



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA

**CARACTERIZACIÓN DE MEZCLAS DE
FLUIDOS DE YACIMIENTO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL -

PRODUCCIÓN

P R E S E N T A :

MA. GUADALUPE SILVA ROMERO

TUTOR:

DR. ENRIQUE R. BAZÚA RUEDA

AÑO

2012

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco, Fernando

Secretario: Dr. López Ramírez, Simón

Vocal: Dr. Bazúa Rueda, Enrique Rodolfo

1er suplente: Dr. Carreón Calderón, Bernardo

2do suplente: M.I. Clavel López, Juan de la Cruz

Lugar donde se realizó la tesis:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA.

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO.

FACULTAD DE QUÍMICA.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

TUTOR DE TESIS:

DR. ENRIQUE R. BAZÚA RUEDA

FIRMA



Lo único imposible es aquello que no intentas, por lo que siempre se cumplen las

METAS.

Doy gracias a Dios por permitirme terminar este ciclo de mi vida y por que siempre me

llena de bendiciones.

Doy gracias a mi Esposo por darme su amor y ser mi pedestal en cada momento.

Doy gracias a mi Bebe por su amor y ser parte importante de mi vida.

Doy gracias a mis Papas y Hermanos por su amor y apoyo incondicional.

Doy gracias a mi Asesor, por compartir conmigo sus conocimientos y guiar esta tesis.

Doy gracias a mis sinodales, por formar parte de este momento de mi vida y darme sus

criticas constructivas que hicieron crecer este trabajo.

Doy gracias a todas las personas que hasta el día de hoy me han enseñando con sus

conocimientos y experiencias.

DOY GRACIAS A TODOS POR QUE ME HAN HECHO CRECER Y SER LA

PERSONA QUE SOY.



Contenido

Capítulo I. Introducción.....	5
I.1. Objetivo	6
I.2. Antecedentes.....	6
I.3. Problemática.....	8
Capítulo II. Caracterización de la Fracción Pesada.....	11
II.1. Datos Disponibles.....	11
II.2. Modelo de Distribución Molar.....	12
II.3. Factor de Caracterización de Soreide.	16
II.4. Propiedades Críticas.	17
II.5. Ecuaciones de Estado Cúbicas.....	18
II.6. Obtención del Factor de Soreide (C_2) en función de alfa (α).....	21
II.7. Obtención de las propiedades de los pseudocomponentes.	25
Capítulo III. Ajuste de la Presión de Saturación.	28
III.1. Caracterización de la fracción pesada.....	29
III.2. Procedimiento para la obtención de la presión de saturación.	31
III.3. Análisis de Resultados	38
Capítulo IV. Experimentos Presión Volumen Temperatura (PVT).	40
IV.1. Expansión de Liberación Diferencial (DLE).....	44
IV.2. Expansión a Composición Constante (CCE).....	48
Capítulo V. Traslado de Volumen.	50
Capítulo VI. Análisis de Resultados y Conclusiones.	56
VI.1. Análisis de Resultados.	56
VI.2. Conclusiones.	63
Capítulo VII. Bibliografía	65
Anexo A. Generalidades.....	67
A.1. Modelo de Distribución Molar	67
A.2. Factor de Caracterización.....	68
Anexo B. Resultados Finales	70
B.1. Datos Experimentales	70
B.2. Resultados de la caracterización utilizando el peso molecular promedio. 71	
B.3. Resultados de la presión de saturación del líquido	75
B.4. Resultados del experimento DLE con el ajuste en el volumen.....	88



Capítulo I. Introducción.

La reproducción correcta de las propiedades del fluido, tales como aceite, gas, agua y mezcla, dentro del sistema integral de producción compuesto por yacimiento, pozo e instalaciones es de gran importancia para la simulación de yacimientos y el transporte de fluido desde el pozo hasta el punto de venta, ya que permite pronosticar variables necesarias para la toma de decisiones, tales como:

- Predecir el comportamiento del yacimiento al considerar diferentes métodos de explotación.
- Los requerimientos de presión en el transporte de los fluidos.
- Los efectos en la viscosidad debidos al cambio de temperatura que afectan el transporte de fluidos pesados o extrapesados.
- Las propiedades fisicoquímicas de las mezclas entre los diferentes crudos, principalmente entre crudos pesados, extrapesados con crudos ligeros, entre otras.

Por otro lado, existen consecuencias importantes al no considerar una adecuada caracterización del petróleo; como la producida al subestimar la cantidad de gas liberado en los puntos de burbuja o la cantidad del líquido condensado en los puntos de rocío; esto significa en el caso del transporte, la mala predicción del patrón de flujo, y en consecuencia, la caída de presión; y en el caso del proceso subestimar el tamaño de los equipos, entre otros.

De manera general la composición del petróleo consta de tres grupos, los compuestos inorgánicos, comúnmente conocidos como impurezas, los compuestos orgánicos definidos y los compuestos orgánicos no definidos, que representan la fracción pesada y de la cual se desconoce la composición química y las propiedades termodinámicas.

De los grupos antes mencionados, el que representa el problema para la reproducción de las propiedades del fluido original y de las mezclas, es la fracción pesada, ya que afecta significativamente la predicción del comportamiento termodinámico de los fluidos a partir de las ecuaciones de estado cúbicas (EOS). Cabe mencionar que varios métodos han tratado de mejorar la representación de la fracción pesada mediante la aproximación de la composición química, el más común asume que las fracciones del petróleo son compuestos de hidrocarburos: parafinas, naftenos y aromáticos.



Otro de los problemas principales de la fracción pesada es el manejo simultáneo de fluidos diferentes, debido a que las propiedades termodinámicas de la fracción pesada varían con cada fluido mezclado, lo que conlleva que la composición de la mezcla final presente un número indeterminado de compuestos, que dificulta la predicción de propiedades de la mezcla a diferentes condiciones de operación, así como su uso en simulación de transporte.

Debido a que la información experimental con la cuenta PEMEX no es suficiente, se hace necesario contar con metodologías que puedan reproducir el comportamiento del fluido dentro del yacimiento y que posteriormente sean utilizadas para las simulaciones de yacimiento, proceso y transporte. Dichas metodologías se utilizan para caracterizar de manera independiente cada fluido de yacimiento, lo que provoca que al mezclar varios fluidos se tenga un número alto de pseudocomponentes presentes en la mezcla final, dificultando así la simulación de transporte y proceso.

Por lo anterior este trabajo de tesis surge de la necesidad de poder reproducir con uno o más grupos de pseudocomponentes un conjunto de fluidos de yacimientos, que reduzcan el número de pseudocomponentes en las mezclas y que ayuden a disminuir el tiempo de cómputo en la simulación de transporte y proceso. Este trabajo propone una metodología para determinar las propiedades fisicoquímicas (peso molecular y densidad relativa) de un grupo de pseudocomponentes para representar los fluidos y que puedan predecir propiedades globales y fisicoquímicas de las mezclas.

I.1. Objetivo

Desarrollar una metodología con la que se puedan establecer las propiedades fisicoquímicas de uno o más grupos de pseudocomponentes con la capacidad de reproducir las propiedades de un conjunto de fluidos de yacimientos

I.2. Antecedentes

En la industria petrolera la clasificación de los fluidos hidrocarburos es de acuerdo a los grados API, medida utilizada por el American Petroleum Institute para la densidad relativa.

La relación entre la densidad relativa y los grados API está dada por la siguiente ecuación:



$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

γ_o : densidad relativa del aceite.

Como se observa en esta ecuación, una densidad relativa baja comprende un valor alto de grados API. La clasificación de los crudos alude a su densidad. Por otro lado, los crudos ligeros son de mayor calidad que los crudos pesados, así que el valor de grado API se puede ver como un valor de calidad del crudo. Un crudo de mayor calidad le corresponde un valor alto de grados API.

El intervalo de densidades para los fluidos hidrocarburos va desde mayores a 50 °API para condensados y los menores a 10°API para fluidos extrapesados. En la Tabla I.1 se presenta la clasificación de acuerdo al portal de PEMEX*.

Tabla I.1. Clasificación de Fluidos Hidrocarburos.

Tipo de Aceite	Grados API
Extrapesado	fluido < 10
Pesado	10.1 < fluido < 22.3
Mediano	22.4 < fluido < 31.1
Ligero	31.2 < fluido < 38.9
Superligero	39.0 < fluido
Condensados	50 < fluido

En México se han encontrado yacimientos de aceite y gas que se formaron en condiciones (tipo de materia orgánica, ubicación geográfica) y diferentes eras geológicas, lo que provoca que las propiedades fisicoquímicas de los fluidos varíen desde crudos extrapesados hasta gas. Por lo anterior y por motivo comercial, en México se realizan mezclas con los fluidos hidrocarburos de diferentes densidades, obteniéndose las siguientes mezclas:

Tabla I.2. Clasificación de Fluidos Hidrocarburos en México.

Tipo de Aceite	° API	Clasificación
Maya	22.00	Pesado
Istmo	32.00	Ligero
Olmeca	39.00	Superligero

* www.pemex.com.mx



En el presente trabajo se realizó la comparación del efecto de la fracción pesada (C_{7+}) con respecto a la calidad de los crudos existentes en México. En la Figura I.1 se presenta la caracterización de los crudos mexicanos en términos de la calidad ($^{\circ}API$) y cantidad de la fracción pesada (C_{7+}). Como se observa, el porcentaje de la fracción pesada es inversamente proporcional a la densidad API del fluido. En crudos ligeros la fracción mol del C_{7+} es menor al 20% mientras que para los crudos pesados y extrapesados puede llegar a ser mayor al 50%.

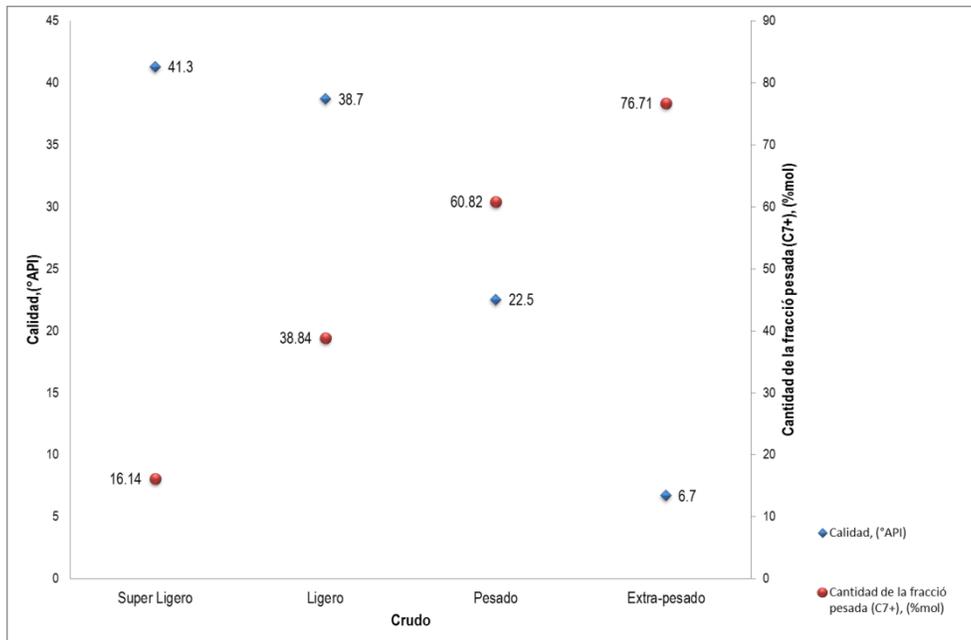


Figura I.1. Característica de los crudos en términos de calidad ($^{\circ}API$) y cantidad de la fracción pesada.

I.3. Problemática

Derivado de la complejidad de la caracterización de la fracción pesada, diversos autores han propuesto metodologías para atacar este problema, (ver Tabla I.3).

Tabla I.3. Metodologías existentes de la caracterización pesada.

	Peng Robinson (1)	Katz and Firoozabadi (1)	Pedersen (14)	Quiñones (16, 17, 18)	Whitson (28)
Propiedades de los pseudos	Se generan	Conocidos	Conocidos	Se generan	Conocidos
Numero de pseudos que divide la fracción pesada	Calcula 3 para cada fluido: Parafínico Nafténico Aromático	Determina 40 pseudos (C ₆ a C ₄₅) resultado de analizar 26 condensados	Depende del grupo de pseudos que se tenga.	4 por cada fluido	Determina 40 pseudos (C ₆ a C ₄₅) resultado de analizar 26 condensados
Considera el mismo grupo de pseudos en un sistema multicorriente	No	Si	Si	No	Si
Número total de pseudos en la mezcla	3*Número de fluidos	40	Depende del grupo de pseudos que se tenga.	4 * Número de fluido	45
Distribución	Lineal	-	Exponencial	Chi ²	Gamma
Parámetro de ajuste	Temperatura ebullición (T_b). Peso Molecular (M)	-	fracción mol	fracción masa	fracción masa

A continuación se mencionan algunos puntos importantes:

- Algunas metodologías manejan en el ajuste un grupo de pseudocomponentes diferente para cada fluido involucrado, lo que ocasiona que en la mezcla se tenga un número indeterminado de pseudocomponentes.
- Los pseudocomponentes generales propuestos por Katz and Firoozabadi y Whitson presentan dos desventajas, la primera de ellas es que solo pueden representar fluidos cuya densidad relativa sea mayor a los 20 °API, y el número de pseudocomponentes (40 o 45) complica las simulaciones de transporte.
- La metodología propuesta por Pedersen no obtiene las propiedades de los pseudocomponentes, por lo que sus resultados se ven afectados por el grupo de pseudocomponentes utilizados para los cálculos.
- La metodología de Quiñones maneja la mezcla como un fluido independiente, es decir, los parámetros de ajuste son característicos de la mezcla y no considera ningún ajuste previo realizado a los fluidos de yacimiento.



Por lo anterior en este trabajo se propone determinar las propiedades fisicoquímicas (peso molecular y densidad relativa) de un grupo de cinco pseudocomponentes para representar cualquier fluido y sus respectivas mezclas.

A continuación se menciona la propuesta para la obtención de un grupo de pseudocomponentes:

1. Se obtienen las propiedades (peso molecular y densidad relativa) de la fracción pesada (C_{7+}) de diferentes fluidos del análisis PVT.
2. Se calculan las propiedades, peso molecular y densidad relativa, de cada uno de los pseudocomponentes (capítulo 2).
3. Se calculan las propiedades críticas y factor acéntrico de cada uno de los pseudocomponentes utilizando correlaciones (capítulo 2).
4. Se realiza la discretización del C_{7+} con el modelo de distribución gamma (capítulo 3).
5. Se calcula la presión de burbuja del fluido original utilizando las propiedades calculadas (capítulo 3).
6. Se calcula el traslado del volumen de cada uno de los pseudocomponentes (capítulo 4).



Capítulo II. Caracterización de la Fracción Pesada

La predicción del comportamiento de los fluidos de yacimiento requiere de la aplicación de ecuaciones de estado, por lo que se hace necesario conocer las propiedades críticas, factor acéntrico, peso molecular y los parámetros de interacción binaria de todos y cada uno de los componentes que integran la composición de los fluidos. Sin embargo, debido a la naturaleza de los fluidos de yacimiento en la actualidad no es posible identificar todos los compuestos que lo integran, dichos compuestos se aglomeran en la fracción pesada, denominada C_{7+} .

Por lo anterior se hace necesario utilizar la caracterización numérica de los componentes pesados para definir las propiedades de la fracción pesada, dicha caracterización consta de los siguientes pasos:

1. Establecer un grupo de componentes predefinidos por el usuario, comúnmente denominados pseudocomponentes cuyas propiedades peso molecular, densidad relativa y punto normal de ebullición son conocidas.
2. Establecer la fracción mol de cada pseudocomponentes de la fracción pesada.
3. Estimar las propiedades críticas de cada pseudocomponente, requeridas para los cálculos de la ecuación de estado.
4. Estimar las propiedades globales del fluido original.

En este capítulo se muestran los datos disponibles de los análisis PVT (Presión – Volumen – Temperatura) que serán utilizados. Además se describe la distribución molar y el factor de caracterización de Soreide (C_f) para la caracterización de la fracción pesada.

Se presentan los resultados del efecto del parámetro alfa en el factor de caracterización de Soreide y el peso molecular de los pseudocomponentes que serán utilizadas en las ecuaciones de estado.

II.1. Datos Disponibles.

La información utilizada en este trabajo de tesis, fue proporcionada por PEMEX y corresponde a pozos de la Región Marina del Golfo de México, por cuestiones de confidencialidad no serán identificados con el nombre original que les pertenece; se presenta como el crudo más pesado el de 11.29 °API con 50.22 %mol de C_{7+} y 29.81 %mol de metano, mientras que el más ligero de 47.6 °API con 8.16 %mol de C_{7+} y 78.93 %mol de



metano, como se presenta en la Tabla II.1. Cabe señalar que el fluido B presenta la mayor concentración mol de C_{7+} con 65.89 %mol y el fluido AB presenta la menor concentración mol de C_{7+} con 8.16 %mol.

El peso molecular del C_{7+} , tiene un rango de 493 kg/kgmol para el crudo más pesado a 171 kg/kgmol para el más ligero, mientras que la densidad API va desde 10.28 a 41.8 °API.

Tabla II.1.Banco de Datos.

Pozo	Densidad del Aceite Residual	T_y^* , °C	p_b^* @ T_y , kg/cm ²	% mol C_{7+}	%mol CH_4	Pozo	Densidad del Aceite Residual	T_y^* , °C	p_b^* @ T_y , kg/cm ²	% mol C_{7+}	%mol CH_4
A	11.29	126.00	288.00	50.22	29.81	O	34.69	159.30	355.00	19.35	48.85
B	12.34	-	-	65.89	8.41	P	35.31	109.00	120.93	41.63	25.33
C	13.40	117.30	143.45	47.67	31.09	Q	36.70	151.60	146.03	37.59	27.65
D	13.60	116.30	130.00	51.48	25.35	R	36.70	155.00	129.00	43.83	23.25
E	15.37	106.50	90.00	59.71	4.00	S	36.70	155.00	133.20	46.57	22.37
F	21.67	98.00	70.00	56.53	22.53	T	37.00	148.00	351.10	18.99	52.38
G	22.47	123.00	67.00	60.82	12.63	U	37.05	144.00	370.00	14.45	57.80
H	23.80	116.00	186.59	38.06	32.44	V	37.57	161.00	340.00	21.46	61.60
I	25.19	130.00	205.00	36.46	25.70	W	38.20	150.00	399.00	16.14	62.11
J	26.00	-	-	63.54	2.88	X	38.29	137.00	150.00	38.84	35.95
K	29.95	137.80	118.53	43.66	19.60	Y	39.66	146.00	352.00	16.53	69.83
L	30.98	138.00	161.88	43.48	28.99	Z	41.44	136.00	351.00	22.00	52.48
M	33.08	152.60	158.54	28.15	28.59	AA	45.46	168.00	-	8.92	77.31
N	33.50	144.00	175.30	36.82	28.99	AB	47.60	182.47	-	8.16	78.93

* T_y : Temperatura de Yacimiento.

* p_b : Presión de Burbuja.

II.2. Modelo de Distribución Molar

El modelo de distribución molar relaciona la cantidad acumulada molar (peso molecular) y una expresión para el peso molecular acumulado (fracción mol) ⁽²⁸⁾. La distribución molar propone dos modelos de solución para la caracterización de la fracción pesada, el primero corresponde al modelo de distribución exponencial y el segundo al modelo de distribución gamma, para este trabajo de tesis únicamente se describirá el segundo, debido a que corresponde a un modelo más general para la descripción de la distribución molar



Modelo de Distribución Gamma

El modelo de distribución gamma es un modelo de distribución molar propuesto por Whitson^(27,28) en 1983; expresa la relación que existe entre el peso molecular y la fracción molar de cada pseudocomponente, utilizando la función de probabilidad gamma (f) de tres parámetros.

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\left(-\frac{M - \eta}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Dónde:

$p(M)$: es la función de densidad de probabilidad gamma.

M : es el peso molecular.

f : es la función de distribución gamma.

η : es el peso molecular mínimo que se puede encontrar en la fracción pesada C_{7+} .

α : es el parámetro que define la forma de la función.

β : es el parámetro dado por:

$$\beta = \frac{M_{C_{7+}} - \eta}{\alpha} \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Los parámetros para describir la distribución son el peso molecular promedio de la fracción pesada ($M_{C_{7+}}$), el peso molecular mínimo (η) y alfa (α) que describe la forma de la distribución. La relación entre α y η es:

$$\eta = \frac{110}{1 - \left(1 + \frac{4}{\alpha^{0.7}}\right)} \quad \text{(Ecuación 4)}$$

El valor de α varía usualmente entre los rangos de 0.5 a 2.5 en fluidos ligeros, para crudos pesados y el bitumen alcanza valor de 25 a 30, en la Figura II.1 se presenta la distribución gamma para diferentes valores de α , cabe mencionar que cuando no son conocidos los valores de α y η para un fluido específico, se toma uno como el valor de α y 90 para η ⁽²⁸⁾.

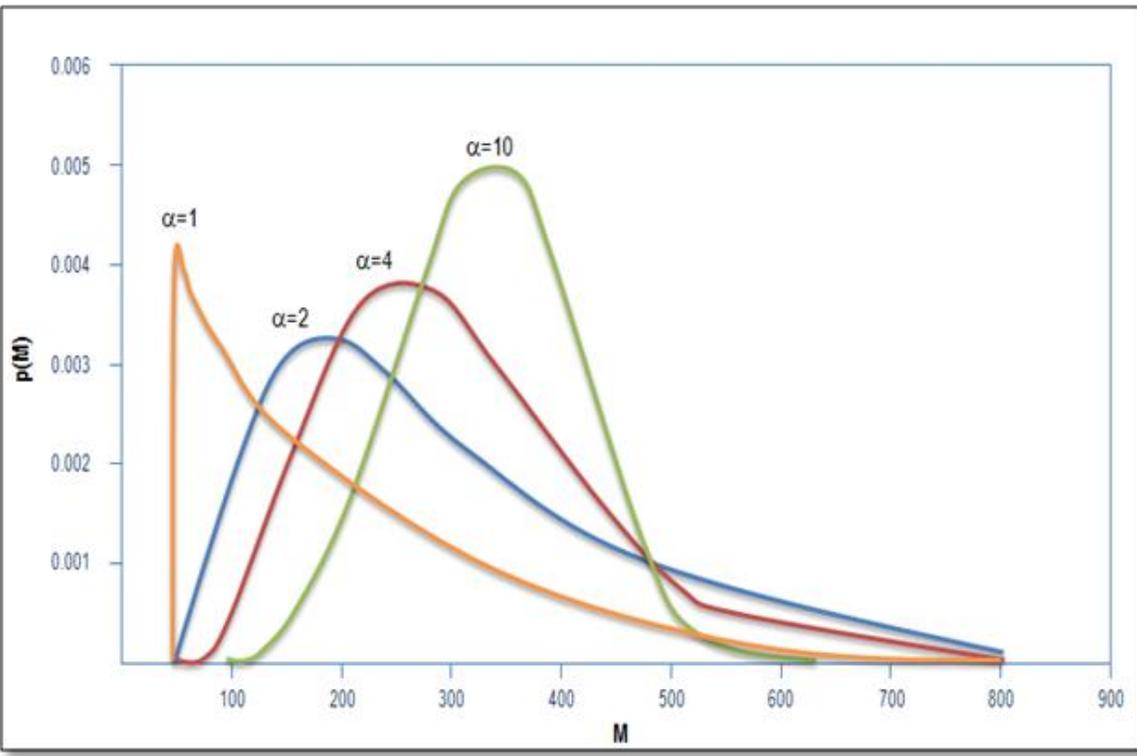


Figura II.1. Distribución Gamma para diferentes valores de α .

Por lo tanto, la distribución gamma se define como el área bajo la curva y la integral asume valores desde η hasta infinito, e igualdad a uno.

$$\int_{\eta}^{\infty} p(M) dM = 1 \quad \text{(Ecuación 5)}$$

La distribución gamma se aplica a la fracción pesada (C_{7+}) al dividir el área bajo la curva en un número definido de secciones, denominados pseudocomponentes. Al dividir el área bajo la curva se obtiene la fracción mol normalizada $z_i/z_{C_{7+}}$, para el intervalo de pesos moleculares M_{bi-1} a M_{bi} , donde M_b corresponde al peso molecular en la frontera de la distribución gamma.

Los métodos utilizados para realizar la división de área bajo la curva de la función de distribución son dos: el método de intervalos (ver Anexo A) y el método de cuadratura, en este caso únicamente se mencionará el método de la cuadratura por ser el que permite manejar diferentes tipos de muestras de fluido de un yacimiento para ser tratado simultáneamente como un fluido caracterizado.



1. Método de cuadratura ⁽²⁸⁾.

A diferencia del método de intervalos que aproxima la integral a una función lineal. La cuadratura gaussiana selecciona la función de manera óptima, al presentar una mejor distribución en el peso molecular. Este método se explica a detalle en la tesis de maestría de Humberto Hinojosa ⁽⁸⁾.

Los siguientes pasos aplican la cuadratura gaussiana para la solución de la función gamma, de acuerdo a lo establecido por Whitson ⁽²⁸⁾:

- i. Definir el número de pseudocomponentes y obtener los parámetros de cuadratura X_i y W_i a partir de tablas matemáticas ⁽²⁾. En este caso en particular, el parámetro X_i define los pesos moleculares de los pseudocomponentes (Ecuación 9), mientras que el parámetro W_i determina la fracción mol de los pseudocomponentes (Ecuación 10).
- ii. Calcular el valor del peso molecular mínimo en fracción pesada (η) y establecer la forma de la función de distribución (α).
- iii. Calcular el peso molecular (M_N) del pseudocomponente más pesado. Para este fin se recomienda usar la siguiente expresión:

$$M_N = 2.5M_{C7+} \tag{Ecuación 6}$$

Donde:

M_{C7+} : Peso molecular de la fracción pesada, definida en el análisis PVT.

- iv. Se calcula el valor del parámetro β modificado.

$$\beta^* = \frac{M_N - \eta}{X_N} \tag{Ecuación 7}$$

Donde:

X_N : fracción mol del pseudocomponente más pesado.

- v. Calcular el parámetro δ .



$$\delta = \exp\left(\frac{\alpha\beta^*}{M_{C7+} - \eta} - 1\right) \quad \text{(Ecuación 8)}$$

vi. Calcular la fracción mol (Z_i) y peso molecular (M_i) de cada pseudocomponente.

$$Z_i = Z_{C7+}[W_i f(X_i)] \quad \text{(Ecuación 9)}$$

$$M_i = \eta + \beta^* X_i \quad \text{(Ecuación 10)}$$

$$f(X_i) = \frac{(X_i)^{\alpha-1}(1 + \ln\delta)^\alpha}{\Gamma(\alpha)\delta^{X_i}} \quad \text{(Ecuación 11)}$$

vii. Obtener el peso molecular de la fracción pesada (C_{7+}) con las igualdades siguientes. En caso de que no se obtenga la igualdad se modifica el valor de δ .

$$Z_{C7+} = \sum_{i=7}^N Z_i \quad \text{(Ecuación 12)}$$

$$Z_{C7+}M_{C7+} = \sum_{i=7}^N Z_i M_i \quad \text{(Ecuación 13)}$$

II.3. Factor de Caracterización de Soreide.

Las propiedades fisicoquímicas de los pseudocomponentes tales como la densidad relativa (γ) y la temperatura normal de ebullición (T_b), obtenidos al seleccionar la función $p(M)$ se estiman en la ausencia de datos TBP experimentales. A continuación se mencionan los métodos más utilizados en la literatura, cabe mencionar que en este capítulo únicamente se detallará el método de caracterización de Soreide utilizado en los cálculos de este trabajo de tesis.

- Factor de caracterización de Watson (K_w): Se detalla en el Anexo A.
- Factor de caracterización de Jacoby (J_a): Se detalla en el Anexo A.



- Factor de aromaticidad de Yarborough (Y_a): Se detalla en el Anexo A.
- Factor de caracterización de Soreide (C_f): Se detalla a continuación.

Factor de caracterización de Soreide ^(27,28).

Soreide desarrolló una correlación basada en el análisis de 843 curvas de destilación de 68 muestras de la fracción pesada. La expresión obtenida relaciona las propiedades de la fracción pesada, peso molecular (M_i), la densidad relativa (γ) y el factor de caracterización de Soreide (C_f).

$$\gamma_i = 0.2855 + C_f(M_i - 66)^{0.13} \quad \text{(Ecuación 14)}$$

Asimismo, estableció un rango de valores para el factor de caracterización C_f , de acuerdo a la naturaleza del crudo, para crudos parafínicos el valor se encuentra alrededor de 0.27 y para crudos aromáticos alrededor de 0.31. Para encontrar el valor de C_f de la (Ecuación 14) se utiliza un método iterativo que satisfaga la ecuación siguiente:

$$(\gamma_{C7+})_{exp} = \frac{Z_{C7+} M_{C7+}}{\sum_{i=7}^N Z_i M_i / \gamma_i} \quad \text{(Ecuación 15)}$$

II.4. Propiedades Críticas.

Las propiedades críticas son el conjunto de condiciones físicas de presión, temperatura y volumen, para las cuales la densidad y otras propiedades del líquido y gas se vuelven idénticas, es decir, es un punto crítico a una presión y temperatura dada donde no puede diferenciarse físicamente la fase gaseosa de la fase líquida. Estas propiedades son únicas para cada sustancia y se requiere para la predicción del comportamiento de fases mediante alguna ecuación de estado.

El factor acéntrico (ω) proporciona una medida de la pendiente de la curva de presión de vapor desde la temperatura reducida (T_r) igual a 0.7 hasta 1.0. Numéricamente toma valores de 0.01 para el metano (CH_4), 0.1 para el pentano (C_5), 0.5 para el octano (C_8) y valores mayor a uno para fracciones de petróleo más pesadas que el C_{25} ⁽²⁸⁾.



El factor acéntrico (ω), la presión crítica (p_c) y la temperatura crítica (T_c), se determinan a partir de correlaciones generalizadas en términos de la temperatura de ebullición (T_b), densidad relativa (γ) y/o del peso molecular (M). Algunas de las correlaciones más comunes se presentan a continuación, cabe mencionar que para el cálculo de las propiedades de pseudocomponentes se hace uso de una correlación desarrollada a partir de las n-parafinas.

A continuación se presentan algunas de las correlaciones:

Tabla II.2. Correlaciones para el cálculo de propiedades críticas y factor acéntrico.

Correlación	Temperatura Crítica (T_c)	Presión Crítica (p_c)	Factor Acéntrico (ω)
Roess ⁽²¹⁾	X		
Kesler y Lee ⁽²⁸⁾	X	X	X
Cavett ⁽⁶⁾	X	X	
Riazi y Daubert ⁽²⁸⁾	X	X	
Nokay ⁽¹³⁾	X		
TWU ⁽²²⁾	X	X	
Edmister ⁽²⁸⁾			X
Pitzer ⁽²⁸⁾			X

II.5. Ecuaciones de Estado Cúbicas.

Las ecuaciones que son cúbicas en el volumen molar ofrecen un acuerdo entre generalidad y simplicidad apropiada para relacionar la presión, temperatura y volumen, estas describen el comportamiento volumétrico y de fases para componentes puros y sus respectivas mezclas.

El comportamiento de las isothermas de una ecuación de estado cúbica para un componente puro se presenta en la Figura II.2. Como se observa, el comportamiento depende de las temperaturas con referencia a la temperatura crítica. Si la temperatura es menor a la crítica se tienen presiones con tres valores diferentes de volumen.

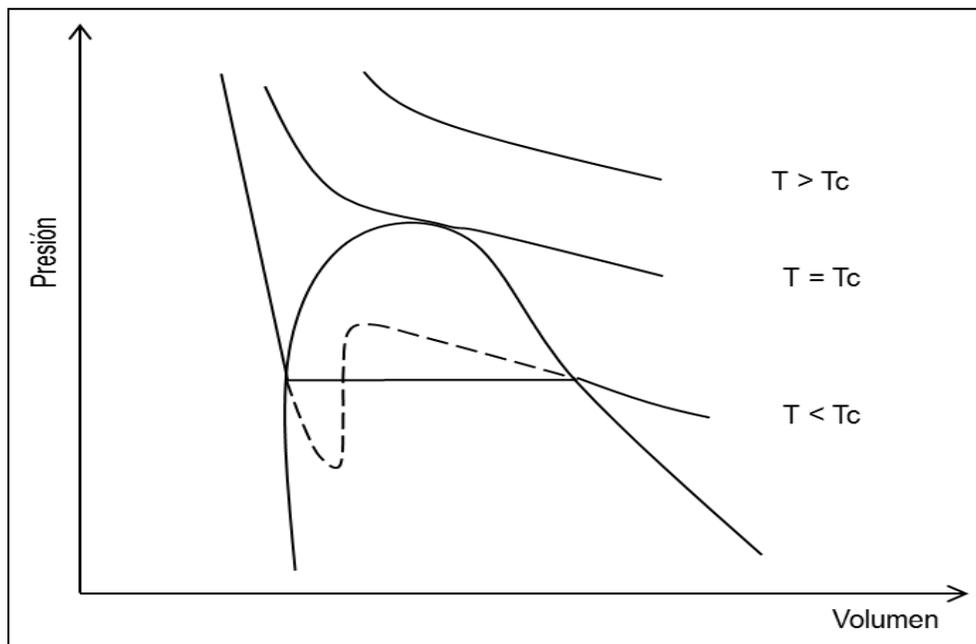


Figura II.2. Relación p-V de componente puro a temperatura subcrítica, crítica y supercrítica.

La primera ecuación de estado cúbica fue propuesta por J.D. van der Waals en 1873, y se describe a continuación ⁽²⁴⁾:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad (\text{Ecuación 16})$$

Donde:

a : parámetro de atracción.

b : parámetro de repulsión.

R : constante universal de los gases.

El término $\frac{RT}{V-b}$ establece el comportamiento de la densidad del líquido y representa el componente repulsivo de la presión.

El término $V-b$ de la ecuación de van der Waals 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:



$$\lim_{p \rightarrow \infty} V(p) = b \quad \text{(Ecuación 17)}$$

Donde:

b : covolumen, volumen molecular efectivo.

Una ecuación de estado cúbica se puede expresar en términos del factor de compresibilidad (Z), para calcular el comportamiento volumétrico ⁽²⁴⁾:

$$Z = \frac{pV}{RT} \quad \text{(Ecuación 18)}$$

$$Z^3 + A_2Z^2 + A_1Z + A_0 = 0 \quad \text{(Ecuación 19)}$$

Donde A están en función de la presión, temperatura y composición de la mezcla.

A continuación se mencionan las ecuaciones de estado cúbicas más utilizadas en la industria Petrolera.

Tabla II.1. Ecuación Cúbica de Souave-Redlich-Kwong (1972) ⁽²⁴⁾

Ecuación Cúbica	$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)}$	(Ecuación 20)
Factor de Compresibilidad	$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0$	(Ecuación 21)
Constante a	$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha(T_r)$	(Ecuación 22)
Ω_a	0.42748023	(Ecuación 23)
Constante b	$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$	(Ecuación 24)
Ω_b	0.08664035	(Ecuación 25)
Parámetro adimensional A	$A = a \frac{p}{(RT)^2} = \Omega_a \frac{p_r}{T_r^2} \alpha(T_r)$ $\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2$ $m = 0.48 + 1.57w - 0.176w^2$	(Ecuación 26)
Parámetro adimensional B	$B = b \frac{p}{RT} = \Omega_b \frac{p_r}{T_r}$	(Ecuación 27)



Tabla II.1. Ecuación Cúbica de Peng Robinson (1976) ⁽²⁴⁾

Ecuación Cúbica	$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b) + b(V-b)}$	(Ecuación 28)
Factor de Compresibilidad	$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-2B-3B^2)Z - (AB-B^2-B^3) = 0$	(Ecuación 29)
Constante a	$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha(T_r)$	(Ecuación 30)
Ω_a	0.45723553	(Ecuación 31)
Constante b	$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$	(Ecuación 32)
Ω_b	0.077796074	(Ecuación 33)
Parámetro adimensional A	$A = a \frac{p}{(RT)^2} = \Omega_a \frac{p_r}{T_r^2} \alpha(T_r)$ $\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2$ $m = 0.3788 + 1.4897w - 0.1713w^2 + 0.0196w^3$	(Ecuación 34)
Parámetro adimensional B	$B = b \frac{p}{RT} = \Omega_b \frac{p_r}{T_r}$	(Ecuación 35)

Donde:

V : volumen.

