



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

TESIS:

**AJUSTE DEL MODELO TERMOFÍSICO PARA REPRODUCIR DATOS
EXPERIMENTALES PVT: EXPANSIÓN DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL Y
AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

JULIO CÉSAR DIMAYUGA LUNA



MÉXICO, D.F.

AÑO 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: FRANCISCO JAVIER GARFIAS VÁSQUEZ

VOCAL: Profesor: JOSÉ FERNANDO BARRAGÁN AROCHE

SECRETARIO: Profesor: NESTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO

1er. SUPLENTE: Profesor: MARTÍN RIVERA TOLEDO

2° SUPLENTE: Profesor: SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM

ASESOR DEL TEMA:

DR. JOSÉ FERNANDO BARRAGÁN AROCHE

SUSTENTANTE:

JULIO CÉSAR DIMAYUGA LUNA

ÍNDICE

Nomenclatura	1
Objetivos y alcances	3
Introducción	4
Capítulo 1. Caracterización de la fracción pesada	7
1.1 Distribución molar.....	7
1.1.1 Método de los intervalos.....	9
1.1.2 Método de la cuadratura Gauss-Laguerre.....	12
1.2 Propiedades de inspección.....	14
1.2.1 Gravedad específica (γ).....	15
1.2.2 Temperatura normal de ebullición (T_b).....	17
1.3 Propiedades críticas.....	18
1.3.1 Temperatura crítica (T_c).....	18
1.3.2 Presión crítica (P_c).....	18
1.3.3 Volumen crítico (V_c)	19
1.3.4 Factor acéntrico (ω).....	19
Capítulo 2. Fluidos de yacimiento y experimentos PVT	20
2.1 Clasificación de los tipos de fluidos de yacimientos.....	20
2.1.1 Aceite negro.....	20
2.1.2 Aceite volátil.....	21
2.1.3 Gas y condensado.....	22
2.2 Experimentos PVT.....	22
2.2.1 Experimento de Expansión de Liberación Diferencial (DLE).....	23
2.2.2 Experimento de Agotamiento a Volumen Constante (CVD).....	29

Capítulo 3. Modelos termodinámicos	34
3.1 Ecuaciones de estado.....	34
3.1.1 Ecuación de Soave-Redlich-Kwong.....	41
3.1.2 Ecuación de Peng-Robinson.....	42
3.2 Densidad de líquidos.....	43
3.2.1 COSTALD (Corresponding States Liquid Density).....	43
3.2.2 Corrección de Presión de Chueh-Prausnitz.....	45
Capítulo 4. Metodología	46
4.1 Determinación del parámetro de caracterización α	46
4.1.1 Con datos TBP.....	46
4.1.2 Sin datos TBP.....	47
4.2 Número de pseudocomponentes.....	48
4.3 Incremento de masas molares.....	48
4.4 Parámetros M_{C7+} y η	49
4.5 Propiedades de inspección y críticas.....	49
4.6 Simulación del experimento DLE.....	50
4.7 Simulación del experimento CVD.....	52
Capítulo 5. Análisis y resultados	54
5.1 Influencia de los parámetros de caracterización.....	54
5.1.1 Parámetro de caracterización α	55
5.1.2 Fracción pesada z_{C7+}	56
5.1.3 Parámetro de caracterización η	57
5.1.4 Número de pseudocomponentes.....	58
5.1.5 Distribución de los pseudocomponentes.....	60
5.1.6 Ecuación de estado (EOS).....	62
5.2 Resultados de la presión de saturación (P_s).....	65
5.3 Resultados del experimento Expansión de Liberación Diferencial (DLE).....	66
5.3.1 Relación Gas/Aceite (R_s).....	66
5.3.2 Factor de volumen del aceite (B_o).....	70

5.3.3 Factor de volumen de gas formado (B_g).....	73
5.3.4 Factor de volumen total (B_t).....	76
5.3.5 Factor de compresibilidad del gas (Z).....	78
5.3.6 Densidad del aceite (ρ_o).....	81
5.3.7 Densidad del gas (ρ_g).....	84
5.3.8 Gravedad del gas relativa al aire (γ_{aire}).....	86
5.4 Resultados del experimento Agotamiento a Volumen Constante (CVD).....	89
5.4.1 Producción acumulada de gas producido.....	89
5.4.2 Volumen relativo de líquido.....	92
5.4.3 Factor de compresibilidad del gas (Z).....	94
5.4.4 Factor de compresibilidad de las dos fases (Z_2).....	96
5.4.5 Densidad del aceite (ρ_o).....	98
5.4.6 Densidad del gas (ρ_g).....	99
Conclusiones	101
Referencias bibliográficas	102
Anexo I. Fluidos de yacimiento	106
Anexo II. Puntos de la cuadratura Gauss-Laguerre	120
Anexo III. Simulación en HYSYS	123

Índice de Tablas, Figuras y Gráficas

Tabla 1.1 Nodos (X_i) y factores de peso (W_i) para la cuadratura Gauss-Laguerre.....	13
Tabla 1.2 Conjunto de correlaciones recomendadas para estimar las propiedades de un crudo.....	15
Tabla 2.1 Fluidos de yacimiento.....	20
Tabla 3.1 Parámetros para diferentes ecuaciones de estado.....	34
Tabla 3.2 Correlaciones de $\alpha(T)$	35
Tabla 3.3 Propiedades empleadas de los componentes puros.....	36
Tabla 3.4 Parámetros de interacción binarios (k_{ij}) para los componentes puros con la ecuación de Peng-Robinson.....	38
Tabla 3.5 Parámetros de interacción binarios (k_{ij}) para los componentes puros con la ecuación de Soave-Redlich-Kwong.....	39
Tabla 3.6 Parámetros generalizados para COSTALD.....	44
Tabla 4.1 Correlaciones empleadas para los fluidos de yacimiento.....	50
Tabla 4.2 Propiedades de los pseudocomponentes del Fluido K.....	50
Tabla 5.1 Fluidos de yacimiento.....	54
Tabla 5.2 Parámetros base del Fluido A para el estudio.....	55
Tabla 5.3 ΔM para los diferentes pseudocomponentes.....	60
Tabla 5.4 Porcentaje de error relativo de las EOS.....	64
Tabla 5.5 Presiones de saturación de los fluidos de yacimiento.....	65
Tabla 5.6 %AAD R_s de los fluidos estudiados del experimento DLE.....	67
Tabla 5.7 %AAD B_o para los fluido estudiados del experimento DLE.....	70
Tabla 5.8 %AAD B_g para los fluido estudiados del experimento DLE.....	73
Tabla 5.9 %AAD B_t para los fluido estudiados del experimento DLE.....	76
Tabla 5.10 %AAD Factor Z del gas para los fluido estudiados del experimento DLE.....	78
Tabla 5.11 %AAD densidad del aceite para los fluido estudiados del experimento DLE.....	82
Tabla 5.12 %AAD densidad del gas para los fluido estudiados del experimento DLE.....	85
Tabla 5.13 %AAD gravedad relativa al aire del gas para los fluido estudiados del experimento DLE.....	86

Tabla 5.14 %AAD producción acumulada de gas de los fluidos estudiados para el experimento CVD.....	90
Tabla 5.15 % AAD Volumen relativo de líquido para el experimento CVD.....	92
Tabla 5.16 % AAD factor Z del gas para el experimento CVD.....	94
Tabla 5.17 % AAD factor Z_2 para el experimento CVD.....	97
Tabla 5.18 % AAD densidad del aceite para el experimento CVD.....	98
Tabla 5.19 % AAD densidad del gas para el experimento CVD.....	99
Tabla I.1 Parámetros de caracterización para los Fluidos de yacimiento estudiados.....	106
Tabla I.2 Composición de los fluidos de yacimiento y propiedades de la fracción pesada...	107
Tabla I.3 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido A.....	108
Tabla I.4 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido B.....	109
Tabla I.5 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido C.....	110
Tabla I.6 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido D.....	111
Tabla I.7 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido E.....	112
Tabla I.8 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido F.....	113
Tabla I.9 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido G.....	114
Tabla I.10 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido H.....	115
Tabla I.11 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido I.....	116
Tabla I.12 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido J.....	117
Tabla I.13 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido K.....	118
Tabla I.14 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido L.....	119
Figura 2.1 Diagramas típicos de fluidos de yacimiento ^[17]	21
Figura 2.2 Representación esquemática del experimento DLE.....	24
Figura 2.3 Representación esquemática del experimento CVD para un gas y condensado.	30
Figura 2.4 Representación esquemática del experimento CVD para aceites.....	31
Figura 4.1. Representación del experimento DLE en HYSYS V7.4.....	51
Figura 4.2 Representación del experimento CVD en HYSYS.....	52

Gráfica 1.1 Función de densidad de probabilidad para diferentes valores del parámetro de caracterización α	8
Gráfica 1.2 Seccionamiento de una distribución.....	9
Gráfica 1.3 Fracción mol vs Masa molecular para diferentes valores del parámetro α	12
Gráfica 1.4 Gravedad específica predicha por Watson y Soreide para un crudo.....	17
Gráfica 2.1 Comportamiento típico del R_s en función de la presión para un aceite negro....	25
Gráfica 2.2 Comportamiento típico del B_o en función de la presión para un aceite negro....	26
Gráfica 2.3 Comportamiento típico del B_g en función de la presión para un aceite volátil....	26
Gráfica 2.4 Comportamiento típico del B_t en función de la presión para un aceite volátil....	27
Gráfica 2.5 Comportamiento típico del volumen relativo de líquido para un aceite volátil....	32
Gráfica 2.6 Comportamiento del volumen relativo de líquido para un gas y condensado.....	33
Gráfica 4.1 Comparación de los datos experimentales y calculados para el Fluido K.....	48
Gráfica 5.1 Variación del parámetro de caracterización alfa.....	55
Gráfica 5.2 Variación de la fracción pesada z_{C7+} en la mezcla.....	57
Gráfica 5.3 Variación del parámetro de caracterización η	58
Gráfica 5.4 Distribución de la fracción pesada para diferentes pseudocomponentes.....	59
Gráfica 5.5 Envolturas de fases P-T con diferente número de componentes.....	59
Gráfica 5.6 z_i vs M_i para diferentes pseudocomponentes con la misma distribución.....	61
Gráfica 5.7 Diagrama P-T para diferentes pseudocomponentes con misma distribución.....	62
Gráfica 5.8 Efecto de la EOS para el fluido de yacimiento.....	63
Gráfica 5.9 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido A del experimento DLE.....	67
Gráfica 5.10 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido B del experimento DLE.....	68
Gráfica 5.11 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido D del experimento DLE.....	68
Gráfica 5.12 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido E del experimento DLE.....	68
Gráfica 5.13 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido G del experimento DLE.....	69
Gráfica 5.14 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido H del experimento DLE.....	69
Gráfica 5.15 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido I del experimento DLE.....	69
Gráfica 5.16 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido A del experimento DLE.....	70
Gráfica 5.17 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido B del experimento DLE.....	71

Gráfica 5.18 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido D del experimento DLE.....	71
Gráfica 5.19 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido E del experimento DLE.....	71
Gráfica 5.20 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido F del experimento DLE.....	72
Gráfica 5.21 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido G del experimento DLE.....	72
Gráfica 5.22 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido H del experimento DLE.....	72
Gráfica 5.23 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido I del experimento DLE.....	73
Gráfica 5.24 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido A del experimento DLE..	74
Gráfica 5.25 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido B del experimento DLE..	74
Gráfica 5.26 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido F del experimento DLE...	74
Gráfica 5.27 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido G del experimento DLE..	75
Gráfica 5.28 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido H del experimento DLE..	75
Gráfica 5.29 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido I del experimento DLE....	75
Gráfica 5.30 Factor de volumen total (B_t) para Fluido A del experimento DLE.....	76
Gráfica 5.31 Factor de volumen total (B_t) para Fluido B del experimento DLE.....	77
Gráfica 5.32 Factor de volumen total (B_t) para Fluido G del experimento DLE.....	77
Gráfica 5.33 Factor de volumen total (B_t) para Fluido H del experimento DLE.....	77
Gráfica 5.34 Factor de volumen total (B_t) para Fluido I del experimento DLE.....	78
Gráfica 5.35 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido A del experimento DLE.....	79
Gráfica 5.36 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido B del experimento DLE.....	79
Gráfica 5.37 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido D del experimento DLE.....	79
Gráfica 5.38 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido E del experimento DLE.....	80
Gráfica 5.39 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido F del experimento DLE.....	80
Gráfica 5.40 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido G del experimento DLE.....	80
Gráfica 5.41 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido H del experimento DLE.....	81
Gráfica 5.42 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido I del experimento DLE.....	81
Gráfica 5.43 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido A del experimento DLE.....	82
Gráfica 5.44 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido B del experimento DLE.....	82
Gráfica 5.45 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido D del experimento DLE.....	83
Gráfica 5.46 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido E del experimento DLE.....	83

Gráfica 5.47 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido F del experimento DLE.....	83
Gráfica 5.48 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido G del experimento DLE.....	84
Gráfica 5.49 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido H del experimento DLE.....	84
Gráfica 5.50 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido F del experimento DLE.....	85
Gráfica 5.51 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido H del experimento DLE.....	85
Gráfica 5.52 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido A del experimento DLE....	86
Gráfica 5.53 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido B del experimento DLE....	86
Gráfica 5.54 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido D del experimento DLE...	86
Gráfica 5.55 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido E del experimento DLE....	87
Gráfica 5.56 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido F del experimento DLE....	87
Gráfica 5.57 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido G del experimento DLE...	87
Gráfica 5.58 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido H del experimento DLE...	90
Gráfica 5.59 Producción acumulada de gas para Fluido C del experimento CVD.....	90
Gráfica 5.60 Producción acumulada de gas para Fluido G del experimento CVD.....	90
Gráfica 5.61 Producción acumulada de gas para Fluido J del experimento CVD.....	91
Gráfica 5.62 Producción acumulada de gas para Fluido K del experimento CVD.....	91
Gráfica 5.63 Producción acumulada de gas para Fluido L del experimento CVD.....	91
Gráfica 5.64 Volumen relativo de líquido para Fluido C del experimento CVD.....	92
Gráfica 5.65 Volumen relativo de líquido para Fluido G del experimento CVD.....	93
Gráfica 5.66 Volumen relativo de líquido para Fluido J del experimento CVD.....	93
Gráfica 5.67 Volumen relativo de líquido para Fluido K del experimento CVD.....	93
Gráfica 5.68 Volumen relativo de líquido para Fluido L del experimento CVD.....	94
Gráfica 5.69 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido C del experimento CVD.....	95
Gráfica 5.70 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido G del experimento CVD.....	95
Gráfica 5.71 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido J del experimento CVD.....	95
Gráfica 5.72 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido K del experimento CVD.....	96
Gráfica 5.73 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido L del experimento CVD.....	96
Gráfica 5.74 Factor de compresibilidad de las dos fases (Z_2) para Fluido G del experimento CVD.....	97

Gráfica 5.75 Factor de compresibilidad de las dos fases (Z_2) para Fluido J del experimento CVD.....	97
Gráfica 5.76 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido C del experimento CVD.....	98
Gráfica 5.77 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido G del experimento CVD.....	99
Gráfica 5.78 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido C del experimento CVD.....	100
Gráfica 5.79 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido G del experimento CVD.....	100
Gráfica I.1 Envolverte de fases P-T para el Fluido A.....	108
Gráfica I.2 Envolverte de fases P-T para el Fluido B.....	109
Gráfica I.3 Envolverte de fases P-T para el Fluido C.....	110
Gráfica I.4 Envolverte de fases P-T para el Fluido D.....	111
Gráfica I.5 Envolverte de fases P-T para el Fluido E.....	112
Gráfica I.6 Envolverte de fases P-T para el Fluido F.....	113
Gráfica I.7 Envolverte de fases P-T para el Fluido G.....	114
Gráfica I.8 Envolverte de fases P-T para el Fluido H.....	115
Gráfica I.9 Envolverte de fases P-T para el Fluido I.....	116
Gráfica I.10 Envolverte de fases P-T para el Fluido J.....	117
Gráfica I.11 Envolverte de fases P-T para el Fluido K.....	118
Gráfica I.12 Envolverte de fases P-T para el Fluido L.....	119

