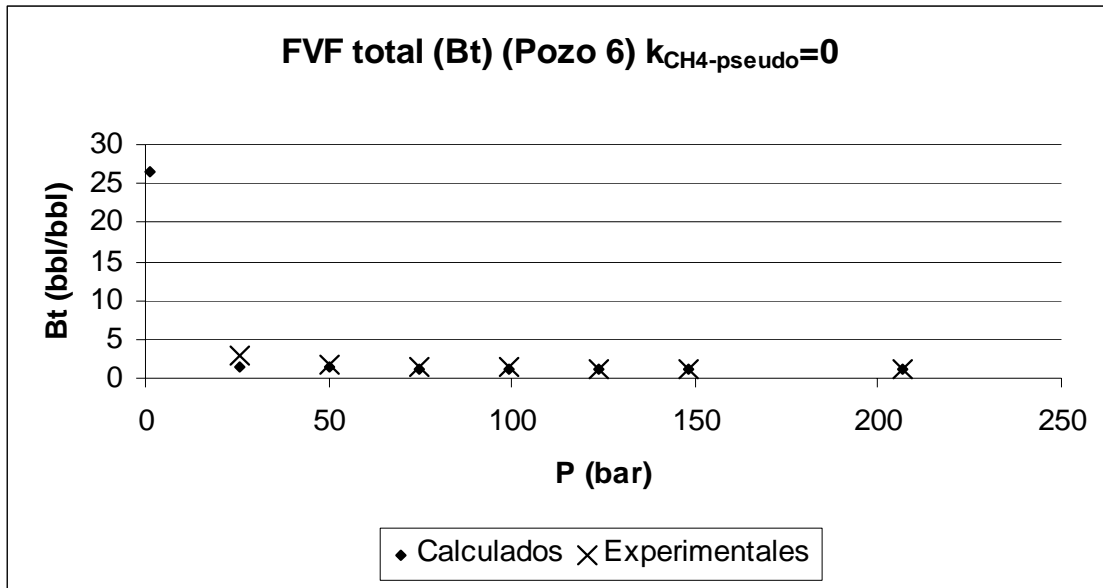


Figura D.69. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

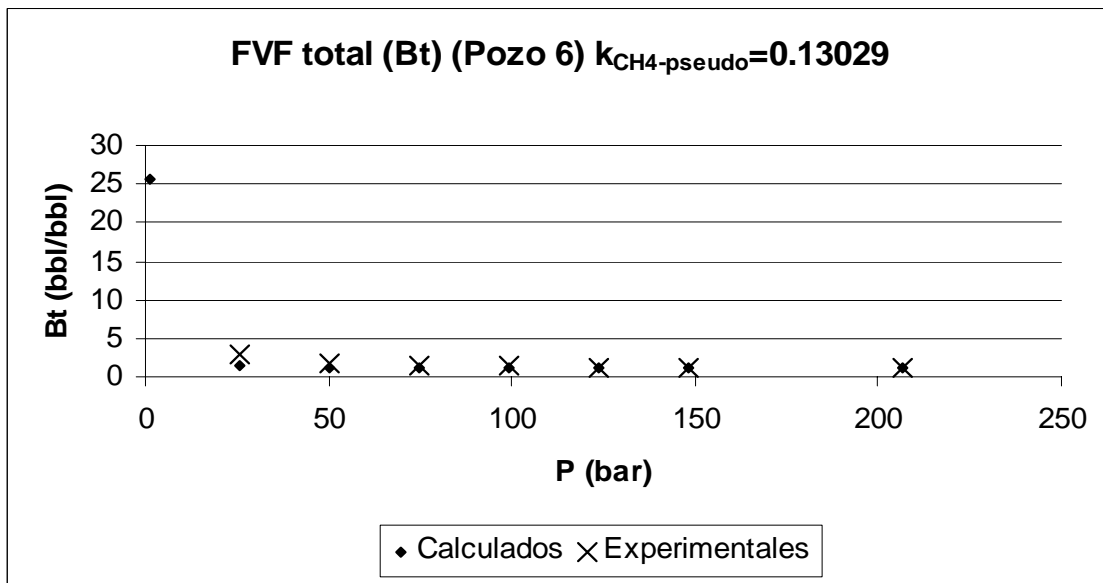


Figura D.70. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.13029$.