T : temperatura.

a : parámetro de atracción.

b : parámetro de repulsión.

R : constante universal de los gases.

T_r : Temperatura reducida, está definida como T/T_c .

p_r : Presión reducida, esta defina como p/p_c .

II.6. Obtención del Factor de Soreide (C_f) en función de alfa (α).

Utilizando la información proporcionada en la Tabla II.1 y con base en el modelo de distribución gamma con el método de solución de cuadratura Gaussiana, se realizó la caracterización de la fracción pesada de cada uno de los fluidos, con la siguiente suposición:

“Si el factor de caracterización de Soreide (C_f) y el valor de alfa son los mismos para todos los fluidos entonces las propiedades obtenidas son las mismas”.



Los parámetros eta (η), beta* (β^*), alfa (α) y peso molecular del pseudocomponente más pesado ($M_{m\acute{a}x}$) se establecieron de manera general para todos los fluidos:

- El parámetro eta (η): se obtiene al adicionarle un peso de 7 al del peso molecular de hexano, último componente definido.

$$\eta = M_{C_6H_{14}} + 7 = 86 + 7 = 93$$

- Peso Molecular del pseudocomponente más pesado ($M_{m\acute{a}x}$): en este caso se obtuvo multiplicando 2.5 veces el peso molecular de la fracción pesada más pesada del banco de datos utilizados.

$$M_{m\acute{a}x} = M_{C_{7+}} * 2.5 = 493 * 2.5 = 1232.5$$

- El parámetro beta* (β^*):

$$\beta^* = \frac{M_{m\acute{a}x} - \eta}{X_{m\acute{a}x}} = \frac{1232.5 - 93}{12.64} = 90.14$$

- El parámetro alfa (α): se tomaron de manera arbitraria los siguientes valores 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 4.5, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 9.0 y 10.0.
- La fracción pesada se desdobló en cinco pseudocomponentes, en base a los resultados obtenidos en la tesis de maestría de Dania López ⁽¹¹⁾, donde se encontró que una ventaja del modelo es considerar despreciable el efecto del número de pseudocomponentes en la envolvente de fases.

Una vez establecidos los parámetros generales se continuó con el cálculo de factor de Soreide (C_f) en función de alfa (α), para los fluidos mencionados en la Tabla II.1.

Como resultado del cálculo se obtuvo el comportamiento mostrado en la Figura II.3, donde se observa lo siguiente:

- Tomando el mismo valor de alfa (α) el valor de C_f disminuye proporcionalmente a la densidad del fluido.

- Un valor de C_f a una misma α no representa todos los fluidos. Por lo anterior, se determinó utilizar el valor de C_f para fluidos cuya densidad se encontraran en un rango de 10 °API.

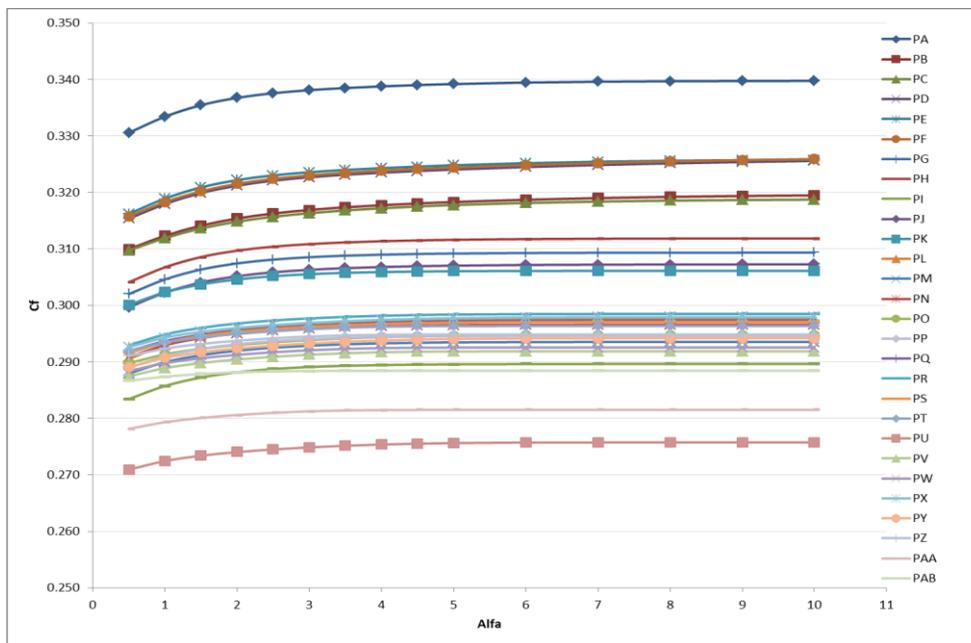


Figura II.3. Relación entre el factor de Soreide (C_f) y el parámetro alfa (α).

Con la finalidad de verificar los resultados anteriores, donde se establece que un grupo de pseudocomponentes no podrá representar cualquier tipo fluido. Se optó por establecer al factor de Soreide (C_f) como un parámetro constante y obtener alfa hasta minimizar el error:

$$error = \left[\frac{(M_{C7cal} - M_{C7exp})}{M_{C7exp}} \right]^2 + \left[\frac{(\rho_{C7cal} - \rho_{C7exp})}{\rho_{C7exp}} \right]^2$$

Donde:

M_{C7cal} . Peso molecular de la fracción pesada calculada.

M_{C7exp} . Peso molecular de la fracción pesada experimental.

ρ_{C7cal} . densidad de la fracción pesada calculada.

ρ_{C7exp} . densidad de la fracción pesada experimental.



Utilizando los datos de la Figura II.3 y el método gráfico se obtuvieron los valores de C_f como premisa en el método se buscó que un mismo valor de C_f satisficiera la mayor cantidad de fluidos posibles, en la Figura II.4 y Tabla II.3 se muestran los resultados obtenidos, como se observa se tiene siete valores de C_f que oscilan entre 0.2753 y 0.3305.

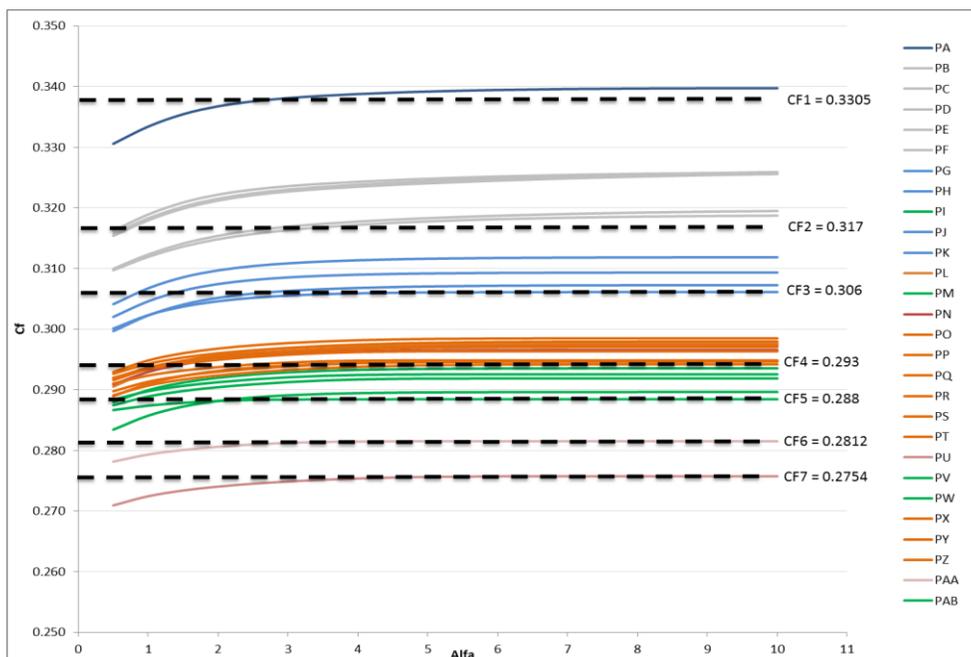


Figura II.4. Línea de tendencia para C_f .

Tabla II.3. Valores de C_f en función de la densidad API.

	C_f	Rango de Densidad °API	Fluidos
1	0.3305000	11	PA
2	0.3170000	12 - 21	PB, PC, PD, PE, PF
3	0.3060000	22 - 30	PG, PH, PI, PJ PK
4	0.2930000	31 - 42	PL, PN, PO, PP, PQ, PR, PS, PT, PX, PY, PZ
5	0.2880000	37 - 47	PM, PV, PW, PAB
6	0.2812620	45	PAA
7	0.2753766	37	PU

En el caso de ajustar el valor de alfa con respecto a los valores de C_f mostrados en la Tabla II.3, se obtienen los resultados de la Figura II.5, que indican la existencia de diferentes grupos de pseudocomponentes para reproducir las propiedades de cada uno de los fluidos.

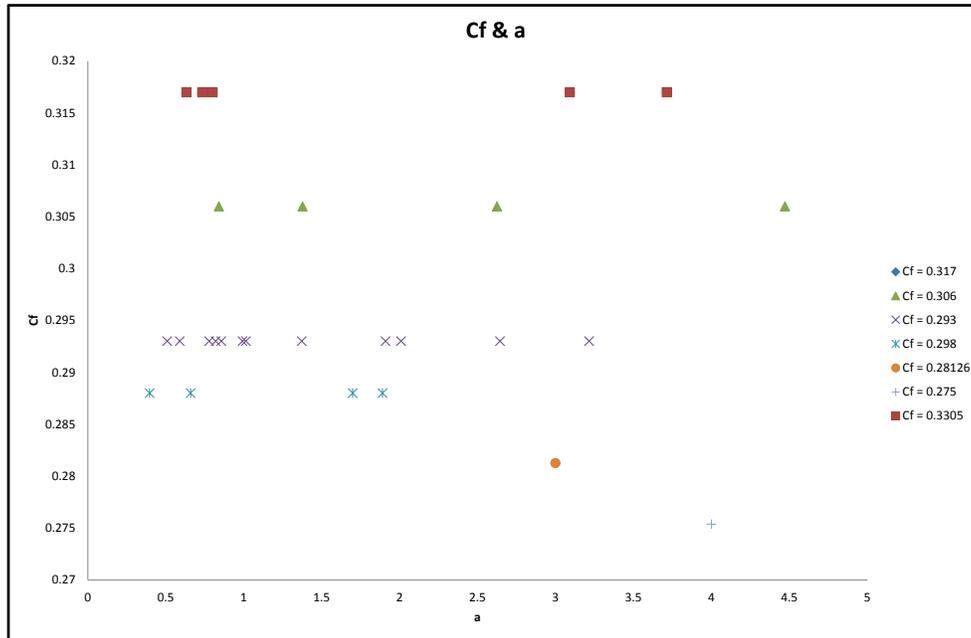


Figura II.5. Relación C_f - Alfa.

Con base en las gráficas presentadas y análisis de resultados para los crudos estudiados, se determinó que la distribución Gamma requiere de al menos dos grupos de pseudocomponentes para representar una gama de fluidos diferentes y el efecto del valor de alfa influye en el ajuste del parámetro de caracterización de Soreide.

II.7. Obtención de las propiedades de los pseudocomponentes.

Con la información proporcionada en la Tabla II.1 se puede caracterizar la fracción pesada mediante el módulo composicional. El módulo se basa en la distribución gamma y el procedimiento de caracterización utiliza el método de cuadratura Gaussiana, con cinco pseudocomponentes para todos los fluidos estudiados.

El valor de eta (η) se obtuvo en la sección anterior y es de 93, mientras que el valor de alfa (α) se tomó de los resultados obtenidos de la tesis de maestría de Irma Jaramillo, en donde se establece que el valor que mejor representa la distribución molar de los sistemas es uno, se utilizó el método de cuadratura con cinco puntos para desdoblar la fracción pesada, Peng Robinson para la función alfa, Soreide para la temperatura de ebullición, la temperatura crítica, presión crítica y factor acéntrico se obtuvieron con la ecuación establecida por Lee & Kesler ⁽²⁸⁾.



Una vez realizada la caracterización de cada uno de los fluidos estudiados, se puede obtener las propiedades individuales de los pseudocomponentes y su comportamiento para poder establecer el peso molecular de los pseudocomponentes que integran un mismo grupo. En este punto no se realizó ajuste para la envolvente de fases, ni se obtuvieron los experimentos DLE y CCE para cada fluido de yacimiento.

Los datos obtenidos de la caracterización, mostrados en Figura II.6, muestran que la variación del peso molecular del pseudocomponente más pesado es de 812 kg/kgmol entre el fluido B y el fluido Z, asimismo entre más ligero sea el pseudocomponente la diferencia entre los pesos moleculares disminuye considerablemente.

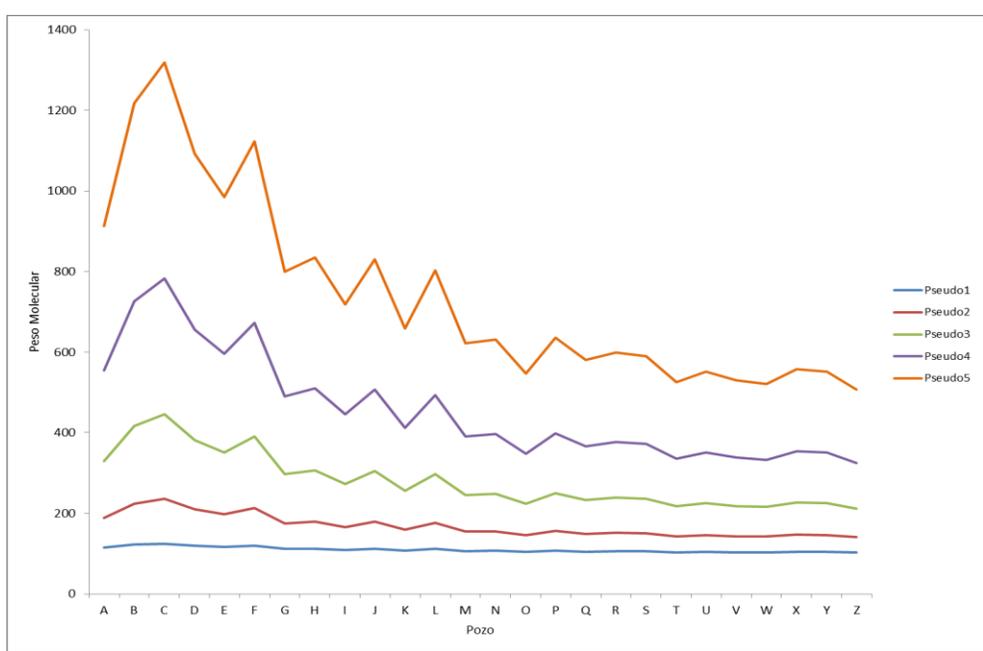


Figura II.6. Efecto del Peso Molecular.

La Figura II.7 presenta información de la densidad de los pseudocomponentes para cada fluido, como se observa el comportamiento de la densidad es constante para todos los fluidos estudiados, esto implica que el valor de C_f varía en cada fluido para un valor de $\alpha = 1$, por tanto el análisis realizado para esta propiedad establece que únicamente se utilizará el mismo peso molecular para todos los fluidos y se dejará la densidad como propiedad independiente.

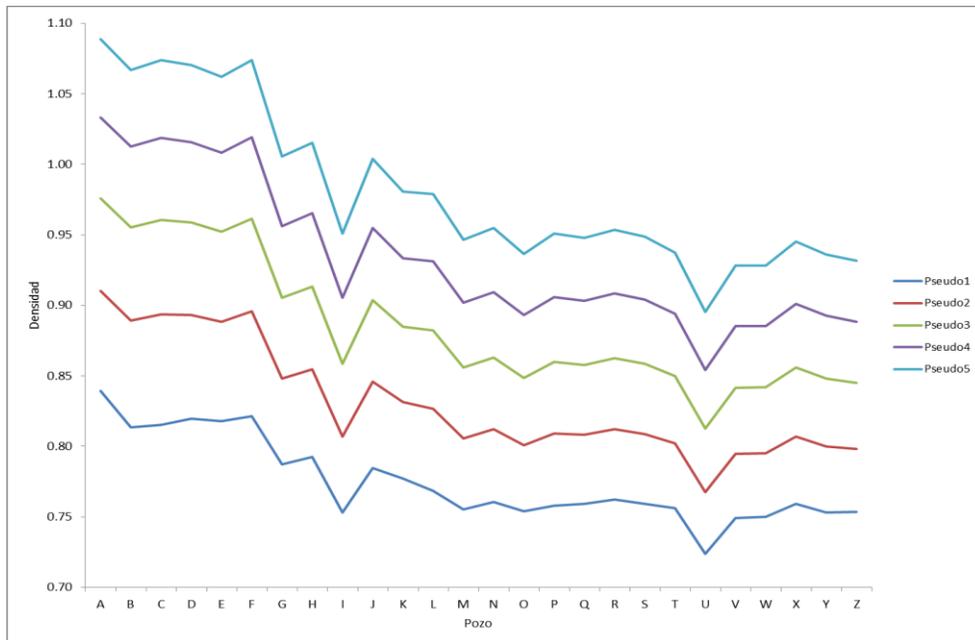


Figura II.7. Efecto de la densidad.

Una vez terminada la caracterización de todos los crudos, se establecieron dos grupos de pseudocomponentes con peso molecular diferente, el primero ($M_{m\acute{a}x}$) representa el peso molecular del fluido B cuyos pseudocomponentes fueron los m\acute{a}s pesados y el segundo ($M_{Promedio}$) representa el promedio del peso molecular de todos los fluidos caracterizados (ver Tabla II.4). Asimismo en la Tabla II.4 se muestra que la diferencia entre ambos grupos se incrementa al aumentar el peso molecular, tal y como se observa en la Figura II.6 . Para determinar el grupo de pseudocomponente que representaría a los fluidos de yacimiento y con el que se obtendr\iacute;a el ajuste de los experimentos DLE y CCE, se continu\o con el ajuste de la presi\o;n de saturaci\o;n con ambos grupos.

Tabla II.4. Peso Molecular de los grupos de pseudocomponentes establecidos.

	$M_{m\acute{a}x}$	$M_{Promedio}$
Pseudo1	122.48	109.35
Pseudo2	224.26	167.36
Pseudo3	417.49	277.49
Pseudo4	726.36	453.52
Pseudo5	1218.06	733.76

Capítulo III. Ajuste de la Presión de Saturación.

Una etapa fundamental en la caracterización de los fluidos es la reproducción correcta de la presión de saturación y de la densidad relativa del líquido remanente en el experimento DLE, puesto que estas propiedades impactan directamente en el diseño de las instalaciones. En la Figura III.1 se muestra el efecto del diseño de los equipos con respecto a la estimación de la presión de saturación.

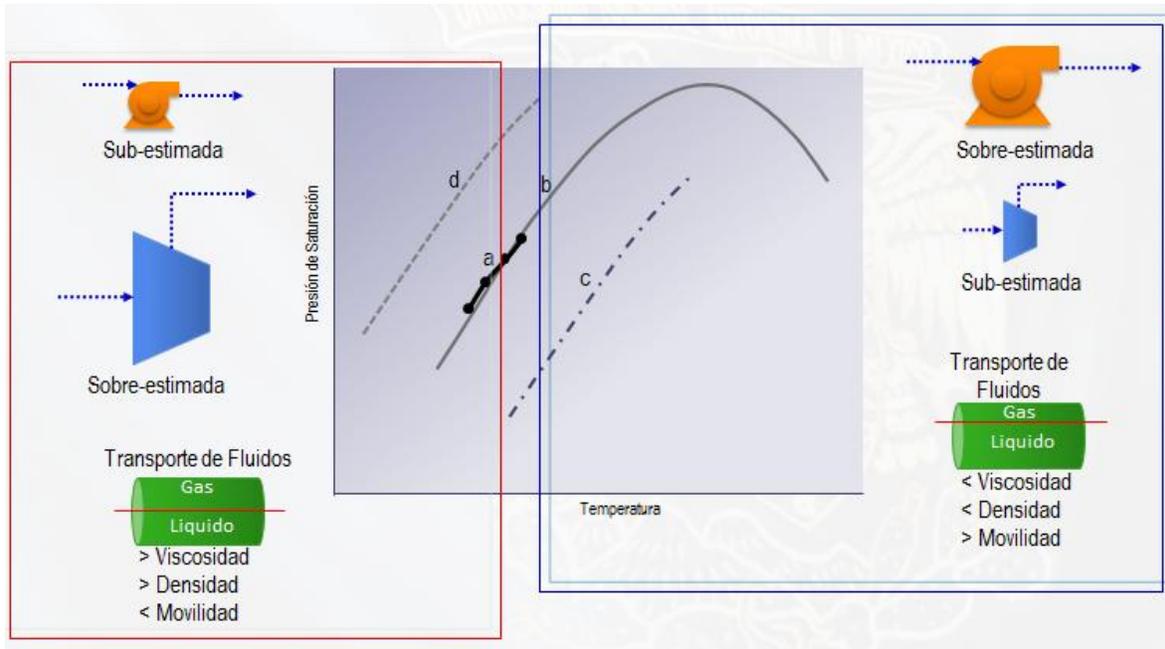


Figura III.1. a) Presión de saturación experimental (●); b) correcta representación de la presión de saturación (—); c) subestimación de la presión de saturación (---); d) sobreestimación de la presión de saturación (— —).

La sobreestimación de la presión de saturación reduce la zona del líquido y trae como consecuencia sobredimensionamiento de los equipos que procesan el líquido. Por el contrario, la subestimación de la presión de saturación amplía la zona del líquido y al operar equipos diseñados con estas especificaciones se tiene represionamiento en la operación, ya que trataría de operar en la zona donde el líquido ha vaporizado.

En este capítulo, se presenta la obtención de la presión de saturación en función de los parámetros de interacción binaria (k_{ij}) y el peso molecular obtenido en el capítulo anterior. La densidad relativa del líquido se presenta en el Capítulo IV.



Para mostrar el procedimiento en la obtención de la presión de saturación, se toma como ejemplo el fluido D, cuya densidad es 13.6°API. En la Tabla III.1, se presentan las propiedades globales y en la Tabla III.2 la información composicional. En el Anexo B se muestran los datos experimentales de cada uno de los fluidos estudiados en este trabajo de tesis.

Tabla III.1. Propiedades Globales del Fluido D.

Parámetro	Valor
Presión de Yacimiento (p_y), kg/cm ²	158.00
Temperatura de Yacimiento (T_y), °C	116.30
Presión de burbuja a la T_y ($p_y @ T_y$), kg/cm ²	130.00
Relación Gas Aceite (RGA), m ³ /m ³	48.46

Tabla III.2. Composición del Fluido D

Parámetro	Valor
Densidad del Aceite Residual (°API)	13.60
Composición del fluido (%mol):	
N2	0.32
CO2	2.40
H2S	2.01
Metano	25.35
Etano	5.81
Propano	4.69
Iso-Butano	0.62
Butano	2.39
Iso-Pentano	0.98
Pentano	1.55
Hexano	2.40
C7+	51.48
Propiedades del C_{7+} :	
M	412.30
ρ , gr/cm ³	0.98
°API	12.16

III.1. Caracterización de la fracción pesada.

La caracterización de la fracción pesada se realizó utilizando el módulo composicional realizado por Humberto Hinojosa⁽⁶⁾. En este trabajo de tesis únicamente se mencionan los resultados obtenidos.

Las correlaciones utilizadas para la obtención de los diferentes parámetros se mencionan a continuación:

- Ecuación de Estado: Se utilizó la ecuación de estado cúbica de Peng Robinson (Ecuación 28).



- Temperatura normal de ebullición: Se utilizó la correlación del American Petroleum Institute⁽³⁾ (API).

$$M = (2.0432 \times 10^2) T_b^{0.118} \gamma^{1.88} \exp(0.00218 T_b - 3.07 \gamma) \quad \text{(Ecuación 36)}$$

- Temperatura crítica: Se utilizó la correlación de Lee & Kesler⁽¹⁰⁾, para temperatura mayor a 1200 °F.

$$T_c = 341.7 + 811\gamma + (0.4244 + 0.1147\gamma)T_b + (0.4669 - 3.2623\gamma) \times 10^5 T_b^{-1} \quad \text{(Ecuación 37)}$$

- Presión crítica: Se utilizó la correlación de Lee & Kesler⁽¹⁰⁾, para temperatura mayor a 1200 °F.

$$\ln(P_c) = 8.3634 - \frac{0.056}{\gamma} - \left[\left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma} + \frac{0.11857}{\gamma^2} \right) \times 10^{-3} \right] T_b \quad \text{(Ecuación 38)}$$

$$+ \left[\left(1.4685 + \frac{3.648}{\gamma} + \frac{0.47227}{\gamma^2} \right) \times 10^{-7} \right] T_b^2 - \left[\left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma} \right) \times 10^{-10} \right] T_b^3$$

- Factor acéntrico: Se utilizó la correlación de Lee & Kesler⁽¹⁰⁾, para fracciones del petróleo con $T_{br} = T_b/T_c > 0.8$.

$$\omega = -7.904 + 0.1352K_w - 0.007465K_w^2 + 8.359T_{br} + (1.408 - 0.01063K_w)T_{br}^{-1} \quad \text{(Ecuación 39)}$$

- Densidad relativa del C_{7+} : Se utilizó el factor de Soreide (Ecuación 14).

Para ejecutar el programa se utilizó la composición mol del fluido D (Tabla III.2) y las variables de entrada que a continuación se mencionan:

Tabla III. 3. Variables de entrada para caracterizar la fracción C_{7+} del fluido D.

Variable	Valor
Peso molecular promedio del C_{7+} ($M_{C_{7+}}$)	412.30
Densidad relativa del C_{7+} ($\gamma_{C_{7+}}$)	0.9800
Fracción mol del C_{7+} ($Z_{C_{7+}}$)	0.5148
Alpha (α)	1
Eta (η)	90
Número de pseudocomponentes (N)	5

El programa proporciona como resultado el vector de dimensión (n) que contiene para cada uno de los pseudocomponente los parámetros siguientes:

- La fracción mol (Z_i).
- El peso molecular (M_i).
- La temperatura normal de ebullición (T_{bi}).
- La temperatura crítica (T_{ci}).
- La presión crítica (p_{ci}).
- El factor acéntrico (ω_i).

A partir de la información proporcionada en las tablas III.1, III.2 y III.3, se obtuvieron para el fluido D la información descrita en la tabla siguiente:

Tabla III.4. Resultados de la caracterización de la fracción C_{7+} del fluido D.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	C_f Soreide
Pseudo1	0.0418	109.35	399.42	590.45	32.25	0.3402	0.3120
Pseudo2	0.0899	167.36	495.52	690.24	24.14	0.5088	0.3120
Pseudo3	0.1219	277.49	618.49	804.06	16.60	0.7717	0.3120
Pseudo4	0.1336	453.52	740.35	909.98	11.68	1.0288	0.3120
Pseudo5	0.1276	733.76	851.37	1005.64	8.75	1.2433	0.3120

III.2. Procedimiento para la obtención de la presión de saturación.

Para estimar la presión de saturación, se usó el efecto de la temperatura con respecto a los efectos moleculares debidos al tamaño de las especies químicas representado por los parámetros de interacción binaria (k_{ij}), utilizando los resultados obtenidos en la tesis de maestría de Irma Jaramillo, en donde, se establece que el ajuste de la presión de saturación se logra con la relación lineal $k_{ij} = k_a + k_b T$, entre los parámetros de interacción binaria (k_{ij}) y la temperatura (T), k_a representa el valor del parámetro cuando la temperatura es 0, y k_b es el valor de la pendiente de la línea recta que representa a k_{ij} en función de la temperatura.

A continuación se describe el procedimiento aplicado para el ajuste de la presión de saturación:

1. Se ajusta de forma individual cada punto de saturación con respecto al parámetro de interacción binaria (k_{ij}) en función de la temperatura.
2. Se obtienen los valores de k_a y k_b de la relación lineal $k_{ij} = k_a + k_b T$.



3. Se toma el valor de k_a y k_b obtenido en el punto anterior como el parámetro de interacción binaria ($k_{a ij}$) del metano con respecto a los pseudocomponentes.
4. Se calcula la envolvente de fases con los datos anteriores de k_{ij} .
5. Se compara la envolvente de fases experimental con la envolvente de fases calculada.

En este trabajo, se realizó el cálculo de la presión de saturación para los dos grupos de pseudocomponentes mostrados en el Capítulo 2 en la Tabla II.4, con la finalidad de establecer qué grupo representa mejor la distribución gamma de fluidos estudiados, cabe mencionar que solamente se van a mostrar los resultados del fluido D (mismo con el que se ha estado trabajando).

Cálculo de la presión de saturación utilizando el peso molecular máximo.

Utilizando el procedimiento previamente descrito, se obtuvieron los resultados siguientes para cada paso:

1. Ajuste de cada punto de saturación con respecto al parámetro de interacción binaria (k_{ij}) en función de la temperatura.

En la Figura III. 2 se presenta el ajuste individual de presión de saturación para el fluido D, en donde, los valores obtenidos del parámetro de interacción binaria k_{ij} para cada punto se presentan en la Tabla III. 5.

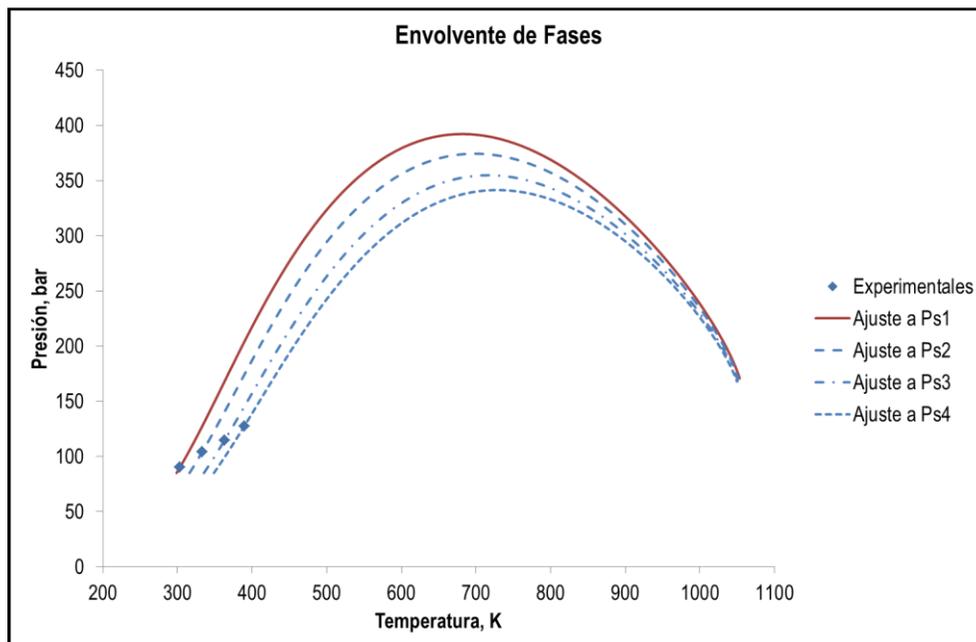


Figura III. 2. Ajuste en cada punto de presión de saturación para el fluido D.

Tabla III. 5. Parámetros de interacción binaria (k_{ij}) obtenidos del fluido D.

T [K]	K_{aij}	p [bar] Original	p [bar] calculado	% Error
303.15	-0.1826	90.11	90.13	0.0221
333.15	-0.2363	104.12	104.13	0.0054
363.15	-0.3058	114.73	114.74	0.0056
389.15	-0.3609	127.49	127.49	0.0005

2. Se obtienen los valores de k_a y k_b de la relación lineal $k_{ij} = k_a + k_b T$.

Realizando la regresión lineal con los datos de la Tabla III. 5, se obtuvo la relación temperatura & k_{aij} que se muestra en la Figura III.3 y de la que se obtuvo la siguiente ecuación lineal para el cálculo de k_{ij} .

$$k_{ij} = 0.455 - 0.00021T \quad (\text{Ecuación 40})$$

Donde k está en función de la temperatura (T), el valor de k_a es 0.455 y el valor de k_b es -0.00021.

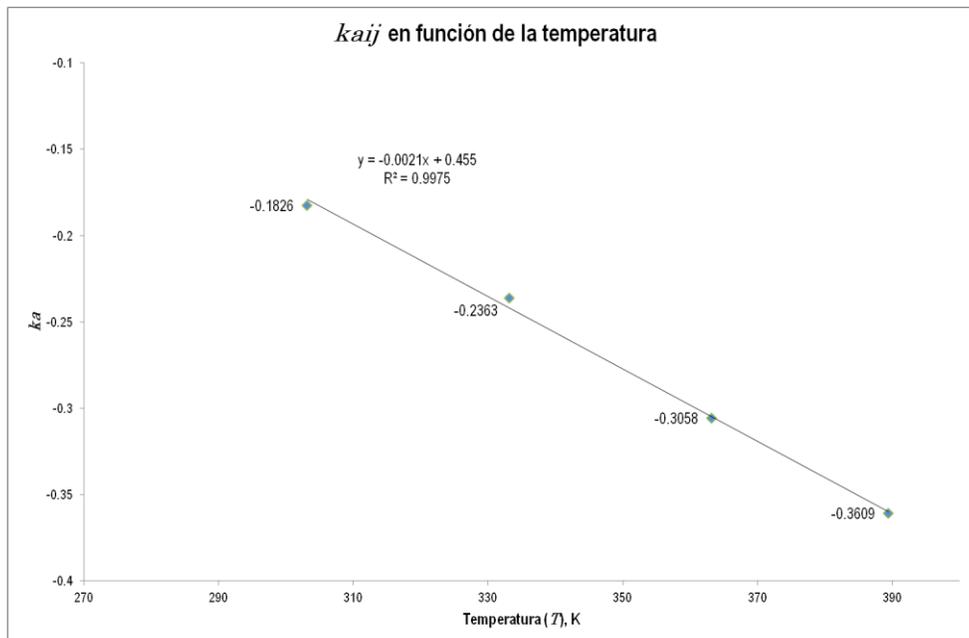


Figura III.3. Parámetros de interacción binaria (k_{ij}) en función de temperatura para el fluido D.

3. Se toma el valor de k_a y k_b obtenido en el punto anterior como el parámetro de interacción binaria (k_{aij}) del metano con respecto a los pseudocomponentes.

Tabla III.6. Parámetros de interacción binaria (k_{ij}) Metano - Pseudocomponente

	Metano k_{aij}	Metano k_{bij}
Pseudo 1	0.455	-0.00021
Pseudo 2	0.455	-0.00021
Pseudo 3	0.455	-0.00021
Pseudo 4	0.455	-0.00021
Pseudo 5	0.455	-0.00021

4. Se calcula la envolvente de fases con los datos anteriores de k_{ij} y
5. Se compara la envolvente de fases experimental de la envolvente de fases calculada.

Con los valores de k_a y k_b antes mencionados, se obtuvo la envolvente de fases para el fluido D. (Figura III.4), como se observa en la Tabla III.7, el error máximo fue de 1.95 % (error para el segundo punto de temperatura), para la presión de saturación a la temperatura de yacimiento (389.454 K) el % error es menor a 2.