Nomenclatura

a	Parámetro de atracción de la ecuación de estado
b	Covolumen
bbl	Barril
B _g	Factor del volumen del gas formado
B _o	Factor de volumen del aceite
B _t	Factor de volumen total
COSTALD	Corresponding State Liquid Density
C _f	Factor de aromaticidad de Soreide
CVD	Constant Volume Depletion
DLE	Differential Liberation Expansion
EOS	Ecuación de estado
<i>f</i>	Fugacidad
K _w	Factor de aromaticidad de Watson
M	Masa molar
M _{C7+}	Masa molecular promedio de la fracción C ₇₊
M _N	Masa molecular de la fracción más pesada
p(M)	Función de densidad de probabilidad
P _c	Presión crítica
P _s	Presión de saturación
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
R	Constante de los gases
Rs, GOR	Relación gas/aceite
SFC	Pies cúbicos estándar
STB	Barril a condición del tanque de almacenamiento
T _b	Temperatura normal de ebullición
TBP	True Boiling Point
T _{br}	Temperatura normal de ebullición reducida
T _r	Temperatura reducida
T _y	Temperatura del yacimiento
<i>v</i>	Volumen molar
<i>v</i> [*]	Volumen característico del modelo de COSTALD
V _c	Volumen crítico
W _i	Fracciones de peso de la cuadratura Gauss-Laguerre
X _i	Nodos de la cuadratura Gauss-Laguerre
X _N	Fracción mol del pseudocomponente más pesado
Z	Factor de compresibilidad
Z _{C7+}	Fracción mol de C ₇₊

α	Parámetro de caracterización de la función de densidad de probabilidad
$\alpha(T)$	Parámetro alfa función de la temperatura de la ecuación de estado
β	Parámetro de caracterización de la función de densidad de probabilidad
γ	Gravedad relativa al agua
γ_{aire}	Gravedad del gas relativa al aire
γ_{C7+}	Gravedad específica de la fracción C_{7+}
ΔM	Incremento de peso molecular
η	Peso molecular mínimo en la fracción C_{7+}
ρ_g	Densidad del gas
ρ_o	Densidad del aceite
Φ	Coefficiente de fugacidad
ω	Factor acéntrico
$\Gamma(\alpha)$	Función gamma

Objetivos

- Analizar el impacto de los parámetros de caracterización (α , η y M_{C7+}) de un crudo en la predicción del comportamiento de fases.
- Determinar la ecuación de estado que represente el comportamiento termodinámico de diversos fluidos de yacimiento del tipo: gas y condensado, aceite negro y aceite volátil.
- Construir los diagramas de fases de diversos fluidos de yacimiento del tipo: gas y condensado, aceite negro y aceite volátil.
- Realizar el ajuste del modelo termofísico, mediante una metodología, para reproducir de manera satisfactoria datos experimentales de los análisis PVT: Expansión de Liberación Diferencial y Agotamiento a Volumen Constante, para diversos fluidos de yacimiento del tipo: gas y condensado, aceite negro y aceite volátil.

Alcances

- Determinar los parámetros de caracterización de la función gamma de tres parámetros para cada uno de los fluidos estudiados.
- Determinar la(s) ecuación(es) de estado que represente(n) adecuadamente el comportamiento termodinámico de los fluidos estudiados.
- Crear la envolvente de fases Presión-Temperatura para cada fluido estudiado.
- Presentar la metodología y los resultados del ajuste al modelo termofísico para representar de manera satisfactoria los datos experimentales de las pruebas PVT: Expansión de Liberación Diferencial y Agotamiento a Volumen Constante.

Introducción

El petróleo es uno de los recursos más empleado por el hombre en la actualidad, es utilizado para transporte, como fuente de energía y materia prima para hacer una infinidad de productos indispensables para la humanidad. Debido a esto es muy importante el manejo apropiado de los pozos petroleros, la información del comportamiento del fluido es esencial para el diseño de las plantas y para la planeación de la explotación de los yacimientos petrolíferos.

La importancia de usar programas de computación que utilizan ecuaciones de estado para predecir propiedades termodinámicas tales como: presión de saturación, densidad, entalpía, entropía, volumen molar, factor de compresibilidad, etc. radica en garantizar la reproducción de los resultados experimentales de una manera rápida, eficiente y confiable.

El petróleo es una mezcla de miles de hidrocarburos y de algunos compuestos inorgánicos como N_2 , CO_2 y H_2S . En general, la composición de los fluidos de yacimiento es descrita por un número de componentes conocidos y por una fracción que representa a los componentes más pesados, los cuales son compuestos orgánicos de diferente naturaleza química. Esta fracción es comúnmente denominada fracción pesada y su cantidad en un fluido de yacimiento va desde 1% mol para petróleos ligeros hasta 50% mol para aceites pesados ^[1]. Los pesos moleculares promedio de la fracción pesada pueden variar desde 110 hasta más de 400.

Dada la complejidad de los yacimientos, una buena simulación es esencial para ayudar a la industria del petróleo a establecer un plan óptimo de explotación ^[2].

Para resolver el problema de la composición química de la fracción pesada, se emplea una caracterización aproximada con métodos experimentales o matemáticos. Un modelo matemático muy utilizado en la industria, es el método de Whitson ^[3] que se basa en el uso de la función de distribución gamma. En este método, la caracterización tiene como objetivo asignar a la fracción pesada de un crudo un número de componentes ficticios, llamados pseudocomponentes.

En la caracterización del crudo, para los pseudocomponentes creados, se estiman la temperatura normal de ebullición, la gravedad específica, temperatura crítica, presión crítica, volumen crítico y el factor acéntrico; estas propiedades son estimadas a través de correlaciones. Existen diversas correlaciones propuestas por varios autores, el problema radica en conocer qué correlaciones deben preceder los cálculos para estimar las propiedades de acuerdo al tipo de crudo que se tenga, ya que en función del conjunto de ecuaciones que sean empleadas los resultados de la caracterización varían ampliamente para un mismo crudo.

Los experimentos PVT están diseñados para estudiar y cuantificar el comportamiento de fases y propiedades de un fluido de un yacimiento simulando condiciones de explotación ^[4]. Dependiendo del tipo fluido de interés, éste es sometido a uno o varios experimentos PVT.

Entre los experimentos PVT se encuentra el CVD (Constant Volume Depletion), que está diseñado para proveer datos volumétricos y composicionales para yacimientos de gas y condensado y aceite volátil que son explotados mediante la disminución de la presión.

Otro experimento es el DLE (Differential Liberation Expansion), que es un estudio a composición variable y está diseñado para aproximar la disminución de presión dentro del yacimiento, y por lo tanto para proporcionar datos PVT para estimar el desarrollo de la explotación del yacimiento.

Con el fin de reproducir los datos experimentales la simulación emplea ecuaciones de estado (EOS), estas relacionan la presión, el volumen y la temperatura. Para realizar cálculos mediante una ecuación de estado se requiere de las propiedades críticas, factor acéntrico y el parámetro de interacción binario de los componentes de la mezcla ^[4]. Para que un crudo sea simulado se necesita la composición del fluido tanto de los componentes ligeros como de la fracción pesada y las propiedades de los pseudocomponentes de la misma.

Debido a la importancia del modelado de fases de los fluidos de yacimientos petrolíferos, en el presente trabajo se busca hacer una caracterización adecuada

de los fluidos de yacimiento, empleado una metodología que reproduzca de manera satisfactoria los resultados experimentales.

En el capítulo 1 se presenta el procedimiento de la caracterización de la fracción pesada C_{7+} . En el capítulo 2 se hace una descripción de los tipos de fluidos de yacimientos que se trabajaron y de los experimentos PVT Expansión de Liberación Diferencial (DLE) y Agotamiento a Volumen Constante (CVD). En el capítulo 3 se explican los modelos que fueron usados para calcular las propiedades termodinámicas. En el capítulo 4 se presenta la metodología que fue usada para reproducir los datos experimentales. Finalmente, en el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos y un análisis de los mismos.

Capítulo 1. Caracterización de la fracción pesada

El petróleo es una mezcla de infinidad de especies químicas, esto es un inconveniente en la simulación de yacimientos, ya que aún no se han determinado exactamente los miles de componentes que lo conforman, incluso si se supieran, las propiedades críticas y algunos parámetros para la ecuación de estado no se conocerían con suficiente exactitud para componentes más pesados que el C₃₀₊, además de que la memoria de cómputo para los cálculos de la simulación tendría que ser demasiado grande, lo cual podría ser un inconveniente también.

Este problema se resuelve al hacer una caracterización aproximada de la fracción pesada C₇₊ (componentes más pesados que el n-Hexano) mediante métodos experimentales y procedimientos matemáticos. La caracterización de la fracción C₇₊ consiste en dividir ésta en componentes ficticios (pseudocomponentes), asignar propiedades críticas y de inspección (temperatura normal de ebullición y gravedad específica) a cada uno.

1.1 Distribución molar

Una distribución molar es la relación que existe entre la fracción y la masa molar. No existe una relación única entre éstas dos variables. Mediante la distribución molar se busca representar la fracción pesada C₇₊. La función Gamma de tres parámetros es un modelo general y ampliamente usada para describir la distribución molar.

La función de densidad de probabilidad Gamma de tres parámetros es:

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp(-(M - \eta)/\beta)}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad (1.1)$$

Donde:

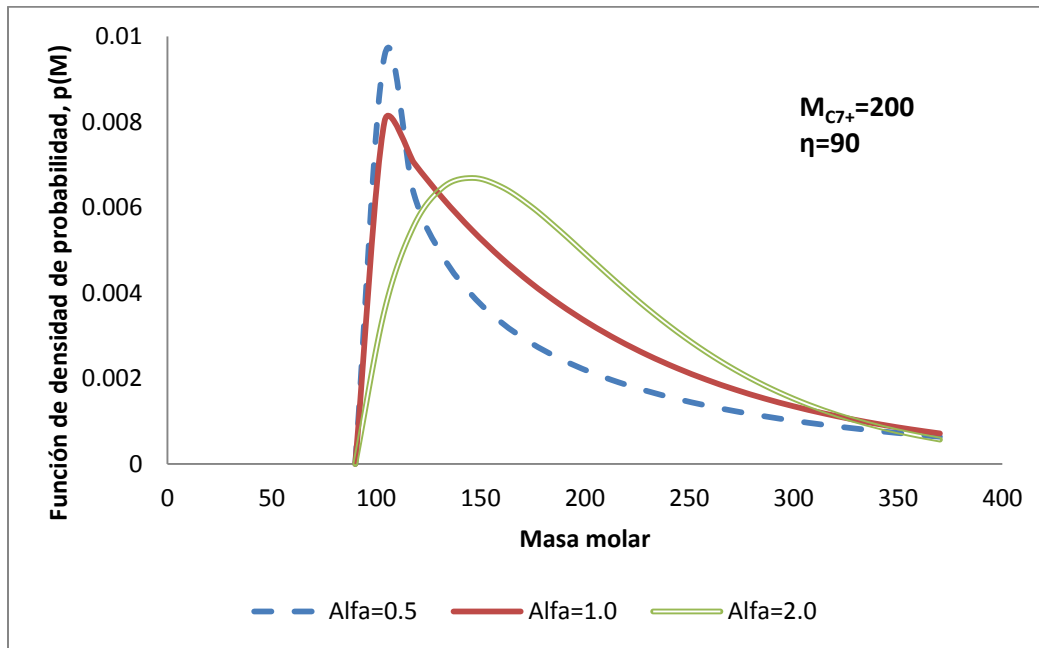
M es el peso molecular.

$\Gamma(\alpha)$ es la función Gamma, en Excel se puede calcular el logaritmo de la función Gamma con el comando "ln.gamma(α)"

β está dado por:

$$\beta = \frac{M_{C7+} - \eta}{\alpha} \quad (1.2)$$

Los tres parámetros de la distribución son α , η y M_{C7+} . El parámetro α define la forma de la distribución, η puede interpretarse como el peso molecular mínimo encontrado en la fracción pesada y M_{C7+} es el peso molecular promedio de la fracción pesada. En la Gráfica 1.1 se puede observar la función de probabilidad Gamma de tres parámetros para distintos valores del parámetro alfa.



Gráfica 1.1 Función de densidad de probabilidad para diferentes valores del parámetro de caracterización α .

Por definición el área total bajo la curva $p(M)$ de η a infinito es 1.

$$\int_{\eta}^{\infty} p(M) dM = 1 \quad (1.3)$$

La función de distribución $p(M)$ se utiliza para caracterizar la fracción C_{7+} , se divide el área bajo la curva en secciones, estas secciones se asocian a los pseudocomponentes de la fracción pesada. Para dividir el área bajo la curva de la función $p(M)$ existen dos métodos principales: el método de los intervalos ^[4] y el método de la cuadratura de Gauss-Laguerre ^[5].

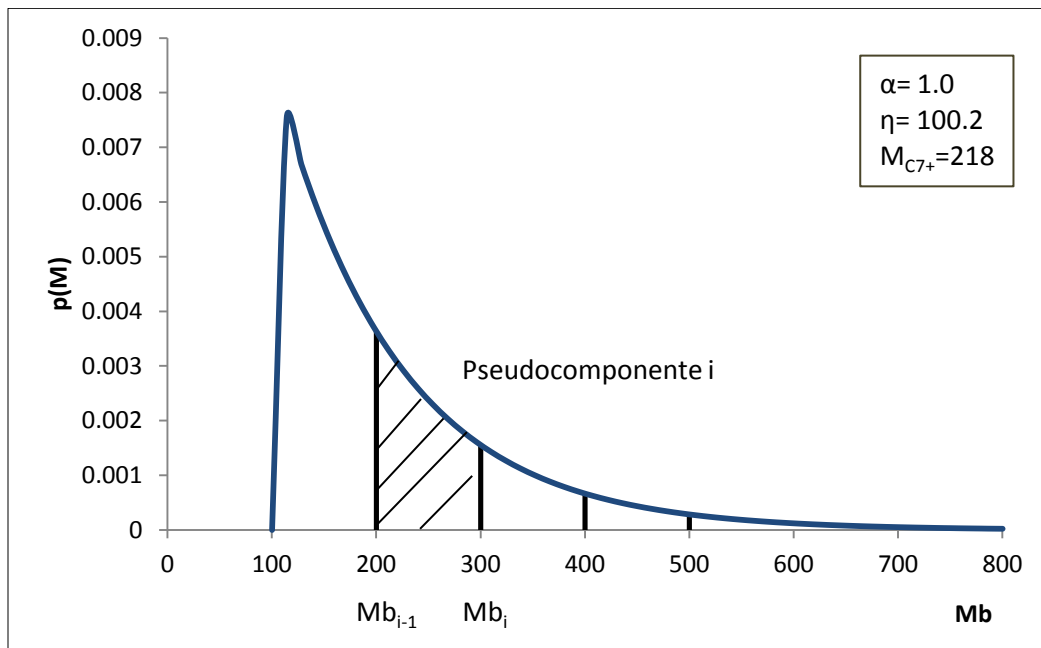
1.1.1 Método de los intervalos

El método de los intervalos consiste en dividir el área bajo la curva en intervalos de pesos moleculares constantes.

$$M_{bi} - M_{bi-1} = \Delta M \quad (1.4)$$

El área de una sección es la fracción mol normalizada z_i/z_{C7+} para el rango de pesos moleculares comprendido de M_{bi-1} a M_{bi} , donde z_i es la fracción mol del pseudocomponente y z_{C7+} es la fracción mol de la fracción pesada dentro de la mezcla total.