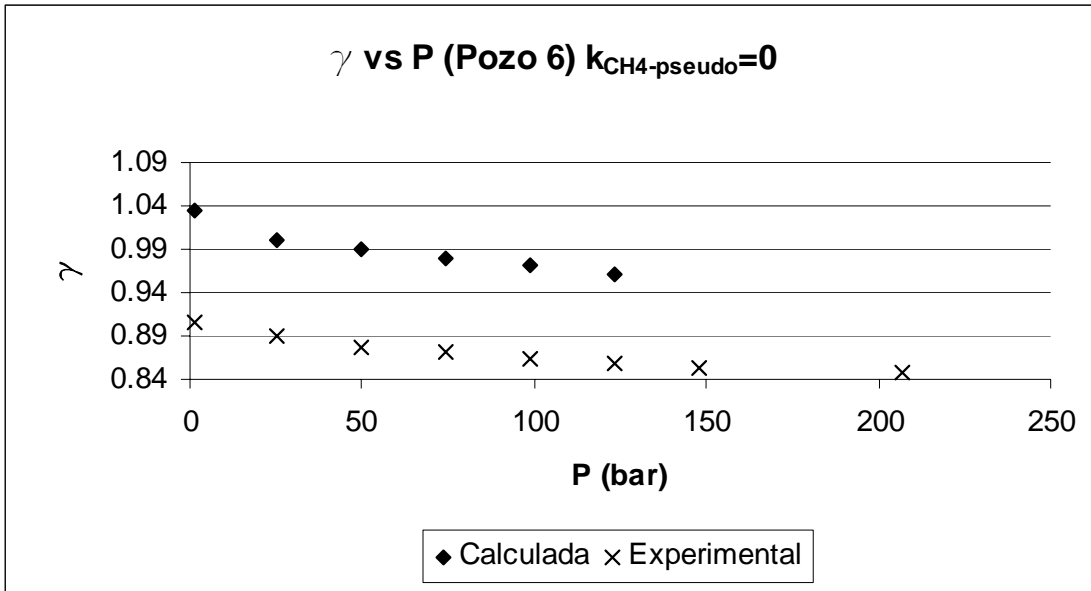


Figura D.71. Densidad relativa del crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

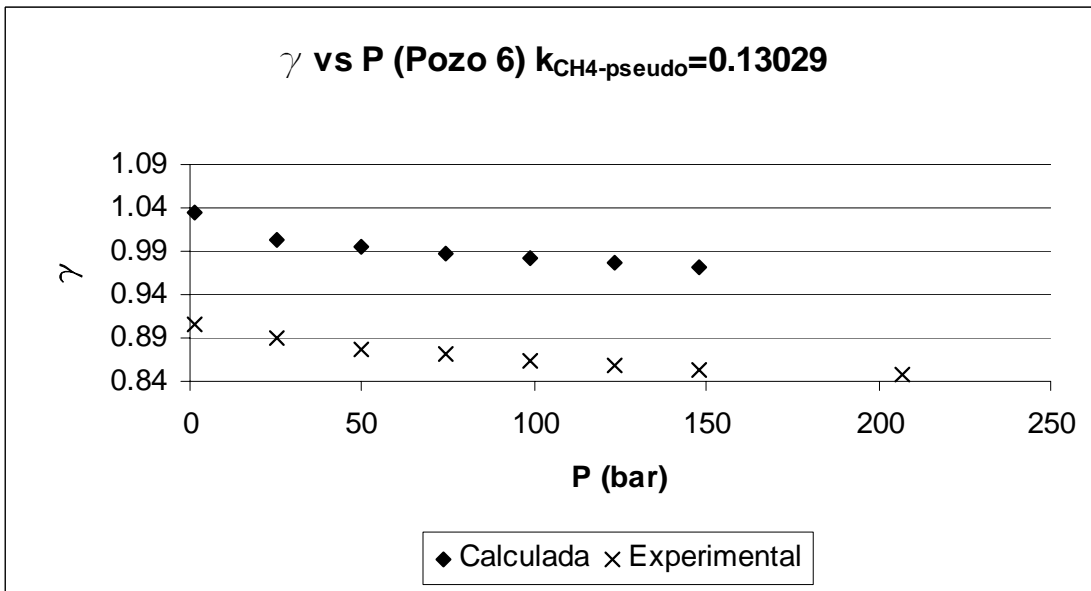


Figura D.72. Densidad relativa del crudo del Pozo 6, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.13029$.