Tabla III.7. Presión de Saturación Calculada

T [K]	p [bar]		% Error
	Original	Calculada	
303.15	90.1147	91.54	1.5777
333.15	104.1188	102.08	1.9541
363.15	114.7298	115.09	0.3120
389.45	127.4884	126.42	0.8372

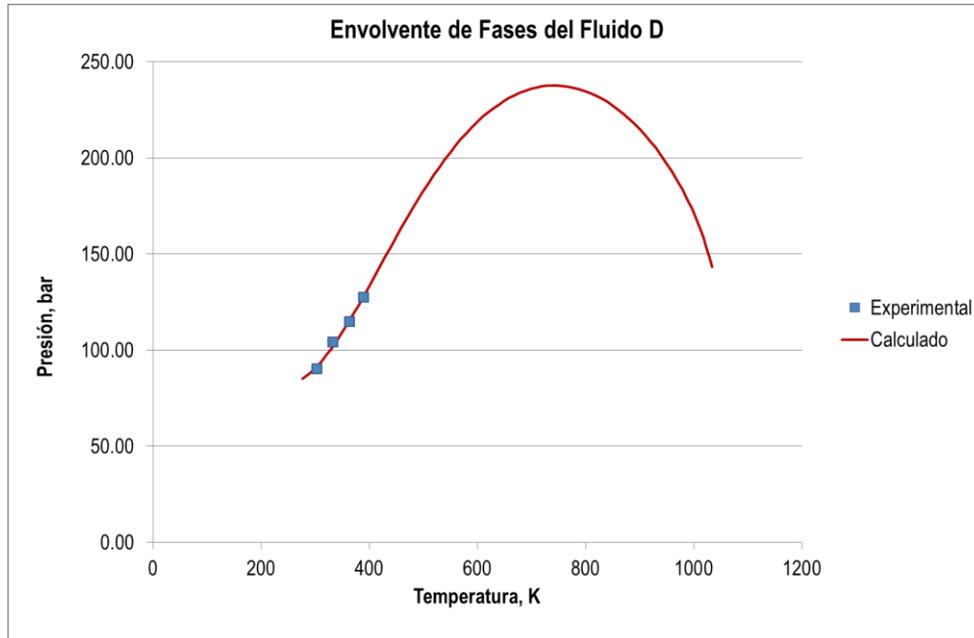


Figura III.4. Envoltura de Fases del fluido D.

Cálculo de la presión de saturación utilizando el peso molecular promedio.

Utilizando el procedimiento previamente descrito, se obtuvieron los siguientes resultados para cada paso:

1. Ajuste de cada punto de saturación con respecto al parámetro de interacción binaria (k_{ij}) en función de la temperatura.

En la Figura III.5 se presenta el ajuste individual de presión de saturación para el fluido D, en donde, los valores obtenidos del parámetro de interacción binaria k_{ij} para cada punto se presentan en la Tabla III.8.

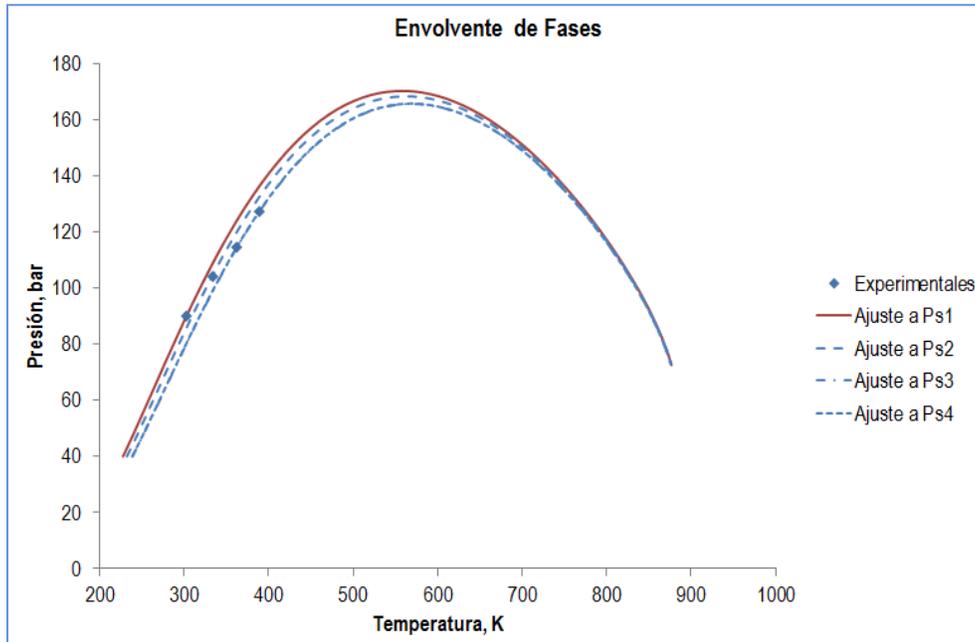


Figura III.5. Ajuste en cada punto de presión de saturación para el fluido D.

Tabla III.8. Parámetros de interacción binaria (k_{ij}) obtenidos para del fluido D.

T [K]	$K_{a ij}$	p [bar]		% Error
		Original	calculado	
303.15	0.0460	90.11	89.69	0.4693
333.15	0.0293	104.12	103.80	0.3116
363.15	0.0059	114.73	116.52	1.5323
389.15	0.0011	127.49	126.43	0.8396

2. Se obtienen los valores de k_a y k_b de la relación lineal $k_{ij} = k_a + k_b T$.

Realizando la regresión lineal con los datos de la Tabla III.8, se obtuvo la relación Temperatura & $k_{a ij}$ que se muestra en la Figura III.3 y de la que se obtuvo la ecuación lineal siguiente para el cálculo de k_{ij} .

$$k_{ij} = 0.2119 - 0.0006 T \quad \text{(Ecuación 41)}$$

Donde la temperatura (T) está en K , el valor de k_a es 0.2119 y el valor de k_b es -0.0006.

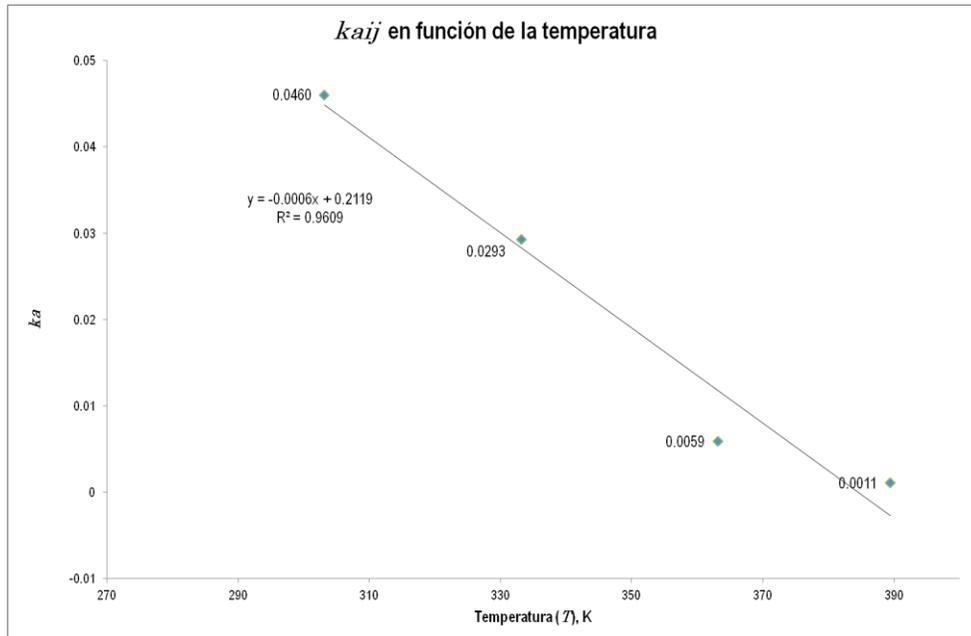


Figura III.6. Parámetros de interacción binaria (k_{ij}) en función de temperatura para el fluido D.

- Se toma el valor de k_a y k_b obtenido en el punto anterior como el parámetro de interacción binaria (k_{aij}) del metano con respecto a los pseudocomponentes.

Tabla III.9. Parámetros de interacción binaria (k_{ij}) Metano - Pseudocomponente

	Metano k_{aij}	Metano k_{bij}
Pseudo 1	0.2119	-0.0006
Pseudo 2	0.2119	-0.0006
Pseudo 3	0.2119	-0.0006
Pseudo 4	0.2119	-0.0006
Pseudo 5	0.2119	-0.0006

- Se calcula la envolvente de fases con los datos anteriores de k_{ij} y
- Se compara la envolvente de fases experimental con la envolvente de fases calculada.

Con los valores de k_a y k_b antes mencionados se obtuvo la envolvente de fases para el fluido D, (Figura III.4), como se observa en la Tabla III.10 el error máximo fue de 6.28 % para una temperatura de 363.15 K. Para la presión de saturación a la temperatura de yacimiento (389.454 K) el % error es menor a 5.

Tabla III.10. Presión de Saturación Calculada

$T [K]$	$p [bar]$		% Error
	Original	Calculada	
303.15	90.1147	91.86	1.9374
333.15	104.1188	108.14	3.8615
363.15	114.7298	121.94	6.2876
389.45	127.4884	132.97	4.3032

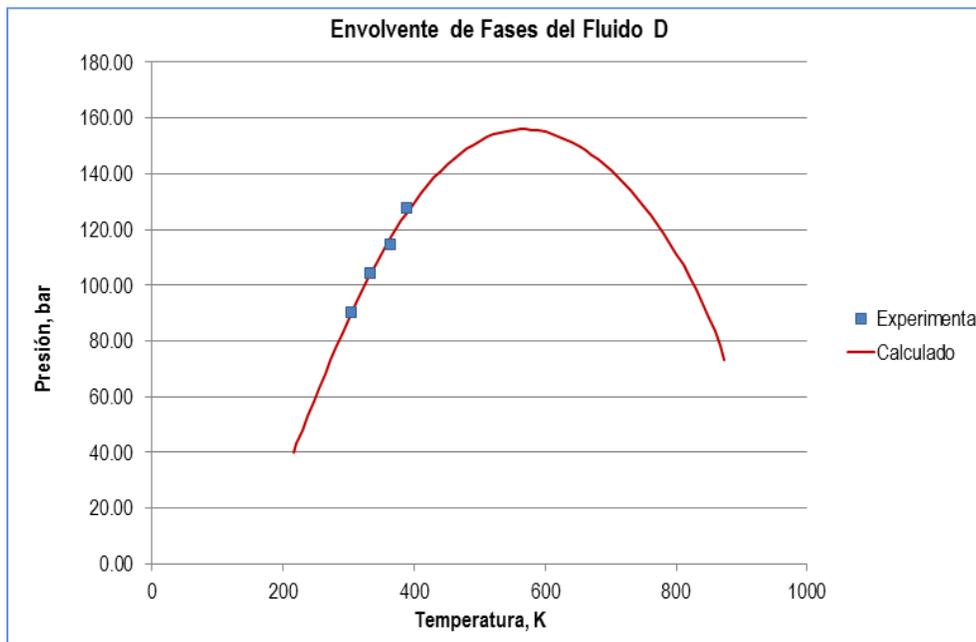


Figura III.7. Envlovente de Fases del fluido D.

III.3. Análisis de Resultados

Los resultados de la presión de saturación obtenidos en los puntos anteriores, muestran que el grupo de pseudocomponentes con peso molecular promedio, reproduce con error menor un mayor número de envolventes de fases de los fluidos estudiados. Lo anterior, implica seleccionar como grupo de pseudocomponentes, el representado por el peso molecular promedio y con esto establecer la siguiente fase para el cálculo de los experimentos Expansión de Liberación Diferencial (DLE) y Expansión a Composición Constante (CCE) de los análisis PVT.

La variación de los parámetros de interacción binaria (K_{a}) con respecto a la temperatura utilizando los pseudocomponentes de peso molecular promedio, se presenta en la Figura III.8. Esta figura, muestra que



cada fluido es de naturaleza diferente al obtenerse diferentes valores de k_a a la misma temperatura, por otro lado no se pudo obtener un comportamiento o función en el que se puedan representar todos los fluidos con la misma k_a .

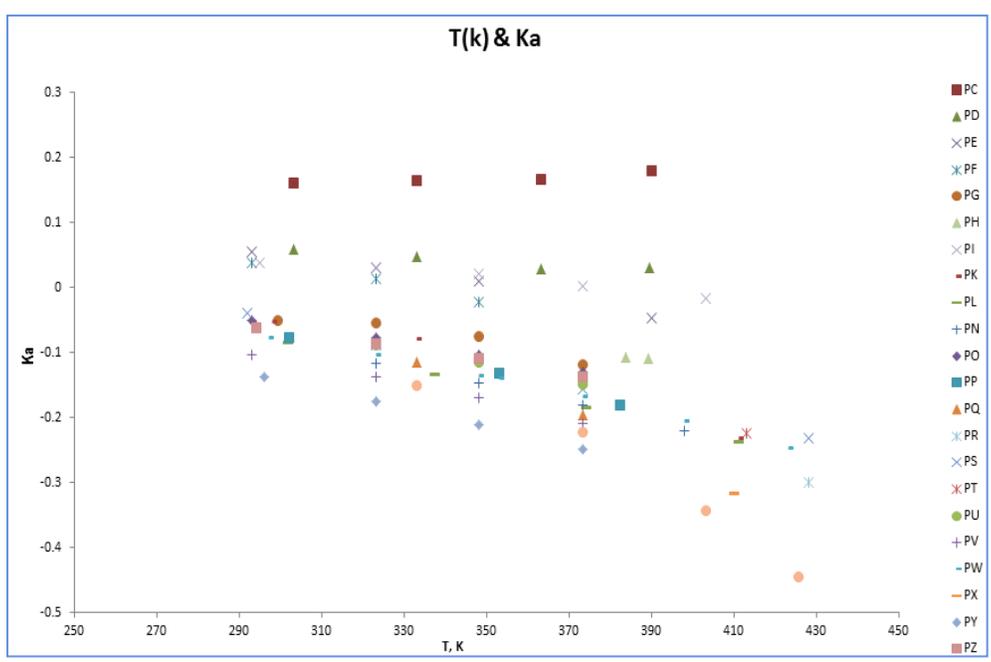


Figura III.8. Variación de K_a con respecto a la Temperatura de todos los fluidos.



Capítulo IV. Experimentos Presión Volumen Temperatura (PVT).

Los experimentos o análisis PVT, son pruebas de laboratorio de los fluidos de un yacimiento petrolífero, para determinar propiedades y el comportamiento de fases a condiciones de explotación. Estos análisis deben de simular los dos procesos de liberación (diferencial e instantáneo) gas–petróleo desde el yacimiento hasta los separadores.

Cabe señalar que la representatividad del experimento PVT depende de la toma de muestra del fluido, por lo que es importante identificar el tipo de muestreo, a continuación se mencionan los más utilizados en la industria petrolera:

Tabla IV.1. Tipos de Muestreo en la Industria Petrolera.

Muestra	Descripción	Ventaja	Desventaja
Fondo	Se toman en el fondo del pozo a través de un contenedor de alta presión durante un período inicial de producción, medir presión de burbuja en el campo, y se acepta la muestra si la diferencia de presión de burbuja es de 20 a 30.	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere de medición de producción de flujo. • Excelente para crudos subsaturados 	<ul style="list-style-type: none"> • No toma muestras representativas cuando $p_{wf} < p_b$. • No se recomienda cuando el pozo tiene una columna grande de agua. • No sirve para yacimientos de gas condensado
Separador	Se basa en tomar la muestra de petróleo y gas en el separador de alta, al mismo tiempo y bajo las mismas condiciones de presión y temperatura, medir en forma precisa las producciones correspondientes y recombinar las muestras según la relación gas aceite medida.	<ul style="list-style-type: none"> • Es válido para todos los tipos de fluidos. • Yacimientos de gas condensado. • Menos costos y riesgoso que el del fondo. • Permite tomar muestras de gran volumen 	<ul style="list-style-type: none"> • Resultados dependen de la exactitud con que se mida la relación gas aceite. • Produce errores del orden de 150 psi en presión de burbuja. • Resultados erróneos cuando en el separador se tienen problemas de espuma
Cabezal	En este caso la muestra se hace fluir a un cilindro usando la técnica de desplazamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede usar en yacimientos subsaturados de petróleo o gas condensado. • Es rápido y de bajo costo. • No requiere de la medición de flujos. 	<ul style="list-style-type: none"> • difícil tomar una muestra representativa por la agitación de los fluidos. • No se debe usar si hay flujo bifásico en el cabezal



Los experimentos PVT realizados a cada una de las muestras dependen de la naturaleza del fluido, gas-condensado o aceite, algunos de los cuales se mencionan a continuación:

- Análisis composicional.
 - Expansión a Composición Constante (CCE).
 - Expansión de Liberación Diferencial (DLE).
 - Agotamiento a Volumen Constante (CVD).
 - Análisis de inyección de gas.
 - Separación multietapa.
1. **Análisis composicional:** La composición se puede obtener a través de varios mecanismos, tales como la cromatografía, destilación, destilación simulada por cromatografía, espectrometría de masas, entre otras. En caso de ser muestras gaseosas, sólo se obtiene cromatografía desde metano (CH_4) hasta undecano ($C_{11}H_{24}$), para muestras de fondo o de separador involucra llevar al aceite del separador a condiciones estándar, medir las propiedades y las composiciones del aceite y gas resultante y recombinar estas composiciones para dar la composición del aceite separado.
 2. **Expansión a Composición Constante (CCE):** Este análisis simula la liberación instantánea y se realiza en celda de acero de volumen del orden de $\frac{1}{2}$ litro, capaz de resistir altas presiones ($> 10\ 000$ psi) y temperaturas (> 350 °F). De este análisis se obtiene las propiedades del crudo siguientes:
 - Presión de burbuja (p_b).
 - Volumen relativo: volumen total del fluido en la celda a una presión dada, dividido por el volumen en el punto de burbuja (V_b).
 - Factor de Compresibilidad.
 - Función Y :

$$Y = \frac{p_b - p}{p \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)}$$

(Ecuación 42)

En la Figura IV.1 se muestra de manera esquemática el procedimiento de CCE, como se observa, se inicia cuando la celda se llena con una masa conocida de fluido y una presión por arriba de la presión de burbuja, la temperatura del sistema permanece constante en todo el experimento.

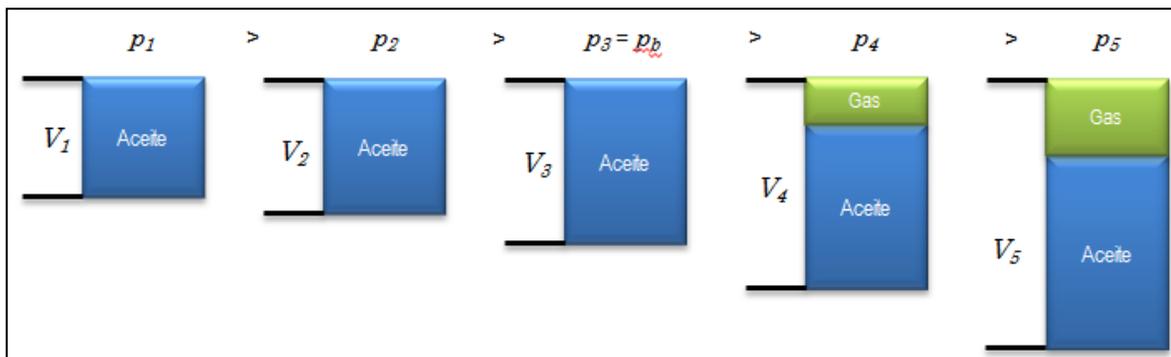


Figura IV.1. Descripción de un experimento CCE.

3. **Expansión de Liberación Diferencial (DLE):** Este experimento está diseñado para aproximar la disminución de la presión dentro del yacimiento, en donde se retira el gas liberado de la celda a composición variable y temperatura constante. De este se obtiene:

- Relación gas aceite en solución (R_s).
- Factor volumétrico del aceite (B_o).
- Factor volumétrico total (B_t).
- Densidad del aceite.
- Factor de compresibilidad del gas (Z).
- Factor Volumétrico del Gas (B_g).
- Densidad relativa del gas.
- Gravedad API del crudo residual.

El proceso consiste en llenar una celda de presión con una muestra de aceite, el cual se lleva a una sola fase a la temperatura del yacimiento. La presión disminuye hasta que el fluido alcanza su punto de burbuja, donde se mide el volumen del aceite. Debido a que la masa inicial de la muestra se conoce, se puede calcular la densidad del punto de burbuja.

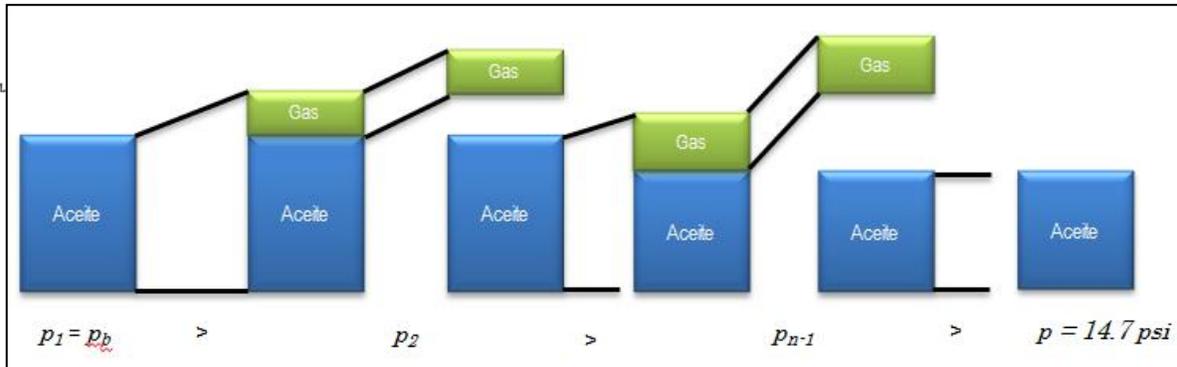


Figura IV.2. Descripción de un experimento DLE.

Pruebas de Consistencias.

Existen varios problemas en las pruebas de laboratorio, tales como:

- La muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos del yacimiento, debido a que la muestra se toma a una presión de yacimiento (p_y) menor a la presión de burbuja (p_b) o el pozo produce agua y/o gas libre.
- Los procesos de liberación del laboratorio no simulan el proceso combinado diferencial – instantáneo que ocurre en el yacimiento.
- Ocurren pequeños errores en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.
- En el muestreo de separador, pequeños errores (5%) en el flujo de aceite y gas producen errores en presión de burbuja del orden de 150 psi.

Por lo anterior es necesario revisar que la muestra sea representativa del yacimiento, para lo cual tiene que cumplirse:

- $T_{LAB} = T_{YAC}$.
- Pozo estabilizado.
- Relación Gas Aceite (RGA) del Laboratorio = RGA en solución original.
- Presión y temperatura del separador constantes durante la toma de muestras.
- Presión de fondo fluyendo (Pwf) mayor o igual a la presión de burbuja (P_b).

También es necesario revisar que las mediciones de laboratorio sean correctas, utilizando el análisis de consistencia que se basa en la realización de cuatro cálculos:



a) Prueba de linealidad de la función Y : consiste en verificar que el gráfico de Y vs Presión de una línea recta si el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio se realizaron con precisión.

b) Prueba de densidad: La densidad del aceite saturado con gas a P_b de la prueba de liberación diferencial debe ser igual al calculado a partir de las pruebas de separadores. El cálculo se hace utilizando la ecuación siguiente:

$$\rho_{obf} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_{obf}} + \frac{0.0763}{B_{obf}} \left[(\gamma_g R_s)_{sep} + (\gamma_g R_s)_{tan} \right] \quad \text{(Ecuación 43)}$$

c) Prueba de balance de materia (BM): se verifica que la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial sea igual a la R_s calculada por balance de material. Para lo cual se requiere de la densidad API del crudo, relación gas aceite (RGA) en solución a diferentes presiones, factor volumétrico del aceite a diferentes presiones y la densidad relativa del gas liberado de cada etapa de liberación. El cálculo se hace utilizando la ecuación siguiente:

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159V_{gi} \quad \text{[ft/b]} \quad \text{(Ecuación 44)}$$

$$V_{gi} = 0.02881 \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi-1}} \quad \text{[ft]} \quad \text{(Ecuación 45)}$$

d) Prueba de desigualdad: Compara datos suministrados a simuladores numéricos.

$$\frac{\partial B_{od}}{\partial p} < B_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial p} \quad \text{(Ecuación 46)}$$

IV.1. Expansión de Liberación Diferencial (DLE).

La expansión de liberación diferencial se realizó utilizando el módulo composicional realizado por Humberto Hinojosa⁽⁸⁾. Cabe mencionar que en el Capítulo V, se mostrará el resultado del experimento DLE al realizar el ajuste de la densidad de líquido. En este capítulo sólo se muestra el procedimiento del experimento DLE con los resultados preliminares.



Para ejecutar el programa se utilizó la composición mol del fluido D (Tabla III.2) y las variables de entrada que a continuación se mencionan.

Tabla IV.2. Variables de entrada para el experimento DLE del fluido D.

Variable	Valor
Número de presiones a las cuales se llevó a cabo el experimento DLE.	17
Vector de dimensión con las presiones experimentales del DLE, ordenadas de la mayor a la menor, en bar	-
Temperatura del yacimiento, en Kelvin	-

Asimismo, se utilizan las propiedades físico-químicas y la composición obtenidas en la caracterización de la fracción pesada del fluido D y mostradas en la tabla siguiente:

Tabla IV.3. Propiedades del fluido D.

Nombre	Z	M_i	T_b (K)	T_c (K)	P_c (bar)	ω
N2	0.0032	28.01	294.15	126.20	34.00	0.0373
CO2	0.0240	44.01	194.70	304.21	73.83	0.2236
H2S	0.0201	34.08	212.80	373.53	89.63	0.0942
C1	0.2535	16.04	111.66	190.56	45.99	0.0115
C2	0.0581	30.07	184.55	305.32	48.72	0.0995
C3	0.0469	44.10	231.11	369.83	42.48	0.1523
iC4	0.0062	58.12	261.43	407.80	36.40	0.1835
nC4	0.0239	58.12	272.65	425.12	37.96	0.2002
iC5	0.0098	72.15	300.99	460.40	33.80	0.2279
nC5	0.0155	72.15	309.22	469.70	33.70	0.2515
C6	0.0240	84.00	349.43	519.73	30.50	0.2938
Pseudo1	0.0418	109.35	399.42	590.46	32.26	0.3402
Pseudo2	0.0899	167.36	495.52	690.24	24.15	0.5088
Pseudo3	0.1219	277.49	618.49	804.06	16.60	0.7717
Pseudo4	0.1336	453.52	740.36	909.99	11.68	1.0288
Pseudo5	0.1276	733.76	851.38	1005.65	8.76	1.2433

El programa proporciona como resultado el vector de dimensión (n) que contiene para cada una de las presiones los siguientes parámetros:

- Relación gas aceite en solución (R_s).
- Factor volumétrico del aceite (B_o).
- Factor volumétrico total (B_t).



- Densidad del aceite.
- Factor de compresibilidad del gas (Z).
- Factor Volumétrico del Gas (B_g).
- Densidad relativa del gas.
- Densidad API del crudo residual.

Los resultados obtenidos para el fluido D, se presentan en la Tabla IV.4. Se listan las presiones a las cuales se llevó a cabo el experimento, así como las propiedades calculadas durante la simulación, en este caso en particular se tienen 17 presiones.

Tabla IV.4. Resultados de la simulación del experimento DLE par el fluido D.

p (bar)	γ_{liq}	Z_{vap}	RGA (m^3/m^3)	B_o
830.01	0.8698	-	50.59	1.18
621.57	0.8616	-	50.59	1.19
552.62	0.8583	-	50.59	1.19
483.67	0.8547	-	50.59	1.20
345.77	0.8461	-	50.59	1.21
276.56	0.8410	-	50.59	1.22
207.74	0.8351	-	50.59	1.22
172.92	0.8318	-	50.59	1.23
152.72	0.8297	-	50.59	1.23
151.14	0.8296	-	50.59	1.23
138.93	0.8283	-	50.59	1.23
127.49	0.8270	-	50.59	1.24
89.29	0.8394	0.9062	38.16	1.20
70.68	0.8458	0.9149	32.14	1.19
45.85	0.8548	0.9310	24.02	1.17
21.72	0.8647	0.9525	15.45	1.14
1.01	0.8853	0.9918	0	1.08

Relación gas aceite (RGA): este parámetro indica la cantidad de gas que se puede liberar con un volumen definido de aceite de yacimiento, ambos volúmenes expresados a condiciones de superficie. En la Figura IV.3 se presenta la relación gas-aceite calculado con respecto los datos experimentales del análisis PVT, se observa el mismo comportamiento con un % error máximo de 8.9 aún sin el ajuste de la densidad.

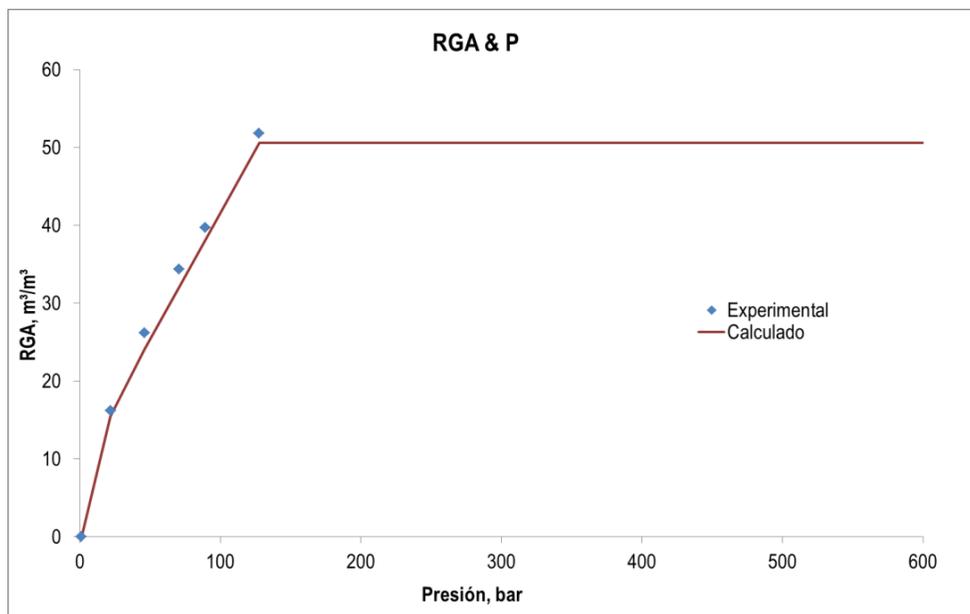


Figura IV.3. Relación Gas Aceite en función de la Presión, Resultados del DLE.

Factor Volumétrico del Aceite (B_o): Este parámetro representa el volumen de líquido a condiciones de temperatura de presión con respecto al volumen de líquido a condiciones estándar. En el caso de esta propiedad el error máximo es de 2% para una presión de 830 bar como se presenta en la Figura IV.4, cabe mencionar que el comportamiento de los datos calculados y los experimentales es muy similar.

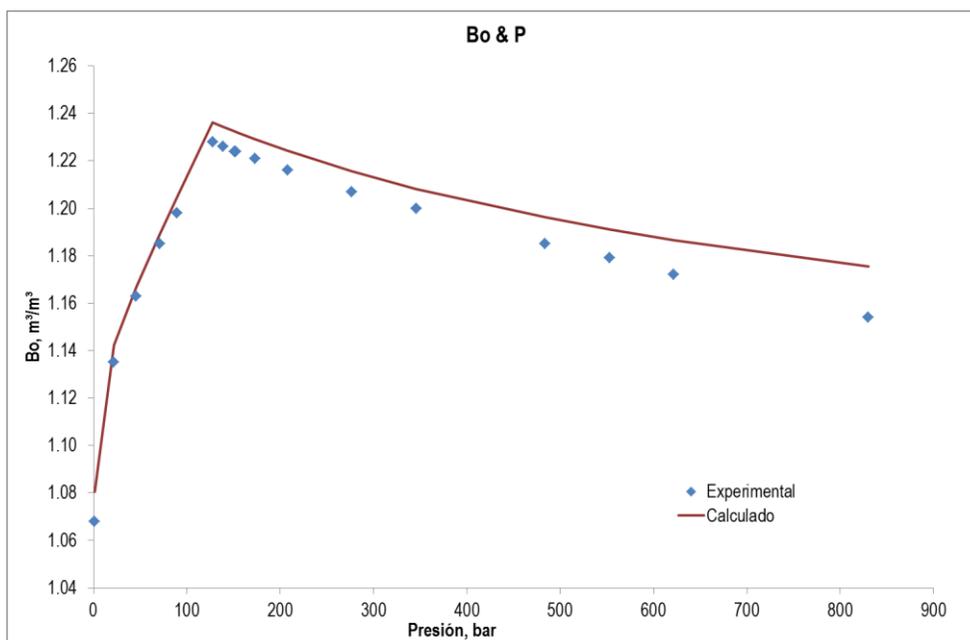


Figura IV.4. Factor Volumétrico del Líquido (B_o) en función de la Presión, Resultados del DLE.



Densidad del Líquido: En la Figura IV.5 se presenta el comportamiento de la densidad del líquido calculado con respecto a la obtenida en el laboratorio. Se observa la deficiencia que presentan las ecuaciones de estado en el cálculo del volumen molar, por lo que se hace indispensable introducir parámetros que efectúen el ajuste del volumen.

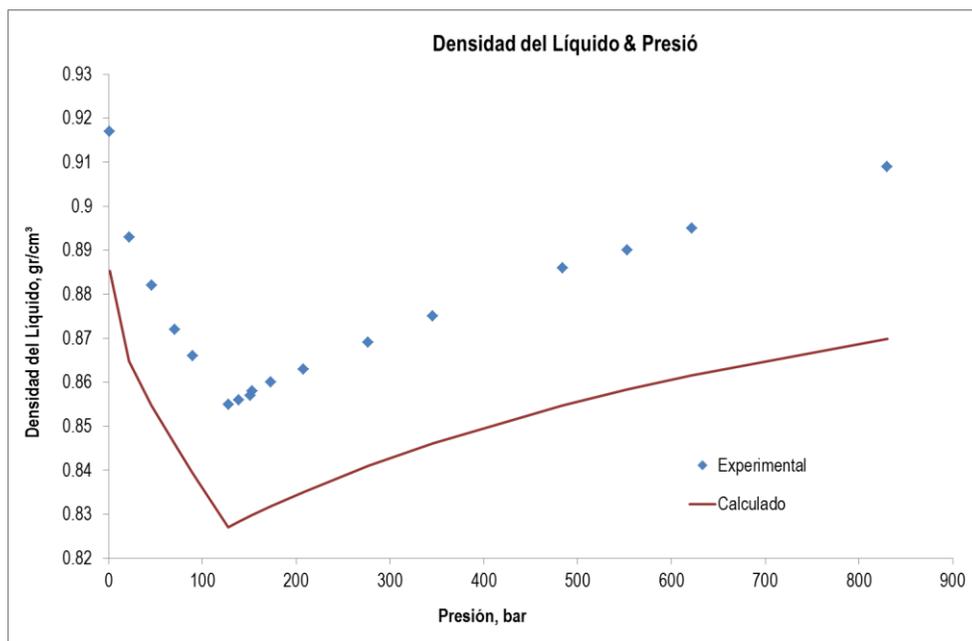


Figura IV.5. Densidad del Líquido en función de la Presión, Resultados del DLE.

IV.2. Expansión a Composición Constante (CCE).

La expansión a composición constante se realizó utilizando el módulo composicional realizado por Humberto Hinojosa⁽²⁾. Cabe mencionar que en el capítulo V, se mostrará el resultado del experimento CCE al realizar el ajuste de la densidad de líquido. En este capítulo sólo se muestra el procedimiento del experimento CCE con los resultados preliminares.

Para ejecutar el programa se utilizó la composición mol del fluido D (Tabla III.2), las propiedades fisicoquímicas mostradas en la Tabla IV.6 y se consideran las 13 presiones dadas para este experimento.

En la Figura IV.6 se presentan las curvas de volumen relativo en función de la presión experimental, donde los puntos corresponden a los datos experimentales y la línea recta corresponde a los datos obtenidos con la



caracterización original, sin ajuste del volumen del líquido. Se observa la correcta predicción del experimento CCE.