En la Gráfica 1.2 se presenta el seccionamiento de la función de probabilidad para un crudo, cada sección representa a un pseudocomponente, en este caso hay 5 pseudocomponentes. Por lo tanto la fracción mol de un pseudocomponente, en la fracción pesada C_{7+} es el área bajo la curva de una sección de la función de probabilidad.



Gráfica 1.2 Seccionamiento de una distribución.

La fracción molar se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$z_i = z_{C7+} [P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})] \quad (1.5)$$

La masa molecular promedio en el mismo intervalo está dada por

$$M_i = \eta + \alpha\beta \frac{P_1(M_{bi}) - P_1(M_{bi-1})}{P_0(M_{bi}) - P_0(M_{bi-1})} \quad (1.6)$$

Donde

$$P_0(Mb) = Q S \quad (1.7)$$

$$P_1(Mb) = Q \left(S - \frac{1}{\alpha} \right) \quad (1.8)$$

Donde Q y S son:

$$Q = \frac{\exp(-y) y^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \quad (1.9)$$

$$S = \sum_{j=0}^{\infty} y^j \left[\prod_{k=0}^j (\alpha + k) \right]^{-1} \quad (1.10)$$

$$y = \frac{M_b - \eta}{\beta} \quad (1.11)$$

Un ejemplo para el desarrollo de la ecuación 1.10 para j=3 es:

$$S = \frac{y^0}{\alpha} + \frac{y^1}{\alpha(\alpha+1)} + \frac{y^2}{\alpha(\alpha+1)(\alpha+2)} + \frac{y^3}{\alpha(\alpha+1)(\alpha+2)(\alpha+3)} \quad (1.12)$$

Las expresiones desarrolladas de las ecuaciones 1.7 y 1.8 son:

$$P_0(M_b) = \frac{\exp\left(-\frac{M_b - \eta}{\beta}\right) \left(\frac{M_b - \eta}{\beta}\right)^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \cdot \left[\frac{\sum_{j=0}^{\infty} \left(\frac{M_b - \eta}{\beta}\right)^j}{\prod_{k=0}^j (\alpha + k)} \right] \quad (1.13)$$

$$P_1(M_b) = \frac{\exp\left(-\frac{M_b - \eta}{\beta}\right) \left(\frac{M_b - \eta}{\beta}\right)^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \cdot \left[\frac{\sum_{j=0}^{\infty} \left(\frac{M_b - \eta}{\beta}\right)^j}{\prod_{k=0}^j (\alpha + k)} - \frac{1}{\alpha} \right] \quad (1.14)$$

Se ha reportado ^[6] que con 25 términos para j (ecuación 1.10) es suficiente, para este trabajo se utilizaron treinta términos, es decir de j=0 hasta j=30.

Se observa en la función de distribución de probabilidad que cuando:

$$P_0(M_{b0} = \eta) = P_1(M_{b0} = \eta) = 0 \quad (1.15)$$

Al elegir un número de N pseudocomponentes, las ecuaciones anteriores de 1.5 a 1.14 se cumplen hasta el N-1 pseudocomponente, el último es calculado para que cumpla con las siguientes restricciones del balance de masa.

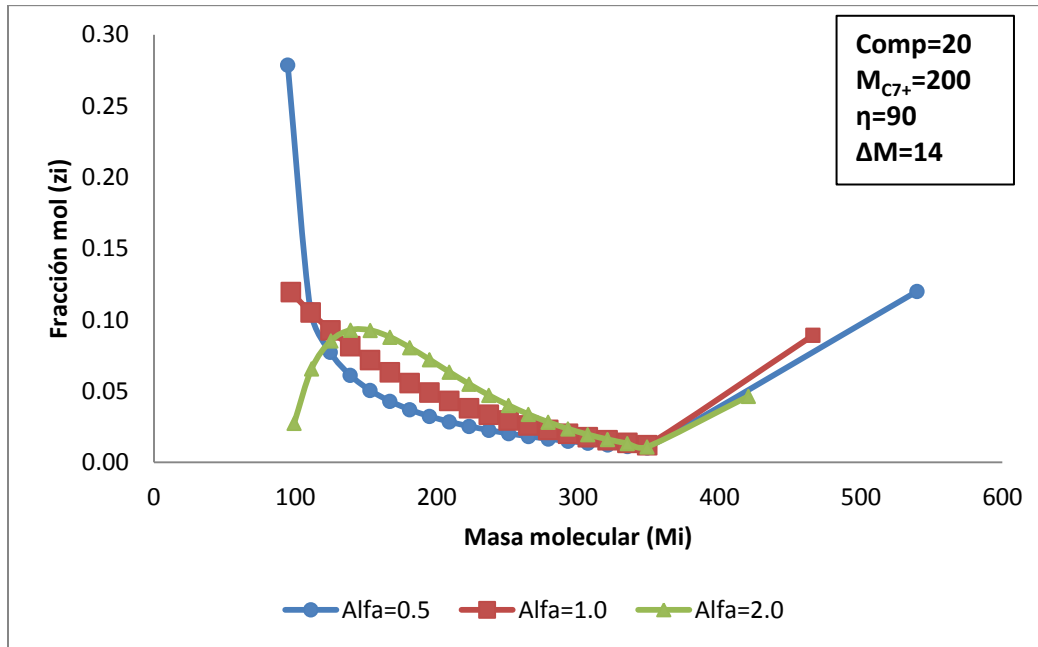
$$z_{C7+} = \sum_{i=1}^{n.c.} z_i \quad (1.16)$$

$$M_{C7+} z_{C7+} = \sum_{i=1}^{n.c.} M_i z_i \quad (1.17)$$

Por lo tanto para calcular las masas moleculares y fracción mol de cada uno de los pseudocomponentes en la fracción pesada, se necesitan como datos:

- Número de componentes
- Incrementos en los pesos moleculares (ΔM)
- Forma de la distribución (α)
- Masa molecular mínima en la fracción pesada (η)
- Masa molecular promedio de la fracción pesada (M_{C7+})

En la Gráfica 1.3, se muestra un ejemplo para la fracción C_{7+} de un fluido que se dividió en 20 pseudocomponentes, se puede observar que para el último pseudocomponente, la cantidad y la masa molecular varían dependiendo del parámetro alfa.



Gráfica 1.3 Fracción mol vs Masa molecular para diferentes valores del parámetro α .

1.1.2 Método de la cuadratura de Gauss-Laguerre

La cuadratura hace una aproximación a una integral definida de una función. Este método selecciona los puntos de la evaluación de una manera óptima y no de una manera igualmente espaciada. El procedimiento es el siguiente:

1.- Especificar el número de fracciones en los que se desea dividir la fracción pesada C_{7+} , N , y obtener los valores de los nodos (X_i) y factores de peso (W_i) para la cuadratura de tablas matemáticas ^[7], en la Tabla 1.1 se muestran valores de X_i y W_i para 3 y 5 puntos, en el anexo II se presenta la tabla completa para más puntos en la cuadratura.

Tabla 1.1 Nodos (Xi) y factores de peso (Wi) para la cuadratura Gauss-Laguerre.

Puntos de la cuadratura		Nodos (Xi)	Factores de peso (Wi)
3	1	0.415774556783	7.11093009929E-01
	2	2.294280360279	2.78517733569E-01
	3	6.289945082937	1.03892565016E-02
5	1	0.263560319718	5.21755610583E-01
	2	1.413403059107	3.98666811083E-01
	3	3.596425771041	7.59424496817E-02
	4	7.085810005859	3.61175867992E-03
	5	12.640800844276	2.33699723858E-05

2.- Especificar los parámetros α y η . Si no se cuenta con datos TBP (True Boiling Point) para determinarlos, los valores recomendados son $\eta=90$ y $\alpha=1.0$ [4]. Y en caso de que sí, en capítulo 4 se presenta una manera de cómo calcular estos parámetros.

3.- Especificar el peso molecular de la última fracción (M_N), en que se dividió la fracción pesada C_{7+} , un valor estimado es:

$$M_N = 2.5 M_{C_{7+}} \quad (1.18)$$

Calcular el parámetro β^* con la siguiente ecuación:

$$\beta^* = \frac{M_N - \eta}{X_N} \quad (1.19)$$

Donde: M_N es el peso molecular de la última fracción y X_N corresponde al último nodo en el que se haya decidido dividir la fracción pesada.

4.- Calcular el parámetro delta con la siguiente ecuación:

$$\delta = \exp\left(\frac{\alpha \beta^*}{M_{C_{7+}} - \eta} - 1\right) \quad (1.20)$$

5.- Calcular la fracción mol (z_i) y la masa molecular (M_i) de cada pseudo-componente con:

$$z_i = z_{C7+} \left[W_i \frac{X_i^{\alpha-1} (1 + \ln \delta)^\alpha}{\Gamma(\alpha) \delta^{X_i}} \right] \quad (1.21)$$

$$M_i = \eta + \beta^* X_i \quad (1.22)$$

6.- Con las fracciones mol y las masas moleculares obtenidas, calcular la masa molecular M_{C7+} , con la ecuación 1.23:

$$M_{C7+} = \sum_{i=1}^{n.c.} M_i z_i / z_{C7+} \quad (1.23)$$

Revisar que el valor sea igual al reportado experimentalmente, si difieren estos valores modificar el peso molecular de la última fracción (M_N , paso 3) en el sentido que se disminuya el error mostrado en la ecuación 1.24:

$$\frac{(M_{C7+})_{exp} - (M_{C7+})_{calc}}{(M_{C7+})_{exp}} \leq 10^{-6} \quad (1.24)$$

Repetir los pasos 3, 4 y 5 hasta minimizar el error. Por último verificar que también se cumple con la otra restricción del balance de masa, ecuación 1.16.

1.2 Propiedades de inspección

La gravedad específica (γ) y la temperatura normal de ebullición (T_b) de los pseudocomponentes obtenidos con la distribución de probabilidad $p(M)$ son calculadas mediante correlaciones. Existen un amplio número de correlaciones realizadas por diversos autores para calcular las propiedades mencionadas, también se pueden hacer muchas combinaciones con éstas correlaciones, llevando a resultados que producen caracterizaciones muy diferentes para un mismo crudo. Se tiene reportado^[8] que cierto conjunto de correlaciones producen resultados que se aproximan mejor a los datos experimentales de las propiedades de los crudos, independientemente del parámetro alfa (ecuación 1.1) que se haya

seleccionado para representar la composición de la mezcla. Este conjunto de correlaciones se presentan en la Tabla 1.2

Tabla 1.2 Conjunto de correlaciones recomendadas para estimar las propiedades de un crudo.

γ	Tb	Tc	Pc	Vc	ω
Soreide	Soreide	Kesler-Lee	Kesler-Lee	Riazi-Daubert*	Kesler-Lee

*Para el volumen crítico se considera la correlación de Riazi-Daubert.

En este trabajo se utilizaron las correlaciones que se presentan en la Tabla 1.2 para el cálculo de las propiedades de inspección y críticas.

1.2.1 Gravedad específica (γ)

Factores de caracterización

Los factores de caracterización se consideran constantes para la fracción C₇₊, estos factores sirven para estimar la gravedad específica y la temperatura normal de ebullición.

Factor de Soreide (Cf) ^[9]

Soreide desarrolló una correlación precisa para la gravedad específica basada en el análisis de 843 curvas de destilación de 68 muestras de C₇₊. Su correlación es la siguiente:

$$\gamma_i = 0.2855 + Cf(M_i - 66)^{0.13} \quad (1.25)$$

Los valores típicos para Cf se encuentran entre 0.27 y 0.31. El valor de Cf debe ser calculado de modo tal que la gravedad específica calculada para la fracción C₇₊ sea igual a la gravedad específica experimental, esto es:

$$\left(\gamma_{C7+}\right)_{\text{exp}} = \frac{z_{C7+} M_{C7+}}{\sum_{i=1}^{NC} z_i M_i / \gamma_i} \quad (1.26)$$

Para poder determinar el valor que cumple con la ecuación anterior es necesario utilizar un método iterativo como Newton-Raphson y una función objetivo, como:

$$\frac{(\gamma_{C7+})_{exp} - (\gamma_{C7+})_{calc}}{(\gamma_{C7+})_{exp}} \leq 10^{-6} \quad (1.27)$$

Factor de Watson o factor Universal para productos de petróleo (Kw)^[10,11]

Está basado en el punto normal de ebullición en grados Rankine y la gravedad específica. El factor de Watson varía aproximadamente de 8.5 a 13.5.

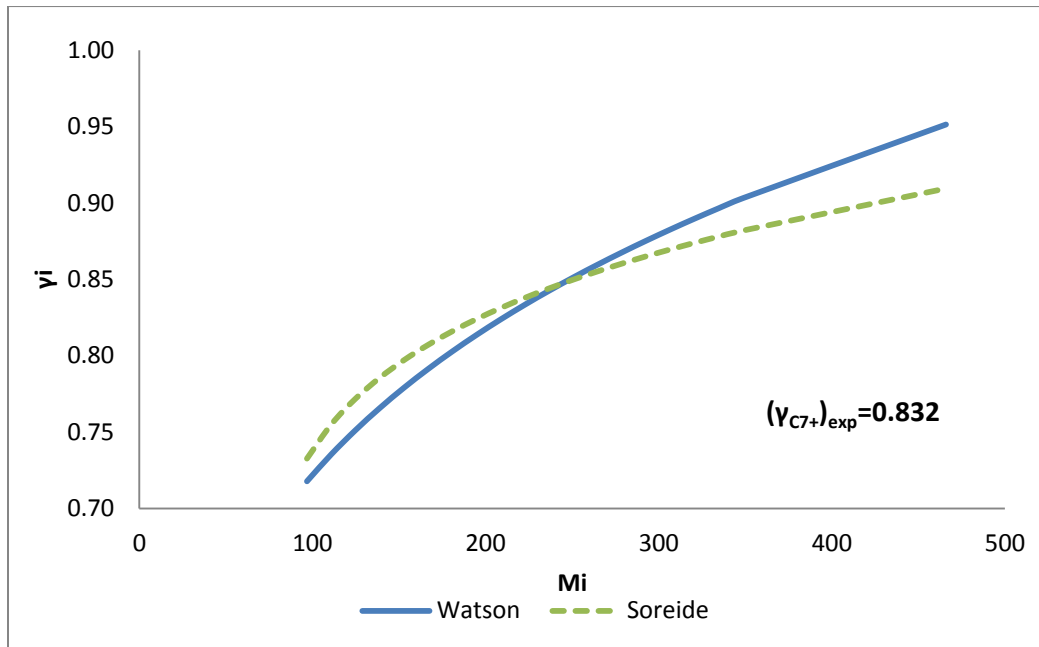
Para compuestos parafínicos el factor de Watson está comprendido entre los valores de 12.5 a 13.5, mientras que para compuestos nafténicos entre 11.0 a 12.5 y para compuestos aromáticos de 8.5 a 11.0.

La correlación que presenta Watson para estimar la gravedad específica a partir de la masa molar del pseudocomponente es:

$$\gamma_i = 6.0108M_i^{0.17947}K_w^{-1.18241} \quad (1.28)$$

Este parámetro se determina por medio de un método iterativo que satisfaga la ecuación 1.26 y la función objetivo mostrada en la ecuación 1.27. Es importante mencionar que aunque el factor de Watson no se encuentra entre las correlaciones que son presentadas en la Tabla 1.2, tiene que ser calculado debido a que se emplea este valor en la correlación de Kesler-Lee para el cálculo del factor acéntrico.

En la Gráfica 1.4 se presenta los resultados del cálculo de la gravedad específica utilizando las correlaciones de Watson y Soreide, para la fracción pesada C₇₊ de un crudo (20 pseudocomponentes, ΔM=14, α=1, η=90, M_{C7+}=200 y (γ_{C7+})_{exp}=0.832).



Gráfica 1.4 Gravedad específica predicha por Watson y Soreide para un crudo.