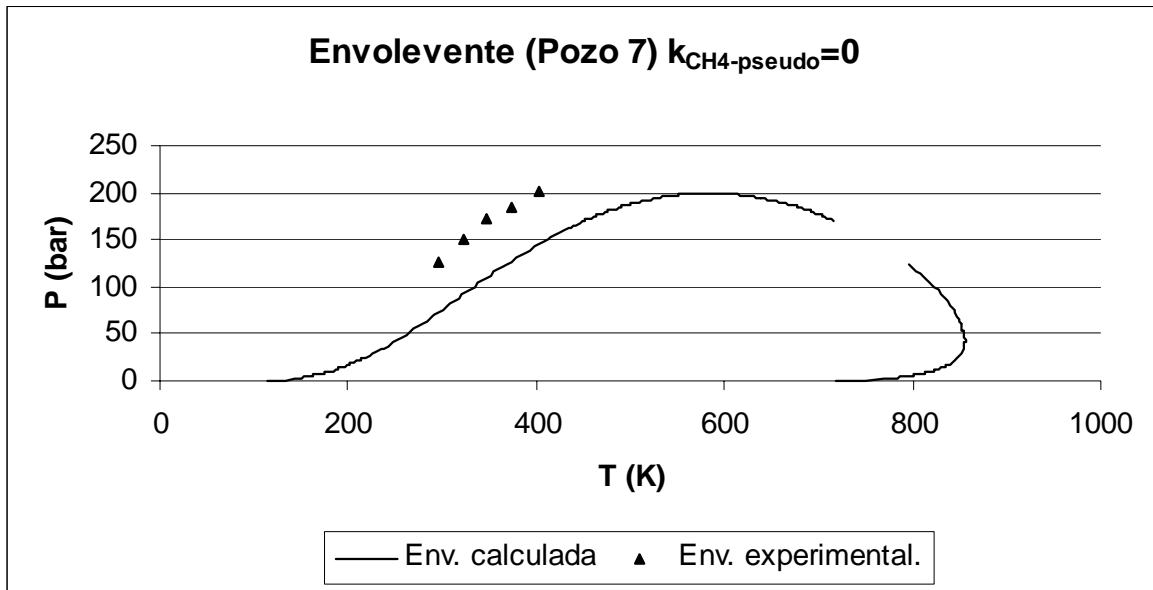


Figura D.73. Envolevente de fases del crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH4-pseudo}} = 0$

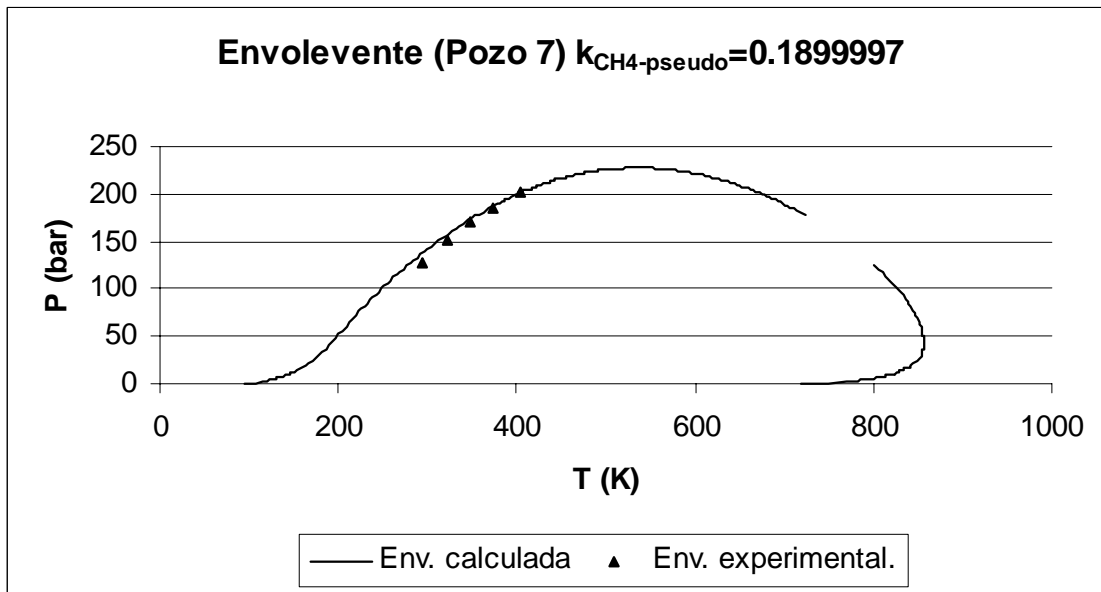


Figura D.74. Envolevente de fases del crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{\text{CH4-pseudo}} = 0.1899997$.