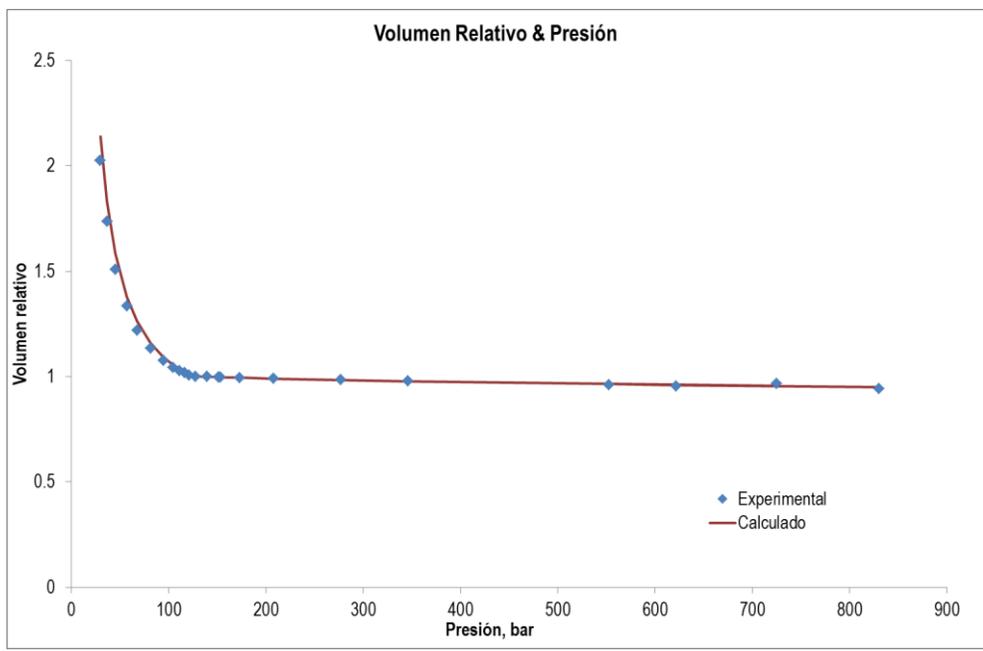


Figura IV.6. Volumen Relativo en función de la Presión, Resultados del CCE.



Capítulo V. Traslado de Volumen.

Las ecuaciones de estado cúbicas, tales como las desarrolladas por Soave Redlich Kwong (Ecuación 20) y Peng Robinson (Ecuación 28), son ecuaciones capaces de reproducir satisfactoriamente el equilibrio líquido – vapor, esto nos lleva a una buena predicción en las propiedades de los fluidos, desafortunadamente al manejar solamente dos parámetros (Presión y Temperatura) las propiedades ligadas íntimamente con el volumen no tienen una estimación correcta.

Por lo anterior, Peneloux et al.⁽¹⁵⁾ introducen un nuevo parámetro para el cálculo del volumen molar definido como “Pseudo-Volumen”, el cual es una corrección al volumen molar estimado con las ecuaciones de estado, que implica el desplazamiento del eje del volumen en el diagrama P - V . La contribución principal de este nuevo parámetro es que no afecta los cálculos de equilibrio de componentes puros o mezclas, es decir, no modifica el equilibrio líquido – vapor de las ecuaciones originales.

El parámetro se define como:

$$\tilde{v} = v^{EOS} + c \tag{Ecuación 47}$$

Donde, \tilde{v} es el volumen molar corregido, v^{EOS} es el volumen molar calculado con la ecuación de estado y c representa el tercer parámetro por medio del cual se corrige el volumen molar y está definido por la ecuación siguiente.

$$c = \sum_{i=1}^p c_i x_i \tag{Ecuación 48}$$

Donde, c_i es una constante para cada componente y x_i es la fracción mol del componente i en el sistema.

Diferentes autores han establecido correlaciones para el cálculo de c_i , a continuación se mencionan solo algunos:

- Peneloux et al.⁽¹⁵⁾ establece que c_i se determine para cada componente mediante la igualación de la densidad del líquido saturado a una temperatura reducida (T_r) igual a 0.7. Esta propuesta presenta algunas desventajas ya que utiliza hidrocarburos ligeros menores al C_{13} , con una desviación máxima en el cálculo de la densidad de 0.019 g/cm³ y maneja un volumen de líquido saturado a una temperatura reducida (T_r) de 0.7. La siguiente ecuación determina c_i :



$$c_i = 0.40768(RT_c/P_c)(0.29441 - Z_{RA}) \quad \text{(Ecuación 49)}$$

Donde Z_{RA} corresponde al factor de compresibilidad que se utiliza en la ecuación de Rackett, y está definida por la siguiente ecuación ⁽¹⁹⁾:

$$\log(Z_{RA}) = \frac{\log V_f + \log(p_c/RT_c)}{1 + (1 - T_r)^{2.7}} \quad \text{(Ecuación 50)}$$

- Jhaveri y Youngren introducen el “Volumen Shift (S)”, un parámetro adimensional que involucra el co-volumen (b), es un valor negativo debido a que las ecuaciones de estado con dos parámetros subestiman la densidad del líquido saturado. Como desventaja de este parámetro es la independencia a la temperatura por lo que esto limita la extrapolación a presiones altas y no se cuenta datos disponibles para muchos hidrocarburos. Cabe destacar que esta correlación presenta una desviación promedio absoluta para componentes puros de 3.72% utilizando presiones altas, y para una temperatura entre 50°C y 200°C de 4.17 %.

$$s_i = \frac{c_i}{b_i} \quad \text{(Ecuación 51)}$$

- Ungerer y Batut: Presentan una expresión en función de la temperatura y el peso molecular que predice densidades a altas presiones y a través de la línea de saturación, cabe señalar que carece de una predicción correcta en el punto crítico.

$$c_i(T) = AT + B \quad \text{(Ecuación 52)}$$

- Quiñones et al.: Proponen un método de caracterización PVT de la fracción pesada C_{7+} utilizando la función de distribución chi-cuadrada.

$$c = K_v \sum_{h.fr} x_i MW_i \quad \text{(Ecuación 53)}$$

Donde, K_v es la constante de volumen característico para el fluido y se ajusta contra la densidad medida a alta presión, a la presión de saturación y por encima de esta, x_i es la fracción masa del componente i en la mezcla y M_i es el peso molecular del componente i .



En este trabajo, se utilizan los resultados obtenidos en la tesis de Irma Jaramillo⁽⁹⁾, en donde estableció la siguiente ecuación para representar la variación de s con respecto a la temperatura para cada pseudocomponente.

$$s = s_o - m_i(T - T_o) \quad \text{(Ecuación 54)}$$

Donde, s_o (Ecuación 55) corresponde al valor de “ s ” a la temperatura estándar (T_o), 60°F, y se calcula como la diferencia del volumen molar de líquido calculado mediante la ecuación estado y el volumen molar calculado a través de la relación del peso molecular y la densidad relativa, y m_i (Ecuación 56) es la pendiente para cada componente, calculada con los valores de “ s ” a las temperaturas de 60°F y 260°F.

$$s_o = k_{T_o} \left(\frac{MW_i P_{ci}}{\Omega_b RT_{ci}} \right) \quad \text{(Ecuación 55)}$$

$$m_i = \frac{(k_{T_o} - k_{T_y}) \left(\frac{MW_i P_{ci}}{\Omega_b RT_{ci}} \right)}{(T_y - T_o)} \quad \text{(Ecuación 56)}$$

Donde, k_{T_o} corresponde al parámetro de ajuste a la temperatura estándar, k_{T_y} corresponde al parámetro de ajuste a la temperatura de yacimiento.

A continuación se presenta el procedimiento para poder ajustar la densidad del líquido del experimento de liberación diferencial (DLE):

1. Se calcula el valor de s_o :
 - a. El valor de la pendiente (m_i) es cero al considerar la igualdad $k_{T_o} = k_{T_y}$.
 - b. Se calcula la densidad a presión atmosférica (P_{atm}) y temperatura de yacimiento (T_y) variando el valor de k_{T_o} , para la (Ecuación 55).
 - c. Se obtiene el error de la densidad calculada con respecto a la densidad experimental. Si el error es cero entonces se tiene el valor de k_{T_o} .
 - d. Se obtiene el valor final de s_o .

2. Se calcula el valor de m_i :
 - a. Se deja constante el valor k_{T_o} obtenido en el punto anterior.
 - b. Se da un valor inicial para k_{T_y} .

- c. Se calcula el valor de m_i .
- d. Se calcula la densidad a diferentes presiones y temperatura de yacimiento del experimento DLE.
- e. Se obtiene el error de la densidad calculada con respecto a la densidad experimental. Si el error es cero entonces se tiene el valor de k_{Ty} .
- f. Se calcula el valor final de m_i .
- g. Se calcula el experimento DLE.

Cálculo de la Expansión de Liberación Diferencial (DLE) utilizando el ajuste de la densidad.

Se utilizó el módulo composicional realizado por Humberto Hinojosa⁽⁶⁾, la composición mol del fluido D (Tabla III.2), y las variables de entrada que a continuación se mencionan.

Tabla IV.5. Variables de entrada para el experimento DLE del fluido D.

Variable	Valor
Número de presiones a las cuales se llevó a cabo el experimento DLE.	17
Vector de dimensión con las presiones experimentales del DLE, ordenadas de la mayor a la menor, en bar	-
Temperatura del yacimiento, en Kelvin	-

Al realizar la modificación del traslado de volumen con el procedimiento descrito anteriormente se obtuvieron los valores del parámetro de traslado (s_o) y la pendiente (m_i), ver la Tabla IV.6 para cada uno de los pseudocomponentes.

Tabla IV.6. Valores del parámetro de traslado y la pendiente, de cada pseudocomponente.

	Parámetro de Traslado, s_o	Pendiente, m_i
Pseudo 1	0.1230	0.6483
Pseudo 2	0.1206	0.6354
Pseudo 3	0.1180	0.6219
Pseudo 4	0.1199	0.6318
Pseudo 5	0.1316	0.6933

Los resultados del ajuste de la densidad obtenidos para el fluido D, se presentan a continuación:

Parámetros de ajuste: en la tabla siguiente se presentan los valores obtenidos para los parámetros de ajuste:

Tabla IV.7. Valores del parámetro de ajuste.

k_{to}	0.1332
k_{ty}	0.0625

Relación gas aceite (RGA): El RGA calculada con respecto a la experimental presenta un % error máximo de 3.23, a diferencia del error (8.9%) obtenido en la RGA sin la corrección por traslado de volumen.

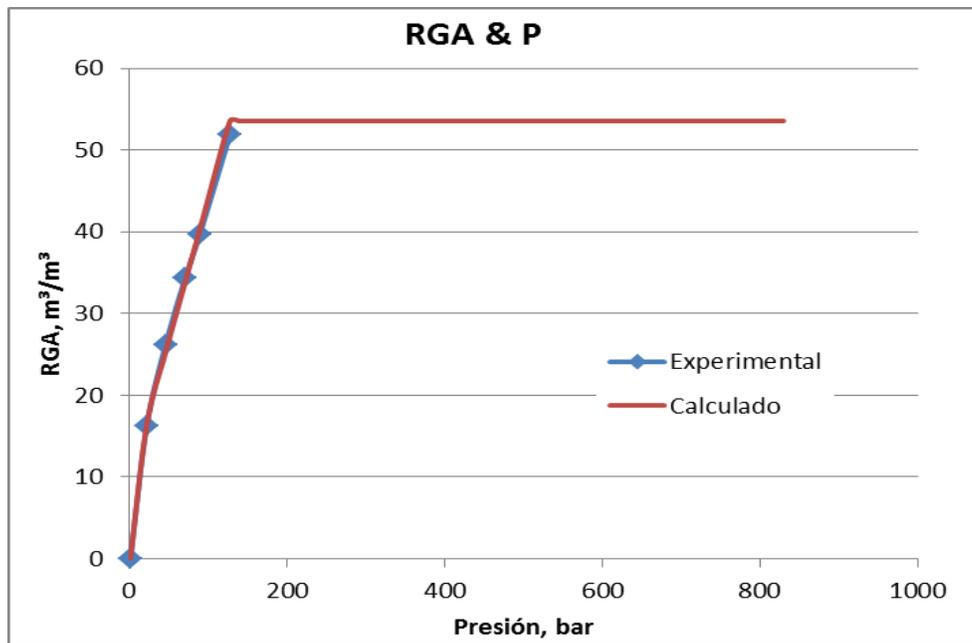


Figura IV.7. Relación Gas Aceite en función de la Presión, Resultados del DLE.

Densidad del Líquido: El comportamiento de la densidad del líquido calculado con respecto al obtenido en el laboratorio, presenta el mismo comportamiento que el mostrado sin la modificación por traslado de volumen, a diferencia del anterior, este comportamiento presenta un error mínimo.

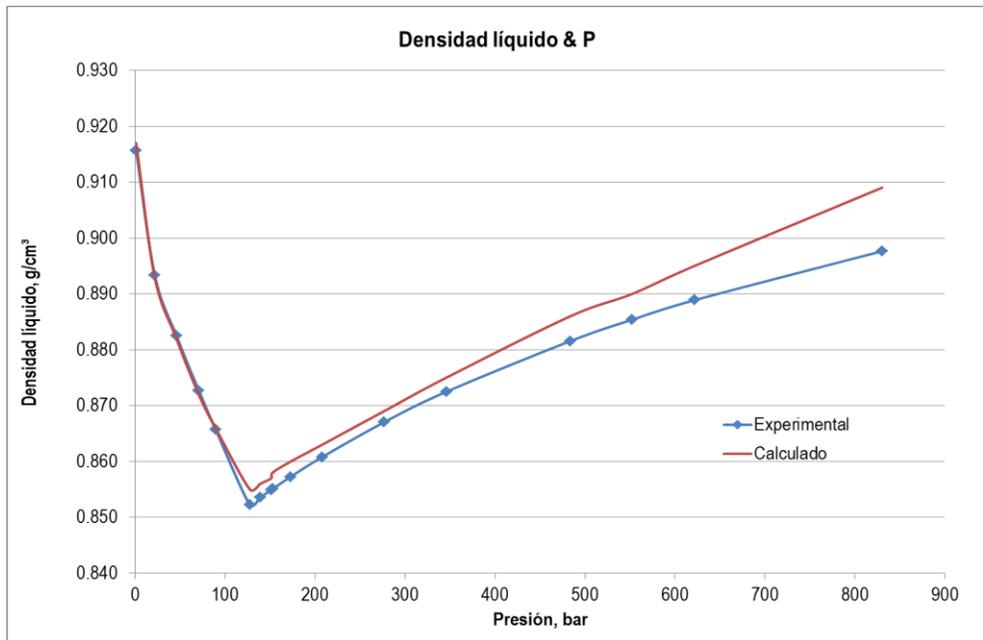


Figura IV.8. Densidad del Líquido en función de la Presión, Resultados del DLE.



Capítulo VI. Análisis de Resultados y Conclusiones.

VI.1. Análisis de Resultados.

Ajuste de la Presión de Saturación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el ajuste de la presión de saturación, utilizando el procedimiento descrito en el Capítulo III, para los dos grupos de pseudocomponentes definidos y establecidos en el Capítulo II.

Cálculo de la presión de saturación utilizando el peso molecular máximo.

Se obtuvo para cada fluido, el valor de los parámetros de interacción binaria (k_a , k_b) para reproducir con el error mínimo la presión de saturación a las diferentes temperaturas dadas. En la Tabla VI.1 se muestran los valores obtenidos de los parámetros de interacción binaria (k_a , k_b), la temperatura de yacimiento a la que se encuentra el fluido original, en Kelvin, la presión de saturación reportada en los análisis PVT, en bar, la presión de saturación obtenida del ajuste y utilizando los valores de k_a y k_b reportados, en bar y el error de la presión de saturación experimental con respecto a la calculada en porcentaje (%).

Asimismo, se puede observar en la tabla que los fluidos de yacimiento B y J no presentan valores experimentales de presión de saturación por lo que no se pudo realizar la comparación entre el valor experimental y el valor calculado, no se realizó el ajuste de presión de saturación a los fluidos AA y AB por ser gas y condesado, finalmente, este grupo de pseudocomponentes únicamente puede representar 17 de los 24 fluidos con datos experimentales.



Tabla VI.1. Resultados de parámetros de interacción binaria (k_{ij}) y Presión de Saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes con peso molecular máximo.

Fluido	Densidad (°API)	k_a	$k_b / 1000$	T_y (K)	$P_b \text{ exp}$ (bar)	$P_b \text{ cal}$ (bar)	%error
A	11.29	0.2601	-0.0010	398.15	335.43	330.25	1.5680
B	12.34		No cuenta con valores de Presión de burbuja experimental				
C	13.40	0.5323	-0.0023	390.15	141.69	142.76	0.7472
D	13.60	0.4550	-0.0021	389.45	127.49	127.84	0.2723
E	15.37	0.3983	-0.0018	390.15	89.27	99.62	10.3899
F	21.67	0.6668	-0.0029	371.15	69.66	77.57	10.1910
G	22.47	0.7309	-0.0035	396.15	77.28	85.09	9.1767
H	23.80		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
I	25.19	-1.0769	0.0024	403.15	203.07	233.44	13.0099
J	26.00		No cuenta con valores de Presión de burbuja experimental				
K	29.95	0.4743	-0.0023	410.95	117.26	181.10	35.2500
L	30.98	1.1424	-0.0049	411.15	159.77	173.14	7.7239
M	33.08		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
N	33.50		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
O	34.69	0.5510	-0.0026	432.15	350.17	399.68	12.3877
P	35.31	0.7966	-0.0033	382.15	119.61	134.15	10.8412
Q	36.70		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
R	36.70		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
S	36.70		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
T	37.00	0.0000	-0.5887	412.95	344.25	353.08	2.5013
U	37.05	0.6062	-0.0028	417.15	364.88	399.32	8.6250
V	37.57		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
W	38.20		Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales				
X	38.29	0.0000	-0.6100	410.15	148.12	147.97	0.0950
Y	39.66	0.5678	-0.0028	419.15	346.21	373.52	7.3102
Z	41.44	0.5203	-0.0024	409.15	346.25	372.44	7.0325
AA	45.46		Reporta presión de rocío - gas y condensado				
AB	47.60		Reporta presión de rocío - gas y condensado				

Cálculo de la presión de saturación utilizando el peso molecular promedio.

De la misma forma que el caso anterior se obtuvieron para cada fluido el valor de los parámetros de interacción binaria (k_a , k_b) para reproducir con el menor error la presión de saturación a las diferentes temperaturas dadas. En la Tabla VI.2 se muestran los valores obtenidos de los parámetros de interacción binaria (k_a , k_b), la temperatura de yacimiento a la que se encuentra en fluido original, en Kelvin, la presión de saturación reportada en los análisis PVT, en bar, la presión de saturación obtenida del ajuste y utilizando los valores de k_a y k_b reportados, en bar y el error de la presión de saturación experimental con respecto a la calculada en porcentaje (%).

Asimismo, no se pudieron realizar los ajustes para los fluidos B, J, AA y AB, sin embargo, este grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular se estimó con el promedio del peso molecular de cada fluido de yacimiento, pudo representar 22 de los 24 fluidos con datos experimentales.

Tabla VI.2. Resultados de parámetros de interacción binaria (k_{ij}) y Presión de Saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes con peso molecular promedio

Fluido	Densidad (°API)	k_a	$k_b / 1000$	T_y (K)	$p_b \text{ exp}$ (bar)	$p_b \text{ cal}$ (bar)	%error
A	11.29	Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales					
B	12.34	No cuenta con valores de Presión de burbuja experimental					
C	13.40	0.1219	0.0737	390.15	141.69	140.88	0.5711
D	13.60	0.2119	-0.5510	389.45	127.49	126.43	0.8396
E	15.37	0.3672	-1.0493	390.15	89.27	90.34	1.1787
F	21.67	0.4121	-1.3085	371.15	69.66	75.51	7.7447
G	22.47	0.3058	-1.2183	396.15	67.73	74.13	8.6338
H	23.80	0.1772	-0.7291	380.59	185.02	191.48	3.3737
I	25.19	0.2633	-0.7606	403.15	203.07	205.33	1.1029
J	26.00	No cuenta con valores de Presión de burbuja experimental					
K	29.95	0.4897	-1.8232	410.95	117.26	120.79	2.9162
L	30.98	0.4328	-1.7546	411.15	159.77	161.65	1.1659
M	33.08	0.7349	-2.6878	425.75	156.49	162.14	3.4865
N	33.50	0.3868	-1.6163	417.15	175.75	175.75	0.0000
O	34.69	0.3241	-1.2717	432.15	350.17	381.25	8.1515
P	35.31	0.3805	-1.5388	382.15	120.86	120.74	0.0993
Q	36.70	0.6235	-2.3161	424.75	144.22	147.20	2.0257
R	36.70	-0.3580	0.0000	428.15	128.50	128.50	0.0000
S	36.70	0.4710	-1.7694	428.15	131.64	131.78	0.1047
T	37.00	-0.2663	0.0000	412.95	344.25	344.25	0.0000
U	37.05	0.3995	-1.5316	417.15	364.88	378.76	3.6645
V	37.57	0.3740	-1.6328	434.15	357.71	357.71	0.0000
W	38.20	Con el PM utilizado no se reproducen los valores experimentales					
X	38.29	-0.3644	0.0000	410.15	148.12	148.12	0.0000
Y	39.66	0.3788	-1.7579	419.15	346.21	360.88	4.0643
Z	41.44	0.3067	-1.2510	409.15	346.25	367.69	5.8310
AA	45.46	Reporta presión de rocío - gas y condensado					
AB	47.60	Reporta presión de rocío - gas y condensado					

Comparación de los resultados obtenidos en el ajuste de presión de saturación

En la Figura VI.1 se presenta la comparación del error obtenido en el ajuste de la presión de saturación utilizando ambos grupos de pseudocomponentes, como se observa el error presentado con el grupo de pseudocomponente cuyo peso molecular es máximo es mayor que con el grupo cuyo peso molecular es el promedio, esto se puede verificar con el cálculo de la mediana, que en el primer caso es de 8.17 mientras que en el segundo caso únicamente corresponde al 1.17. Por lo anterior en este trabajo de tesis el cálculo de los



experimentos CCE y DLE se realizaran únicamente con el segundo grupo de pseudocomponentes que corresponde al que presenta peso molecular promedio.

En el Anexo B se muestran los resultados en forma gráfica para este conjunto de crudos.

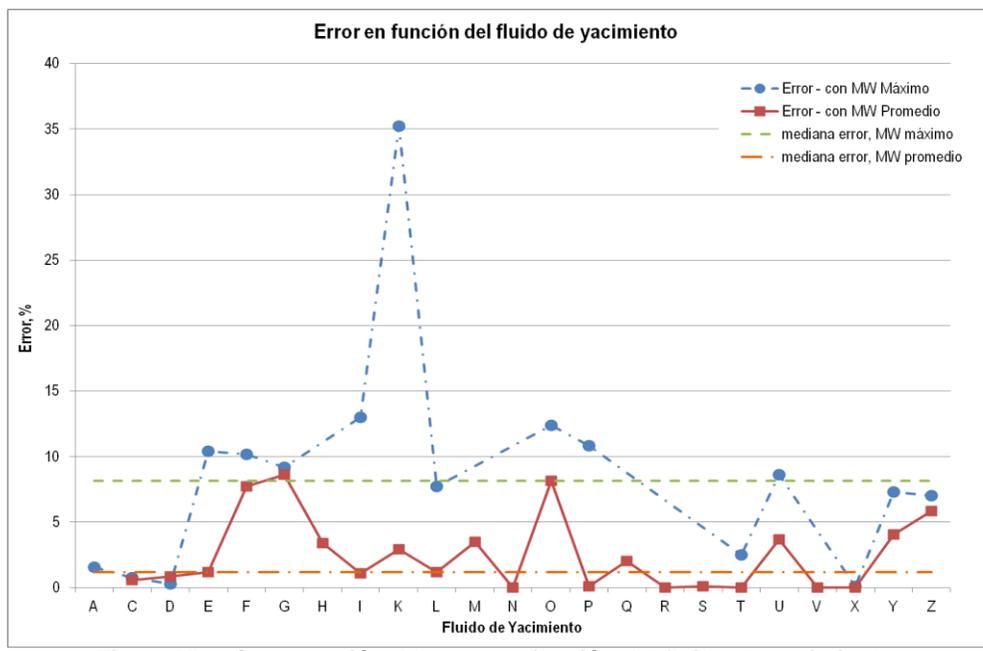


Figura VI.1. Comparación del error en función del fluido de yacimiento

Ajuste del Traslado de Volumen

En este punto se presentan los resultados obtenidos en el ajuste en el traslado de volumen, utilizando el procedimiento descrito en el Capítulo V, y el cálculo del experimento DLE descrito en el Capítulo IV, utilizando la caracterización con el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al promedio.

En la Tabla VI.3 se presentan los parámetros de ajustes y el factor de caracterización de Soreide (C_f), obtenidos para todos los fluidos de yacimiento estudiados en esta tesis. Como se observa, el factor de Soreide (C_f), varía con respecto al fluido, lo que indica que este parámetro describe la naturaleza química del fluido, tal y como se presentó en el Capítulo II, por otro lado, los parámetros de ajuste k_{T_o} y k_{T_y} varían de manera particular para cada fluido, esto nos conlleva a continuar con el estudio en el traslado del volumen para establecer una función que pueda representar de manera general una gama de fluidos sin particularizar los resultados.

Tabla VI.3. Resultados del Ajuste de Volumen.

Fluido	Densidad (°API)	k_{T_0}	k_{T_Y}	C_f Soreide
C	13.40	0.6000	0.9600	0.25812
D	13.60	0.1332	0.0625	0.31204
E	15.37	0.1013	-0.1282	0.33898
F	21.67	-0.4906	0.0760	0.30543
G	22.47	-0.2114	-0.3250	0.37047
H	23.80	-0.0155	-0.2995	0.36389
I	25.19	-0.2249	-0.3266	0.36730
K	29.95	-0.2141	-0.4608	0.39935
L	30.98	0.0591	-0.6989	0.35634
M	33.08	-0.2333	-0.4824	0.39066
N	33.50	-0.1645	-0.3895	0.39282
O	34.69	0.0517	-0.3629	0.40026
P	35.31	0.0000	-0.2244	0.38979
Q	36.70	-0.1738	-0.3511	0.40063
R	36.70	0.1767	-0.4006	0.39992
S	36.70	0.0396	-0.3866	0.39930
U	37.05	-0.0356	-0.3850	0.37677
V	37.57	-0.0374	-0.4031	0.39783
X	38.29	-0.3126	-0.5527	0.40323
Y	39.66	-0.3693	-0.4434	0.39919
Z	41.44	-0.1411	-0.3746	0.40197

Cálculo de la densidad del líquido a las condiciones de temperatura de yacimiento y presión de burbuja

Los parámetros de ajuste k_{T_0} y k_{T_Y} se obtuvieron al disminuir el error general de la densidad del líquido en cada punto de presión del experimento DLE, en este capítulo solo se mencionan los resultados a las condiciones de yacimiento y presión de burbuja, no se omite mencionar, que en el Anexo B se presentan las gráficas complementarias.

En la Tabla VI.4 se presentan los resultados obtenidos; como se observa el error máximo corresponde al fluido V con 7.37%, mientras que el error mínimo corresponde al fluido S con 0.0261%. El comportamiento del error mostrado en la tabla indica que el tipo de fluido de yacimiento (extra-pesado, pesado, ligero) no afecta el resultado del ajuste, sin embargo, se ve afectado por las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el experimento DLE.

Tabla VI.4. Resultados de la densidad del líquido para cada fluido de yacimiento.

Fluido	Densidad del Líquido @ T_y, p_b (g/cm ³)		% error
	Experimental	Calculada	
C	0.8520	0.8532	0.1426
D	0.8550	0.8658	1.2453
E	0.8364	0.8294	0.8382
F	0.8511	0.8481	0.3556
G	0.7867	0.7774	1.2024
H	0.7595	0.7542	0.7048
I	0.6841	0.6797	0.6527
K	0.6602	0.6557	0.6858
L	0.5643	0.5576	1.2020
M	0.6194	0.6209	0.2408
N	0.6574	0.6735	2.3919
O	0.5013	0.4815	4.1036
P	0.7182	0.7349	2.2702
Q	0.6538	0.6417	1.8792
R	0.6530	0.6472	0.8892
S	0.6796	0.6798	0.0261
U	0.4310	0.4615	6.6028
V	0.4958	0.5353	7.3796
X	0.5503	0.5260	4.6147
Y	0.4375	0.4297	1.8245
Z	0.5187	0.5412	4.1565

Cálculo de la relación gas aceite a las condiciones de temperatura de yacimiento y presión de burbuja

El cálculo de la relación gas aceite se realizó utilizando los parámetros de ajuste k_{To} y k_{Ty} obtenidos en el ajuste de la densidad del líquido, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla VI.5.

En este caso, el error máximo es de 25.56% para el fluido Z, mientras que el error mínimo corresponde al fluido G con 0.07%, el resultado obtenido indica que al realizar el ajuste de la densidad del líquido se mejora el cálculo de las propiedades que dependen del volumen, en los resultados obtenidos previo al ajuste de la densidad se tiene un error máximo para el fluido Z de 30%.

En el anexo B se presentan las gráficas para cada fluido.



Tabla VI.5. Resultados de la relación gas aceite para cada fluido de yacimiento.

Fluido	Densidad (°API)	Relación gas aceite @ T_y, p_b (m ³ /m ³)		% error
		Experimental	Calculada	
C	13.40	55.60	58.08	4.28
D	13.60	51.85	53.58	3.22
E	15.37	44.22	43.56	1.51
F	21.67	24.95	23.03	8.33
G	22.47	38.39	38.42	0.07
H	23.80	107.27	115.53	7.15
I	25.19	127.09	110.77	14.73
K	29.95	90.31	88.57	1.96
L	30.98	105.36	106.55	1.12
M	33.08	166.57	157.27	5.91
N	33.50	135.14	134.04	0.82
O	34.69	442.78	461.36	4.03
P	35.31	108.42	114.72	5.49
Q	36.70	124.73	132.60	5.93
R	36.70	136.49	157.44	13.31
S	36.70	114.30	111.90	2.15
U	37.05	572.50	533.04	7.40
V	37.57	340.06	358.93	5.26
X	38.29	123.34	110.09	12.03
Y	39.66	400.73	356.94	12.27
Z	41.44	399.14	317.90	25.56



VI.2. Conclusiones.

La representación de una gamma de fluidos de yacimientos es compleja por los siguientes puntos:

- La diferencia de calidad ($^{\circ}$ API) puede variar desde los crudos extrapesados con una calidad menor a 10° API a los superligeros con calidad mayor a 40° API.
- La cantidad de gas presente en el crudo, favorece al transporte y composición del fluido de yacimiento.
- La naturaleza del fluido de yacimiento, definida por la era geológica, la formación, tipo de materia orgánica, entre otras, en la que se formó.

La metodología propuesta en el capítulo 1 para encontrar un grupo de pseudocomponentes capaz de reproducir cualquier tipo de fluido de yacimiento, establece que, un solo grupo podrá representar las propiedades fisicoquímicas de cualquier fluido de yacimiento, en lo observado en este trabajo de tesis se determina que se requieren de por lo menos dos grupos de pseudocomponentes para representar toda la gama de fluidos de yacimientos existentes en México. El rango de fluidos que puede reproducir un grupo de pseudocomponentes es de aproximadamente 28° API, como el que se obtuvo utilizando el grupo de pseudocomponentes con peso molecular promedio, que pudo representar fluidos de 13.4° API a 41.4° API.

Otro punto importante de mencionar, es la correcta selección del rango de $^{\circ}$ API que va a reproducir cada grupo de pseudocomponente, debido a que los fluidos extrapesados – pesados presentan mayor cantidad de fracción pesada y el efecto de las propiedades de los pseudocomponentes es mayor que la reflejada en crudos ligeros. Por lo anterior se recomienda en este trabajo de tesis que un grupo de pseudocomponente represente fluidos entre $9 - 13^{\circ}$ API y un segundo grupo represente fluidos de $13 - 45^{\circ}$ API.

Las propiedades que afectan la selección del grupo de pseudocomponentes son el peso molecular y la densidad de los componentes que integran la composición de los fluidos, por lo anterior se hace indispensable utilizar las correlaciones estudiadas y analizadas en trabajos anteriores al presente. De ambas propiedades el efecto del factor de soreside (C_A) implicado principalmente en el cálculo de la densidad se le atribuye el no poder encontrar un grupo de pseudocomponentes con la misma densidad que pueda representar toda la gama de fluidos de yacimiento. Este aspecto requiere de trabajo futuro para mejorar las



predicciones, sobre todo de la relación gas aceite (*RGA*) para crudos ligeros con una gran cantidad de gas presente.

Los resultados obtenidos son alentadores, ya que, pueden ser la base para estudios de mezclas de crudos de varios yacimientos. Estrategias con lo desarrollado en este trabajo servirán como punto de partida para lograr predecir el comportamiento de las corrientes resultado de la mezcla de diferentes crudos.



Capítulo VII. Bibliografía

1. Ahmed, Tarek. 1989. *Hydrocarbon Phase Behavior*. EUA: Gulf Publishing Company.
2. Abramowitz., M. y Stegun IA, 1972. *Handbook of Mathematical Functions*, New York City: Dover Publications Inc. pp 923.
3. API, 1977. *Technical Data Book Petroleum Refining*. New York City.
4. Barragán Aroche, J.F. 1995. *Desarrollo de Programas de Cálculo de Equilibrio de Fases en Sistemas Multicomponentes*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Química, México, D.F.
5. Basurto García, G. 2007. *Modelado Termodinámico de Mezclas de Crudo y Gas: Análisis de las Correlaciones de Caracterización y su Aplicación a Yacimientos Mexicanos*. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Química, México, D.F.
6. Cavett R. H., 1962. *Physical Data for Distillation Calculations Vapor Liquid Equilibria*. 27th *API Meeting, San Francisco*. 351.
7. Danesh, A. 1998. *PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. Amsterdam: Elsevier.
8. Hinojosa Gómez, H. 2006. *Desarrollo de un Módulo Computacional para Representar los Experimentos PVT de Sistemas Aceite–Gas*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Química, México, D.F.
9. Jaramillo Albiter, I. 2007. *Análisis de Correlaciones para Caracterizar Sistemas Aceite–Gas y Representar Experimentos PVT*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Química, México, D.F.
10. Kesler, M.G. and Lee, B.I. March 1976. *Improve Predictions of Enthalpy of Fractions*. *Hydro. Proc.* **55**: 153.
11. López Mercado, D.N. 2007. *Análisis de la Ecuación de Estado de Peng–Robinson para Representar los Experimentos PVT de Sistemas Aceite–Gas*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Química, México, D.F.
12. McCain, W.D. Jr. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
13. Nokay R. February 1959. *Estimate Petrochemical Properties*. *Chem. Eng.* 147.
14. Pedersen, K.S, y Christensen, P.L. 2007. *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*, Cap. 7. Boca Raton, Florida: CRC Press/Taylor & Francis Group.
15. Peneloux, A., Rauzy, E. y Freze, R. 1982. *A Consistent Correlation for Redlich-Kwong-Soave Volumes*. *Fluid Phase Equilib.* **8** (1): 7-23. [http://dx.doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](http://dx.doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2)



16. Quiñones-Cisneros, S., Andersen, S. y Creek, J. 2005. Density and Viscosity Modeling and Characterization of Heavy Oils. *Energy Fuels* **19** (4): 1314-1318. <http://dx.doi.org/10.1021/ef0497715>
17. Quiñones-Cisneros S., Zéberg-Mikkelsen, C.K. y Stenby, E.H. 2001. The Friction Theory for Viscosity Modeling: Extension to Crude Oil Systems. *Chem. Eng. Sci.* **56** (24): 7007-7015. [http://dx.doi.org/10.1016/S0009-2509\(01\)00335-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0009-2509(01)00335-9).
18. Quiñones-Cisneros, S., Zérberg-Mikkelsen, C.K. y Stenby, E.H. 2003. Friction Theory Prediction of Crudo Oil Viscosity at Reservoir Conditions Based on Dead Oil Properties. *Fluid Phase Equilib.* **212** (1-2): 233-243. [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-3812\(03\)00263-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-3812(03)00263-2).
19. Rackett, Harold G., 1970. Equation of State for Saturated Liquids. *Journal Of Chemical and Engineering Data.* **15** (4): 514-517.
20. Riazi, M.R, y Daubert, T.E, 1980. Simplify Property Predictions. *Hydro. Proc.* **59** (3): 115-116.
21. Roess, I. C., October 1936. Determination of Critical Temperature and Pressure of Petroleum Fractions. *Inst. Pet. Tech.* **22**: 1270.
22. TWU, C.H., Coon, J.E. y Cunningham, J.R. y Cunningham, J.R. 1995. A new generalized alpha function for a cubic equation of state". Part 1. *Fluid Phase Equilibria.* **105**: 49-59.
23. TWU, C.H., Coon, J.E. y Cunningham, J.R. y Cunningham, J.R. 1995. A new generalized alpha function for a cubic equation of state". Part 2. *Fluid Phase Equilibria.* **105**: 61-69.
24. Van Ness, S. y Abbott, 1997. *Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química*, 5ta edición, Mc Graw Hill.
25. Watson, K.M. y Nelson, E.F. 1933. Improved Methods for Approximating Critical and Thermal Properties of Petroleum Fractions. *Ind. Eng. Chem.* **25** (8): 880-887. <http://dx.doi.org/10.1021/ie50284a012>.
26. Watson, K.M., Nelson, E.F. y Murphy, G.B. 1935. Characterization of Petroleum Fractions. *Ind. Eng. Chem.* **27** (12): 1460-1464. <http://dx.doi.org/10.1021/ie50312a018>.
27. Whitson, C.H. 1983. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. *SPE J.* **23** (4): 683-694. SPE-12233-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/12233-PA>.
28. Whitson, C.H. y Brule, M.R. 2000. *Phase Behavior*, Vol. 15. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
29. Whitson, C.H., Anderson, T. F. y Soreide, I. 1989. C_{7+} Characterization of Related Equilibrium Fluids Using the Gamma Distribution. En *C_{7+} Fraction Characterization*, ed. L.G. Chorn y A. Mansoori, 35-56. New York: Taylor & Francis.