1.2.2 Temperatura normal de ebullición (Tb)

La temperatura de ebullición de un componente puro a una presión determinada es a la cual su líquido y su vapor coexisten en equilibrio. Cuando esta presión es igual a una atmósfera se llama temperatura normal de ebullición.

El punto normal de ebullición puede ser estimado a partir de la masa molecular y la gravedad específica.

Correlación de Soreide ^[9]

Soreide también desarrolló una correlación para el punto de ebullición basado en 843 curvas TBP de muestras de la fracción de C₇₊ de 68 yacimientos. Su correlación es la siguiente:

$$Tb = 1928.3 - 1.695 \times 10^5 M^{-0.03522} \gamma^{3.266} \quad (1.29)$$

$$* \exp(-4.922 \times 10^{-3} M - 4.7685 \gamma + 3.462 \times 10^{-3} M \gamma)$$

Donde la Tb está en Rankine [R].

1.3 Propiedades críticas

Las propiedades para fracciones de petróleo son determinadas a partir de las correlaciones generalizadas en términos de la temperatura de ebullición (T_b), la gravedad específica (γ) o el peso molecular (M).

1.3.1 Temperatura crítica (T_c)

La temperatura crítica es tal vez la propiedad crítica mejor correlacionada para fracciones de petróleo. La correlación de Kesler-Lee que fue utilizada es:

Kesler-Lee^[12]

$$T_c = 341.7 + 811\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + (0.4669 - 3.2623\gamma) \times 10^5 T_b^{-1} \quad (1.30)$$

Donde T_c y T_b están en grados Rankine [R].

1.3.2 Presión crítica (P_c)

Las correlaciones para estimar la presión crítica son menos confiables que las de la temperatura crítica. La correlación de Kesler-Lee para esta propiedad es la siguiente:

Kesler-Lee^[12]

$$\ln P_c = 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma} - \left(\left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma} + \frac{0.11857}{\gamma^2} \right) \times 10^{-3} \right) T_b + \left(\left(1.4686 + \frac{3.648}{\gamma} + \frac{0.47227}{\gamma^2} \right) \times 10^{-7} \right) T_b^2 - \left(\left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma^2} \right) \times 10^{-10} \right) T_b^3 \quad (1.31)$$

Donde P_c está en psia y la T_b en grados Rankine [R].

1.3.3 Volumen crítico (Vc)

Para este trabajo se utilizó la correlación propuesta por Riazi-Daubert

Riazi-Daubert ^[13]

$$V_c = (7.0434 \times 10^{-7}) T_b^{2.3829} \gamma^{-1.683} \quad (1.32)$$

Donde Vc está en ft³/lbmol y Tb en grados Rankine [R].

1.3.4 Factor acéntrico (ω)

El factor acéntrico proporciona una medida de la pendiente de la curva de presión de vapor desde Tr=0.7 a Tr=1.0. Las correlaciones de Kesler-Lee para estimar el valor de esta propiedad son:

Kesler-Lee ^[14,12]

Para Tbr < 0.8 ^[14]

$$\omega = \frac{-\ln(P_c/14.7) + A_1 + A_2 T_{br}^{-1} + A_3 \ln(T_{br}) + A_4 T_{br}^6}{A_5 + A_6 T_{br}^{-1} + A_7 \ln(T_{br}) + A_8 T_{br}^6} \quad (1.33)$$

Dónde:

$$\begin{array}{llll} A_1 = -5.92714 & A_2 = 6.09648 & A_3 = 1.28862 & A_4 = -0.169347 \\ A_5 = 15.2518 & A_6 = -15.6875 & A_7 = -13.4721 & A_8 = 0.43577 \end{array}$$

Pc en psia y Tbr=Tb/Tc.

Para Tbr > 0.8 ^[12]

$$\begin{aligned} \omega = & -7.904 + 0.1352K_w - 0.007465K_w^2 + 8.359T_{br} \\ & + (1.408 - 0.01063K_w)T_{br}^{-1} \end{aligned} \quad (1.34)$$

Kw es el factor de Watson y Tbr=Tb/Tc.

Capítulo 2. Fluidos de yacimiento y experimentos PVT

2.1 Clasificación de los tipos de fluidos de yacimiento

Existen cinco tipos de fluidos de yacimiento: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco^[15]. Los dos últimos poseen una composición molar de C_{7+} menor al 1%, para el propósito de este trabajo se seleccionaron muestras de gas y condensado, aceite volátil y aceite negro; que tienen cantidades más significativas de C_{7+} . En la Tabla 2.1 se presenta una clasificación de los fluidos de yacimiento de acuerdo por su porcentaje molar de C_{7+} . La composición de un fluido de yacimiento determina su comportamiento de fases^[2], debido a esto es importante identificar con qué tipo de fluido se está trabajando, para la correcta explotación del pozo petrolífero. En la Figura 2.1 se muestran diferentes diagramas de fases típicos para los 5 tipos de fluidos de yacimiento.

Tabla 2.1 Fluidos de yacimiento

Fluido de yacimiento	Porcentaje fracción C_{7+}
Aceite negro	$z_{C_{7+}} > 20\%$
Aceite volátil	$20\% > z_{C_{7+}} > 12.5\%$
Gas y condensado	$12.5\% > z_{C_{7+}} > 1.0\%$

2.1.1 Aceite negro

Es el más común entre los tipos de crudo, generalmente compuesto por más del 20% molar de C_{7+} , es decir tiene gran cantidad de componentes pesados. El nombre de este tipo de fluido no refleja el color, ya que éste puede variar de marrón oscuro a negro. Su envolvente de fases líquido-vapor es la más amplia de todos los tipos de fluidos de yacimiento, debido a la gran cantidad de componentes pesados que contiene. Su temperatura crítica es por lo general más alta que la del yacimiento. También es denominado^[16] “aceite de bajo encogimiento” porque al pasar de la presión del yacimiento petrolífero a la presión del tanque de almacenamiento, la pérdida de gas, originalmente “disuelto”, es relativamente poca.

En este tipo de fluido, cuando se encuentra en el yacimiento, la presión es mayor a la condición de saturación por lo que se encuentra en estado líquido, al explotar el yacimiento la temperatura permanece constante pero la presión baja hasta alcanzar la presión de saturación del fluido (presión de burbuja), punto en el cual se inicia la liberación del gas en el yacimiento.

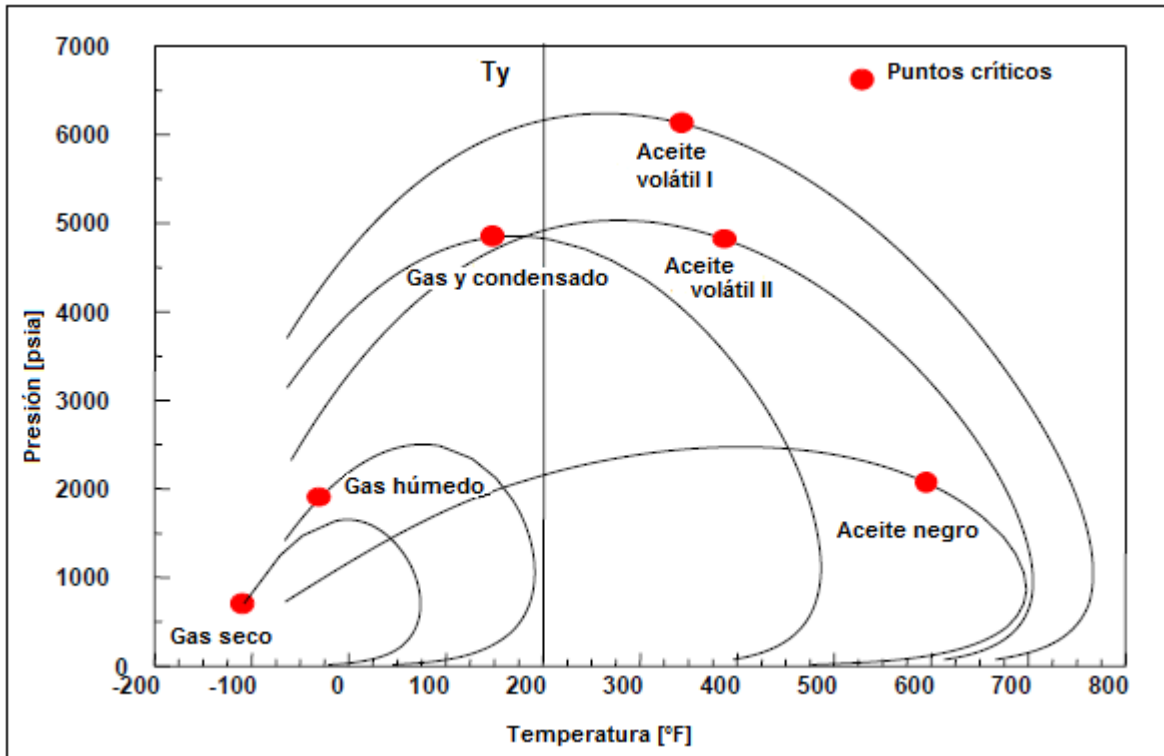


Figura 2.1 Diagramas típicos de fluidos de yacimiento^[17].

2.1.2 Aceite volátil

El aceite volátil tiene muchas características en común con el gas y condensado, pero al contener más componentes pesados presenta un comportamiento netamente de un líquido a condiciones de yacimiento. Su envolvente de fases es más amplia que la del gas y condensado además de poseer una temperatura crítica mayor, debido a su concentración de componentes pesados. La temperatura de yacimiento está cercana de la temperatura crítica, debido a esto, el

equilibrio de fases es muy sensible a los cambios de presión y temperatura, produciendo un alto “encogimiento” del fluido cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbuja. Se les conoce también como “aceite de alto encogimiento”^[16] ya que tiende a volatilizarse o evaporarse significativamente.

2.1.3 Gas y condensado

La concentración molar de C_{7+} es generalmente menor a 12.5% para este tipo de fluidos. El diagrama de fases P-T de un fluido gas y condensado es menor que el de los aceites, y el punto crítico está ubicado en el lado izquierdo de la envolvente de fases P-T^[15]. Esta diferencia con los aceites, se debe a que la composición de un gas y condensado contiene menos componentes pesados. La temperatura de yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma. En condiciones iniciales de explotación del yacimiento, éste fluido se encuentra en fase gas, y al reducirse la presión debido a la extracción se alcanza la presión de rocío, cuando la presión cae por debajo del punto de rocío condensa líquido (líquido retrogrado) dentro del yacimiento. Normalmente este líquido no fluirá y por ello no puede producirse en superficie^[15]. En algún punto al seguir decreciendo la presión el “líquido retrogrado” comenzará a evaporizarse, esto ocurre en el laboratorio, sin embargo, es probable que no se produzca en gran medida en los yacimientos porque durante la explotación la composición global del fluido cambia.

2.2 Experimentos PVT

Los experimentos PVT están diseñados para estudiar y cuantificar el comportamiento de fases y propiedades de un fluido de yacimiento a condiciones de explotación simuladas. Aunque la mayoría de las veces existen pequeñas cantidades de agua en los yacimientos petrolíferos, su efecto sobre el comportamiento de fases y propiedades es ignorado en las pruebas^[2].

Los experimentos PVT son los siguientes:

- Análisis composicional
- Análisis de Inyección de Gas
- Separación Multietapa
- Expansión a Composición Constante (CCE, Constant Composition Expansion)
- Expansión de Liberación Diferencial (DLE, Differential Liberation Expansion)
- Agotamiento a Volumen Constante (CVD, Constant Volume Depletion)

Los experimentos PVT son aplicados dependiendo del tipo de fluido, sin embargo para los fluidos tipo gas seco y gas húmedo no se aplican porque durante el transcurso de la explotación no hay un cambio de fases. Los experimentos que se estudiarán en este trabajo son el DLE y el CVD que se presentan a continuación.

2.2.1 Experimento de Expansión de Liberación Diferencial (DLE)

El experimento DLE está diseñado para aproximar la disminución de la presión dentro del yacimiento, es un estudio a composición variable; esta prueba se realiza únicamente para aceites (negro y volátil).

En el experimento una celda sin mirilla se llena con una muestra de aceite, el cual se lleva a una sola fase a la temperatura del yacimiento, en todo el experimento la temperatura se mantiene constante. La presión se disminuye hasta que el fluido alcanza su punto de burbuja, a estas condiciones se mide el volumen del aceite. Luego se reduce la presión por debajo de la presión de saturación y la celda se agita para evitar un estado metaestable. Todo el gas que se liberó es removido a presión constante. Entonces se mide el volumen, la composición, y la gravedad específica del gas que fue retirado así como también del aceite remanente.

Este procedimiento se repite 10 a 15 veces a presiones menores y finalmente a presión atmosférica. Por último se mide el volumen del aceite residual y la

gravedad específica a 60°F. La Figura 2.2, ilustra de forma esquemática el experimento DLE.

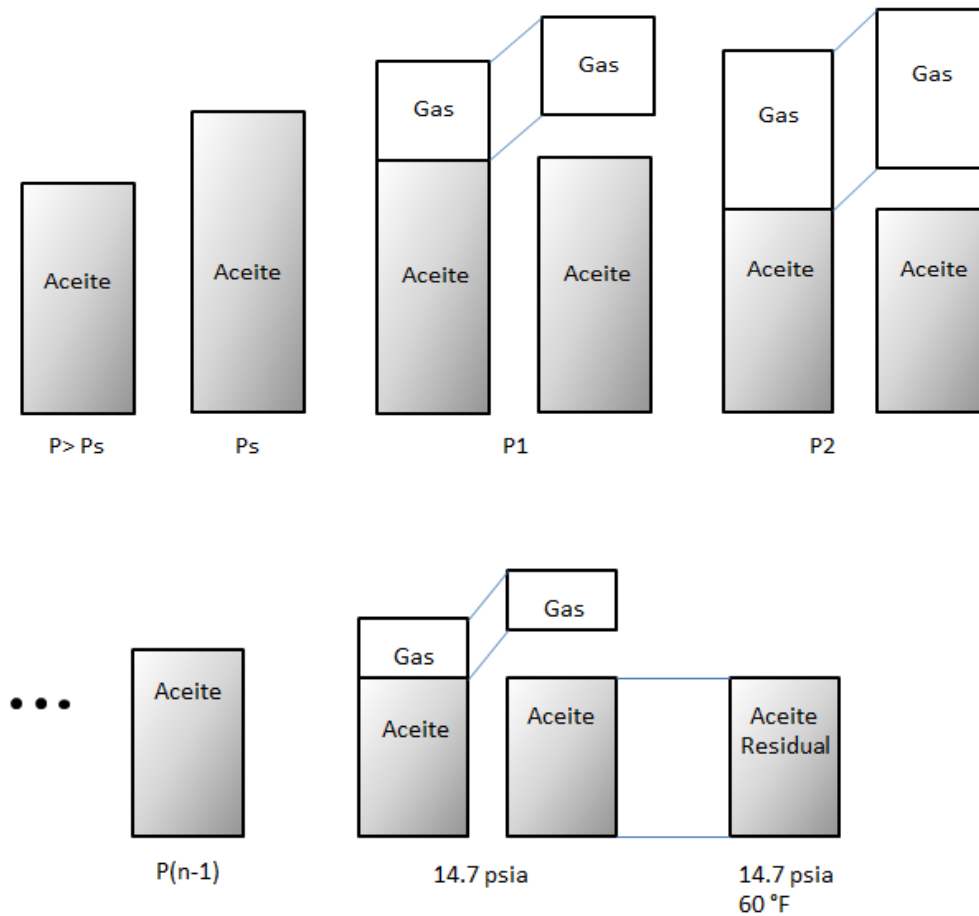


Figura 2.2 Representación esquemática del experimento DLE.