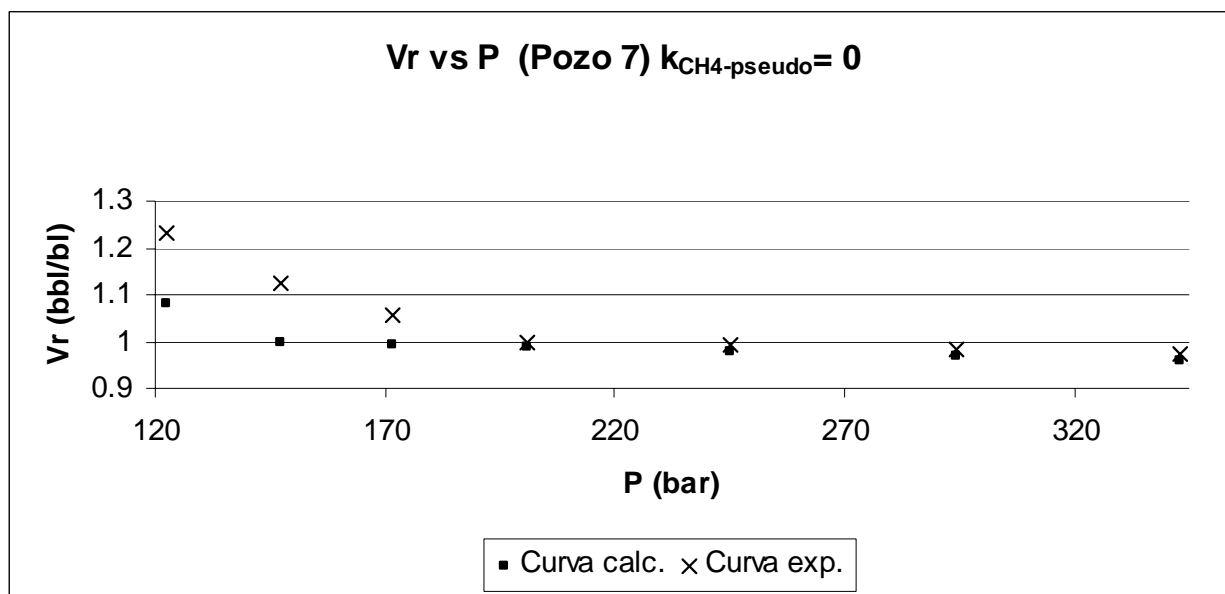


Figura D.75. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

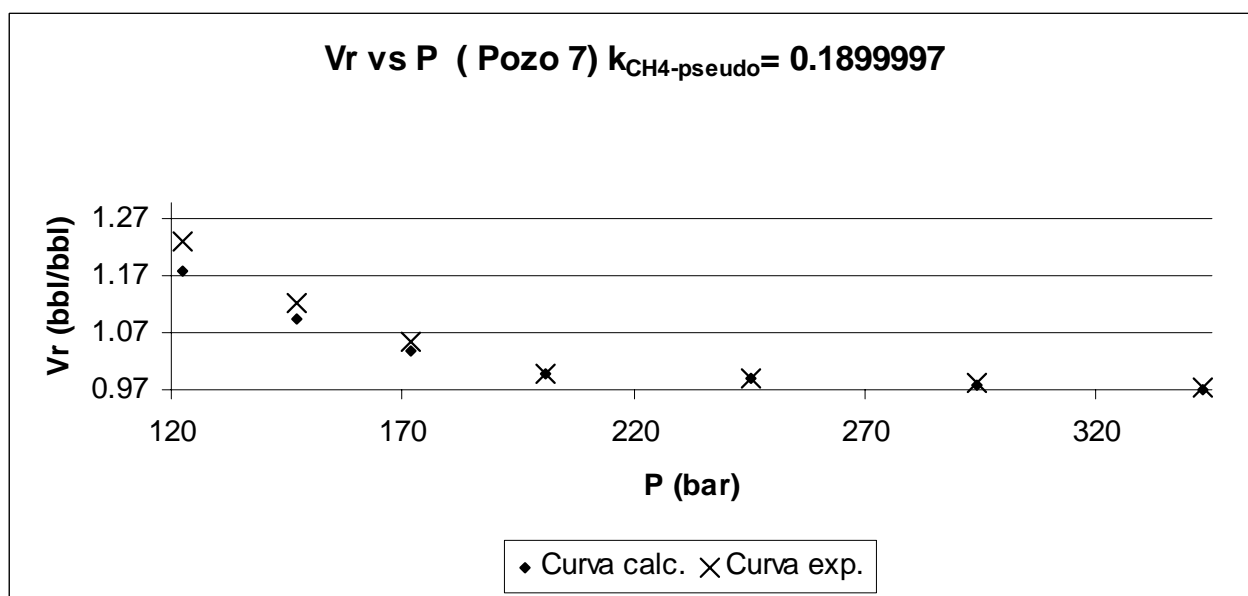


Figura D.76. Volumen relativo en función de la presión del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.1899997$.