Anexo A. Generalidades.

A.1. Modelo de Distribución Molar

Modelo de Distribución Gamma

Como se mencionó en el Capítulo II el modelo de distribución gamma es un modelo de distribución molar propuesto por Whitson^(27,28,29) en 1983; expresa la relación que existe entre el peso molecular y la fracción molar de cada pseudocomponente, utilizando la función de probabilidad gamma (I) de tres parámetros.

Los métodos utilizados para realizar la división de área bajo la curva de la función de distribución son dos: el método de cuadratura (ver Capítulo II) y el método de intervalos.

1. Método de intervalos o método de trapecio ⁽²⁸⁾.

El objetivo de este método es dividir el área bajo la curva en intervalos de peso molecular constantes. Si se define el área desde η hasta la frontera del peso molecular M_b como $P_0(M_b)$, entonces la sección de i es $P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})$. La fracción mol (z_i) es entonces:

$$z_i = z_{C7+} [P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})] \quad \text{(Ecuación 57)}$$

Donde el peso molecular en el mismo intervalo es dado por:

$$M_i = \eta + \alpha \beta \frac{[P_1(M_{bi}) - P_1(M_{bi-1})]}{P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})} \quad \text{(Ecuación 58)}$$

Donde:

$$P_0 = QS \quad \text{(Ecuación 59)}$$

$$P_1 = Q \left(S - \frac{1}{\alpha} \right) \quad \text{(Ecuación 60)}$$

$$Q = e^{-y} y^\alpha \Gamma(\alpha) \quad \text{(Ecuación 61)}$$

$$S = \sum_{j=0}^{\infty} y^j \left[\prod_{k=0}^j (\alpha + k) \right]^{-1} \quad \text{(Ecuación 62)}$$



$$y = \frac{M_b - \eta}{\beta} \quad \text{(Ecuación 63)}$$

De lo anterior se tiene la siguiente igualdad:

$$P_0(M_{b0} = \eta) = P_1(M_{b0} = \eta) = 0 \quad \text{(Ecuación 64)}$$

Finalmente la función gamma se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$\Gamma(x + 1) = 1 + \sum_{i=1}^8 \sigma_i x^i \quad \text{(Ecuación 65)}$$

Donde las σ_i son constantes. La ecuación anterior solo es válida para valores de x de 0 a 1, fuera de ese intervalo se emplea una expresión de recurrencia.

Finalmente se selecciona el número (N) de pseudocomponentes y se aplican de las ecuaciones 6 a la 13, para satisfacer las igualdades siguientes:

$$Z_{C7+} = \sum_{i=7}^N Z_i \quad \text{(Ecuación 66)}$$

$$Z_{C7+} M_{C7+} = \sum_{i=7}^N Z_i M_i \quad \text{(Ecuación 67)}$$

A.2. Factor de Caracterización.

Los métodos que se utilizan para el cálculo de propiedades de inspección son:

- **Factor de caracterización de Watson (K_w):** define la relación entre el punto de ebullición T_b y la densidad relativa (γ). Este factor correlaciona las propiedades de las fracciones de petróleo, como el peso molecular, presión vapor y propiedades críticas.

$$K_w = \frac{T_b^{1/3}}{\gamma}$$

(Ecuación 68)

- **Factor de caracterización de Jacoby (J_a):** El comportamiento es el mismo al de caracterización de Watson, en este caso la densidad relativa se incrementa más rápidamente a pesos moleculares pequeños y presenta valores estables a pesos moleculares altos.

$$J_a = \frac{\gamma_i - 0.8468 + 15.8/M_i}{0.2456 - 1.77/M_i}$$

(Ecuación 69)

- **Factor de aromaticidad de Yarborough (Y_a):** modificó la relación de Jacoby, para representar mejor el contenido de nafténico de la fracción pesada.



Anexo B. Resultados Finales

B.1. Datos Experimentales

A continuación se presentan los datos utilizados en los cálculos de este trabajo de tesis:

Tabla B.1. Banco de Datos Fluidos A-H.

Parámetro	Pozo							
	A	B	C	D	E	F	G	H
Densidad del Aceite Residual ($^{\circ}$ API)	11.29	12.34	13.40	13.60	15.45	21.67	22.47	23.80
Temperatura de Yacimiento (T_y), $^{\circ}$ C	126.00	-	117.00	116.30	106.50	98.00	123.00	116.00
Presión de burbuja a la T_y ($p_b@T_y$), kg/cm 2	288.00	-	156.00	130.00	90.00	70.00	67.00	186.59
Relación Gas Aceite (RGA), m 3 /m 3	79.48	-	59.81	48.46	44.00	24.00	38.00	95.31
Propiedades del C_{7+}								
% Mol	50.22	65.89	40.49	51.48	59.71	56.53	60.82	38.06
Peso Molecular	347.90	457.00	493.00	412.30	374.00	423.00	307.00	320.00
Densidad, g/cm 3	0.99600	0.98190	0.99	0.98	0.97	0.99	0.92	0.93

Tabla B. 2. Banco de Datos Fluidos I-P.

Parámetro	Pozo							
	I	J	K	L	M	N	O	P
Densidad del Aceite Residual ($^{\circ}$ API)	25.19	26.00	29.95	30.98	36.90	33.50	34.69	35.31
Temperatura de Yacimiento (T_y), $^{\circ}$ C	130.00	-	137.80	138.00	152.60	144.00	159.30	109.00
Presión de burbuja a la T_y ($p_b@T_y$), kg/cm 2	205.00	-	118.53	161.88	158.54	175.30	355.00	120.93
Relación Gas Aceite (RGA), m 3 /m 3	105.35	-	80.59	91.00	144.52	91.20	442.00	102.66
Propiedades del C_{7+}								
% Mol	36.46	63.54	43.66	43.48	28.15	36.82	19.35	41.63
Peso Molecular	278.00	318.00	256.20	308.37	242.70	246.18	214.80	247.70
Densidad, g/cm 3	0.87	0.92	0.89	0.90	0.86	0.87	0.85	0.87

Tabla B.3. Banco de Datos Fluidos Q-X.

Parámetro	Pozo							
	Q	R	S	T	U	V	W	X
Densidad del Aceite Residual ($^{\circ}$ API)	36.70	36.40	36.70	37.00	37.05	37.57	38.20	38.29
Temperatura de Yacimiento (T_y), $^{\circ}$ C	151.60	155.00	155.00	148.00	144.00	161.00	150.00	137.00
Presión de burbuja a la T_y ($p_b@T_y$), kg/cm 2	146.03	129.00	133.20	351.10	370.00	340.00	399.00	150.00
Relación Gas Aceite (RGA), m 3 /m 3	117.70	80.00	64.80	319.00	571.00	339.00	543.93	120.52
Propiedades del C_{7+}								
% Mol	37.59	43.83	46.57	18.99	15.24	21.46	16.14	38.84
Peso Molecular	227.10	234.07	230.66	207.00	216.48	208.37	205.00	219.06
Densidad, g/cm 3	0.86	0.87	0.86	0.85	0.81	0.84	0.84	0.86

Tabla B.4. Banco de Datos Fluidos Y-AB.

Parámetro	Pozo			
	Y	Z	AA	AB
Densidad del Aceite Residual (°API)	39.66	41.44	45.46	47.60
Temperatura de Yacimiento (T_y), °C	146.00	136.00	168.00	182.47
Presión de burbuja a la T_y ($p_b @ T_y$), kg/cm ²	352.00	351.00	-	-
Relación Gas Aceite (RGA), m ³ /m ³	-	-	396.00	350.00
Propiedades del C_{7+}	400.00	399.18	865.60	837.61
Densidad del Aceite Residual (°API)				
% Mol	16.53	22.00	8.92	8.16
Peso Molecular	216.81	200.00	195.50	171.20
Densidad, g/cm ³	0.85	0.84	0.82	0.82

B.2. Resultados de la caracterización utilizando el peso molecular promedio.

Los resultados que a continuación se presentan, corresponden a la caracterización de la fracción pesada para los pseudocomponentes con peso molecular promedio, en el cálculo se utilizó el módulo composicional realizado por Humberto Hinojosa⁽⁸⁾, la ecuación de estado Peng Robinson, la correlación del American Petroleum Institute⁽²⁰⁾ para el cálculo la temperatura de ebullición, las propiedades críticas y el factor acéntrico se obtuvieron de la ecuación de Lee y Kesler.

Es importante mencionar que no se realizó la caracterización de los fluidos siguientes:

A y W: Con las propiedades de los pseudocomponentes no se reproduce la presión de saturación.

B y J: No cuentan con información suficiente para la reproducción.

AA y AB: Corresponden a fluido de gas y condensado.

Tabla B.5. Caracterización Fluido C.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{rsoreide}$
Pseudo1	0.0291	109.35	397.34	567.06	24.45	0.3873	0.2581
Pseudo2	0.0640	167.36	488.25	654.62	17.76	0.5830	0.2581
Pseudo3	0.0908	277.49	618.82	765.31	10.84	0.9099	0.2581
Pseudo4	0.1068	453.52	756.18	873.30	6.49	1.2852	0.2581
Pseudo5	0.1142	733.76	882.54	970.93	4.16	1.5758	0.2581

Tabla B.6. Caracterización Fluido E.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0525	109.35	410.86	612.11	34.43	0.3320	0.3390
Pseudo2	0.1110	167.36	508.71	716.24	26.28	0.4891	0.3390
Pseudo3	0.1460	277.49	626.41	829.48	19.10	0.7140	0.3390
Pseudo4	0.1526	453.52	738.51	932.15	14.42	0.9427	0.3390
Pseudo5	0.1351	733.76	838.58	1024.03	11.61	1.0950	0.3390

Tabla B.7. Caracterización Fluido F.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0451	109.35	397.59	586.11	31.55	0.3436	0.3054
Pseudo2	0.0972	167.36	493.16	684.64	23.51	0.5152	0.3054
Pseudo3	0.1327	277.49	617.30	798.41	15.94	0.7878	0.3054
Pseudo4	0.1472	453.52	741.40	904.94	11.01	1.0641	0.3054
Pseudo5	0.1432	733.76	854.82	1001.25	8.11	1.2891	0.3054

Tabla B.8. Caracterización Fluido G.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0645	109.35	431.29	644.63	35.72	0.3320	0.3705
Pseudo2	0.1309	167.36	530.38	752.43	27.96	0.4767	0.3705
Pseudo3	0.1593	277.49	641.08	863.69	21.59	0.6602	0.3705
Pseudo4	0.1469	453.52	740.83	961.24	17.57	0.8257	0.3705
Pseudo5	0.1065	733.76	826.12	1046.71	15.26	0.9473	0.3705

Tabla B.9. Caracterización Fluido H.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0387	109.35	426.47	637.26	35.55	0.3313	0.3639
Pseudo2	0.0793	167.36	525.37	744.42	27.67	0.4785	0.3639
Pseudo3	0.0983	277.49	637.59	856.18	21.10	0.6704	0.3639
Pseudo4	0.0934	453.52	739.98	954.89	16.92	0.8484	0.3639
Pseudo5	0.0710	733.76	828.50	1041.86	14.48	0.9839	0.3639

Tabla B.10. Caracterización Fluido I.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0432	109.35	428.93	641.04	35.64	0.3316	0.3673
Pseudo2	0.0854	167.36	527.93	748.53	27.83	0.4775	0.3673
Pseudo3	0.0987	277.49	639.37	860.04	21.36	0.6651	0.3673
Pseudo4	0.0838	453.52	740.39	958.15	17.26	0.8365	0.3673
Pseudo5	0.0533	733.76	827.26	1044.36	14.88	0.9648	0.3673

Tabla B.11. Caracterización Fluido K.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0573	109.35	455.41	679.96	36.00	0.3392	0.3993
Pseudo2	0.1103	167.36	554.86	790.02	28.91	0.4724	0.3993
Pseudo3	0.1211	277.49	658.62	898.68	23.50	0.6207	0.3993
Pseudo4	0.0948	453.52	746.65	990.73	20.32	0.7359	0.3993
Pseudo5	0.0530	733.76	817.13	1068.80	18.81	0.8019	0.3993

Tabla B.12. Caracterización Fluido L.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{f\text{soreide}}$
Pseudo1	0.0459	109.35	421.28	629.17	35.29	0.3309	0.3563
Pseudo2	0.0933	167.36	519.92	735.50	27.30	0.4811	0.3563
Pseudo3	0.1137	277.49	633.85	847.79	20.53	0.6827	0.3563
Pseudo4	0.1052	453.52	739.23	947.78	16.17	0.8755	0.3563
Pseudo5	0.0767	733.76	831.37	1036.36	13.59	0.9973	0.3563

Tabla B.13. Caracterización Fluido M.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	P_{ci} (bar)	w	$C_{f\text{soreide}}$
Pseudo1	0.0397	109.35	447.68	668.85	35.99	0.3364	0.3907
Pseudo2	0.0749	167.36	547.11	778.33	28.67	0.4731	0.3907
Pseudo3	0.0791	277.49	652.99	887.83	22.96	0.6317	0.3907
Pseudo4	0.0582	453.52	744.56	981.59	19.51	0.7614	0.3907
Pseudo5	0.0295	733.76	819.59	1062.02	17.73	0.8431	0.3907

Tabla B.14. Caracterización Fluido N.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{f\text{soreide}}$
Pseudo1	0.0510	109.35	449.57	671.58	36.00	0.3371	0.3928
Pseudo2	0.0966	167.36	549.01	781.21	28.73	0.4729	0.3928
Pseudo3	0.1032	277.49	654.37	890.50	23.09	0.6289	0.3928
Pseudo4	0.0773	453.52	745.06	983.84	19.72	0.7549	0.3928
Pseudo5	0.0402	733.76	818.96	1063.69	17.99	0.8327	0.3928

Tabla B.15. Caracterización Fluido O.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{f\text{soreide}}$
Pseudo1	0.0327	109.35	456.24	681.14	36.00	0.3396	0.4003
Pseudo2	0.0582	167.36	555.69	791.26	28.93	0.4723	0.4003
Pseudo3	0.0552	277.49	659.23	899.83	23.55	0.6195	0.4003
Pseudo4	0.0342	453.52	746.89	991.70	20.41	0.7333	0.4003
Pseudo5	0.0132	733.76	816.89	1069.52	18.92	0.7977	0.4003

Tabla B.16. Caracterización Fluido P.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{f\text{soreide}}$
Pseudo1	0.0572	109.35	446.93	667.76	35.98	0.3362	0.3898
Pseudo2	0.1086	167.36	546.35	777.18	28.65	0.4732	0.3898
Pseudo3	0.1165	277.49	652.45	886.75	22.90	0.6329	0.3898
Pseudo4	0.0878	453.52	744.37	980.68	19.43	0.7640	0.3898
Pseudo5	0.0462	733.76	819.85	1061.34	17.62	0.8474	0.3898

Tabla B.17. Caracterización Fluido Q.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{f\text{soreide}}$
Pseudo1	0.0583	109.35	456.58	681.63	36.00	0.3397	0.4006
Pseudo2	0.1068	167.36	556.03	791.78	28.94	0.4723	0.4006
Pseudo3	0.1069	277.49	659.48	900.30	23.57	0.6191	0.4006
Pseudo4	0.0721	453.52	746.98	992.10	20.44	0.7323	0.4006
Pseudo5	0.0318	733.76	816.79	1069.82	18.97	0.7960	0.4006

Tabla B.18. Caracterización Fluido R.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0651	109.35	455.93	680.70	36.00	0.3394	0.3999
Pseudo2	0.1208	167.36	555.38	790.80	28.92	0.4723	0.3999
Pseudo3	0.1241	277.49	659.00	899.40	23.53	0.6199	0.3999
Pseudo4	0.0872	453.52	746.80	991.34	20.38	0.7343	0.3999
Pseudo5	0.0411	733.76	816.98	1069.25	18.88	0.7993	0.3999

Tabla B.19. Caracterización Fluido S.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0707	109.35	455.36	679.89	36.00	0.3392	0.3993
Pseudo2	0.1303	167.36	554.81	789.95	28.90	0.4724	0.3993
Pseudo3	0.1322	277.49	658.59	898.61	23.49	0.6207	0.3993
Pseudo4	0.0911	453.52	746.64	990.68	20.32	0.7361	0.3993
Pseudo5	0.0415	733.76	817.15	1068.76	18.80	0.8021	0.3993

Tabla B.20. Caracterización Fluido T.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0340	109.35	459.19	685.34	35.99	0.3407	0.4035
Pseudo2	0.0593	167.36	558.63	795.65	29.00	0.4721	0.4035
Pseudo3	0.0541	277.49	661.38	903.90	23.74	0.6156	0.4035
Pseudo4	0.0315	453.52	747.73	995.13	20.70	0.7243	0.4035
Pseudo5	0.0110	733.76	816.04	1072.05	19.32	0.7831	0.4035

Tabla B.21. Caracterización Fluido U.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0254	109.35	436.15	651.93	35.84	0.3331	0.3768
Pseudo2	0.0455	167.36	535.39	760.31	28.21	0.4753	0.3768
Pseudo3	0.0435	277.49	644.61	871.05	22.03	0.6509	0.3768
Pseudo4	0.0273	453.52	741.82	967.45	18.19	0.8048	0.3768
Pseudo5	0.0107	733.76	823.96	1051.42	16.02	0.9135	0.3768

Tabla B.22. Caracterización Fluido V.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0380	109.35	454.03	677.99	36.00	0.3387	0.3978
Pseudo2	0.0666	167.36	553.48	787.95	28.87	0.4725	0.3978
Pseudo3	0.0612	277.49	657.62	896.76	23.40	0.6226	0.3978
Pseudo4	0.0360	453.52	746.27	989.11	20.18	0.7403	0.3978
Pseudo5	0.0128	733.76	817.55	1067.60	18.62	0.8090	0.3978

Tabla B.23. Caracterización Fluido X.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0636	109.35	458.98	685.04	35.99	0.3406	0.4032
Pseudo2	0.1145	167.36	558.42	795.34	29.00	0.4722	0.4032
Pseudo3	0.1108	277.49	661.23	903.61	23.73	0.6159	0.4032
Pseudo4	0.0708	453.52	747.67	994.89	20.68	0.7250	0.4032
Pseudo5	0.0287	733.76	816.10	1071.87	19.29	0.7842	0.4032

Tabla B.24. Caracterización Fluido Y.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0275	109.35	455.26	679.75	36.00	0.3392	0.3992
Pseudo2	0.0492	167.36	554.71	789.80	28.90	0.4724	0.3992
Pseudo3	0.0472	277.49	658.52	898.47	23.49	0.6209	0.3992
Pseudo4	0.0297	453.52	746.61	990.56	20.31	0.7364	0.3992
Pseudo5	0.0117	733.76	817.18	1068.67	18.79	0.8027	0.3992

Tabla B.25. Caracterización Fluido Z.

Componente	Z_i	M_i	T_{bi} (K)	T_{ci} (K)	p_{ci} (bar)	ω	$C_{fsoreide}$
Pseudo1	0.0417	109.35	457.82	683.39	35.99	0.3402	0.4020
Pseudo2	0.0712	167.36	557.26	793.61	28.97	0.4722	0.4020
Pseudo3	0.0624	277.49	660.38	902.01	23.65	0.6174	0.4020
Pseudo4	0.0340	453.52	747.34	993.54	20.57	0.7285	0.4020
Pseudo5	0.0107	733.76	816.43	1070.88	19.13	0.7899	0.4020

B.3. Resultados de la presión de saturación del líquido

Los resultados que a continuación se presentan, corresponden a la estimación de la presión de saturación utilizando el procedimiento descrito en el Capítulo III. Cabe mencionar que los resultados presentan la comparación obtenida entre el cálculo de la presión de saturación en el líquido utilizando los dos grupos de pseudocomponentes obtenidos en el Capítulo II.

Tabla B.26. Peso Molecular de los grupos de pseudocomponentes.

	$M_{m\acute{a}x.}$	$M_{Promedio}$
Pseudo1	122.48	109.35
Pseudo2	224.26	167.36
Pseudo3	417.49	277.49
Pseudo4	726.36	453.52
Pseudo5	1218.06	733.76

Como se mencionó en la Tabla VI.2 no se pudo reproducir la presión de saturación de los fluidos A, B, J, W, AA y AB.

Fluido C.

En la figura siguiente se presenta la comparación entre ambos resultados obtenidos, el menor error en el cálculo de la presión de saturación se obtuvo con el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 1.17% a una temperatura de 363.15 K, comparado con el error máximo de 2.06% con el segundo grupo de pseudocomponentes.

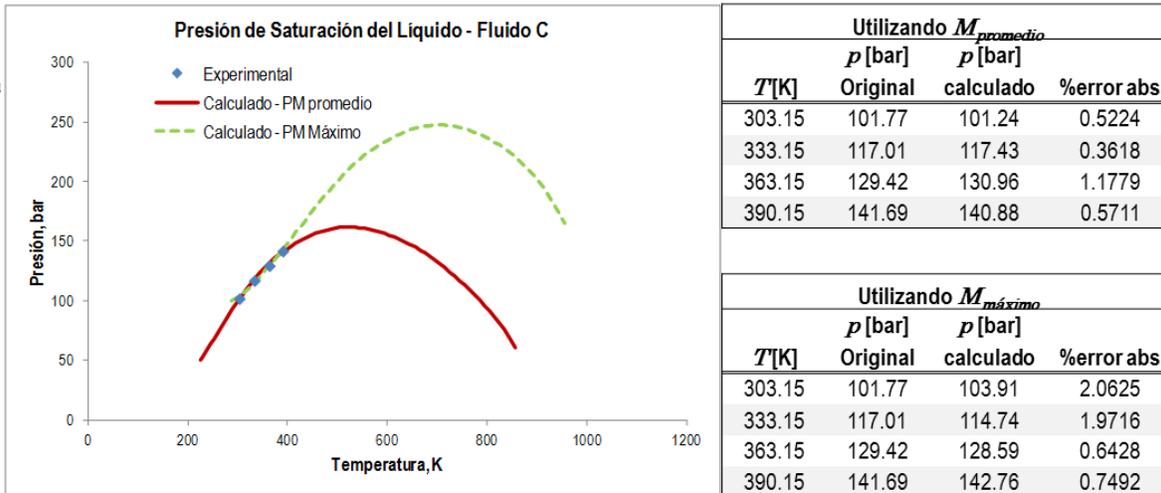


Figura B.1. Presión de saturación del líquido del fluido C.

Fluido E.

En la figura siguiente se presenta la comparación entre ambos resultados obtenidos, donde se observa, menor error en el cálculo de la presión de saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 2.24% a una temperatura de 293.15 K, comparado con el error máximo de 10% a una temperatura de 390.15 K con el segundo grupo de pseudocomponentes.

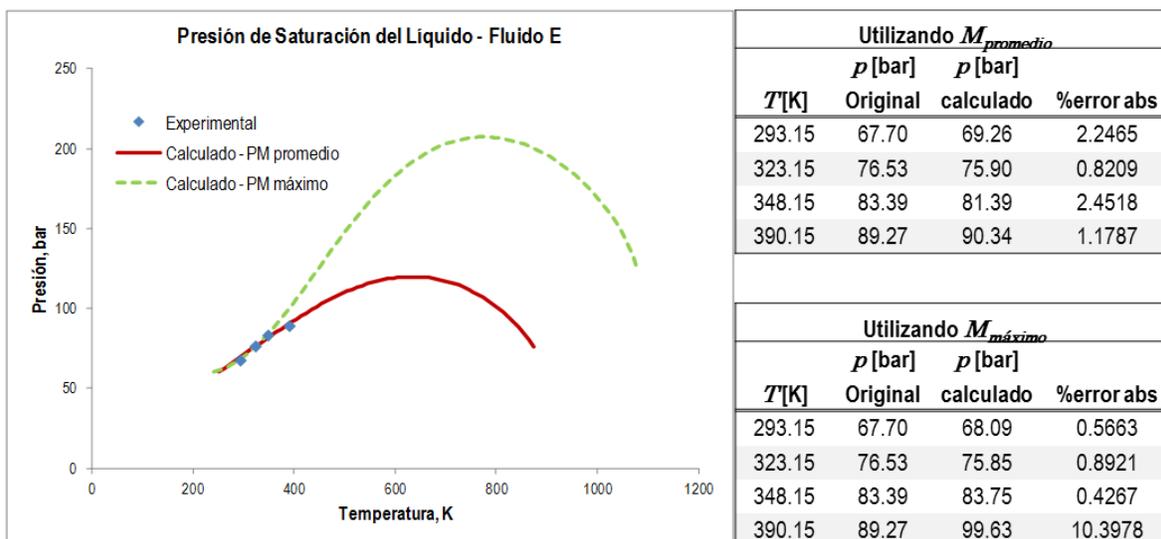


Figura B.2. Presión de saturación del líquido del fluido E.



Fluido F.

Los resultados se presentan en la figura siguiente, el menor error en el cálculo de la presión de saturación se obtuvo del grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 7.74% a una temperatura de 371.15 K, en el ajuste se omitió el último punto experimental con la finalidad de disminuir el error en los demás puntos de presión de saturación, con el segundo grupo de pseudocomponentes se tiene el error máximo de 10% a una temperatura de 371.15 K.

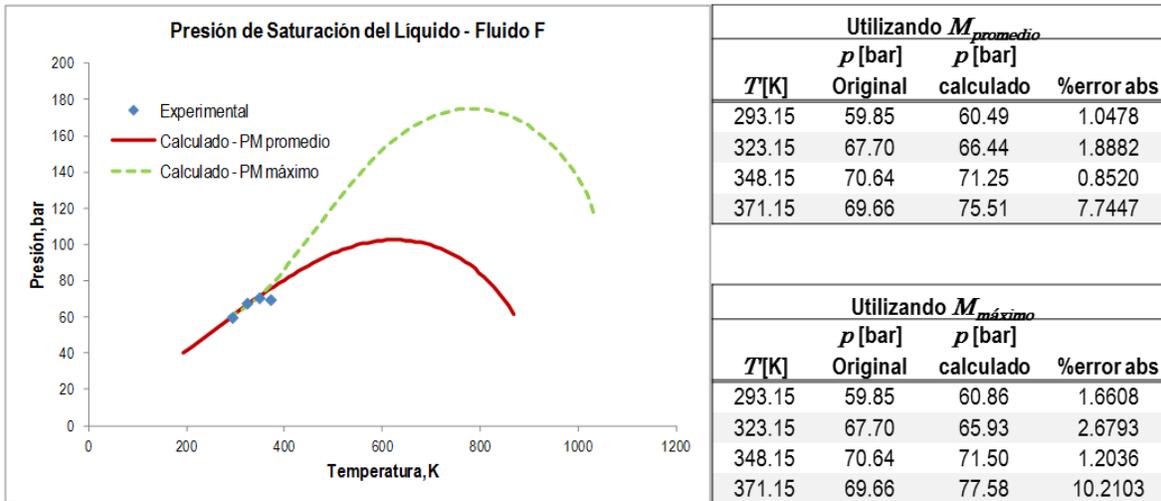


Figura B.3. Presión de saturación del líquido del fluido F.

Fluido G.

En la figura siguiente se presentan los resultados, se observa, menor error en el cálculo de la presión de saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 8.63% a una temperatura de 396.15 K, comparado con el error máximo de 12.4% a la misma temperatura obtenido con el segundo grupo de pseudocomponentes.

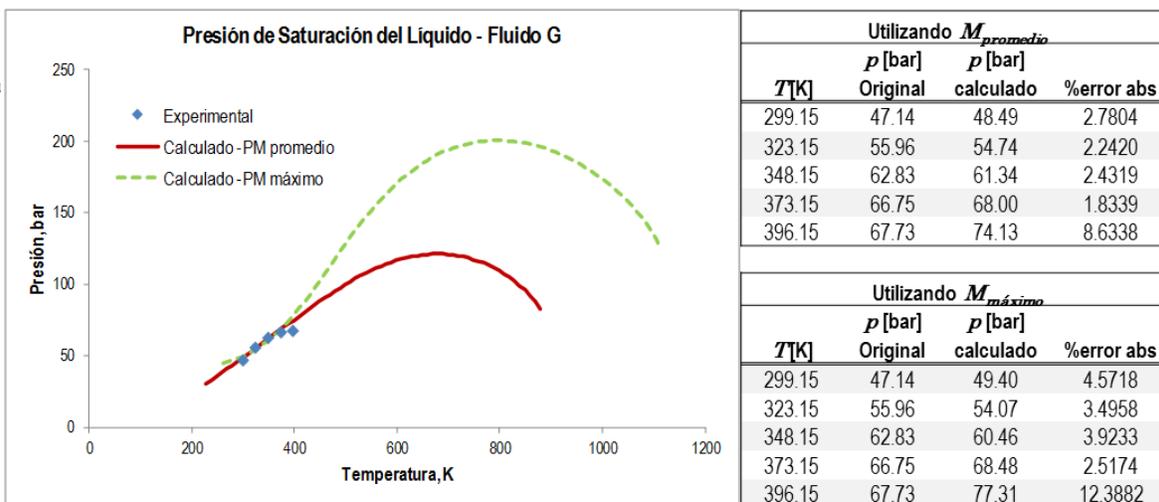


Figura B.4. Presión de saturación del líquido del fluido G.

Fluido H.

En este caso en particular, no se pudo reproducir la curva utilizando el grupo de pseudocomponente cuyo peso molecular corresponde al máximo. Al realizar el ajuste de cada punto de saturación, se obtuvo para el parámetro de interacción binaria $k_{a_{ij}}$ un valor de 0.177 y para $k_{b_{ij}}$ un valor de -0.73, como se observa el error máximo es de 3.37 % a una temperatura de 380.59 K, cabe mencionar que se estima que el último punto experimental está subestimado debido a que no se alinea al comportamiento natural de la curva de presión de saturación, por lo que se omitió para el ajuste de los otros dos puntos de presión.

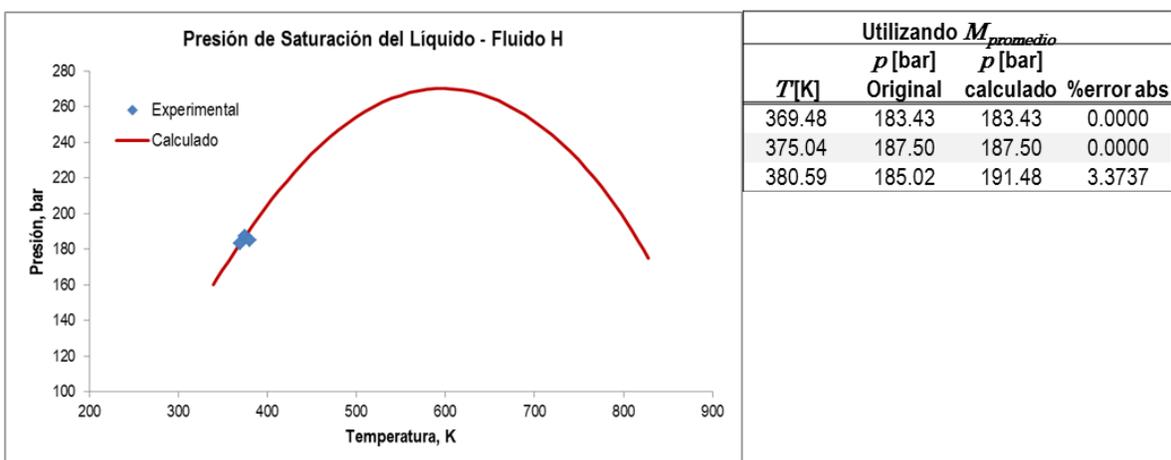


Figura B.5. Presión de saturación del líquido del fluido H.



Fluido I.

En la figura siguiente se presentan los resultados, el menor error correspondió al grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 2.7% a una temperatura de 295.15 K, comparado con el error máximo de 13% a la temperatura de 403.15 K obtenido con el segundo grupo de pseudocomponentes.

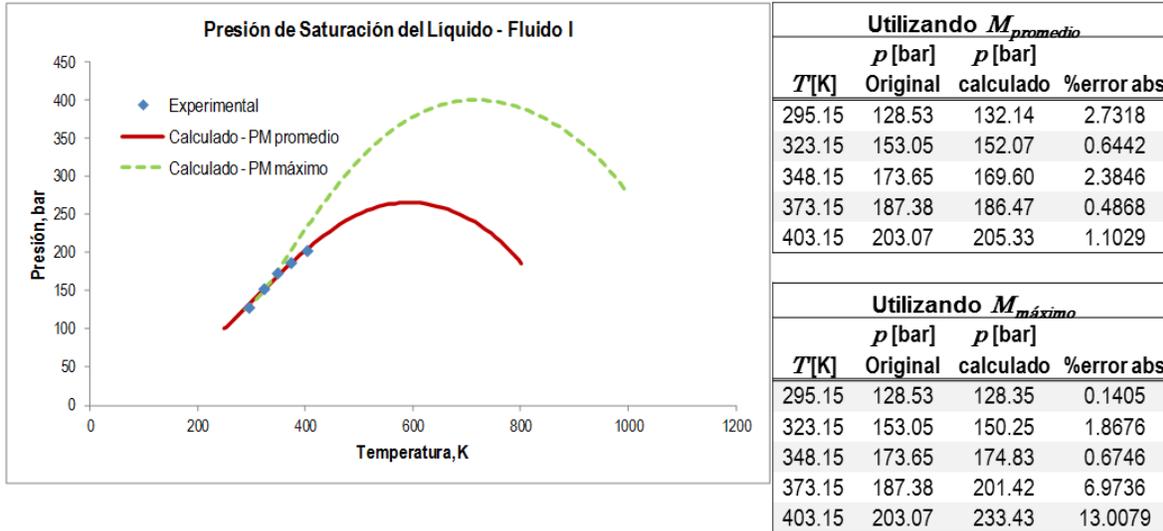


Figura B.6. Presión de saturación del líquido del fluido I.

Fluido K.

En la figura siguiente se observa, el menor error correspondió al grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 5.74% a una temperatura de 293.15 K, comparado con el error máximo de 35.3% a la temperatura de 410.95 K.