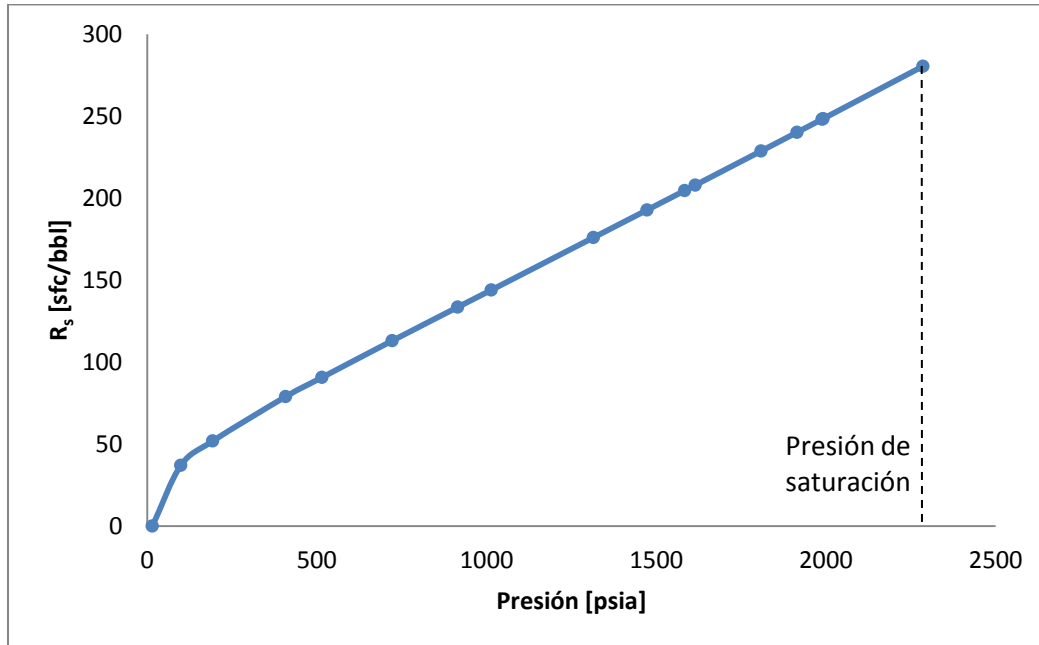
De este experimento se obtienen las siguientes propiedades del fluido:

Relación gas/aceite (GOR o R_g)

Este parámetro es función de la presión e indica la cantidad de gas que se libera por una cantidad definida de aceite cuando la presión se reduce. Es una relación gas/aceite del crudo, se define como el volumen de gas en condiciones estándar (14.7 psia y 60°F) dividido entre volumen de aceite residual a condiciones estándar.

Este factor comúnmente tiene unidades de SFC/bbl (Pies cúbicos estándar por barril) o de vol/vol (ft³/ft³, m³/m³, bbl/bbl).

La Gráfica 2.1 muestra el comportamiento típico que tiene el R_s para un aceite negro en función de la presión.



Gráfica 2.1 Comportamiento típico del R_s en función de la presión para un aceite negro.

Factor de volumen del aceite (B_o)

Este parámetro indica la forma en la que el volumen del líquido que está dentro de la celda va evolucionando a medida que se reduce la presión.

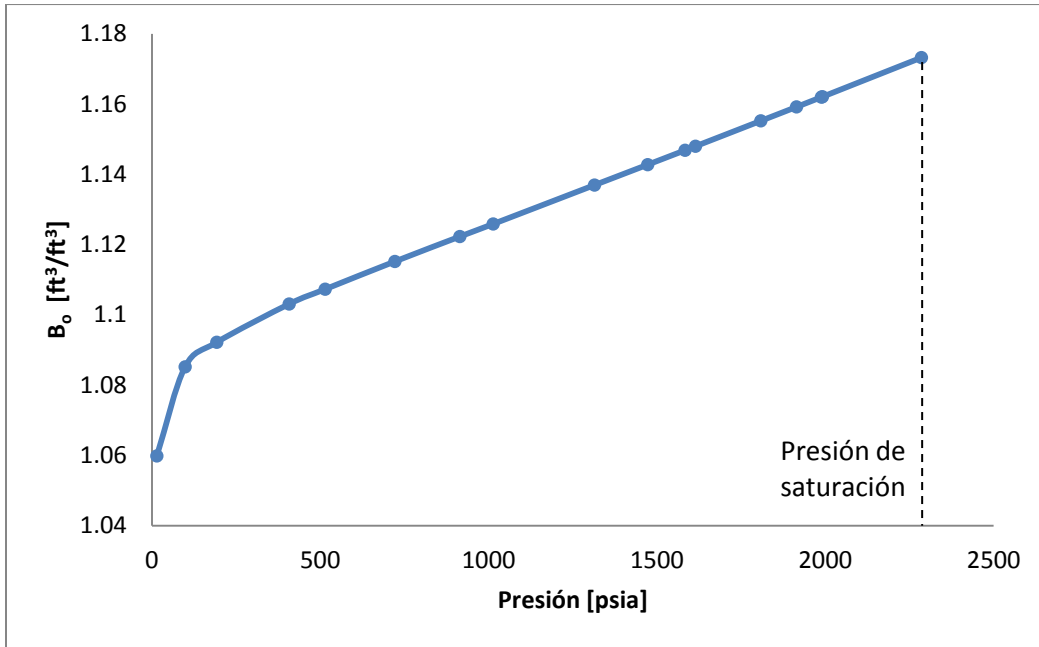
Está definido como el volumen de aceite, a la temperatura y presión correspondiente a cada etapa, entre el volumen de aceite residual en condiciones estándar. Suele ser expresado en unidades vol/vol (ft^3/ft^3 , m^3/m^3 , bbl/bbl).

La Gráfica 2.2 muestra el comportamiento típico que tiene el B_o para un aceite negro en función de la presión.

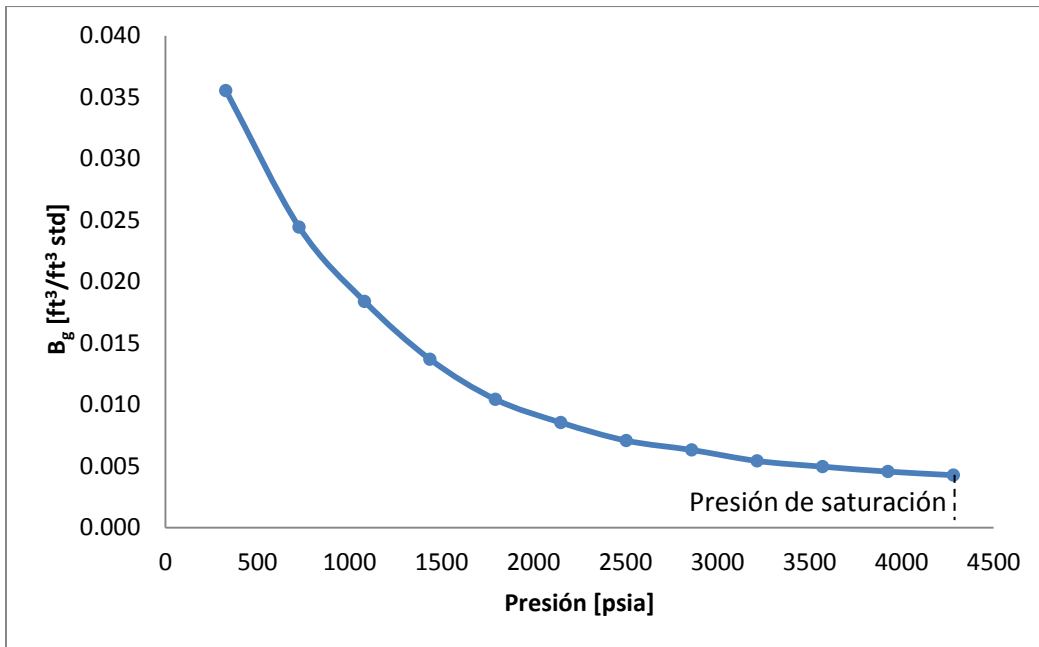
Factor de volumen de gas formado (B_g)

Está definido como el volumen de gas a la temperatura y presión correspondiente a cada etapa dividido entre su volumen a condiciones estándar. Generalmente tiene unidades vol/vol (ft^3/ft^3 , m^3/m^3 , bbl/bbl).

La Gráfica 2.3 muestra el comportamiento típico que tiene el B_g para un aceite volátil en función de la presión.



Gráfica 2.2 Comportamiento típico del B_o en función de la presión para un aceite negro.



Gráfica 2.3 Comportamiento típico del B_g en función de la presión para un aceite volátil.

Volumen total relativo (B_t)

Es la suma del volumen de aceite más el volumen del gas liberado a la temperatura y presión correspondiente a cada etapa dividida entre el volumen de

aceite residual a condiciones estándar. El volumen total relativo se calcula de la siguiente manera:

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad (2.1)$$

Donde:

B_t es volumen total relativo.

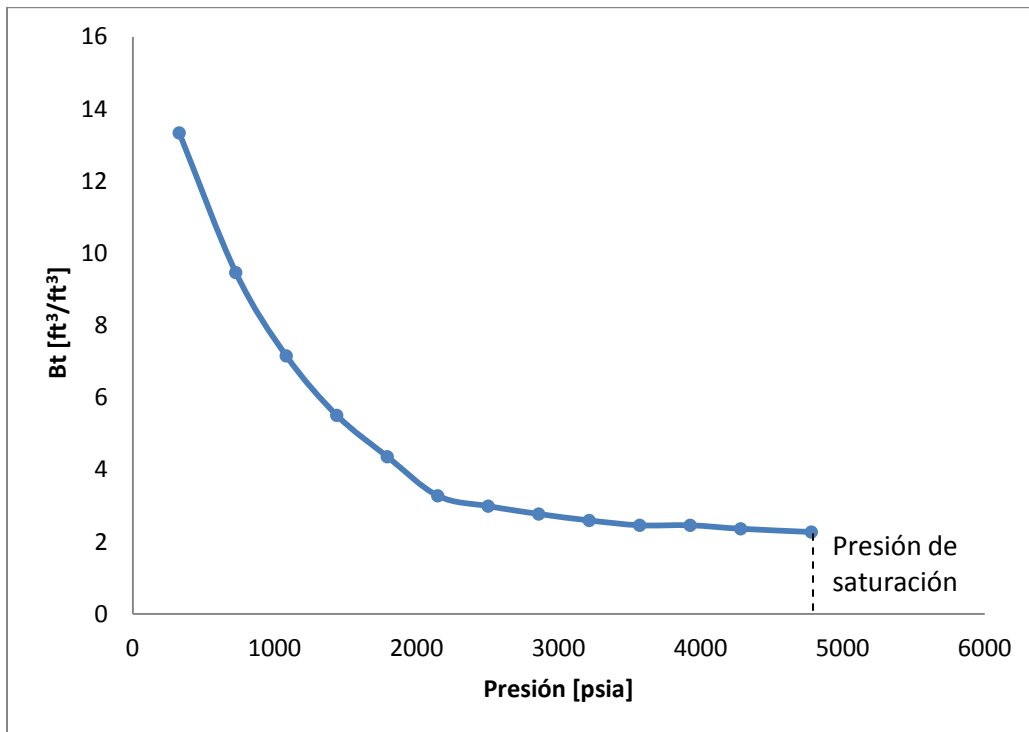
B_o es el volumen relativo de aceite.

B_g es el factor de volumen de gas formado.

R_{sb} es la relación gas/aceite del crudo a presión de saturación.

R_s es la relación gas/aceite del crudo a cualquier presión menor que la presión de saturación.

Suele ser expresado en unidades vol/vol (ft^3/ft^3 , m^3/m^3 , bbl/bbl). La Gráfica 2.4 muestra el comportamiento típico que tiene el B_t para un aceite volátil en función de la presión.



Gráfica 2.4 Comportamiento típico del B_t en función de la presión para un aceite volátil.

Factor de compresibilidad del gas producido (Z)

Este parámetro se utiliza para comparar el comportamiento de un gas real con respecto al ideal, se define como:

$$Z = \frac{PV}{nRT} \quad (2.2)$$

Donde:

P es la presión [psia].

V es el volumen [ft³].

n es número de moles del gas [lbmol]

R es la constante de los gases 10.7315 psia ft³/lbmol R

T es la temperatura absoluta [R].

Este parámetro se calcula para la muestra de gas que es retirada de la celda después de cada expansión.

Densidad del aceite (ρ_o) y del gas (ρ_g)

La densidad es una variable termodinámica intensiva, es función de la temperatura, la presión y la composición del sistema. En cada expansión se determina la densidad del aceite y del gas. Comúnmente es expresada en unidades lb/ft³ o g/cm³.

Para el aceite es más común la expresión de gravedad específica (γ), que está definida como la densidad del aceite dividida entre la densidad del agua ambas a condiciones estándar:

$$\gamma = \frac{\rho_o}{\rho_{agua}} \quad (2.3)$$

A estas condiciones (14.7 psia y 60°F) la densidad del agua es 62.38 lb/ft³.

Gravedad del gas relativa al aire (γ_{aire})

Está definida como la densidad del gas dividida entre la densidad del aire ambas a condiciones estándar:

$$\gamma_{aire} = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (2.4)$$

2.2.2 Experimento de Agotamiento a Volumen Constante (CVD)

Este experimento está diseñado para proveer datos volumétricos y composicionales para yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado que son explotados mediante la disminución de la presión. La Figura 2.3 muestra una representación esquemática del experimento para un gas y condensado, mientras que la Figura 2.4 muestra la representación para un aceite.

Al inicio del experimento se determina visualmente la presión de rocío (P_d) o burbuja (P_b) a la temperatura del yacimiento, en este punto se mide el volumen que ocupa la muestra en la celda.

A continuación, manteniendo la temperatura constante, se reduce la presión por debajo del punto de saturación, la celda se agita hasta que se alcanza el equilibrio de fases, entonces se miden las propiedades (volumen, composición, densidad y masa molar) del gas y del aceite; posteriormente, a presión constante una cantidad de gas se retira para igualar el volumen de la celda con el volumen medido en la saturación. Las propiedades del gas producido también son medidas.

El procedimiento se repite a presiones menores con intervalos de 300 a 800 psi para aceites volátiles y de 50 a 250 psi para gas y condensado.

El CVD está diseñado para simular el proceso de liberación de gas que ocurre cuando se explotan yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, ya que contrario de experimento DLE no se retira todo el gas que se produce al disminuir la presión.