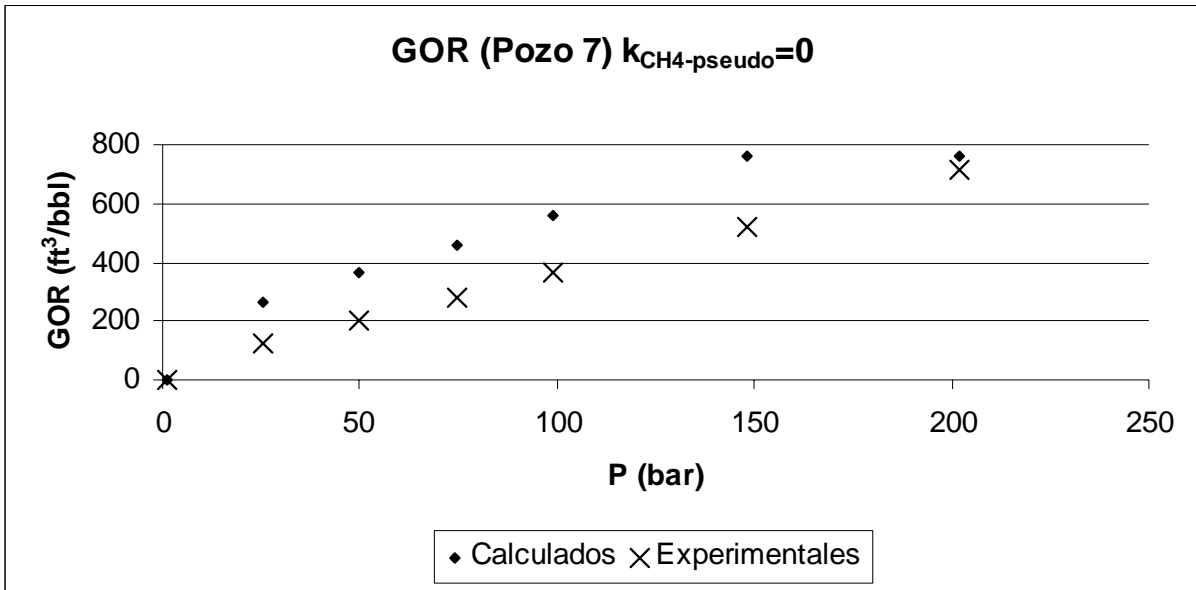


Figura D.77. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

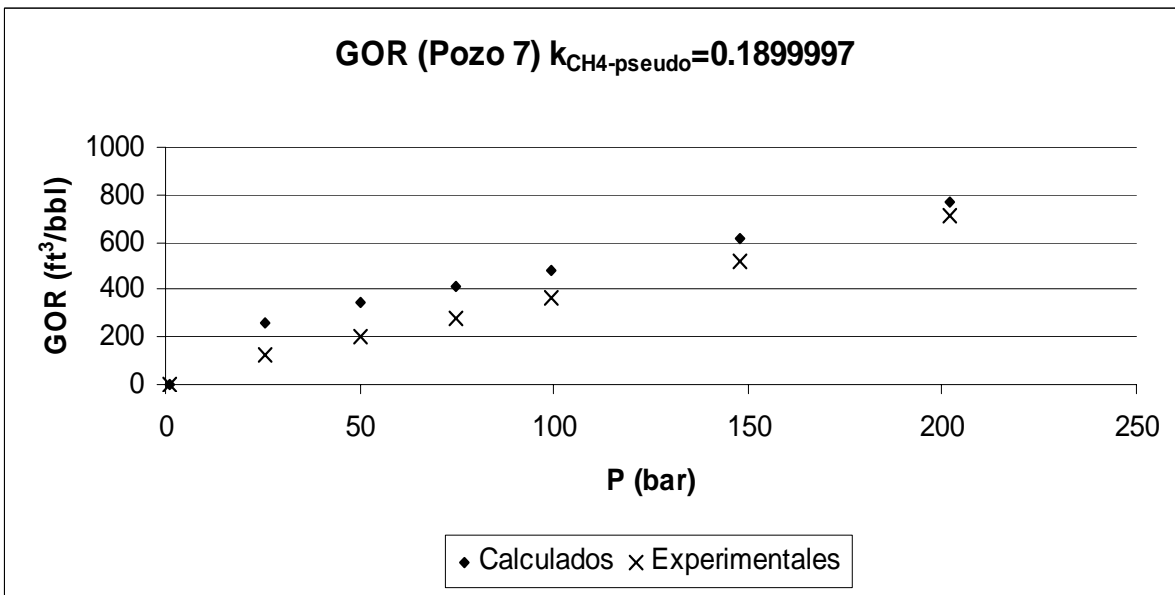


Figura D.78. Relación gas/aceite para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.1899997$.