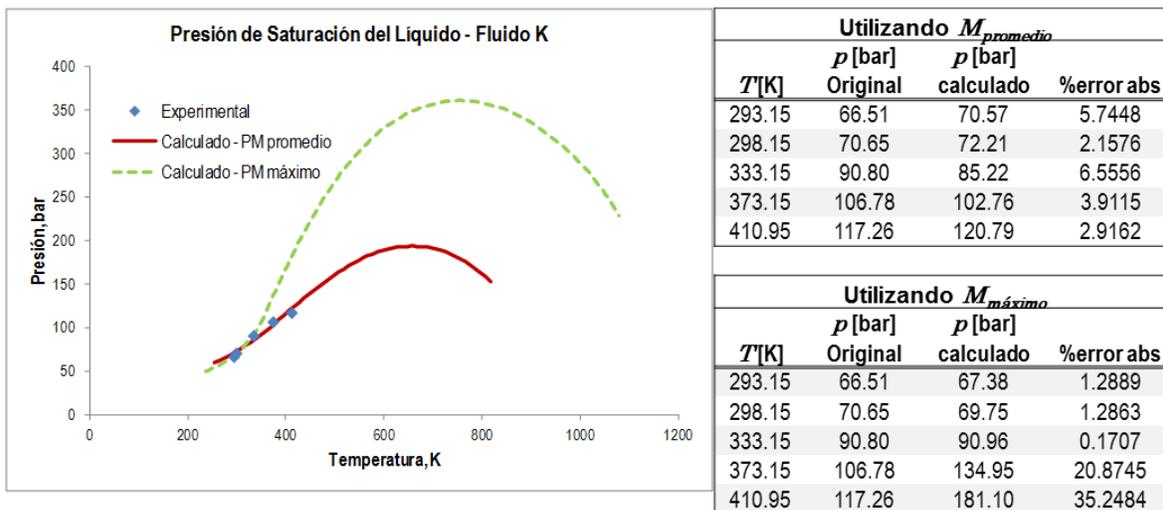


Figura B.7. Presión de saturación del líquido del fluido K.

Fluido L.

En la figura siguiente se muestran los resultados para el fluido L, se observa, menor error en el cálculo de la presión de saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 1.16% a una temperatura de 411.15 K, comparado con el error máximo de 7.72% a la temperatura de 411.95 K obtenido con el segundo grupo de pseudocomponentes, no se omite mencionar que no se pudo reproducir el primer punto de la curva con este grupo.

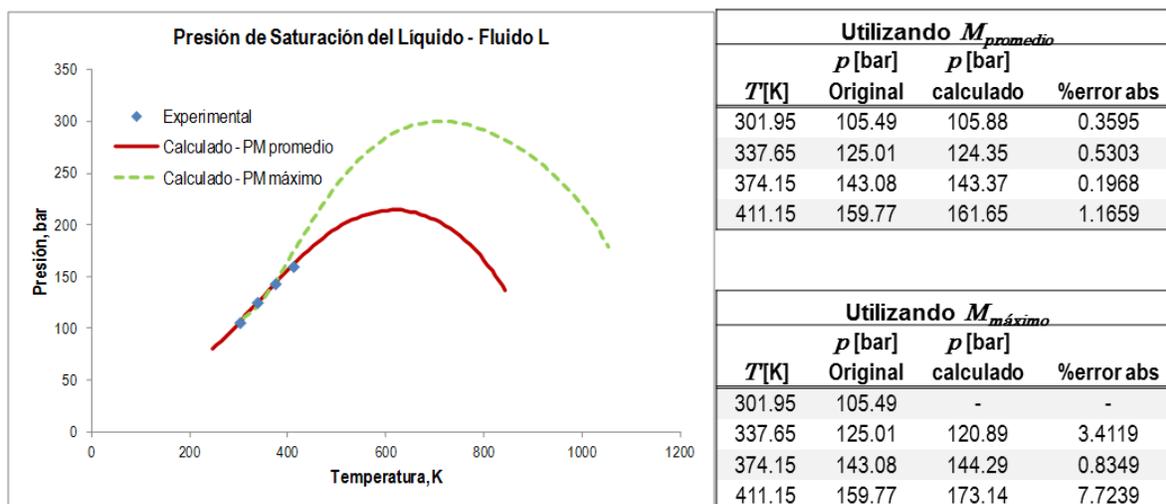
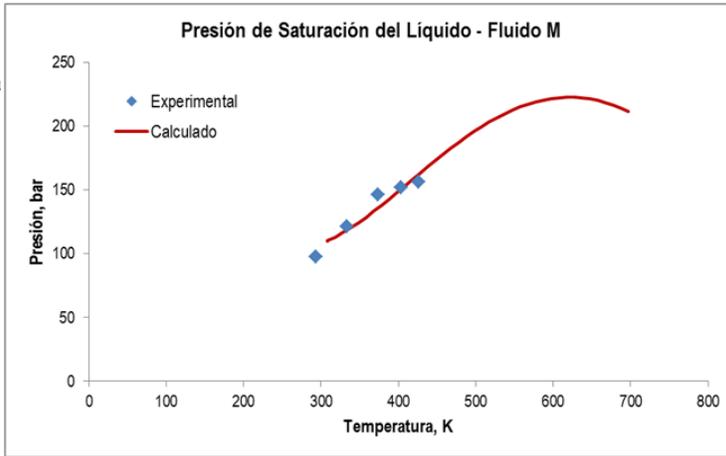


Figura B.8. Presión de saturación del líquido del fluido L.

Fluido M.

En este caso en particular no se pudo reproducir la curva utilizando el grupo de pseudocomponente cuyo peso molecular corresponde al máximo. Al realizar el ajuste de cada punto de saturación con el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al promedio, se obtuvo la curva de presión de saturación para el líquido con los valores de los parámetros de interacción binaria $k_{a\ ij}$ de 0.7348 y $k_{b\ ij}$ de -2.68. Como se observa el error máximo es de 7.94 % a una temperatura de 373.15 K, en este caso no se pudo reproducir la presión de saturación del líquido para una temperatura de 293.5 K, asimismo, se muestra que la reproducción del cálculo no satisface la curva experimental en términos generales.

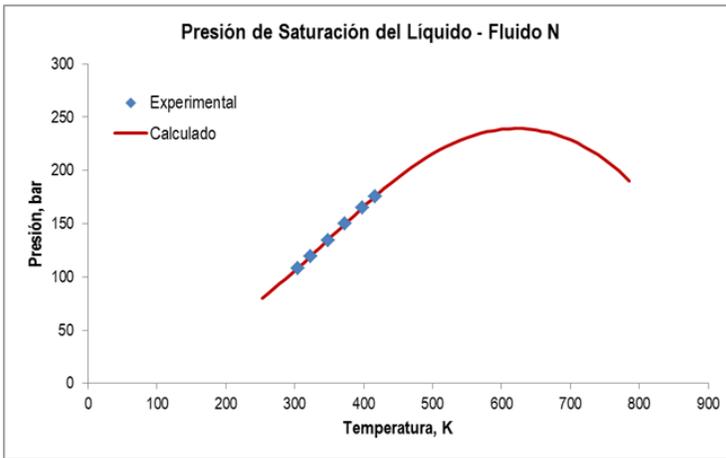


$T[K]$	Utilizando $M_{promedio}$		
	p [bar] Original	p [bar] calculado	%error abs
293.15	97.54		
333.15	121.15	118.28	2.4278
373.15	146.36	135.59	7.9426
403.15	151.55	150.53	0.6756
425.75	156.49	162.14	3.4865

Figura B.9. Presión de saturación del líquido del fluido M.

Fluido N.

En este caso en particular no se pudo reproducir la curva utilizando el grupo de pseudocomponente cuyo peso molecular corresponde al máximo. Al realizar el ajuste de cada punto de saturación con el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al promedio, se obtuvo la curva de presión de saturación para el líquido con los valores de los parámetros de interacción binaria $k_{a ij}$ de 0.3867 y $k_{b ij}$ de -1.61, con esto valores se obtuvo la curva de presión de saturación para el líquido que se muestra en la figura siguiente.



$T[K]$	Utilizando $M_{promedio}$		
	p [bar] Original	p [bar] calculado	%error abs
304.15	107.90	107.90	0.0000
323.15	119.13	119.13	0.0000
348.15	134.37	134.37	0.0000
373.15	149.72	149.72	0.0000
398.15	164.77	164.77	0.0000
417.15	175.75	175.75	0.0000

Figura B.10. Presión de saturación del líquido del fluido N.



Fluido O.

En la figura siguiente muestra que el menor error se obtiene utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con error máximo del 8.15% a una temperatura de 432.15 K, en este caso en particular el ajuste para obtener los parámetros de interacción binaria se realizó sin considerar los dos puntos de saturación a las temperaturas más altas. Con el segundo grupo de pseudocomponentes el error máximo de 12.38% a la misma temperatura obtenido.

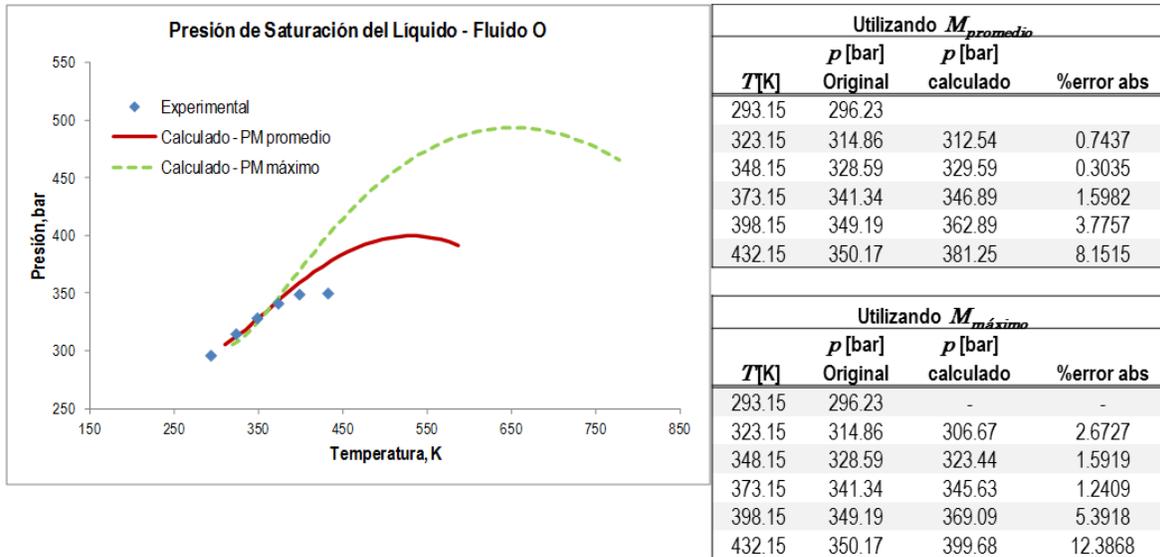


Figura B.11. Presión de saturación del líquido del fluido O.

Fluido P.

En la figura siguiente se observa, el cálculo utilizando el grupo de pseudocomponentes, cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 0.20% a una temperatura de 353.15 K, comparado con el error máximo de 9.91%, a la temperatura de 382.15 K obtenido con el segundo grupo.

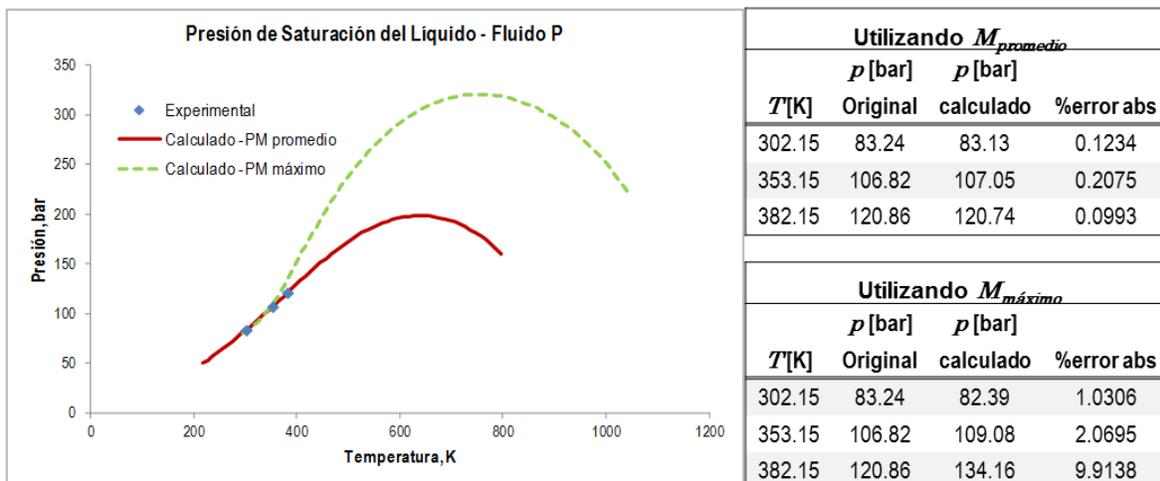


Figura B.12. Presión de saturación del líquido del fluido P.

Fluido Q.

Los resultados se presentan en la figura siguiente, el menor error se obtiene utilizando el grupo de pseudocomponentes, cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo del 5.35 % a una temperatura de 333.15 K, comparado con el error máximo de 18.45 % a la temperatura de 424.75 K.

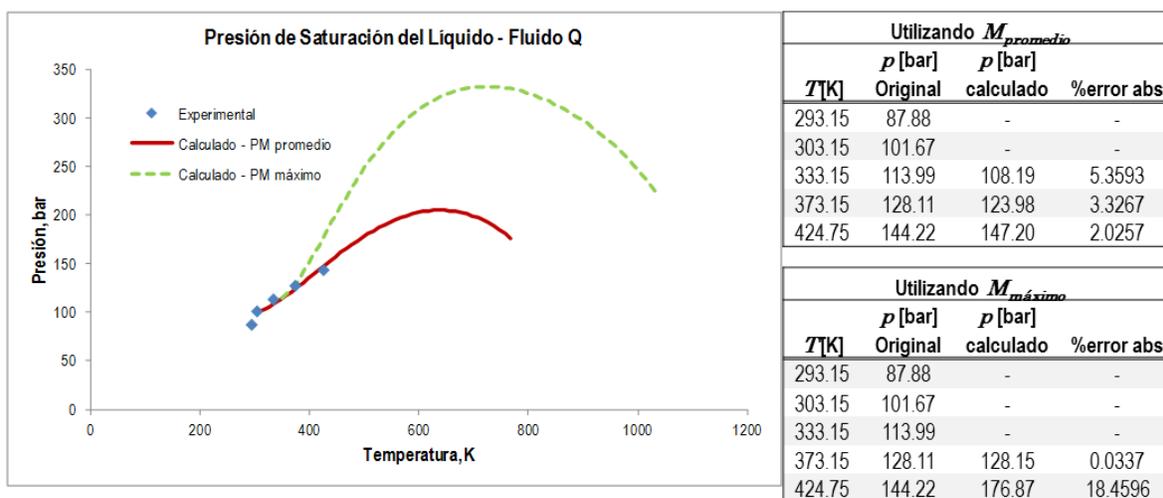


Figura B.13. Presión de saturación del líquido del fluido Q.

Fluido R.

Los resultados para el fluido R se presentan en la figura siguiente, se observa, el ajuste satisfactorio del punto experimental utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular

promedio, no se pudo reproducir el punto experimental con el grupo de pseudocomponente con peso molecular máximo.

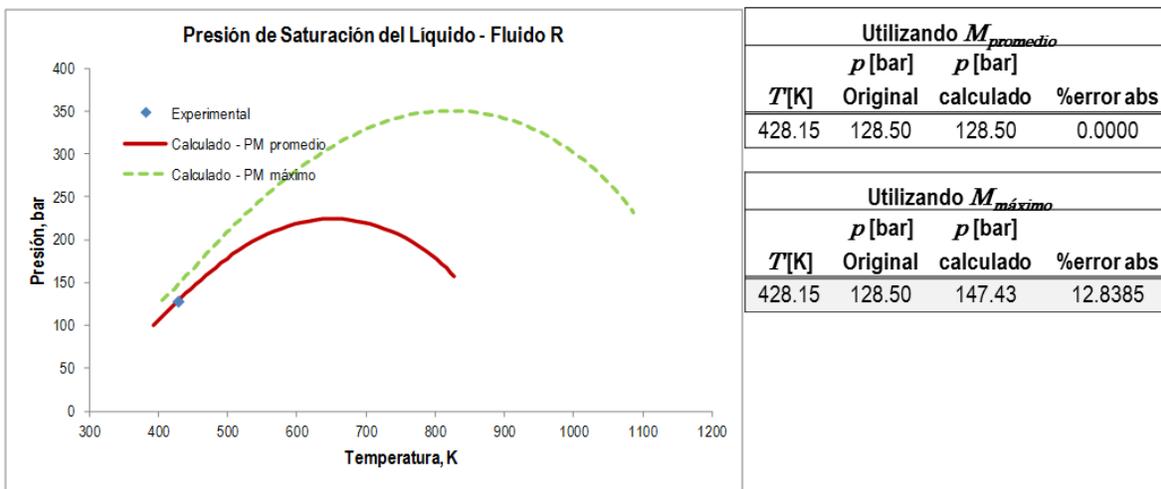


Figura B.14. Presión de saturación del líquido del fluido R.

Fluido S.

En la figura siguiente se muestran los resultados, el menor error se obtuvo utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo menor a uno, comparado con el error máximo de 11.87% a la temperatura de 428.15 K obtenido con el segundo grupo de pseudocomponentes, en este caso no se pudo reproducir el primer punto experimental.

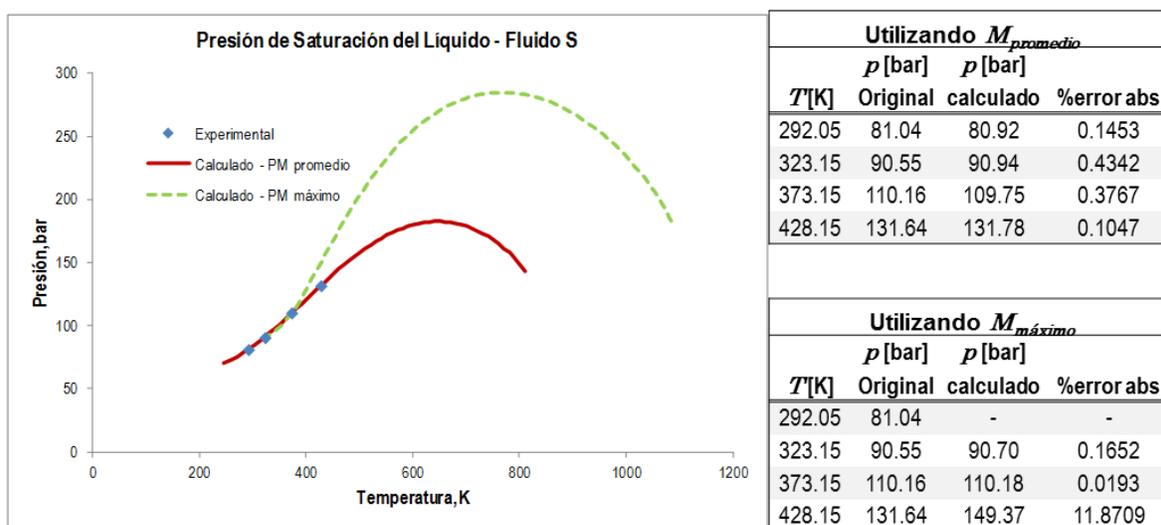


Figura B.15. Presión de saturación del líquido del fluido S.



Fluido T.

Los resultados se presentan en la figura siguiente, se observa, el ajuste satisfactorio del punto experimental utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, mientras que se obtiene el error de 3.06 % con el segundo grupo de pseudocomponente.

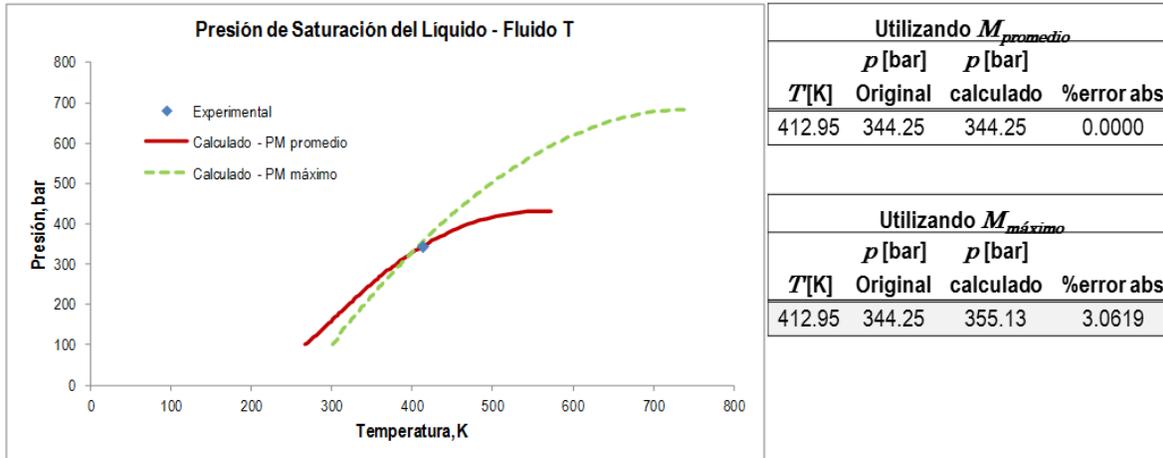


Figura B.16. Presión de saturación del líquido del fluido T.

Fluido U.

En la figura siguiente se observa que ninguno de los dos grupos pudo reproducir el comportamiento experimental, aún con un error máximo de 3.66% a la temperatura de 417.15 K con el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al promedio.

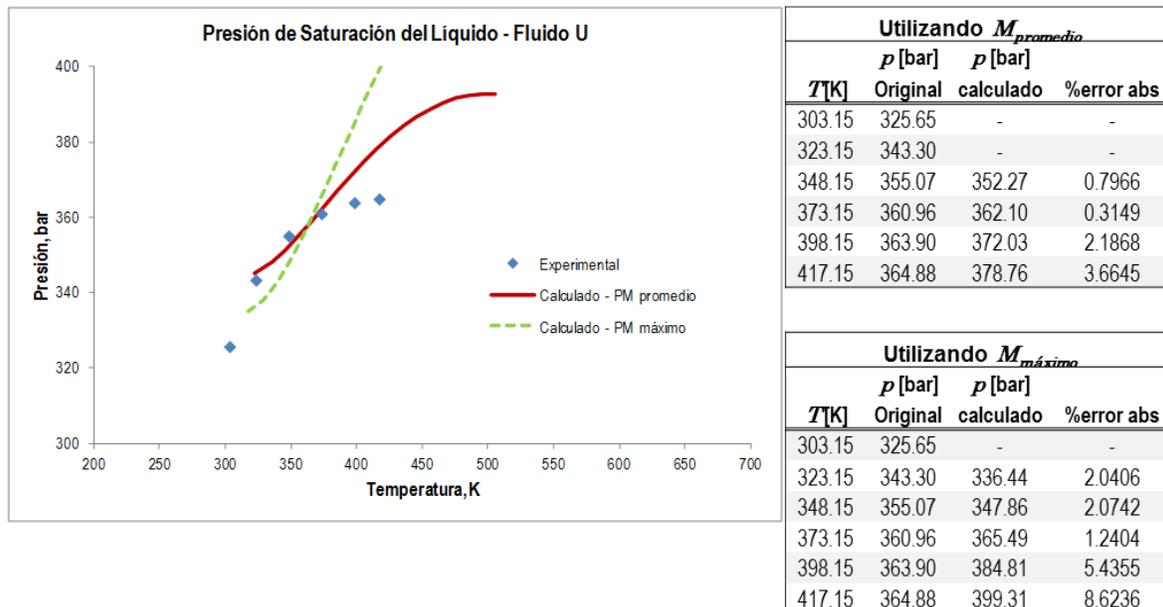


Figura B.17. Presión de saturación del líquido del fluido U.



Fluido V.

En la figura siguiente se presentan los resultados para el fluido V. El cálculo de la presión de saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio reproduce de manera efectiva la presión de saturación, aun con que no puede reproducir el primer punto de la curva.

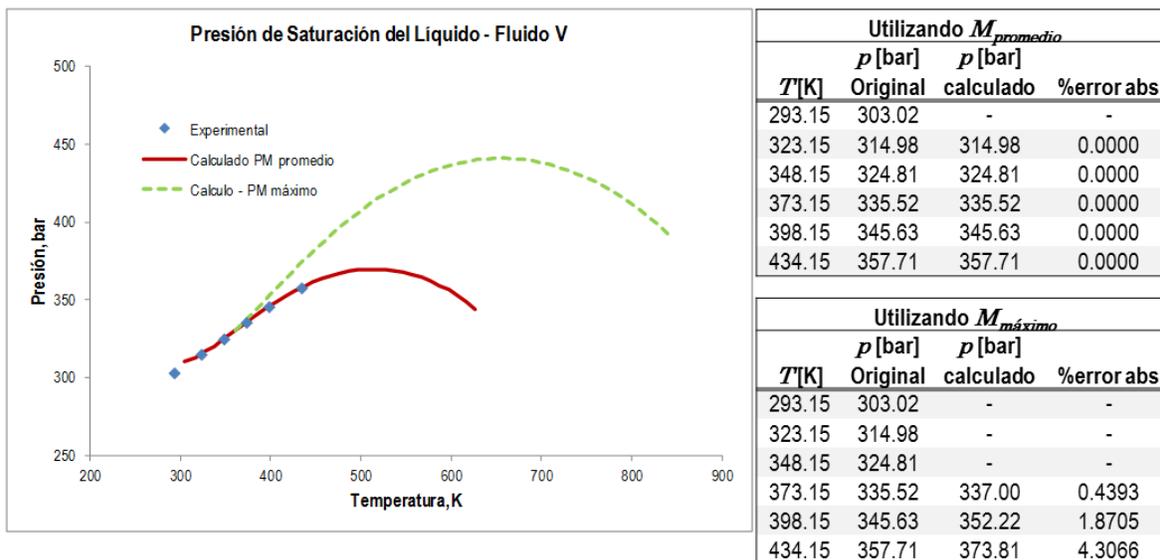


Figura B.18. Presión de saturación del líquido del fluido v.

Fluido X.

En este caso en particular ambos grupos de pseudocomponentes reproducen el punto experimental, se requiere más puntos experimentales para definir cual es el comportamiento de la curva de presión de saturación del líquido.

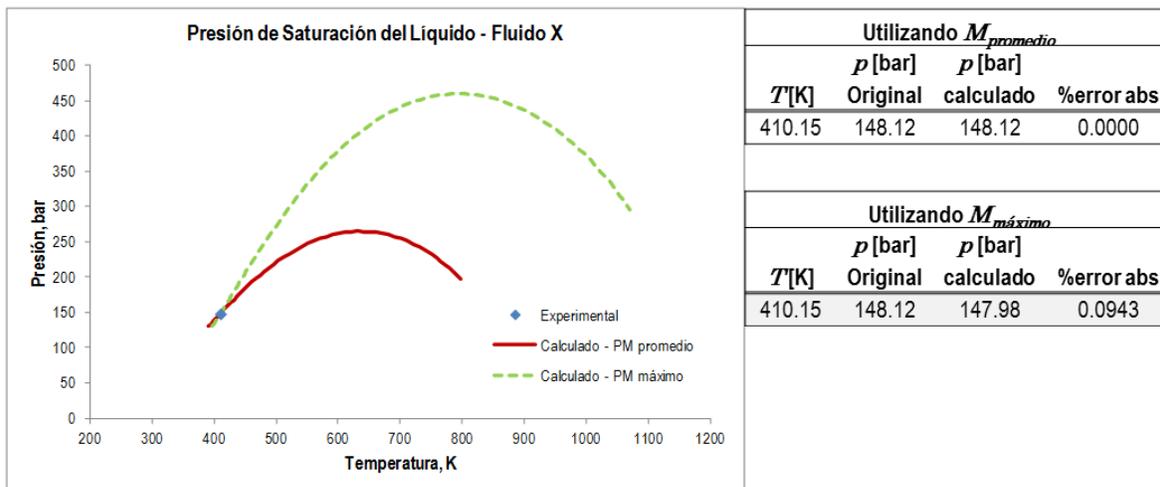


Figura B.19. Presión de saturación del líquido del fluido X.



Fluido Y.

En la figura siguiente se observa, el cálculo de la presión de saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo de 4.06% a la temperatura de 419.15 K, comparado con el error máximo de 7.3% a la misma temperatura obtenido con el segundo grupo de pseudocomponentes, en este caso no se pudo reproducir el primer punto experimental.

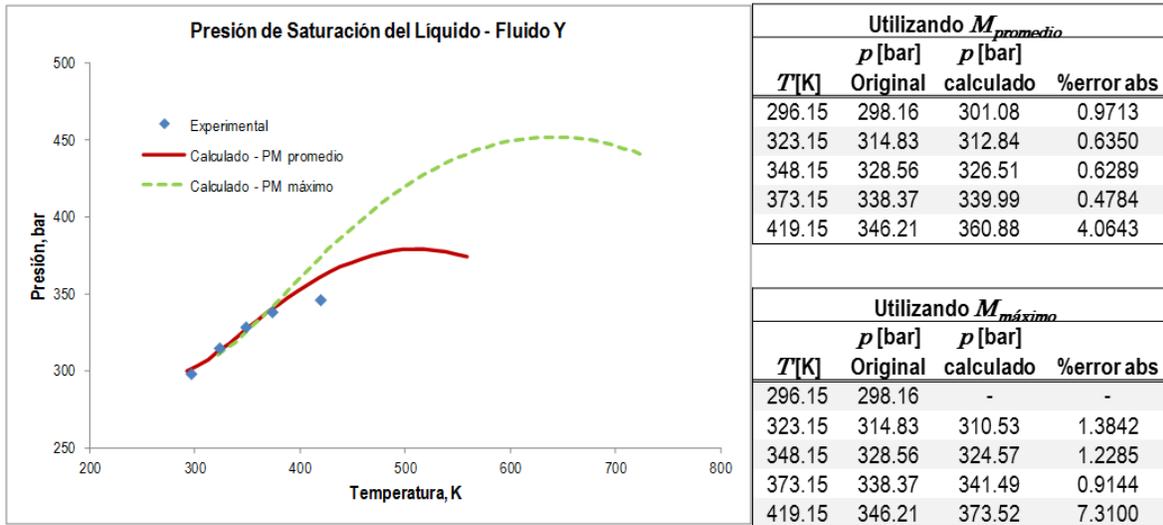


Figura B.20. Presión de saturación del líquido del fluido Y.

Fluido Z.

En la figura siguiente se muestran los resultados para el fluido Z en donde se observa, menor error en el cálculo de la presión de saturación utilizando el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al peso molecular promedio, con un error máximo de 5.83% a la temperatura de 409.15 K, comparado con el error máximo de 7.03% a la misma temperatura obtenido con el segundo grupo de pseudocomponentes, en este caso no se pudo reproducir el primer punto experimental.

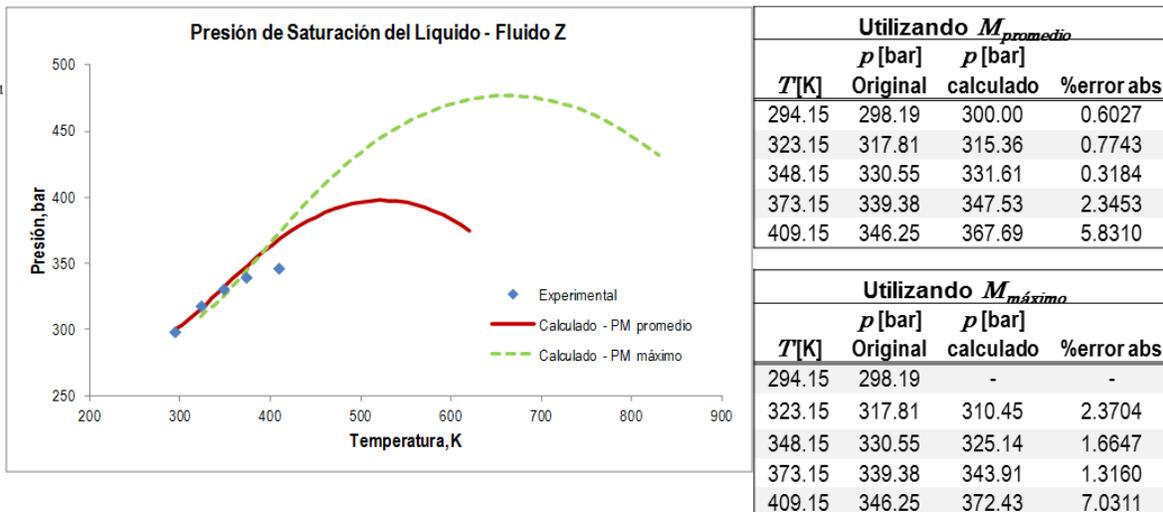


Figura B.21. Presión de saturación del líquido del fluido Z.

B.4. Resultados del experimento DLE con el ajuste en el volumen.

Los resultados que a continuación se presentan, corresponden a la estimación del experimento DLE con el ajuste del volumen utilizando el procedimiento descrito en el Capítulo V, utilizando los parámetros C_i , k_{to} y k_{ty} de la Tabla VI.3, que se obtuvieron en el ajuste del traslado del volumen. En este caso solo se realizó el ajuste a los fluidos de yacimiento que se pudieron representar con el grupo de pseudocomponentes cuyo peso molecular corresponde al promedio (Ver Tabla VI.2), cabe mencionar que no se realizó el ajuste del fluido T por falta de información experimental.

Tabla B.27. Grupo de Pseudocomponente cuyo peso molecular corresponde al promedio.

	$M_{Promedio}$
Pseudo1	109.35
Pseudo2	167.36
Pseudo3	277.49
Pseudo4	453.52
Pseudo5	733.76



Fluido C.

Los resultados en la densidad y en la relación gas aceite (*RGA*) utilizando la ecuación de estado sin usar el traslado de volumen se encuentran muy lejos de la predicción de los datos experimentales reportados; sin embargo, cuando se aplica el traslado del volumen en la predicción de las propiedades antes mencionadas se obtiene un mejor resultado en el comportamiento. Asimismo, se observa que la densidad calculada con traslado de volumen presenta mayor error a presiones por arriba de la presión de saturación, cabe mencionar que aún con este aumento en el error el comportamiento de la propiedad se respeta.

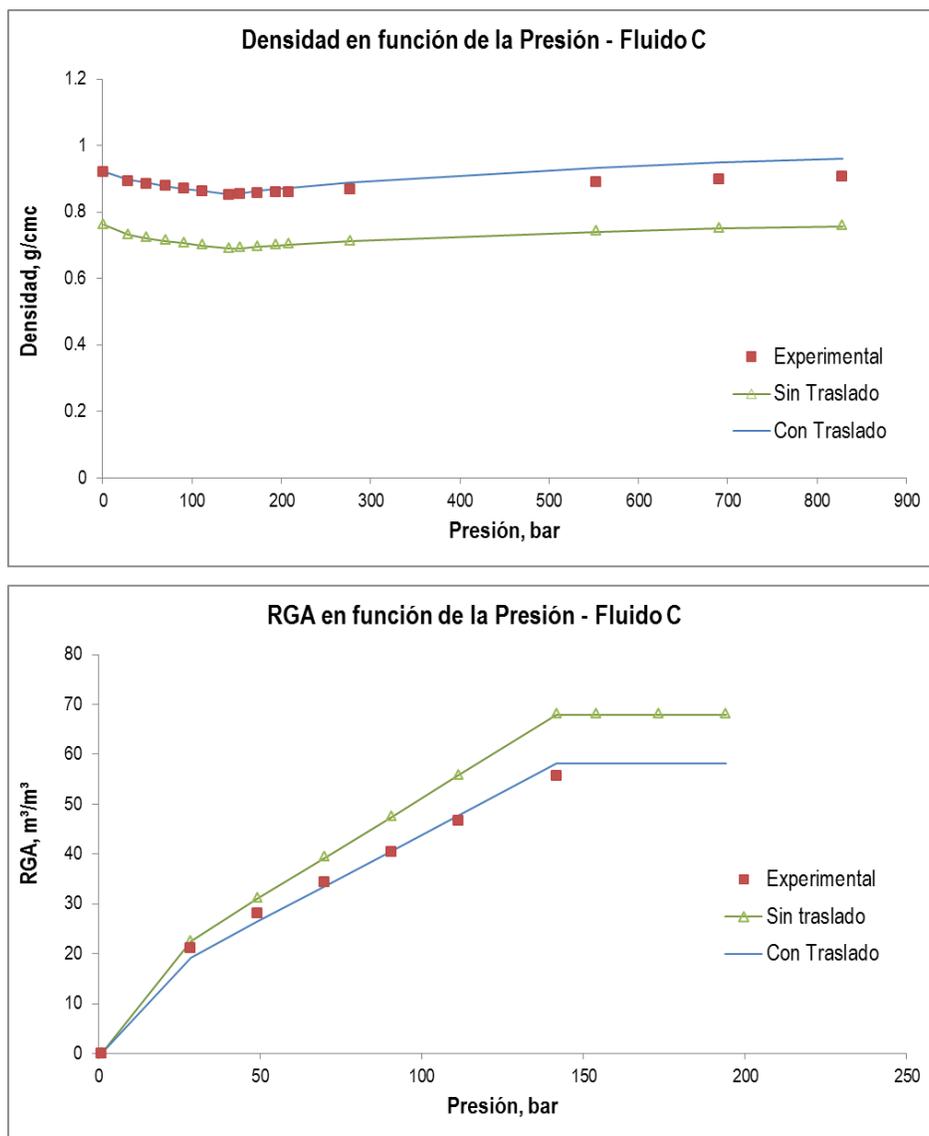


Figura B.22. Experimento DLE del Fluido C.