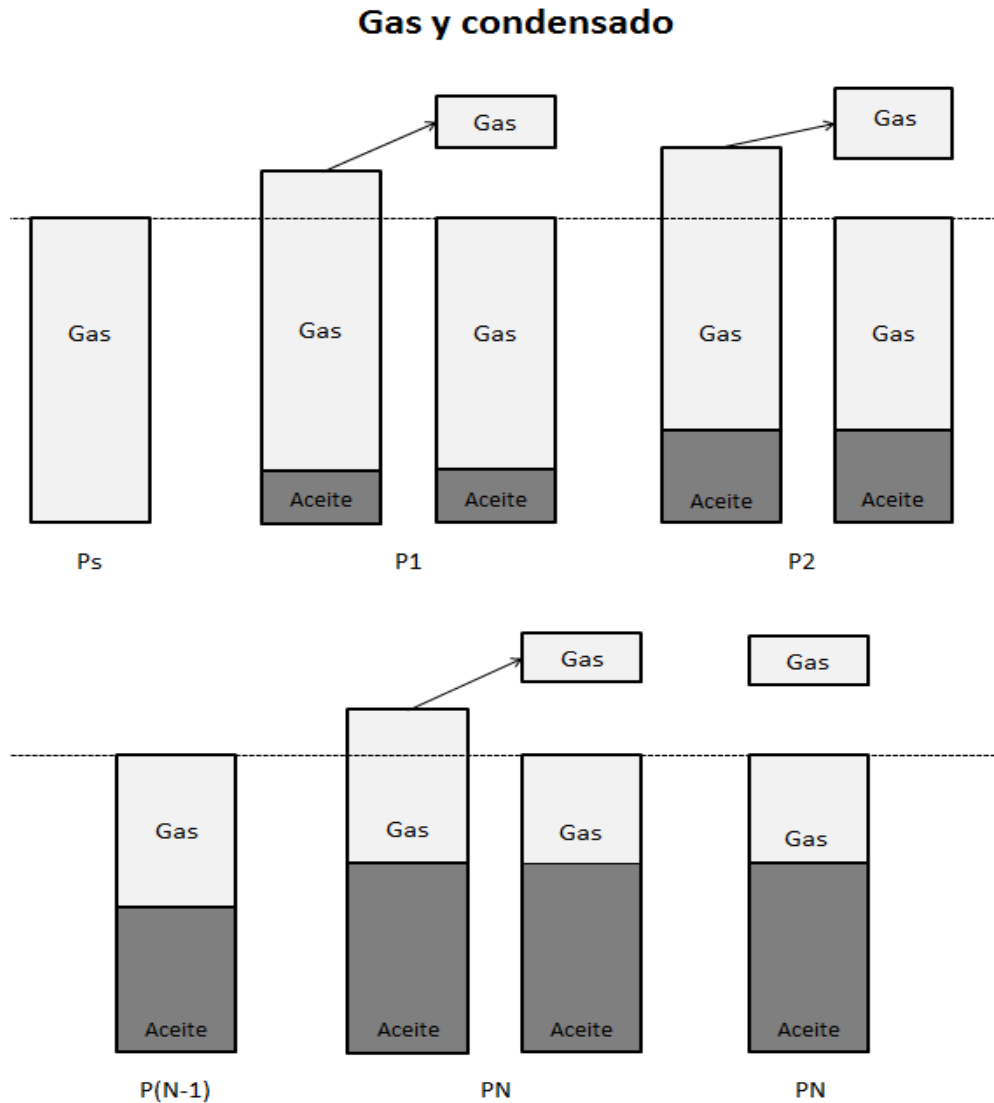


Figura 2.3 Representación esquemática del experimento CVD para un gas y condensado.

En este experimento se reportan:

Producción acumulada de gas

Es la cantidad de moles de gas que se recuperan de cada una de las etapas de expansión del experimento, con respecto a las moles iniciales del fluido.

$$\frac{\text{Moles de gas producido}}{\text{Moles iniciales del fluido}} \times 100\% \quad (2.5)$$

En algunos casos también se reporta como el porcentaje de las moles en cada etapa por moles total del gas que se producen.

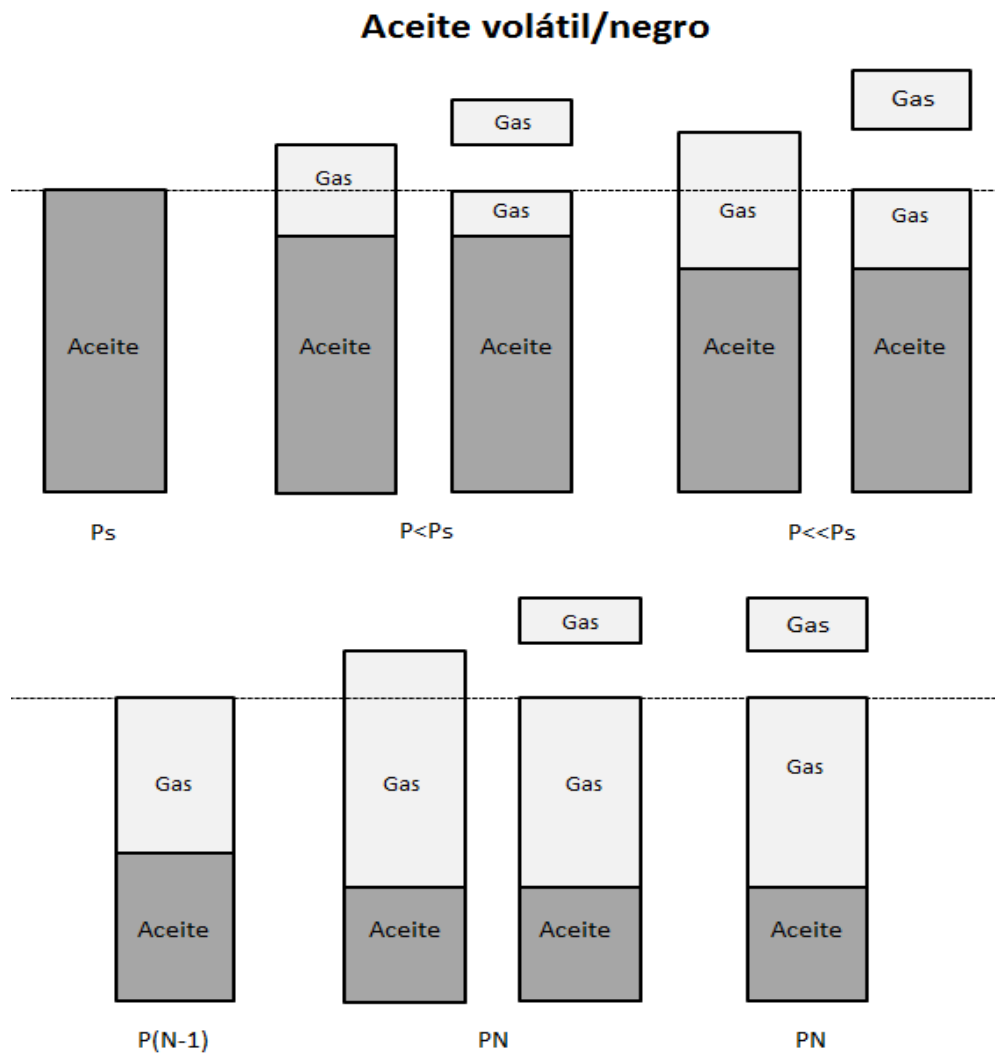


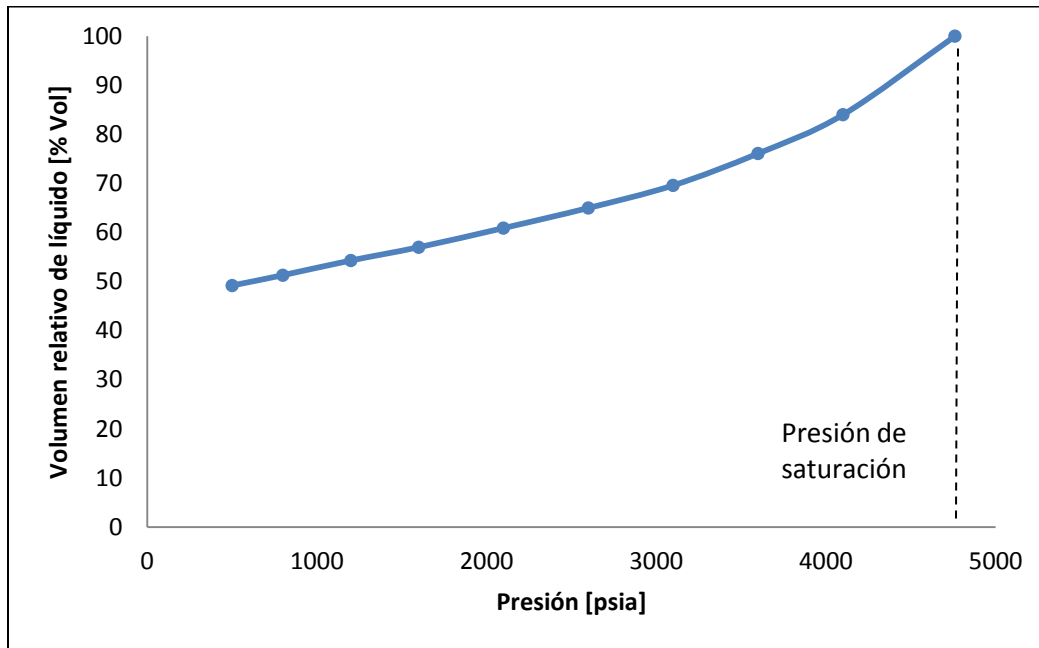
Figura 2.4 Representación esquemática del experimento CVD para aceites.

Volumen relativo de líquido

Es el volumen de líquido a las condiciones de cada etapa dividido entre el volumen del fluido a condiciones de saturación.

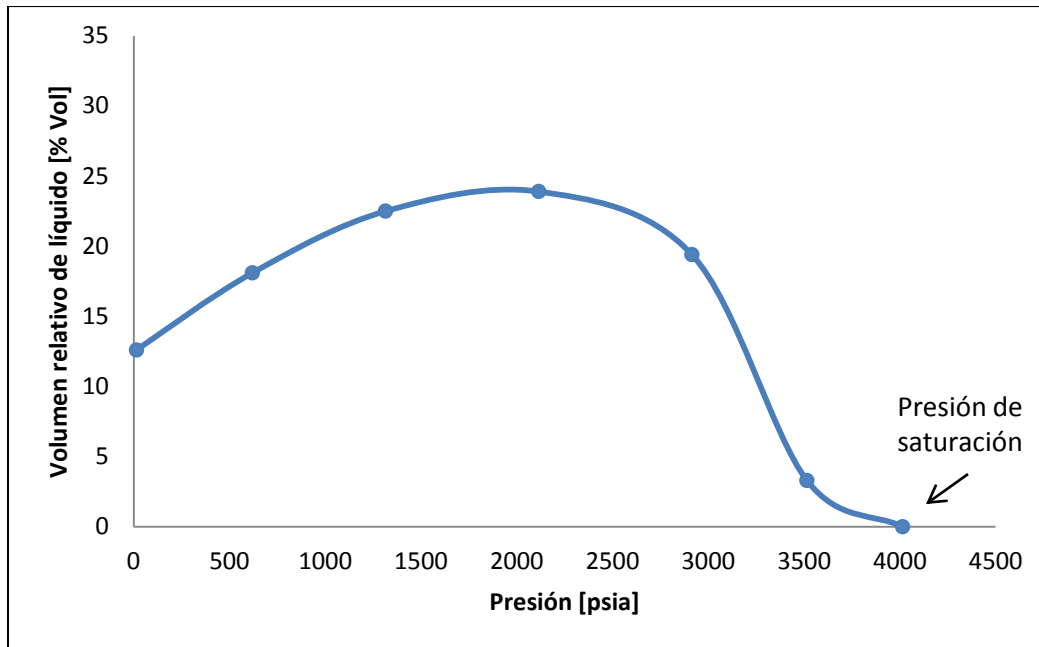
$$\frac{\text{Volumen de líquido}}{\text{Volumen del fluido en el punto de saturación}} \times 100\% \quad (2.5)$$

Este parámetro nos indica la cantidad de líquido presente en la celda, en la Gráfica 2.5 se presenta un comportamiento típico para un aceite volátil, en este tipo de fluido el volumen de líquido va disminuyendo cuando se reduce la presión ya que parte del fluido pasa a la fase vapor.



Gráfica 2.5 Comportamiento típico del volumen relativo de líquido para un aceite volátil.

En la Gráfica 2.6 se presenta un comportamiento típico para un gas y condensado, en este tipo de fluido al disminuir la presión por debajo del punto de saturación empieza a aumentar el volumen de líquido en la celda, debido a que parte del fluido pasa a la fase líquida (líquido retrogrado), en cierto punto al seguir decreciendo la presión el líquido empieza a vaporizarse, entonces el volumen de éste empieza a decrecer, si se sigue disminuyendo la presión todo el líquido se evapora y se alcanza otro punto de rocío del fluido.



Gráfica 2.6 Comportamiento del volumen relativo de líquido para un gas y condensado.

Factor de compresibilidad de dos fases (Z_2)

Es reportado para un fluido gas y condensado o aceite volátil. Es calculado con la siguiente ecuación:

$$Z_2 = \frac{P}{\left(\frac{P_d}{Z_d}\right) (1 - n_p/n)} \quad (2.6)$$

Donde:

P es presión de la etapa de expansión [psi].

n_p son las moles de gas producidas que se van acumulando en cada etapa [lbmol].

n son las moles totales de gas [lbmol].

P_d es la presión de rocío [psi].

Z_d es el factor de compresibilidad en la presión de rocío.

Otros datos reportados son: densidad del gas y del aceite, gravedad del gas relativa al aire y factor de compresibilidad del gas.

Capítulo 3. Modelos termodinámicos

Para modelar el comportamiento de fases y obtener las propiedades de los fluidos de yacimientos, se emplearon diversos modelos termodinámicos, para esto se utilizó como herramienta el simulador de procesos HYSYS V7.3 que cuenta con una base de datos de miles de componentes y diversos modelos termodinámicos.

3.1 Ecuaciones de estado

Las ecuaciones de estado son expresiones matemáticas que relacionan presión, volumen y temperatura (PVT). Describen el comportamiento volumétrico y de fases para componentes puros y mezclas, en donde sólo se requiere de las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada componente ^[4]; en el caso de mezclas, también son necesarios los parámetros de interacción binarios (k_{ij}).

La ecuación 3.1 representa una ecuación de estado cúbica genérica ^[18], con la cual se obtienen otras ecuaciones de estado, cuando se le da un valor específico a los parámetros u y w , la Tabla 3.1 muestra algunos ejemplos.

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 + ubv + wb^2} \quad (3.1)$$

Tabla 3.1 Parámetros para diferentes ecuaciones de estado.

EOS	u	w	Ω_a	Ω_b
van der Waals	0	0	27/64	1/8
Redlich-Kwong	1	0	0.42747	0.08664
Peng-Robinson	2	-1	0.45724	0.7780

La ecuación 3.1 también puede ser escrita en términos del factor de compresibilidad (Z):

$$Z^3 + (Bu - B - 1)Z^2 + (B^2w - B^2u - Bu + A)Z - (B^3w + B^2w + AB) = 0 \quad (3.2)$$

Donde:

$$Z = \frac{Pv}{RT} \quad (3.3)$$

$$A = \frac{aP}{(RT)^2} \quad (3.4)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (3.5)$$

La variable v es el volumen molar, los parámetros a y b de la ecuación 3.1 se determinan mediante los criterios de van der Waals, es decir, que la primera y segunda derivadas de la presión respecto al volumen son cero en el punto crítico:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial v}\right)_{T, P_c, T_c, v_c} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial v^2}\right)_{T, P_c, T_c, v_c} = 0 \quad (3.6)$$

El parámetro b al evaluar la EOS con las condiciones de van der Waals tiene la forma generalizada:

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \quad (3.7)$$

Donde Ω_b es característico de la ecuación de estado empleada, la Tabla 3.1 muestra algunos ejemplos. Para el parámetro a al evaluar la EOS con las condiciones de van der Waals tiene la forma generalizada:

$$a = \Omega_a \frac{(RT_c)^2}{P_c} \alpha(T) \quad (3.8)$$

Donde Ω_a es característico de la ecuación de estado empleada, la Tabla 3.1 muestra algunos ejemplos para esta cantidad; el parámetro $\alpha(T)$ fue agregado para incorporar la dependencia de la temperatura, en la Tabla 3.2 se presentan diferentes correlaciones reportadas para este parámetro.

Tabla 3.2 Correlaciones de $\alpha(T)$.