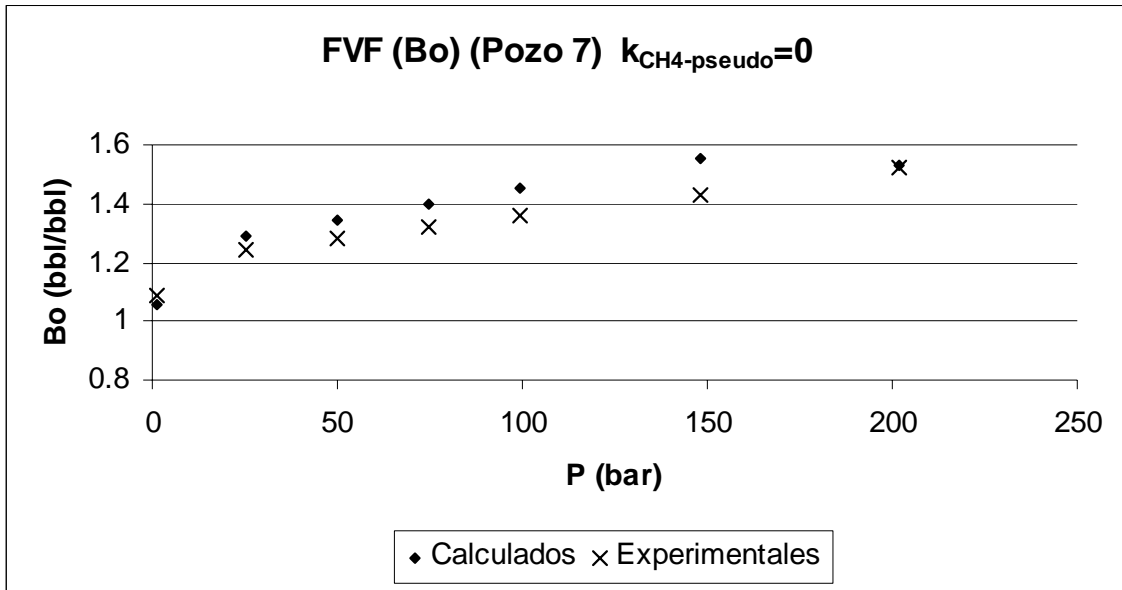


Figura D.79. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

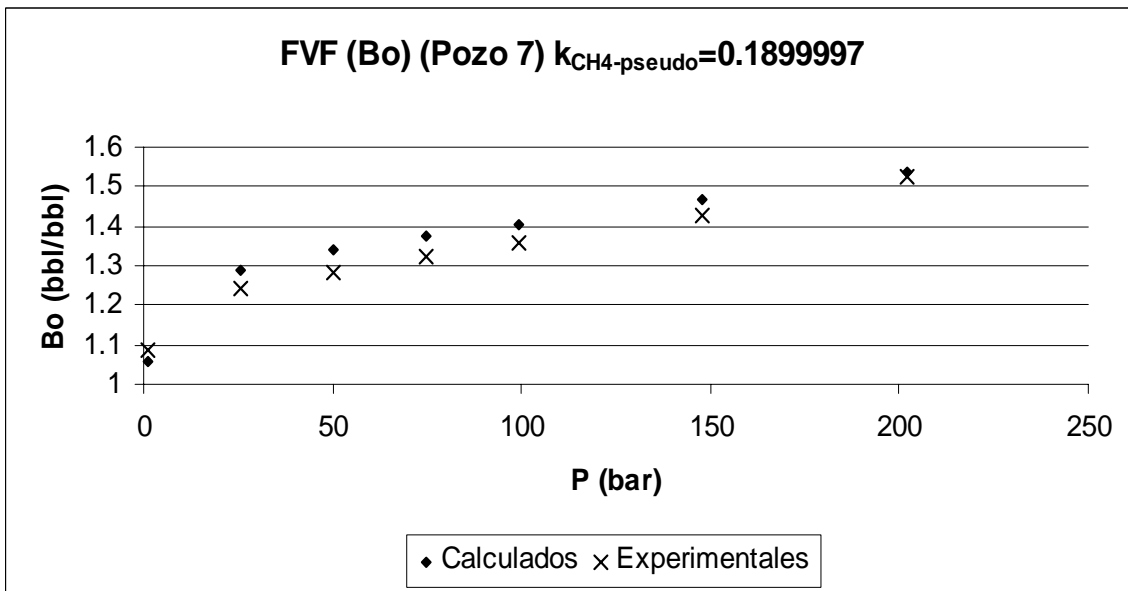


Figura D.80. Factor de formación de volumen para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.1899997$.