Fluido E.

En este caso la diferencia entre los resultados en la densidad utilizando la ecuación de estado sin usar el traslado de volumen se encuentran muy lejos de la predicción de los datos experimentales reportados; sin embargo, cuando se aplica el traslado del volumen mejora la predicción de la densidad. En el caso de la relación gas aceite (*RGA*) los resultados obtenidos sin y con el traslado del volumen los datos respetan el comportamiento de los datos experimentales, aun cuando con el traslado del volumen el error disminuye.

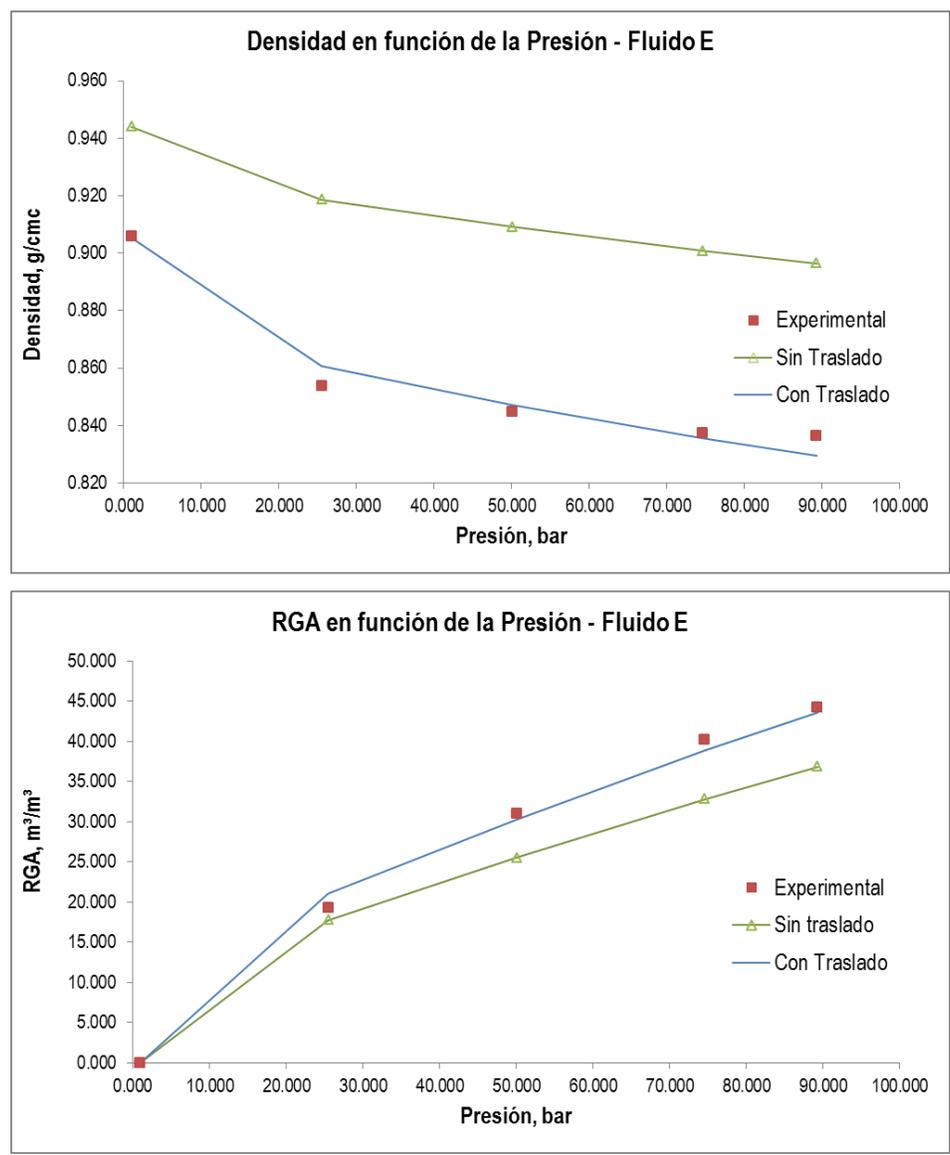


Figura B.23. Experimento DLE del Fluido E.



Fluido F.

En este caso la diferencia entre los resultados en la densidad utilizando la ecuación de estado sin usar el traslado de volumen se encuentran muy lejos de la predicción de los datos experimentales reportados; sin embargo, para el primer punto el calculo de la densidad sin traslado da mejor resultado que con el calculado con traslado de volumen, aun así, da mejor resultado la predicción con traslado de volumen. En el caso de la relación gas aceite (*RGA*) los resultados obtenidos sin y con el traslado del volumen los datos respetan el comportamiento de los datos experimentales, aun cuando con el traslado del volumen el error disminuye.

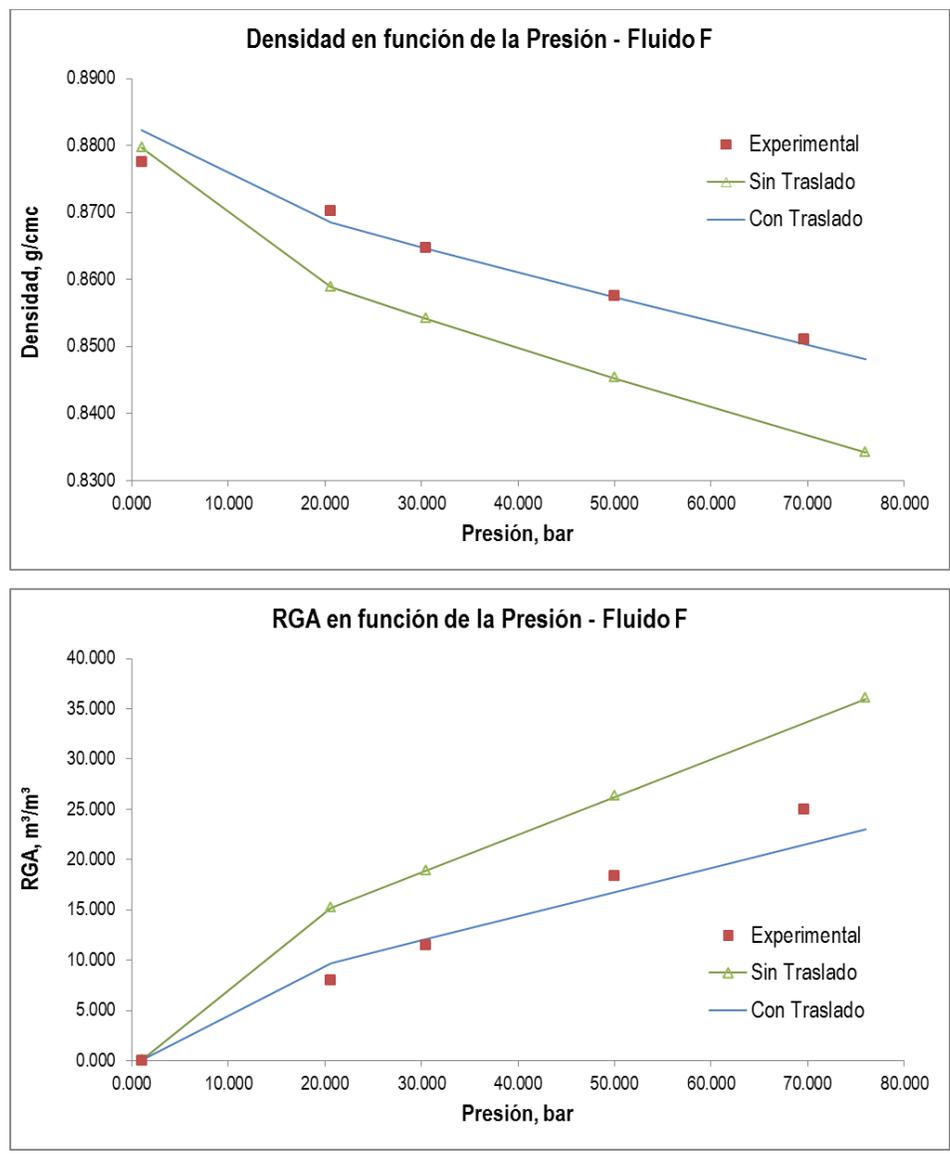


Figura B.24. Experimento DLE del Fluido F.



Fluido G.

En este caso se obtiene una predicción en la densidad con un error igual a cero con el cálculo con traslado de volumen; los resultados sin traslado de volumen siguen el comportamiento de la curva pero no se logra minimizar el error. En el caso de la relación gas aceite (*RGA*) los resultados obtenidos sin y con el traslado del volumen los datos respetan el comportamiento de los datos experimentales, aun cuando con el traslado del volumen el error disminuye.

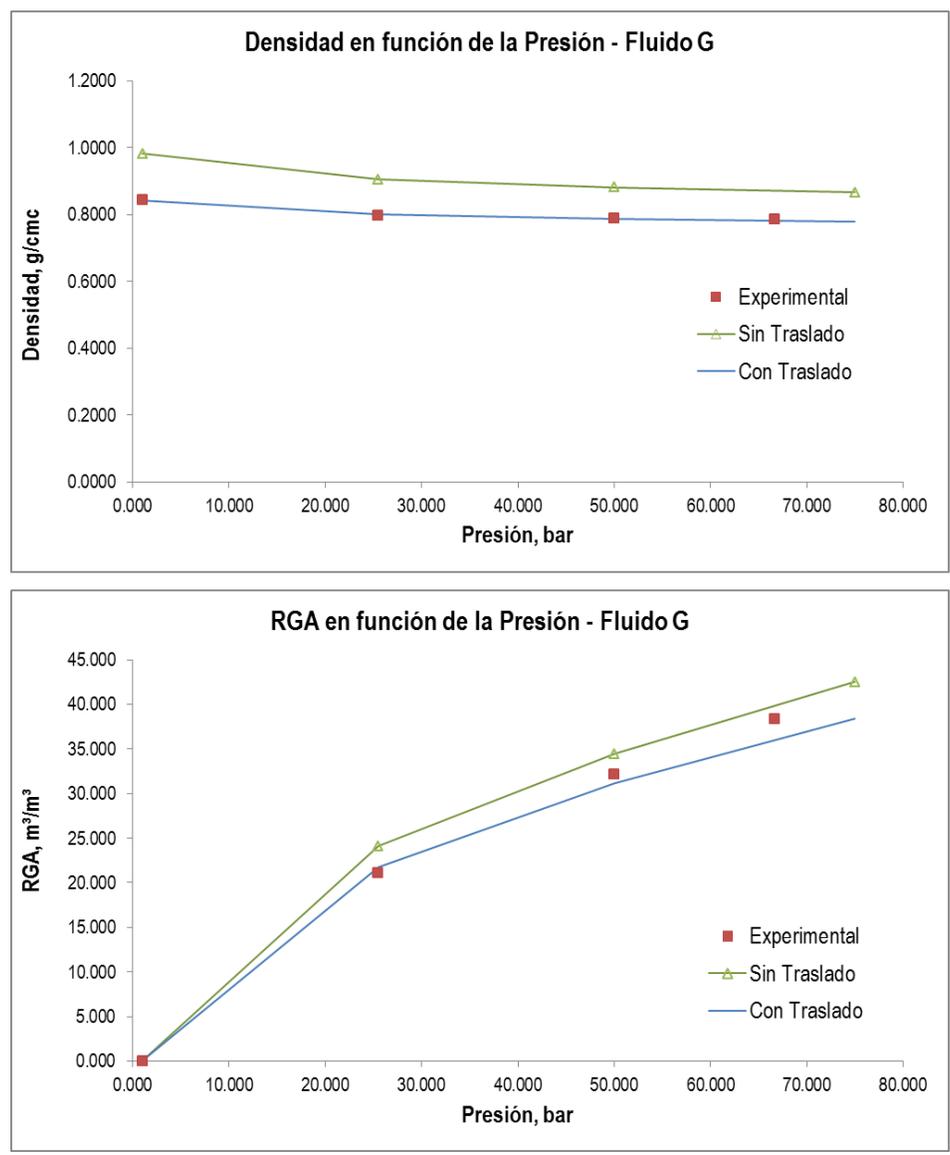


Figura B.25. Experimento DLE del Fluido G.



Fluido H.

En este caso el calculo de ambas propiedades (densidad y relación gas aceite) en función de la presión con traslado de volumen se obtiene una muy buena predicción en el comportamiento de las curvas con respecto a los datos experimentales. Cabe mencionar que los resultados obtenidos con el cálculo sin traslado presenta el comportamiento con respecto a los datos experimentales.

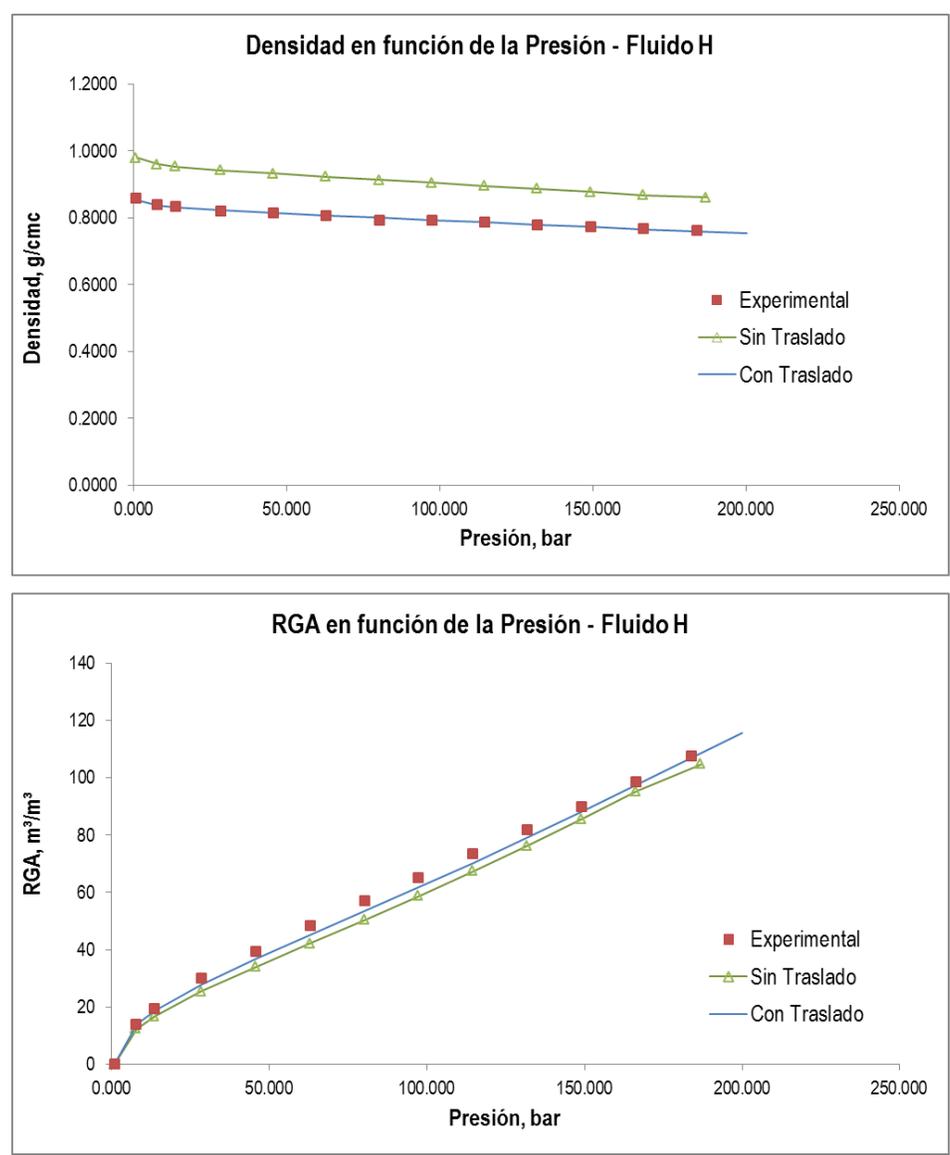


Figura B.26. Experimento DLE del Fluido H.

Fluido I.

Los resultados de la densidad con traslado de volumen reproducen los datos experimentales de manera satisfactoria. En este caso con los parámetros obtenidos en el ajuste de la densidad no se logra predecir la curva de la relación gas aceite (*RGA*); como se observa ambas curvas calculadas (sin y con traslado) presentan el mismo comportamiento que difiere con el comportamiento experimental.

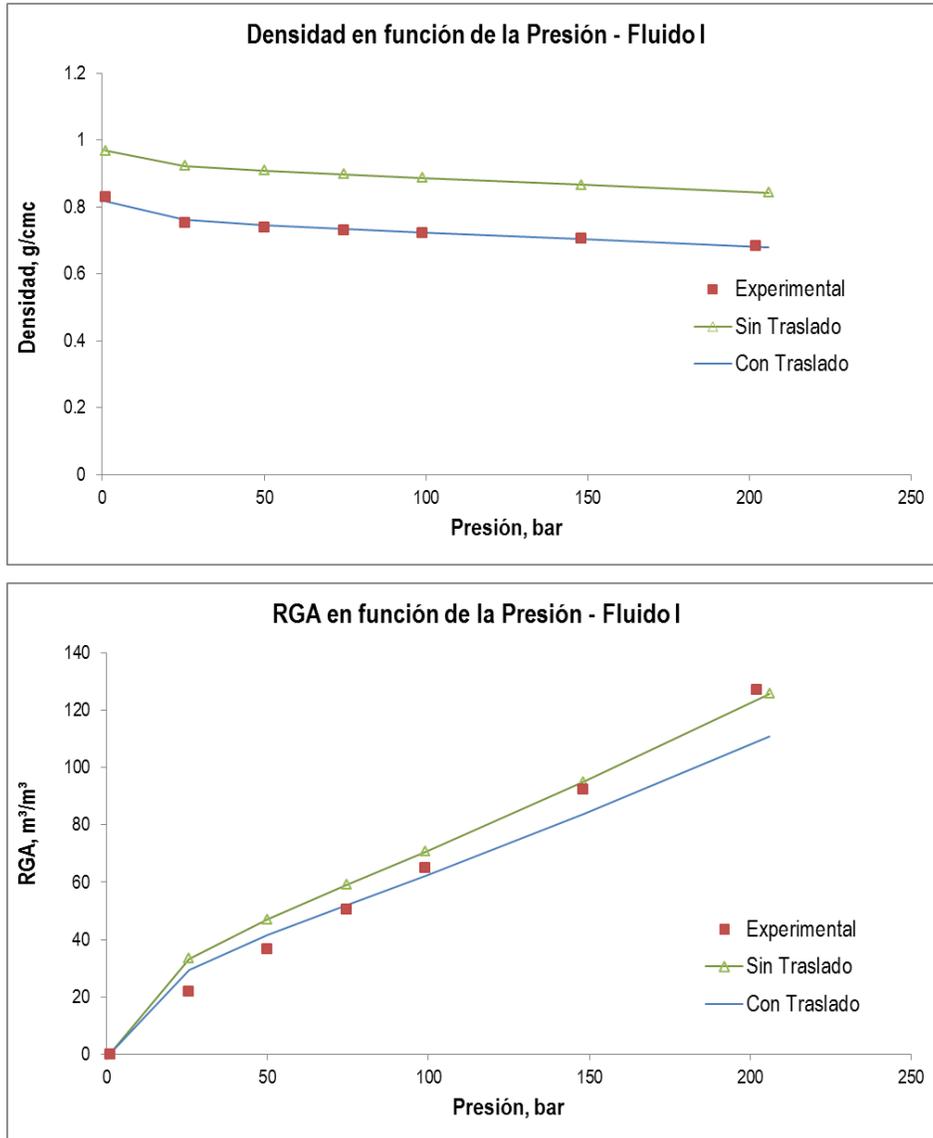


Figura B.27. Experimento DLE del Fluido I.



Fluido K.

Los resultados de la densidad con traslado de volumen reproducen los datos experimentales de manera satisfactoria. En este caso con los parámetros obtenidos en el ajuste de la densidad no se logra predecir la curva de la relación gas aceite (*RGA*); como se observa ambas curvas calculadas (sin y con traslado) presentan el mismo comportamiento que difiere con el comportamiento experimental.

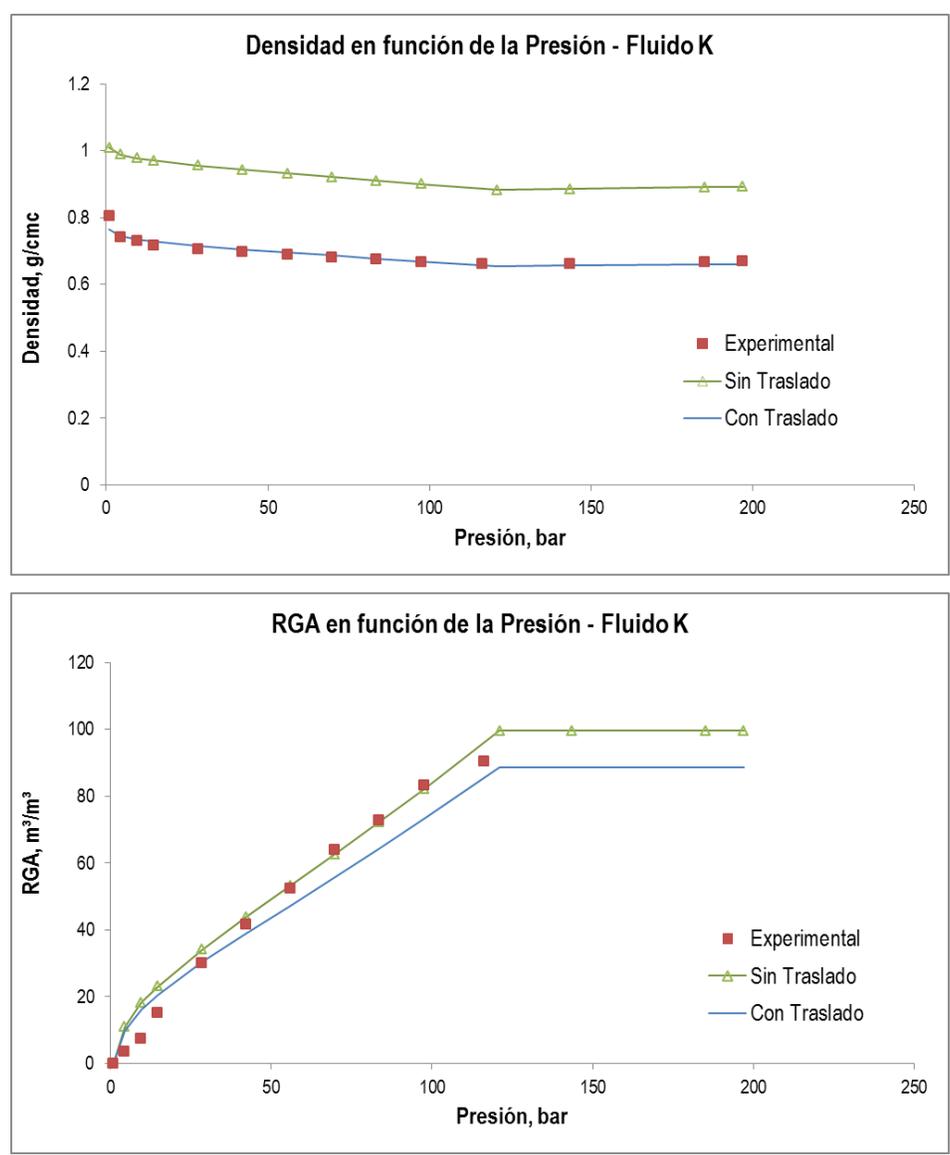


Figura B.28. Experimento DLE del Fluido K.



Fluido L.

Utilizando los parámetros de ajuste de la densidad con traslado se logra predecir adecuadamente el comportamiento de la relación gas aceite (*RGA*), como se muestra en la siguiente gráfica. En este caso no se logra ajustar la densidad a la presión de 1 bar, se estima que el valor experimental fue mal estimado ya que se encuentra fuera del comportamiento de la curva experimental.

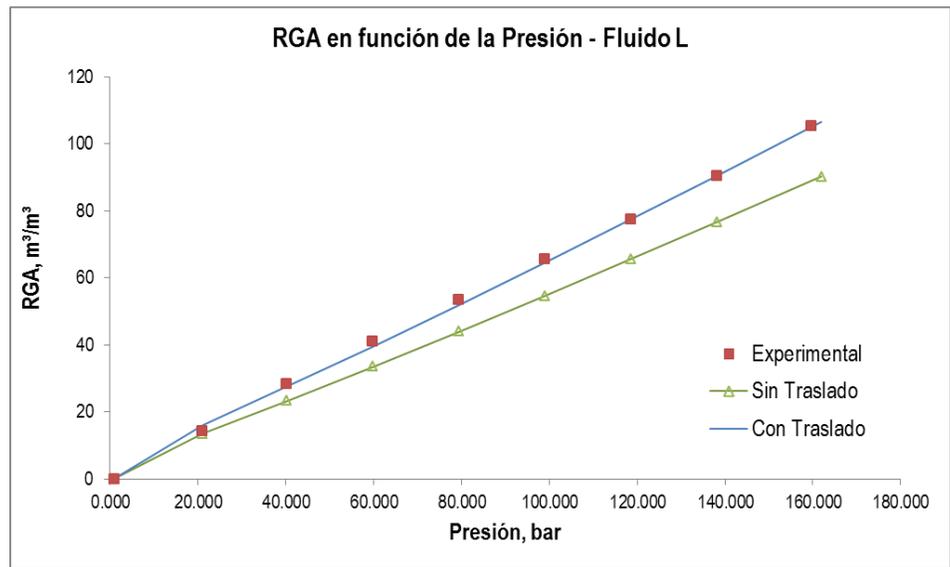
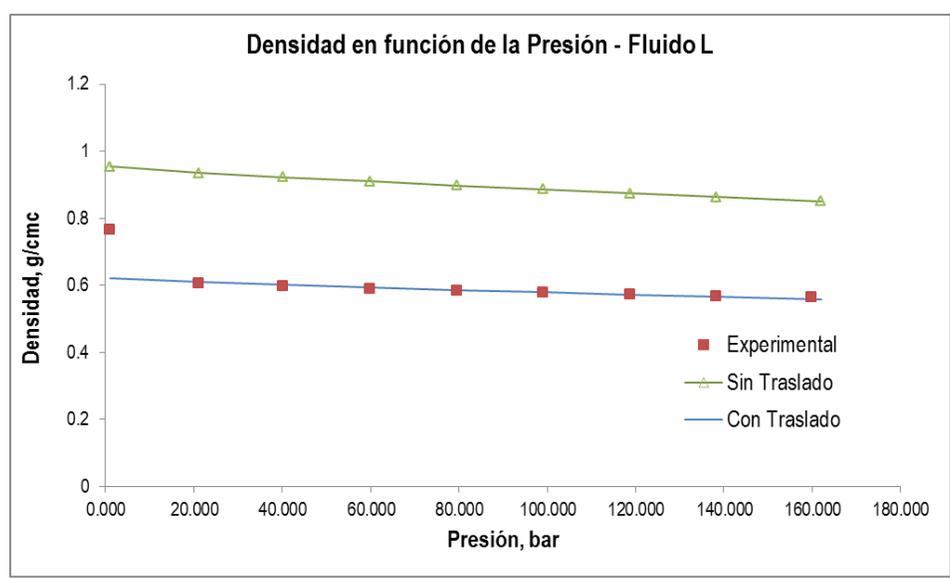


Figura B.29. Experimento DLE del Fluido L.



Fluido M.

Con los parámetros k_{to} y k_{ty} utilizados en el cálculo con traslado de volumen se ajusta la densidad del fluido satisfactoriamente y se logra predecir adecuadamente la relación gas aceite (RGA), como se muestra en la figura siguiente.

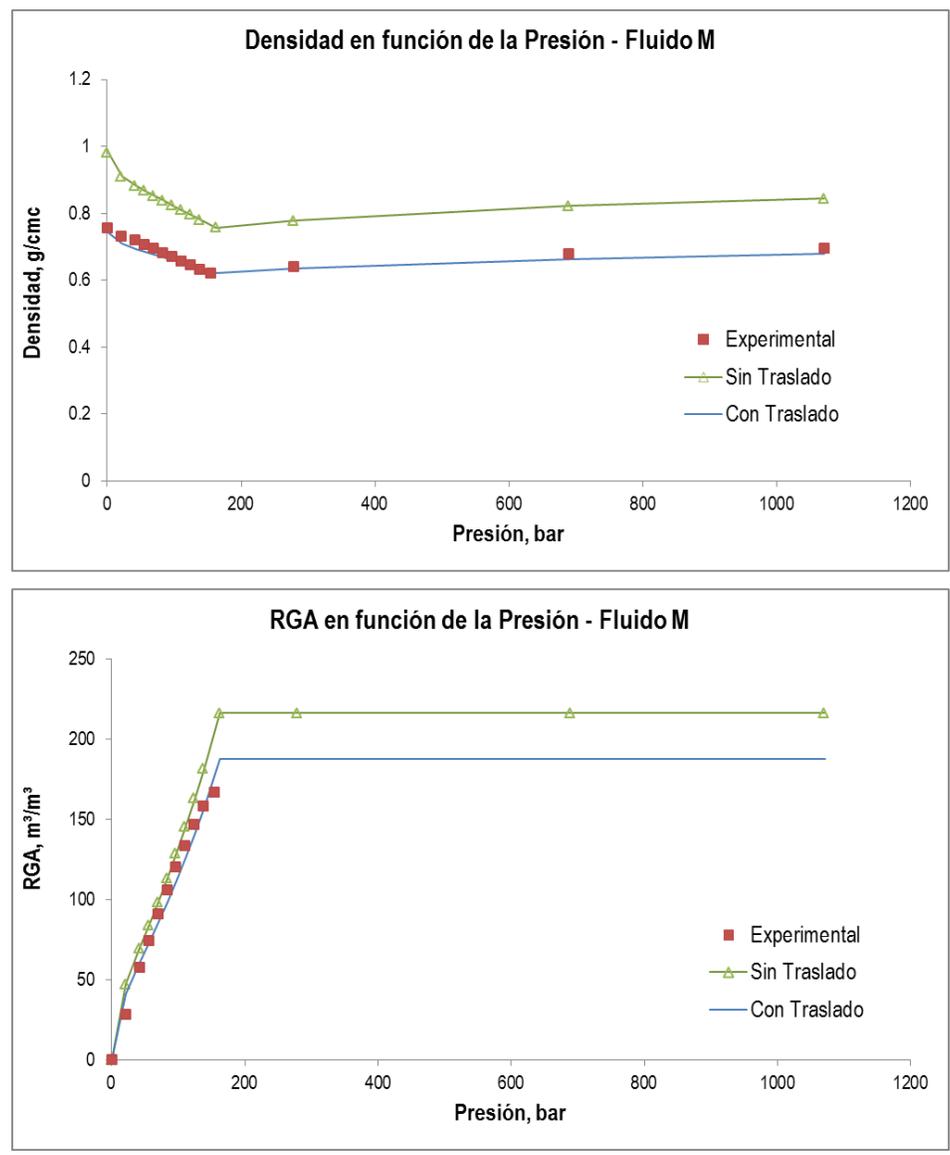


Figura B.30. Experimento DLE del Fluido M.



Fluido N.

Como se muestra en la figura siguiente, el cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (*RGA*) con un error mínimo con respecto a los datos experimentales, a diferencia del calculo sin traslado que reproduce el comportamiento con una sobre estimación de los datos calculados con respecto a los experimentales.

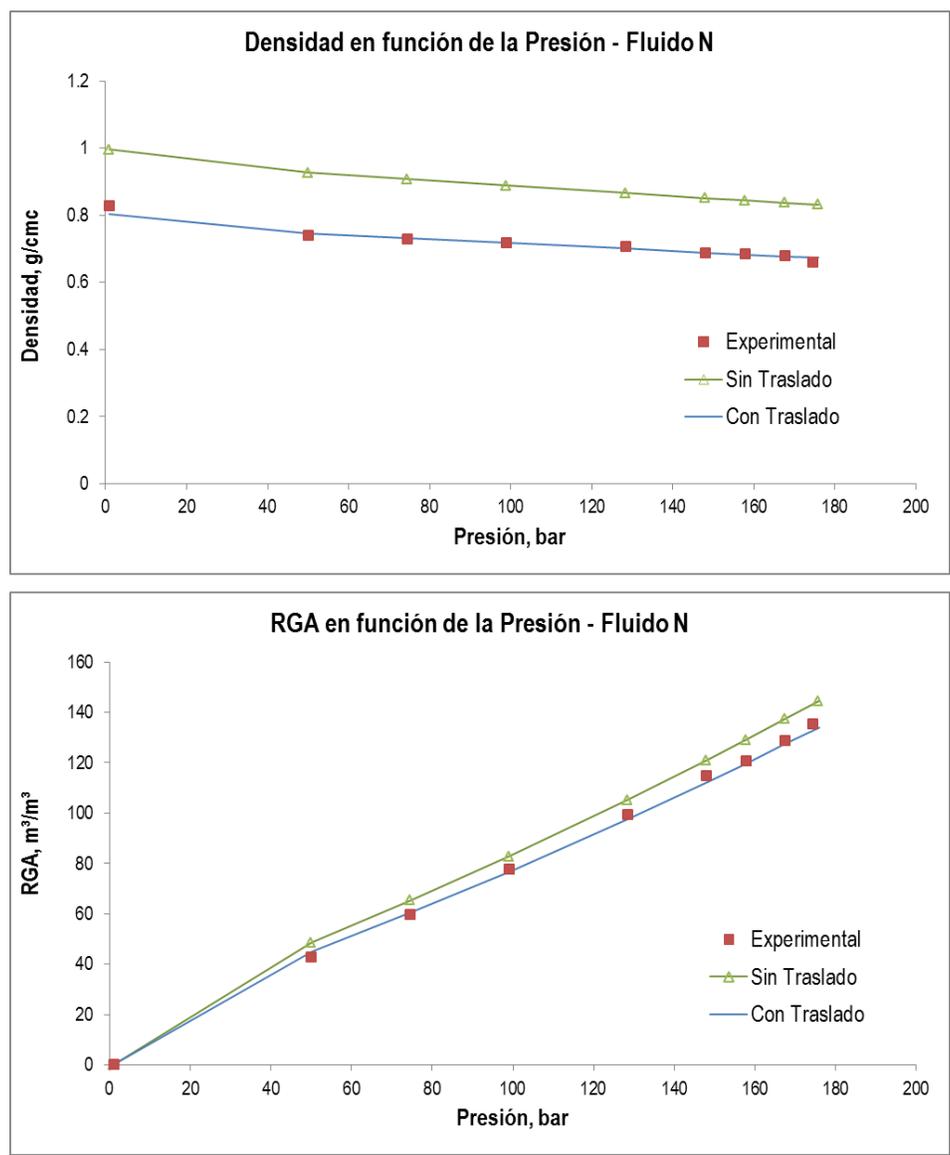


Figura B.31. Experimento DLE del Fluido N.



Fluido O.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (RGA) con un error mínimo con respecto a los datos experimentales, a diferencia del calculo sin traslado que reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (RGA) subestima los datos calculados con respecto a los experimentales.