	T < T_c	T > T_c	Parámetros
Soave ^[19]	$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - \sqrt{T_r})$ $m = 0.48508 + 1.55171\omega - 0.151613\omega^2$	La misma	
Peng and Robinson ^[20]	$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - \sqrt{T_r})$ $m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$	La misma	

Mathias ^[21]	$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - \sqrt{T_r}) - A(1 - T_r)(0.7 - T_r)$ $m = 0.48508 + 1.55191\omega - 0.15613\omega^2$	$\alpha = \exp\left[\left(\frac{c-1}{c}\right)(1 - T_r^c)\right]$ $c = 1 + \frac{m}{2} + 0.3A$	A
Stryjek and Vera ^[22]	$\alpha^{1/2} = 1 + \kappa_0(1 - \sqrt{T_r}) - \kappa_1(1 - T_r)(0.7 - T_r)$ $\kappa_0 = 0.378893 + 1.4897153\omega$ $-0.17131848\omega^2 + 0.0196554\omega^3$	$\alpha^{1/2} = 1 + \kappa_0(1 - \sqrt{T_r})$	A
ASPEN-HYSYS ^[18]	$\alpha^{1/2} = 1 + k(1 - \sqrt{T_r})$ $k = k_0 + [k_1 + (k_2 - k_3T_r)(1 - T_r^{k_4})]$ $[(1 + \sqrt{T_r})(0.7 - T_r)]T^{k_5}$ $k_0 = A + B\omega + C\omega^2 + D\omega^3$	La misma	$k_0, k_1, k_2, k_3,$ k_3, k_5 A, B, C, D

Las propiedades (T_c , P_c , V_c , ω) que fueron empleadas para los componentes puros son las que se encuentran en la base de datos del simulador, estas propiedades se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Propiedades empleadas de los componentes puros.

Componente	T_c [°F]	P_c [psia]	V_c [ft ³ /lbmol]	ω
N₂	-232.52	492.31	1.4417	0.04000
H₂S	212.81	1306.47	1.5698	0.0810
CO₂	87.71	1068.93	1.5041	0.23894
Metano	-116.41	673.07	1.5858	0.01150
Etano	90.10	708.34	2.3707	0.09860
Propano	206.15	617.38	3.2037	0.15240
i-Butano	274.90	529.04	4.2129	0.18479
n-Butano	305.69	550.65	4.0845	0.20100
i-Pentano	369.05	483.50	4.9335	0.22224
n-Pentano	385.61	489.52	4.9816	0.25389
n-Hexano	454.55	439.70	5.8948	0.30070
Metilciclopentano	499.19	549.63	5.1099	0.23894
Benceno	552.11	714.22	4.1646	0.21500
Ciclohexano	536.09	587.84	4.9335	0.21330

Mezclas

Las ecuaciones de estado son empleadas en sistemas multicomponentes usando reglas de mezclado, las reglas de mezclado clásicas de van der Waals de un parámetro se presentan en las ecuaciones 3.9 y 3.10, los parámetros b_i y a_i para un componente de la mezcla se calculan con las ecuaciones 3.7 y 3.8, respectivamente.

$$b_M = \sum_{i=1}^n x_i b_i \quad (3.9)$$

$$a_M = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{ij}) \quad (3.10)$$

Los términos k_{ij} son los parámetros de interacción binarios, se determinan a partir de datos de equilibrio líquido-vapor de sistemas binarios, en la regla de mezclado anterior $k_{ii}=0$ y $k_{ij}=k_{ji}$. Chueh y Prausnitz ^[23] han propuesto una correlación para calcular los k_{ij} en término de los volúmenes críticos de los componentes:

$$k_{ij} = \vartheta \left[1 - \left(\frac{2(v_{ci}^{1/3} v_{cj}^{1/3})^{1/2}}{v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3}} \right)^\theta \right] \quad (3.11)$$

Las constantes ϑ y θ son determinadas para ecuación de estado usando datos de equilibrio. El simulador HYSYS V7.3 emplea una correlación ^[24] similar para componentes hipotéticos donde $\vartheta = 1$ y $\theta = 1$:

$$k_{ij} = 1 - \frac{2(v_{ci} v_{cj})^{1/6}}{(v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3})} \quad (3.12)$$

Para los componentes puros que están definidos en el simulador, se cuenta con una base de datos en la que se asigna estos parámetros de interacción binarios, en la Tabla 3.4 se presentan los k_{ij} que utiliza el simulador para los componentes puros al emplear la EOS de Peng-Robinson y en la Tabla 3.5 se presentan los k_{ij} que utiliza el simulador para los componentes puros al emplear la EOS de SRK.

Tabla 3.4 Parámetros de interacción binarios (k_{ij}) para los componentes puros con la ecuación de Peng-Robinson.

	N₂	H₂S	CO₂	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	iso-C₄H₁₀	n-C₄H₁₀	i-C₅H₁₂	n-C₅H₁₂	n-C₆H₁₄	CH₃C₅H₉	C₆H₆	C₆H₁₂
N₂		-0.02000	0.16760	0.03600	0.05000	0.08000	0.09500	0.09000	0.09500	0.10000	0.14900	0.10000	0.15970	0.10000
H₂S	-0.02000		0.10000	0.10000	0.12980	0.13500	0.12980	0.12980	0.12500	0.12500	0.12500	0.10100	0.08060	0.09010
CO₂	0.16760	0.10000		0.08500	0.08400	0.07500	0.05000	0.06000	0.06000	0.06500	0.06000	0.04500	0.00900	0.04500
CH₄	0.03600	0.10000	0.08500		0.00224	0.00683	0.01311	0.01230	0.01763	0.01793	0.02347	0.01872	0.04000	0.03920
C₂H₆	0.05000	0.12980	0.08400	0.00224		0.00126	0.00457	0.00410	0.00741	0.00761	0.01141	0.00814	0.02000	0.02610
C₃H₈	0.08000	0.13500	0.07500	0.00683	0.00126		0.00104	0.00082	0.00258	0.00270	0.00514	0.00302	0.02000	0.01430
iso-C₄H₁₀	0.09500	0.12980	0.05000	0.01311	0.00457	0.00104		0.00001	0.00035	0.00039	0.00157	0.00052	0.00000	0.00035
n-C₄H₁₀	0.09000	0.12980	0.06000	0.01230	0.00410	0.00082	0.00001		0.00050	0.00055	0.00187	0.00070	0.00001	0.00050
iso-C₅H₁₂	0.09500	0.12500	0.06000	0.01763	0.00741	0.00258	0.00035	0.00050		0.00000	0.00044	0.00002	0.00040	0.00000
n-C₅H₁₂	0.10000	0.12500	0.06500	0.01793	0.00761	0.00270	0.00039	0.00055	0.00000		0.00039	0.00110	0.01600	0.00130
n-C₆H₁₄	0.14900	0.12500	0.06000	0.02347	0.01141	0.00514	0.00157	0.00187	0.00044	0.00039		-0.00230	0.00700	-0.00300
CH₃C₅H₉	0.10000	0.10100	0.04500	0.01872	0.00814	0.00302	0.00052	0.00070	0.00002	0.00110	-0.00230		0.00058	0.00002
C₆H₆	0.15970	0.08060	0.00900	0.04000	0.02000	0.02000	0.00000	0.00001	0.00040	0.01600	0.00700	0.00058		0.00040
C₆H₁₂	0.10000	0.09010	0.04500	0.03920	0.02610	0.01430	0.00035	0.00050	0.00000	0.00130	-0.00300	0.00002	0.00040	

Tabla 3.5 Parámetros de interacción binarios (k_{ij}) para los componentes puros con la ecuación de Soave-Redlich-Kwong.

	N₂	H₂S	CO₂	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	iso-C₄H₁₀	n-C₄H₁₀	i-C₅H₁₂	n-C₅H₁₂	n-C₆H₁₄	CH₃C₅H₉	C₆H₆	C₆H₁₂
N₂		0.11500	-0.01710	0.09560	0.14010	0.13680	0.13680	0.14120	0.12970	0.13470	0.14200	0.10890	0.08050	0.10710
H₂S	0.11500		0.15880	0.08880	0.08620	0.09250	0.05600	0.06260	0.06500	0.07090	0.05700	0.04500	0.04500	0.04500
CO₂	-0.01710	0.15880		0.03120	0.03190	0.08860	0.13150	0.05970	0.09300	0.09360	0.16500	0.10000	0.10000	0.10000
CH₄	0.09560	0.08880	0.03120		0.00224	0.00683	0.01311	0.01230	0.01763	0.01793	0.02347	0.01281	0.01281	0.03110
C₂H₆	0.14010	0.08620	0.03190	0.00224		0.00126	0.00457	0.00410	0.00741	0.00761	0.01141	0.00439	0.02800	0.01830
C₃H₈	0.13680	0.09250	0.08860	0.00683	0.00126		0.00104	0.00082	0.00258	0.00270	0.00514	0.00096	0.02000	0.01020
iso-C₄H₁₀	0.13680	0.05600	0.13150	0.01311	0.00457	0.00104		0.00001	0.00035	0.00039	0.00157	0.00000	0.00000	0.00035
n-C₄H₁₀	0.14120	0.06260	0.05970	0.01230	0.00410	0.00082	0.00001		0.00050	0.00055	0.00187	0.00001	0.00001	0.00050
iso-C₅H₁₂	0.12970	0.06500	0.09300	0.01763	0.00741	0.00258	0.00035	0.00050		0.00000	0.00044	0.00040	0.00040	0.00000
n-C₅H₁₂	0.13470	0.07090	0.09360	0.01793	0.00761	0.00270	0.00039	0.00055	0.00000		0.00039	0.00045	0.02100	0.00170
n-C₆H₁₄	0.14200	0.05700	0.16500	0.02347	0.01141	0.00514	0.00157	0.00187	0.00044	0.00039		0.00167	0.01100	-0.00110
CH₃C₅H₉	0.10890	0.04500	0.10000	0.01281	0.00439	0.00096	0.00000	0.00001	0.00040	0.00045	0.00167		0.00000	0.00040
C₆H₆	0.08050	0.04500	0.10000	0.01281	0.02800	0.02000	0.00000	0.00001	0.00040	0.02100	0.01100	0.00000		0.00040
C₆H₁₂	0.10710	0.04500	0.10000	0.03110	0.01830	0.01020	0.00035	0.00050	0.00000	0.00170	-0.00110	0.00040	0.00040	

Equilibrio de fases

El equilibrio entre fases se calcula con una EOS al satisfacer la condición de igualdad de potencial químico, para un sistema de dos fases líquido-vapor en equilibrio, el potencial químico de una especie en la mezcla en la fase líquida $\hat{\mu}_i^L$ debe ser igual al potencial químico de la misma especie de la mezcla en la fase vapor $\hat{\mu}_i^v$, es decir:

$$\hat{\mu}_i^L = \hat{\mu}_i^v \quad (3.13)$$

El potencial químico en términos de fugacidad (f) se define como:

$$\hat{\mu}_i = \mu_i^0 + RT \ln \left(\frac{\hat{f}_i}{P_0} \right) \quad (3.14)$$

El término μ_i^0 es el potencial químico del componente i como gas ideal a la temperatura del sistema y a la presión de referencia P_0 . Al sustituir la ecuación 3.14 en la condición de equilibrio (ecuación 3.13) se obtiene una forma alternativa de la condición de equilibrio de los potenciales químicos:

$$\hat{f}_i^L = \hat{f}_i^v \quad (3.15)$$

Las fugacidades^[4] del componente i en una mezcla líquido vapor se calculan de la siguiente manera:

$$\ln \hat{\phi}_i^v = \ln \frac{\hat{f}_i^v}{y_i P} = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left(\left(\frac{\partial P}{\partial n_i} \right)_{T,v,n_{j \neq i}} - \frac{RT}{v} \right) dV - \ln Z_i^v \quad (3.16)$$

$$\ln \hat{\phi}_i^L = \ln \frac{\hat{f}_i^L}{x_i P} = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left(\left(\frac{\partial P}{\partial n_i} \right)_{T,v,n_{j \neq i}} - \frac{RT}{v} \right) dV - \ln Z_i^L \quad (3.17)$$

Donde $\hat{\phi}_i^v$ y $\hat{\phi}_i^L$ son los coeficientes de fugacidad del componente i en la mezcla para el vapor y líquido respectivamente.

3.1.1 Ecuación de Soave-Redlich-Kwong^[25, 19]

La estructura de la EOS se basa en la forma original propuesta por Redlich-Kwong^[25]:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 + bv} \quad (3.18)$$

En términos del factor de compresibilidad:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (3.19)$$

Donde los términos A y B están definidos de las ecuaciones 3.4 y 3.5 respectivamente.

Soave propuso^[19] una modificación a la ecuación de Redlich-Kwong para calcular las constantes, que están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$a = 0.42747 \frac{RT_c}{P_c} \alpha(T) \quad (3.20)$$

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (3.21)$$

El término $\alpha(T)$ que Soave propuso es:

$$\alpha(T) = [1 + m(1 - T_r^{1/2})] \quad (3.22)$$

$$m = 0.480 + 1.574 \omega - 0.176 \omega^2 \quad (3.23)$$

Donde T_r es la temperatura reducida y ω es el factor acéntrico.

Para mezclas se utilizan las ecuaciones 3.9 y 3.10. El coeficiente de actividad para mezclas está dado por:

$$\begin{aligned} \ln \hat{\phi}_i = \ln \frac{f_i}{x_i P} = & \frac{B_i}{b_M} (Z - 1) - \ln(Z - B) \\ & + \frac{a_M}{b_M} \left(\frac{B_i}{b_M} - \frac{2}{a_M} \sum_{j=1}^N x_j a_i a_j \right) \ln \left(1 + \frac{B_i}{Z} \right) \end{aligned} \quad (3.24)$$

Donde B_i se calcula con la ecuación 3.5, a_M y b_M se calculan con las ecuaciones 3.9 y 3.10 respectivamente.

3.1.2 Ecuación de Peng-Robinson ^[20, 26]

La ecuación de Peng-Robinson está dada por:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 + 2bv - b^2} \quad (3.25)$$

En términos del factor de compresibilidad:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (3.26)$$

Las constantes de la ecuación se definen como:

$$a = 0.45724 \frac{(R T_c)^2}{P_c} \alpha(T) \quad (3.27)$$

$$\alpha(T) = [1 + m(1 - T_r^{1/2})]^2 \quad (3.28)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226 \omega - 0.26992 \omega^2 \quad (3.29)$$

Cuando $\omega > 0.49$ se utiliza la siguiente correlación para componentes pesados propuesta por Peng-Robinson ^[26]:

$$m = 0.379642 + 1.48503 \omega - 0.164423 \omega^2 - 1.016666 \omega^3 \quad (3.30)$$

El término b está dado por la siguiente ecuación:

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (3.31)$$

Para mezclas se utilizan las ecuaciones 3.9 y 3.10. El coeficiente de actividad para mezclas está dado por la ecuación 3.32.

$$\ln \hat{\phi}_i = \ln \frac{\hat{f}_i}{x_i P} = \frac{B_i}{b_M} (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{a_M}{2\sqrt{2} b_M} \left(\frac{B_i}{b_M} - \frac{2}{a_M} \sum_{j=1}^N x_j a_i a_j \right) \ln \left(\frac{Z + (1 + \sqrt{2})B_i}{Z - (1 - \sqrt{2})B_i} \right) \quad (3.32)$$

Donde B_i se calcula con la ecuación 3.5, a_M y b_M se calculan con las ecuaciones 3.9 y 3.10 respectivamente.

3.2 Densidad de líquidos

Aunque es posible calcular los volúmenes molares de los líquidos por medio de ecuaciones cúbicas de estado, con frecuencia los resultados no son exactos. En este trabajo para predecir el comportamiento de la fase líquida se utilizó: el modelo de COSTALD para líquidos saturados y la corrección de Chueh-Prausnitz para líquido subenfriados.

3.2.1 COSTALD (Corresponding States Liquid Density) ^[27]

Los volúmenes de líquido saturado son obtenidos mediante una ecuación de estados correspondientes, desarrollada por Hawkinson y Thomson, que relaciona el volumen de líquido de un componente puro con su temperatura reducida y un parámetro llamado volumen característico (v^*).