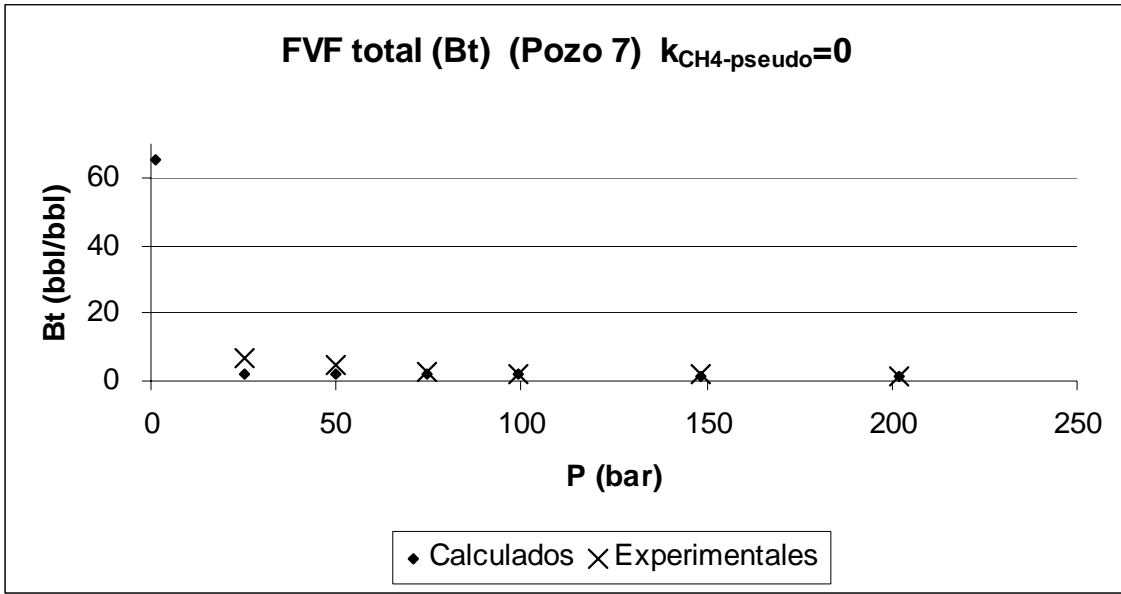


Figura D.81. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0$.

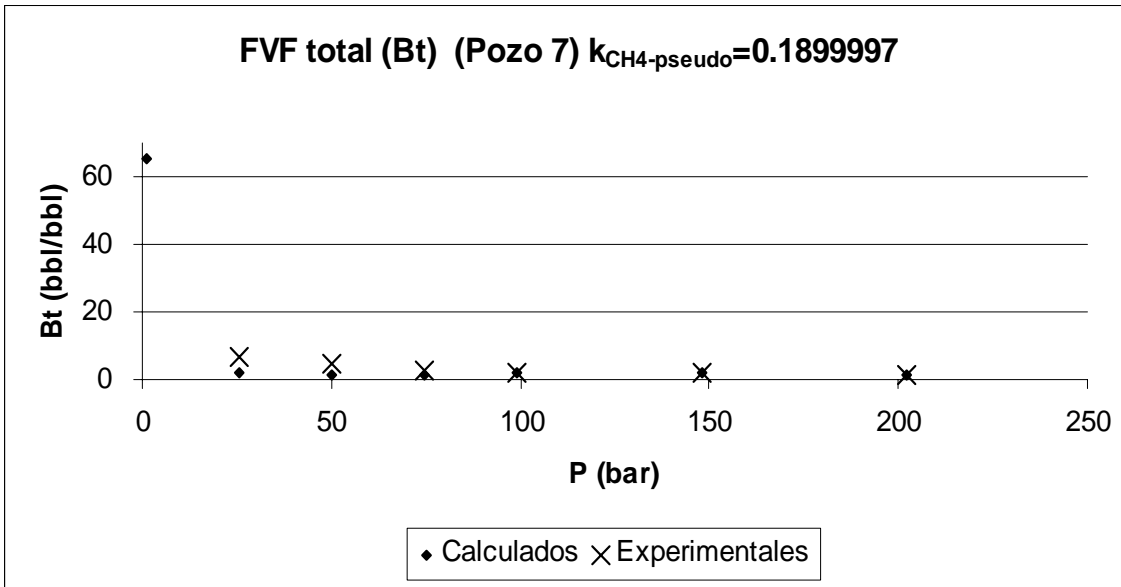


Figura D.82. Factor de formación de volumen fase mixta para el crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4\text{-pseudo}} = 0.189997$.