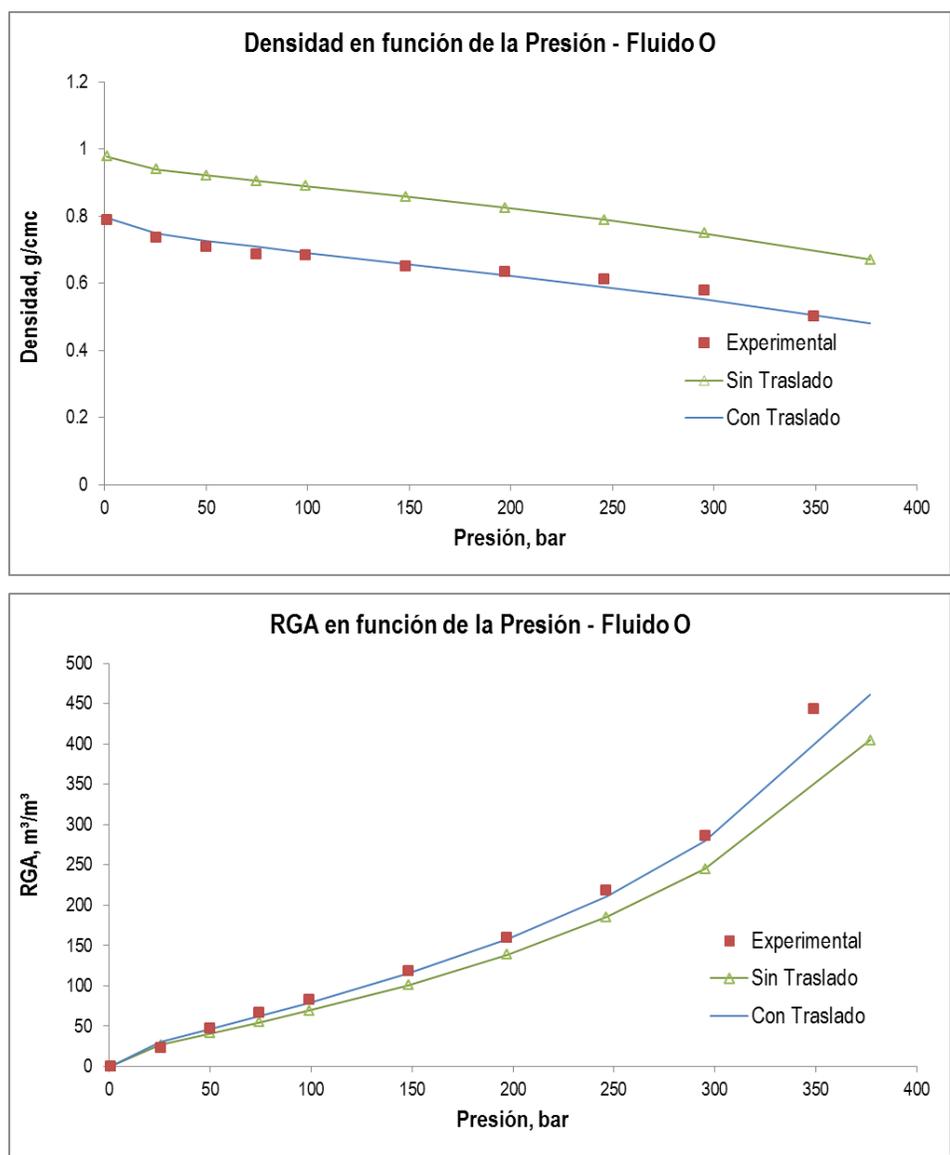


Figura B.32. Experimento DLE del Fluido O.



Fluido P.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (*RGA*), aun cuando a presiones altas sobre estimado ligeramente los datos con respecto a los datos experimentales. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (*RGA*) subestima los datos calculados con respecto a los experimentales.

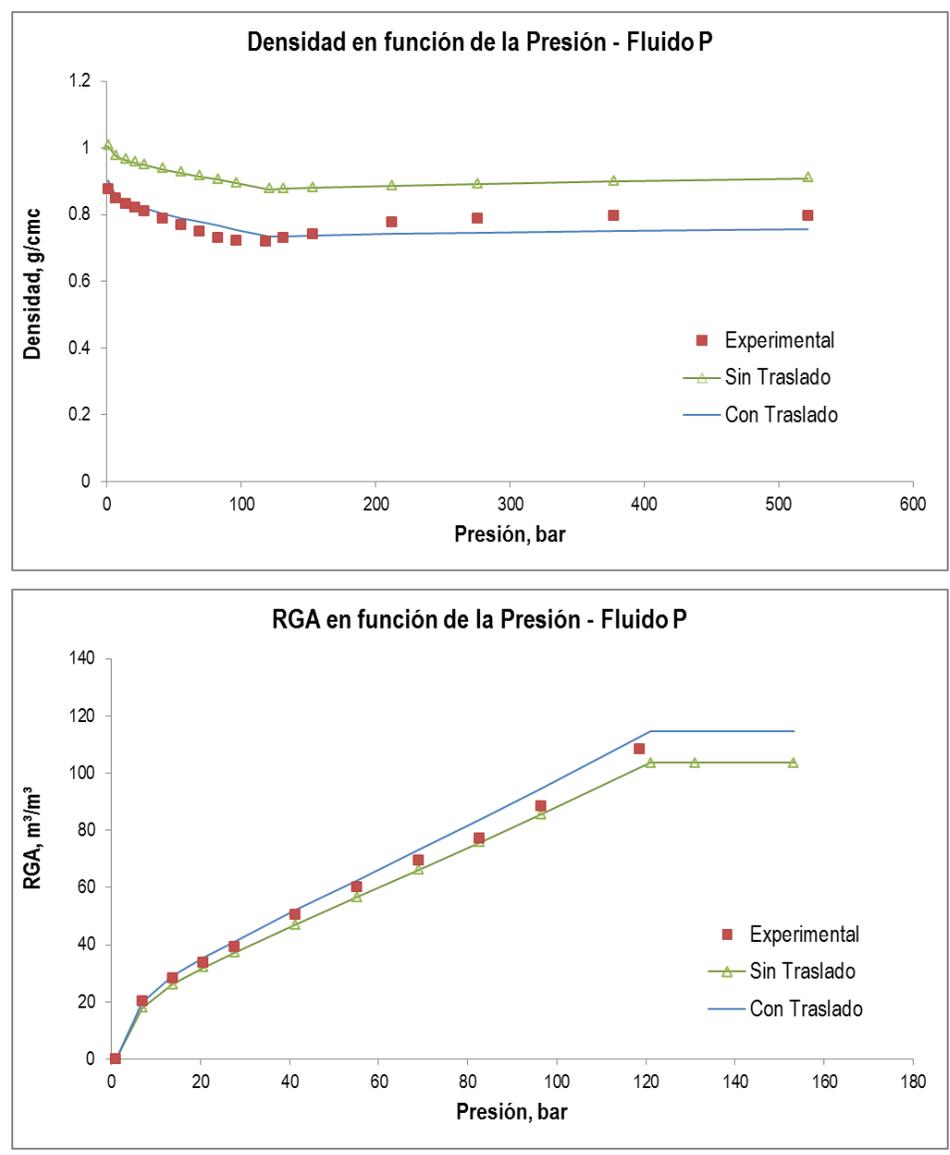


Figura B.33. Experimento DLE del Fluido P.

Fluido Q.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (*RGA*) con un error mínimo con respecto a los datos experimentales. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento con una sobre estimación de los datos calculados con respecto a los experimentales.

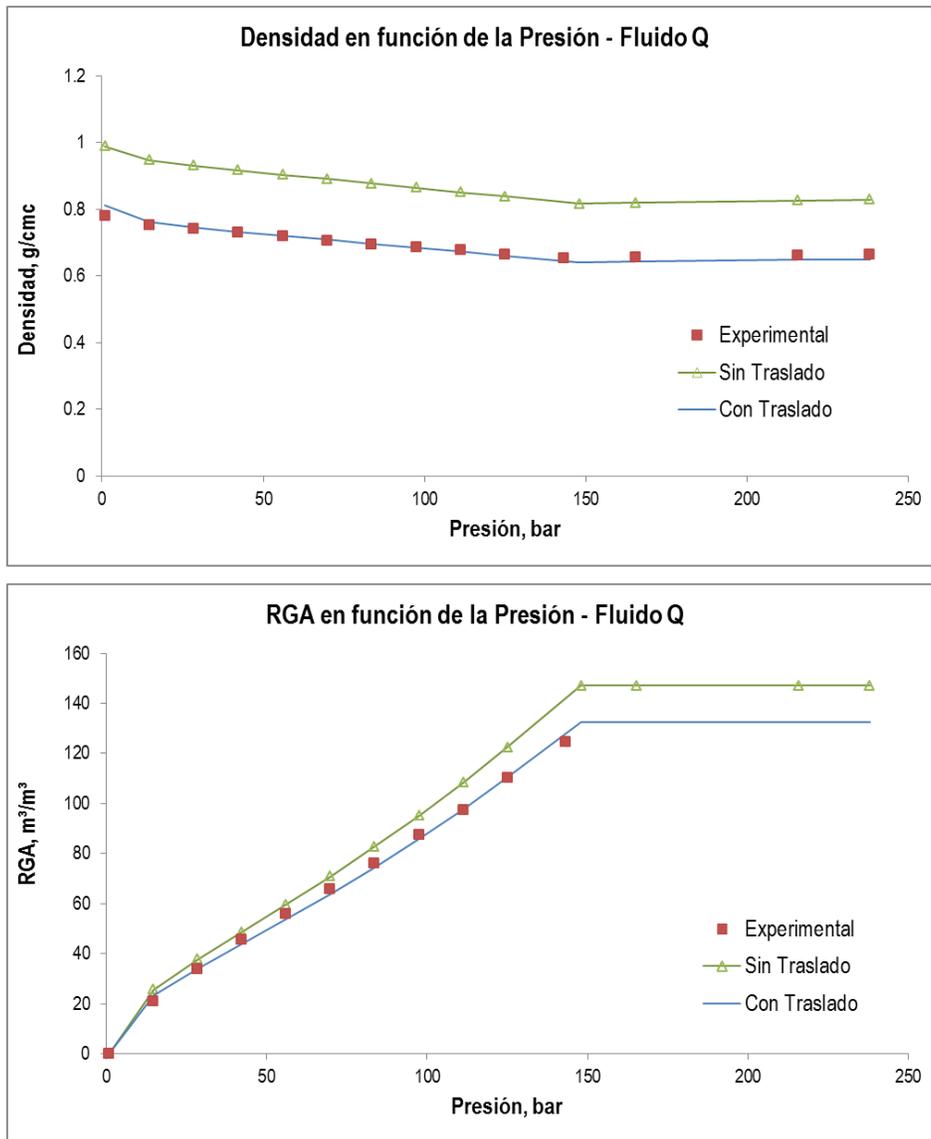


Figura B.34. Experimento DLE del Fluido Q.



Fluido R.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce con error mínimo la relación gas aceite (*RGA*), aun cuando el comportamiento obtenido varia con respecto al comportamiento experimental. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (*RGA*) subestima los datos calculados con respecto a los experimentales.

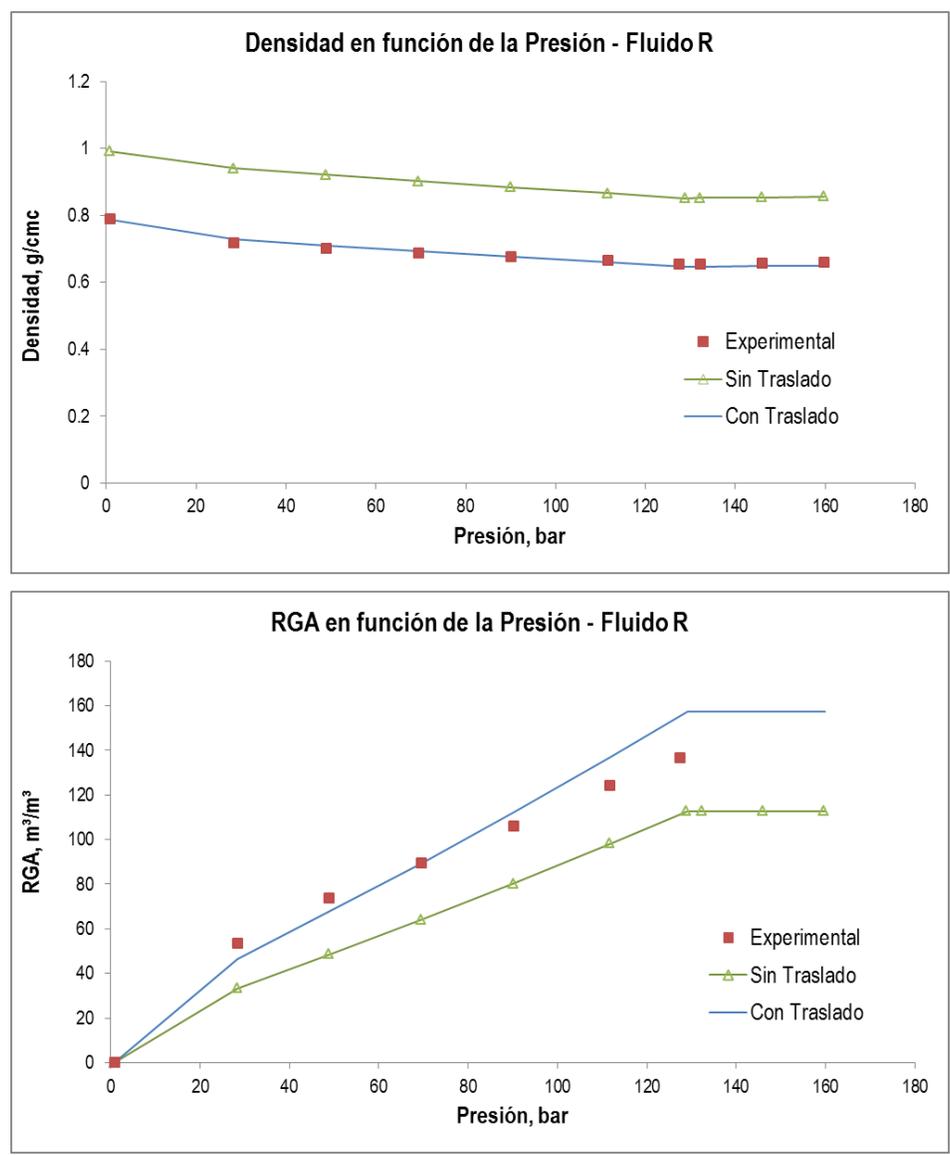


Figura B.35. Experimento DLE del Fluido R.



Fluido S.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (*RGA*). El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (*RGA*) subestima los datos calculados con respecto a los experimentales.

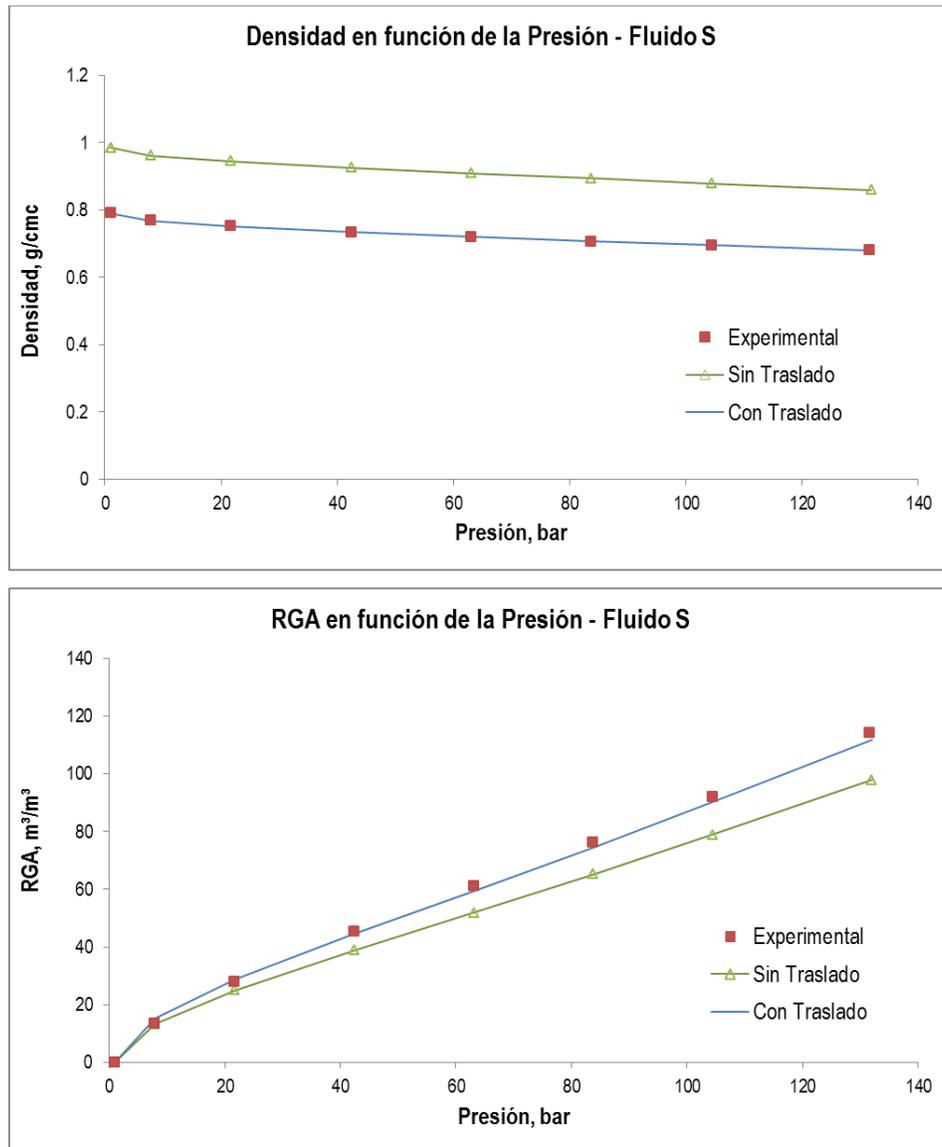


Figura B.36. Experimento DLE del Fluido S.



Fluido U.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen presenta pequeñas variaciones con respecto a los datos experimentales, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (RGA), aun cuando no logra reproducir el dato experimental a presión alta. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (RGA) presenta el mismo comportamiento que el obtenido con el traslado.

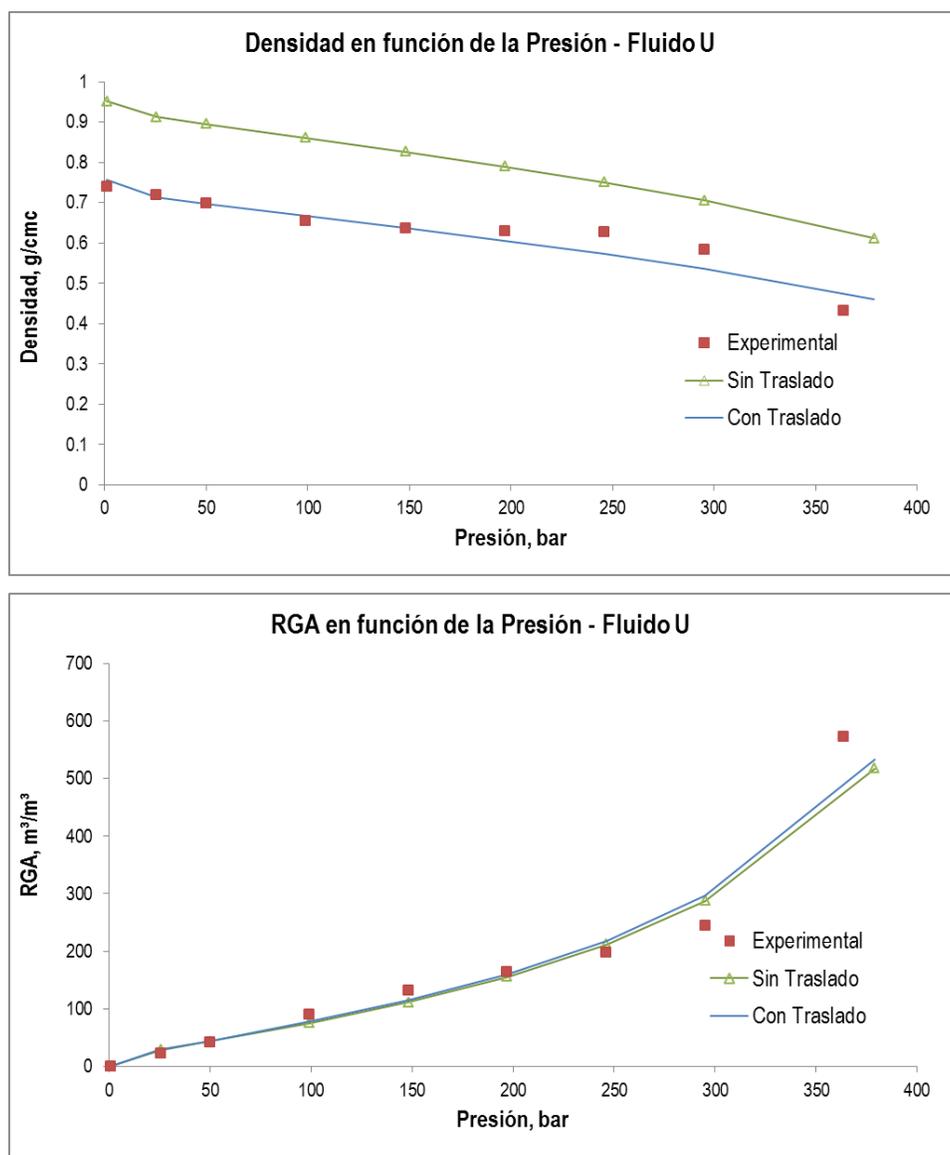


Figura B.37. Experimento DLE del Fluido U.

Fluido V.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen presenta pequeñas variaciones con respecto a los datos experimentales, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (RGA), aun cuando no logra reproducir el dato experimental a presión alta. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (RGA) presenta el mismo comportamiento que el obtenido con el traslado.

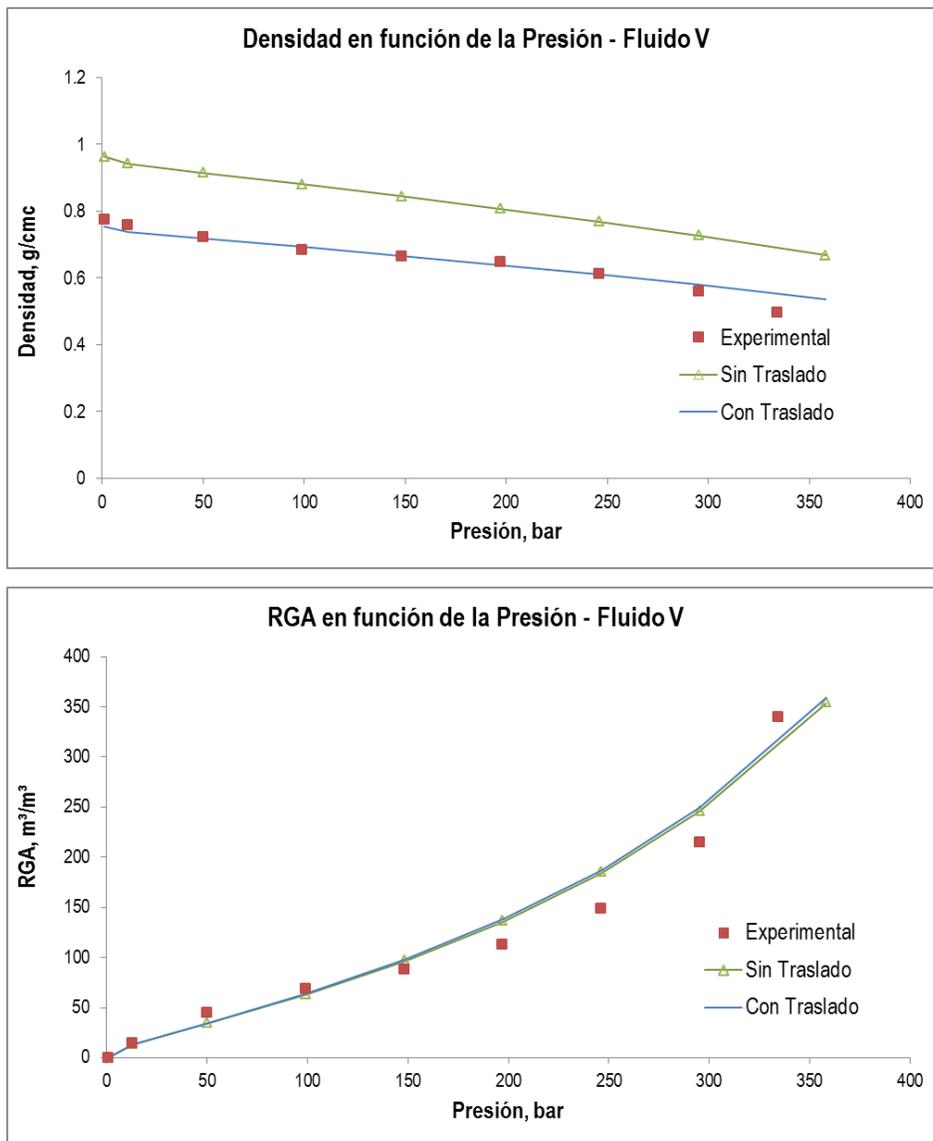


Figura B.38. Experimento DLE del Fluido V.



Fluido X.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (*RGA*) con un error mínimo con respecto a los datos experimentales. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento con una sobre estimación de los datos calculados con respecto a los experimentales.

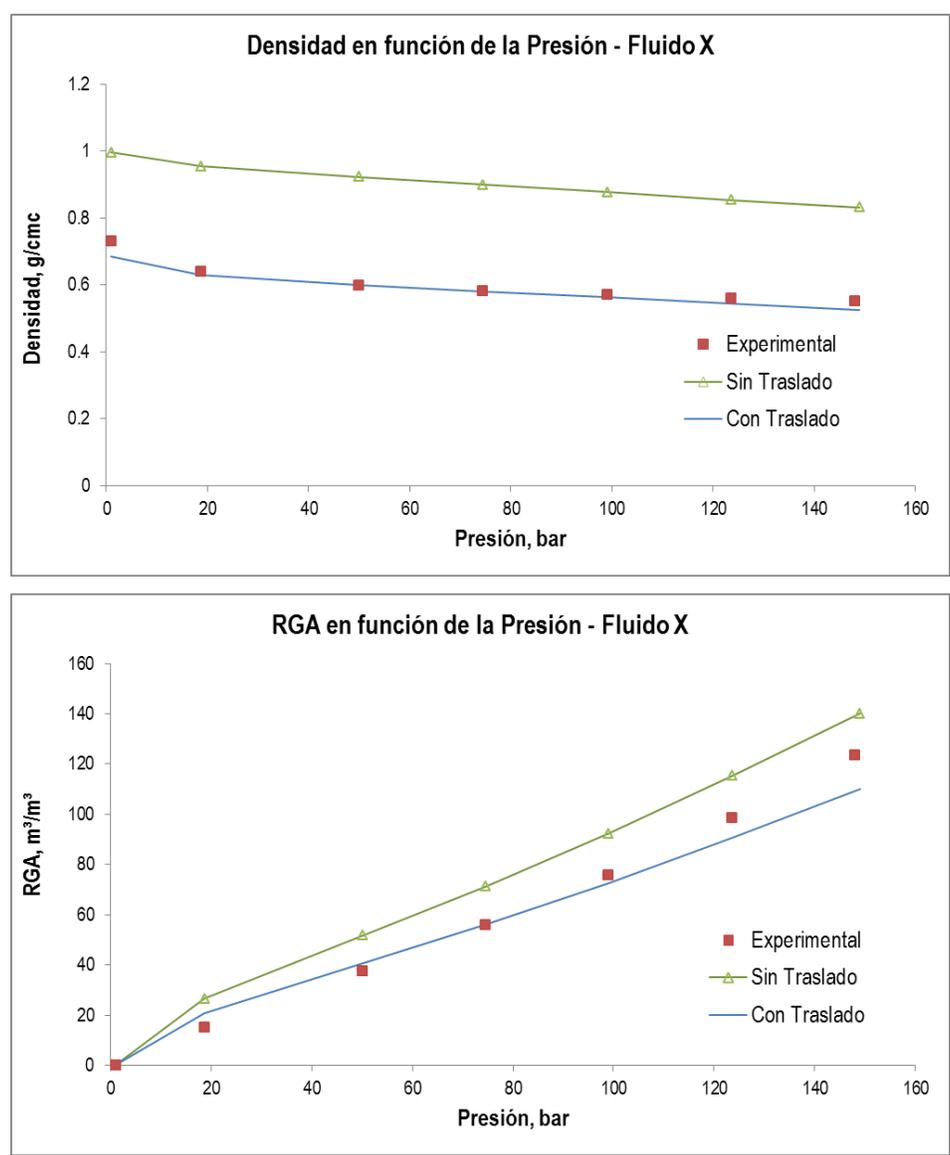


Figura B.39. Experimento DLE del Fluido X.

Fluido Y.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen calcula satisfactoriamente los datos de densidad, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (RGA) con un error mínimo con respecto a los datos experimentales. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento con una sobre estimación de los datos calculados con respecto a los experimentales.

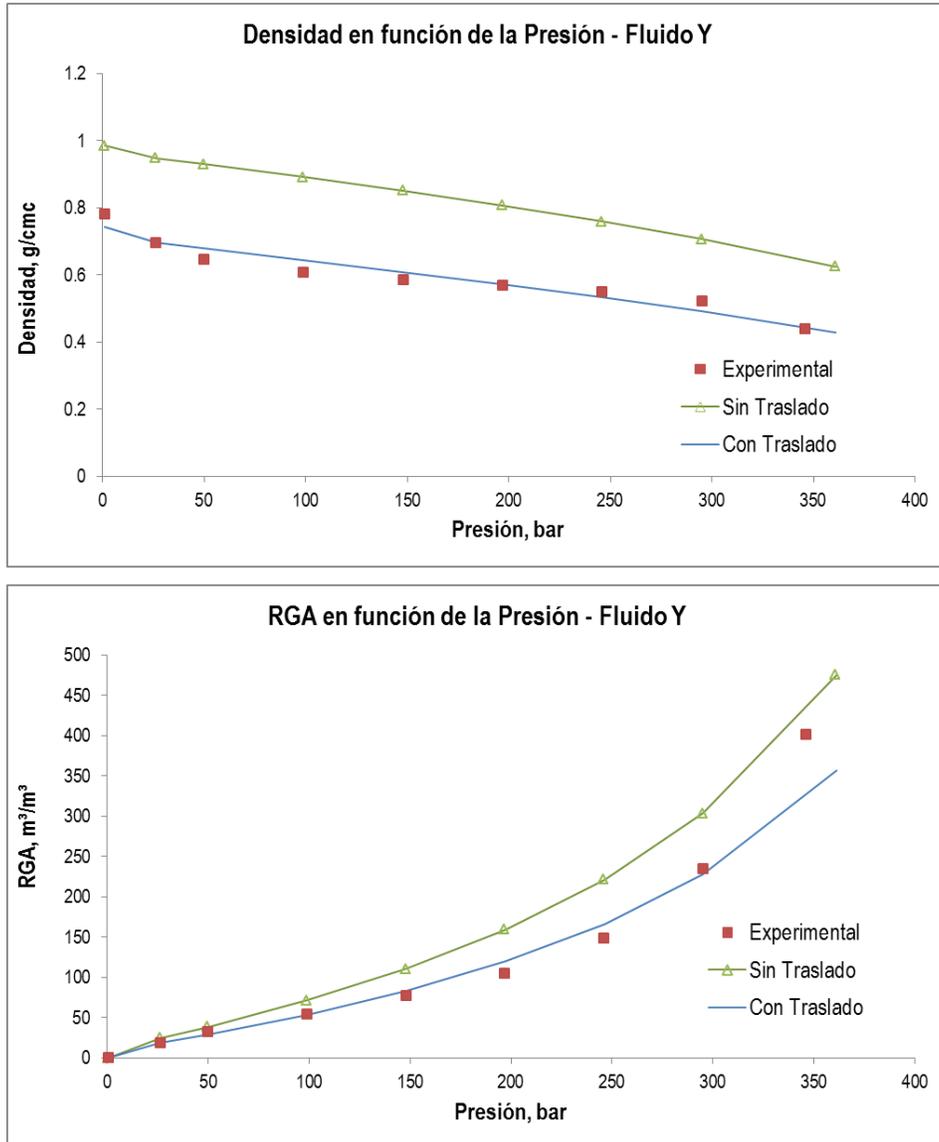


Figura B.40. Experimento DLE del Fluido Y.

Fluido Z.

El cálculo de la densidad realizado con el traslado de volumen presenta pequeñas variaciones con respecto a los datos experimentales, asimismo reproduce el comportamiento de la relación gas aceite (RGA), aun cuando no logra reproducir los datos experimentales a presiones altas. El cálculo sin traslado reproduce el comportamiento de ambas propiedades, en el caso de la densidad sobre estimado los datos calculados con respecto a los experimentales mientras que en el caso de la relación gas aceite (RGA) presenta el mismo comportamiento que el obtenido con el traslado.

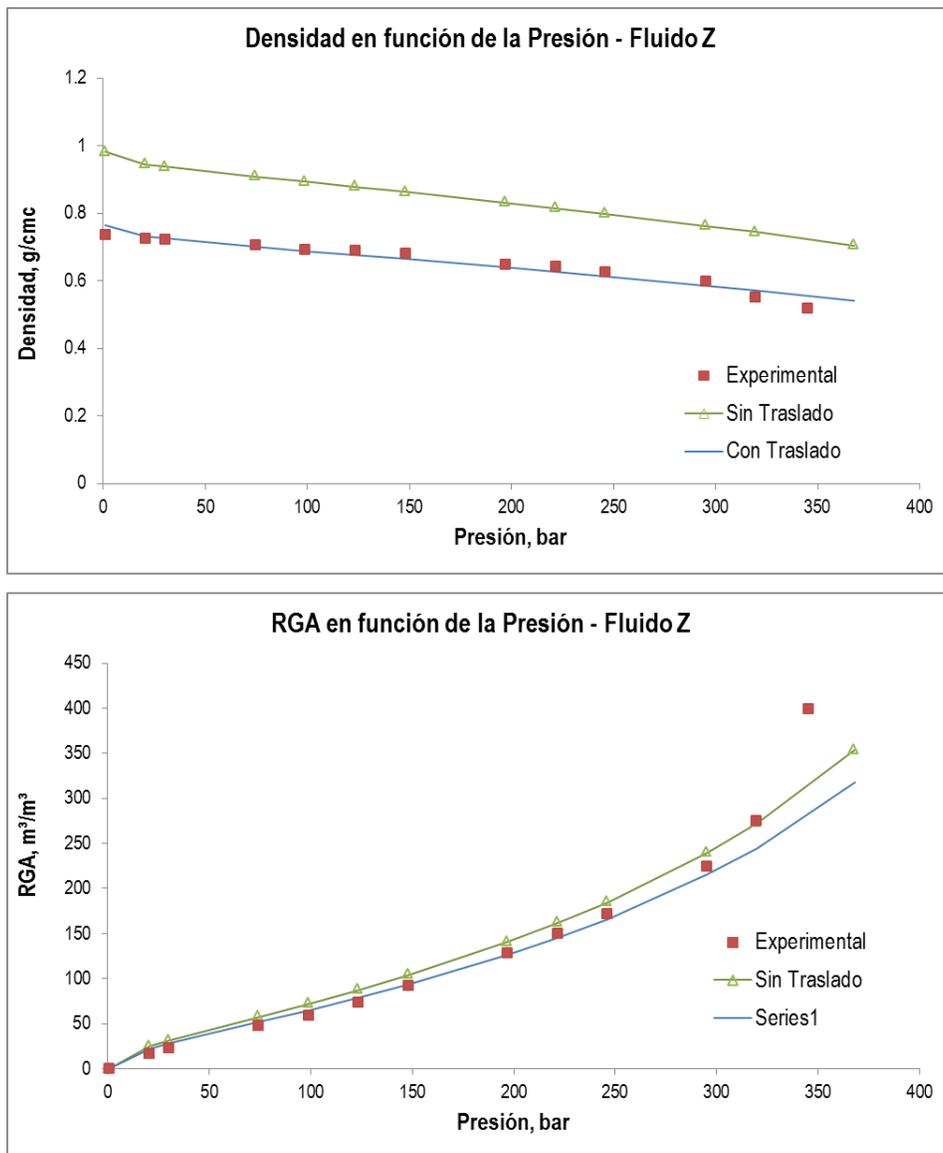


Figura B.41. Experimento DLE del Fluido Z.