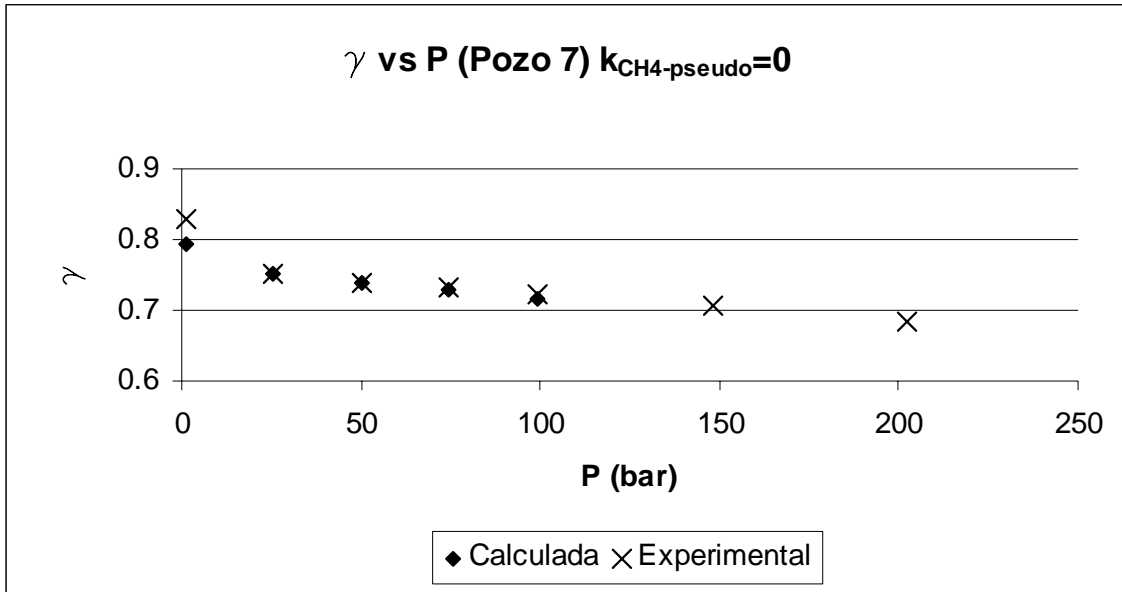


Figura D.83. Densidad relativa del crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0$.

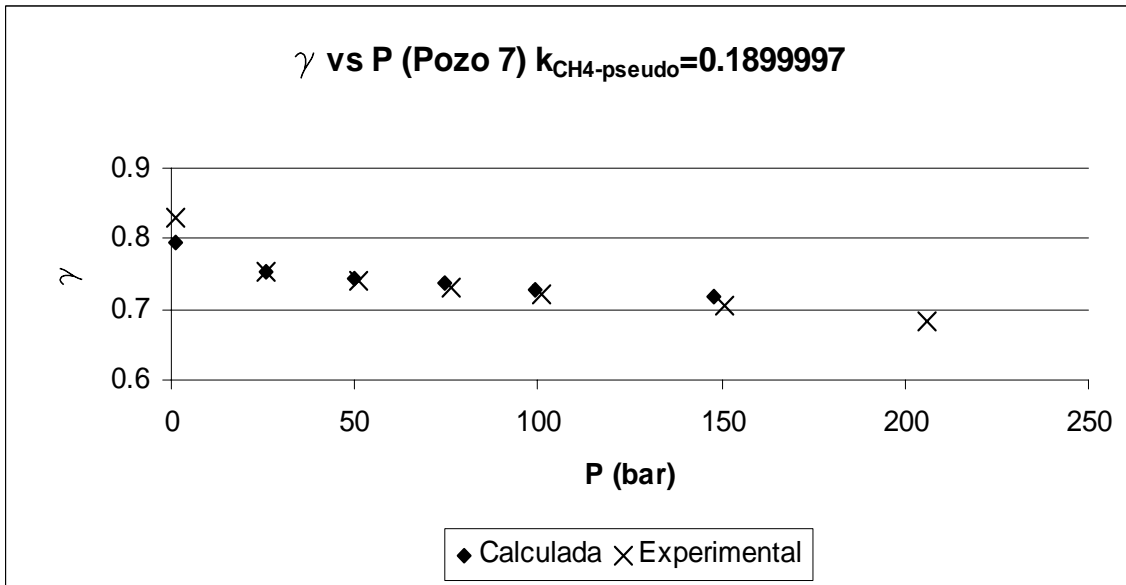


Figura D.84. Densidad relativa del crudo del Pozo 7, con un parámetro de interacción $k_{CH_4-pseudo} = 0.1899997$.