El modelo es el siguiente:

$$\frac{v_s}{v^*} = v_R^{(0)} (1 - \omega v_R^{(\delta)}) \quad (3.33)$$

Donde:

$$v_R^{(0)} = 1 - 1.52816 (1 - T_r)^{1/3} + 1.43907 (1 - T_r)^{2/3} - 0.81446 (1 - T_r) + 0.190454 (1 - T_r)^{4/3} \quad (3.34)$$

Para $0.25 < T_r < 0.95$

$$v_R^{(\delta)} = \frac{-0.296123 + 0.386914 T_r - 0.0427258 T_r^2 - 0.0480645 T_r^3}{T_r - 1.00001} \quad (3.35)$$

Para $0.25 < T_r < 1.0$

El volumen característico puede obtenerse con la siguiente correlación:

$$v^* = \frac{RT_c}{P_c} (a + b \omega + c \omega^2) \quad (3.36)$$

Las constantes a, b, c dependen del tipo de fluido. Los parámetros para los componentes puros son tomadas de las tablas originales publicadas por Hawkinson y Thomson [27] y del API data book [28]. Los parámetros para los componentes hipotéticos están basados en la gravedad API y la ecuación generalizada de Lu [24], en la Tabla 3.6 se presentan los parámetros generalizados para compuestos con diferente naturaleza química.

Tabla 3.6 Parámetros generalizados para COSTALD.

Parámetro	Hidrocarburos	Parafinas	Olefinas	Aromáticos	Cicloparafinas
<i>a</i>	0.2851686	0.2905331	0.3070619	0.2717636	0.6564296
<i>b</i>	-0.0637911	-0.08057958	-0.2368581	-0.5759377	-3.391715
<i>c</i>	0.01379173	0.02276965	0.2834693	0.05527757	7.442388

Para sistemas multicomponentes se utilizan las siguientes reglas de mezclado:

- Volumen característico de la mezcla:

$$v_M^* = \frac{1}{4} \left[\sum_{i=1}^{NC} x_i v_i^* + 3 \left(\sum_{i=1}^{NC} x_i v_i^{*2/3} \right) \left(\sum_{i=1}^{NC} x_i v_i^{*1/3} \right) \right] \quad (3.37)$$

- La temperatura crítica de la mezcla:

$$T_{cM} = \sum_{i=1}^{NC} \sum_{j=1}^{NC} x_i x_j v_{ij}^* T_{c_{ij}} / v_M^* \quad (3.38)$$

Donde:

$$v_{ij}^* T_{c_{ij}} = (v_i^* T_{c_i} v_j^* T_{c_j})^{1/2} \quad (3.39)$$

- El factor acéntrico de la mezcla.

$$\omega_M = \sum_{i=1}^{NC} x_i \omega_i \quad (3.40)$$

3.2.2 Corrección de Presión de Chueh-Prausnitz ^[29]

Aunque el modelo de COSTALD fue desarrollado para líquidos saturados, puede ser aplicado a líquidos subenfriados usando el factor de corrección para líquidos comprimidos

$$\left(\frac{1}{v}\right)^n = \left(\frac{1}{v_s}\right)^n [1 + n \beta_s (P - P_s)] \quad (3.41)$$

Donde n es una contante, Chueh y Prausnitz sugieren un valor n=9.

La compresibilidad en la saturación (β_s) es calculada con la siguiente ecuación:

$$\frac{R \beta_s T_c}{v_c} = (1 - 0.89 \omega^{1/2}) [\exp(6.9547 - 76.2853 T_r + 191.306 T_r^2 - 203.5472 T_r^3 + 82.7631 T_r^4)] \quad (3.42)$$

Para $0.4 \leq T_r \leq 0.98$

Capítulo 4. Metodología

Se trabajaron 12 muestras de fluido de yacimiento (3 del tipo gas y condensado, 3 de aceite volátil y 6 de aceite negro), en la Tabla 5.1 del Capítulo 5 se presentan estos fluidos de forma más detallada.

Primeramente se caracterizó la fracción pesada C_{7+} , con la función de densidad de probabilidad gamma de 3 parámetros, se utilizó el método de los intervalos para dividir el área debajo de la curva de probabilidad. Los parámetros para la función de densidad de probabilidad se determinaron de la siguiente manera:

4.1 Determinación del parámetro de caracterización α

4.1.1 Con datos TBP

La destilación TBP provee datos de composición másica y molar, densidad relativa, masa molecular y el punto de ebullición de cada corte o fracción de la destilación realizada al fluido de yacimiento. La norma ASTM D-2892^[30] especifica el procedimiento general para la destilación TBP. Los cortes son divididos por el número de átomos de carbonos de los componentes (SCN, Single Carbon Number).

Cuando se cuenta con datos TBP, el parámetro de caracterización α debe determinarse minimizando el error de la ecuación 4.1:

$$Error = \min \sum_{i=C_7}^{C_{N+}} \left(\frac{|z_{exp_i} - z_{calc_i}|}{z_{exp_i}} \right) \quad (4.1)$$

Donde z_{exp_i} es la fracción molar experimental del corte i y z_{calc_i} es la fracción molar calculada para el corte i .

Para determinar z_{calc_i} se utiliza la función gamma de tres parámetros (ecuación 1.1) donde los parámetros se asignan de la siguiente manera:

- **Número de componentes (N)**, es definido por el número de cortes (a partir del corte de C7) que estén reportados en el análisis PVT. Se debe disponer de por lo menos 10 cortes arriba de la fracción pesada (C₇₊) para una buena estimación^[4].
- **Incremento en el peso molecular (ΔM)**, se obtienen como el promedio de las diferencias de las masas moleculares entre los SCN, exceptuando la diferencia que se obtenga con respecto al último corte (C_N), generalmente tiene un valor 13, se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\Delta M = \sum_{i=C7}^{C_{N-1}} \frac{SCN_{i+1} - SCN_i}{N} \quad (4.1)$$

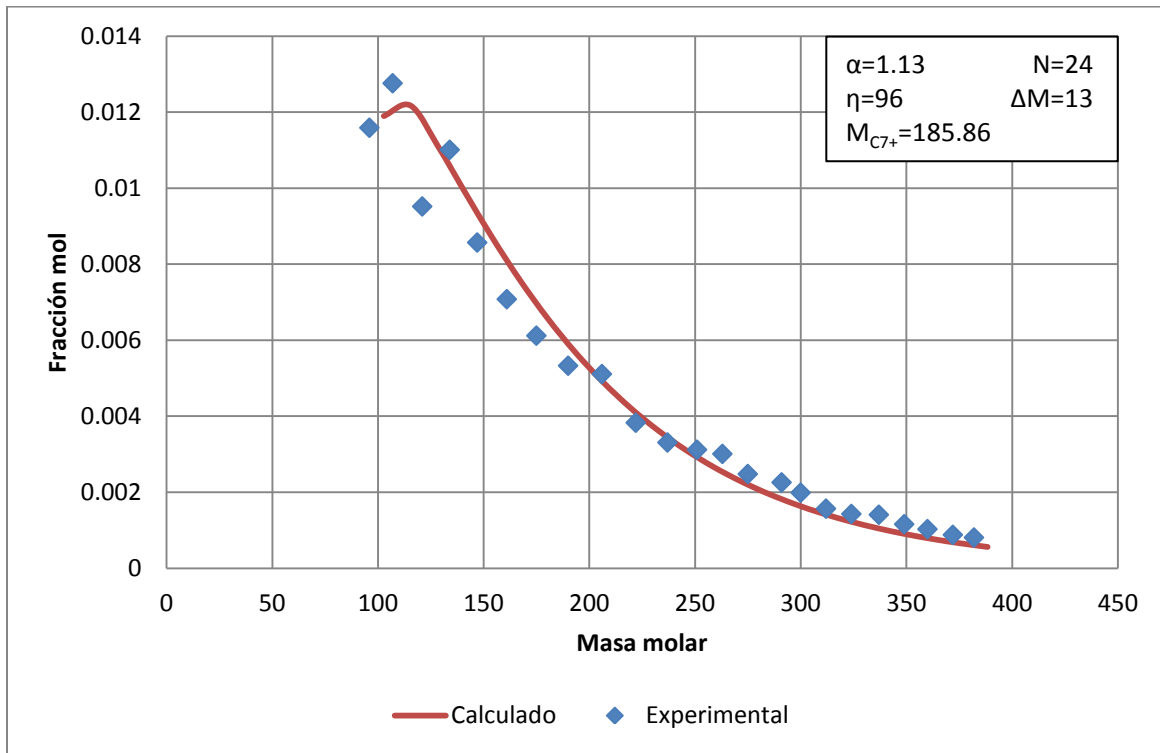
- **Masa molecular mínima en la fracción pesada (η)**, se obtiene del análisis PVT, es la masa molecular del corte donde empieza la fracción pesada C₇₊ (masa molar del corte C7).
- **Masa molecular promedio de la fracción pesada (M_{C7+})**, está reportada en el informe PVT, de lo contrario, puede calcularse con la ecuación 1.17 a partir de la composición y masa molar de los cortes que conforman la fracción pesada.
- **Forma de la distribución (α)**, el parámetro alfa es determinado de tal manera que se cumpla la ecuación 4.1, el valor inicial recomendado es α=1.

En la Gráfica 4.1 se presenta la comparación entre los datos calculados y reportados arriba del SCN7 para un fluido de yacimiento (Fluido K).

4.1.2 Sin datos TBP

Cuando no se contaba con datos de composición para cortes arriba del SCN C7, se utilizaron los valores recomendados^[4] de η=90 y α=1.0, sin embargo, para

algunos fluidos cuando se utilizaron estos valores recomendados, se encontró que la presión de saturación calculada tenía errores significativos (mayores al 10%) respecto a la experimental, en estos casos se modificó el valor del parámetro de caracterización α de tal manera que disminuyera el error.



Gráfica 4.1 Comparación de los datos experimentales y calculados para el Fluido K.

4.2 Número de pseudocomponentes

Al encontrar el parámetro de caracterización α por el método visto en la sección anterior. Se decidió dividir la fracción pesada C_{7+} en 5 fracciones o pseudocomponentes, la justificación se encuentra más adelante en el capítulo 5.

4.3 Incremento de masas molares

El incremento de las masas molares para ir evaluando la función de densidad de probabilidad se determinó con la ecuación 4.2.

$$\Delta M = \frac{Mb_{ultimo} - \eta}{N} \quad (4.2)$$

Donde:

N Es el número de componentes en que se dividió la fracción pesada (5 pseudocomponentes).

η Es el peso molecular mínimo que se encuentra en la fracción pesada C_{7+} .

Mb_{ultimo} Es la masa molar donde la función de probabilidad (ecuación 1.1) tiene un valor de 10^{-4} , es decir:

$$p(Mb_{ultimo}) = 10^{-4} \quad (4.3)$$

4.4 Parámetros M_{C7+} y η

El parámetro de la masa molecular promedio para la fracción pesada (M_{C7+}) se encuentra generalmente reportado en los análisis PVT, de lo contrario puede calcularse a partir de las fracciones mol y masas moleculares de los cortes que conforman la fracción pesada (a partir del C7 hasta el corte CN+), usando la ecuación 1.17. El parámetro η , peso molecular mínimo en la fracción pesada, está dado por la masa molecular del SCN C7, y generalmente se encuentra reportado en el análisis PVT, si no se cuenta con este dato, el valor recomendado es $\eta=90$.

4.5 Propiedades de inspección y críticas

Al usar la función de densidad gamma de tres parámetros se obtienen las masas moleculares y fracciones mol para cada pseudocomponente en que se dividió la fracción pesada. Estas propiedades son usadas para calcular las propiedades de inspección (gravedad relativa y temperatura normal de ebullición) de estas fracciones; y las propiedades anteriores se utilizan para calcular las propiedades críticas y el factor acéntrico de las mismas.

Para el cálculo de las propiedades de inspección y críticas se utilizaron las siguientes correlaciones:

Tabla 4.1 Correlaciones empleadas para los fluidos de yacimiento.

Propiedad	Correlación
Gravedad específica (Cf)	Soreide ^[9]
Temperatura normal de ebullición (Tb)	Soreide ^[9]
Temperatura crítica (Tc)	Kesler-Lee ^[12]
Presión crítica (Pc)	Kesler-Lee ^[12]
Volumen crítico (Vc)	Riazi-Daubert ^[13]
Factor acéntrico (ω)	Kesler-Lee ^[14, 12]

En la Tabla 4.2 se presentan las propiedades que se obtuvieron para el Fluido K (aceite volátil). En el Anexo I de este trabajo se presentan todas las propiedades que fueron calculadas para los pseudocomponentes de los diferentes fluidos estudiados.

Tabla 4.2 Propiedades de los pseudocomponentes del Fluido K.

Nombre	Frac. Mol	Masa molar	Tb [°F]	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.0631	132.50	324.44	48.09	656.95	378.10	8.340	0.4261
Fracción 2	0.0277	211.66	523.93	52.31	846.15	261.51	12.807	0.6606
Fracción 3	0.0107	292.67	673.79	55.44	976.54	198.42	16.834	0.8644
Fracción 4	0.0040	373.82	789.82	57.93	1073.73	160.98	20.294	1.0306
Fracción 5	0.0024	502.35	928.50	61.09	1187.74	126.41	24.748	1.2111

4.6 Simulación del experimento DLE

Después de haber obtenidos las propiedades para los pseudocomponentes de la fracción pesada, se usó el simulador de procesos HYSYS V7.3. Los pseudocomponentes fueron creados como componentes hipotéticos, en la sección 1 del Anexo III se muestra el procedimiento.

La figura 4.1 muestra la representación de como se simuló el experimento DLE en HYSYS.

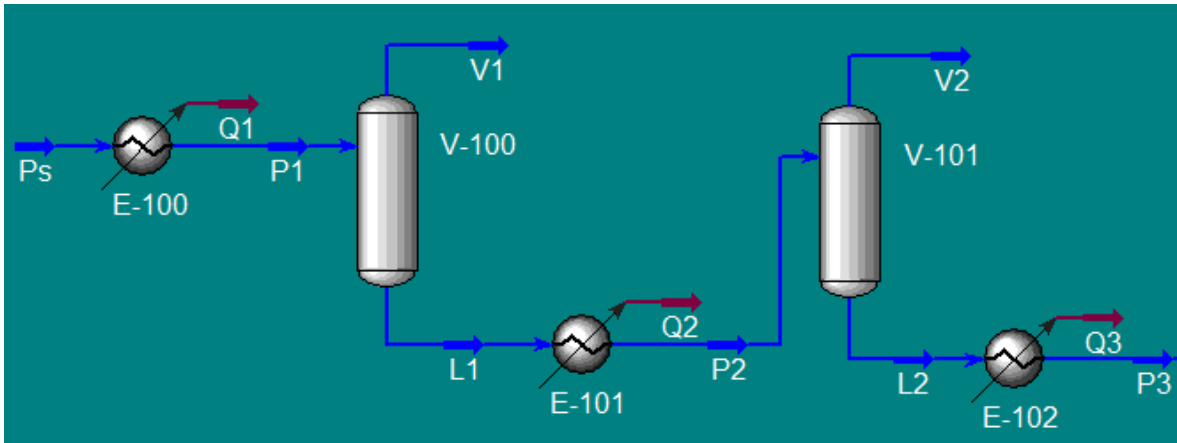


Figura 4.1. Representación del experimento DLE en HYSYS V7.4.

En la corriente Ps se definió la composición del fluido de yacimiento, un flujo molar base de 100 lbmol/h, la temperatura del yacimiento, y un valor para la fracción de vaporización igual a cero. La corriente entra a un cambiador calor donde se disminuye la presión a la de la primera etapa de expansión manteniendo la temperatura constante. Después la corriente P1 (que es una mezcla de dos fases) entra a un tanque Flash donde es separado el gas (corriente V1) del aceite (corriente L1).

El aceite remanente pasa a un nuevo cambiador de calor donde se disminuye la presión a la siguiente etapa, donde se repite el mismo procedimiento.

El proceso se repite el número de etapas que estén reportadas en el análisis PVT, en el Anexo III sección 2 se describe este procedimiento de manera más detallada.

El simulador proporciona las propiedades de cada corriente creada, estas se copiaron a una hoja de Excel, se realizó la gráfica de los datos y se compararon con los experimentales.

4.7 Simulación del experimento CVD

En la Figura 4.2 se muestra la representación del experimento CVD hecha en HYSYS V7.3.

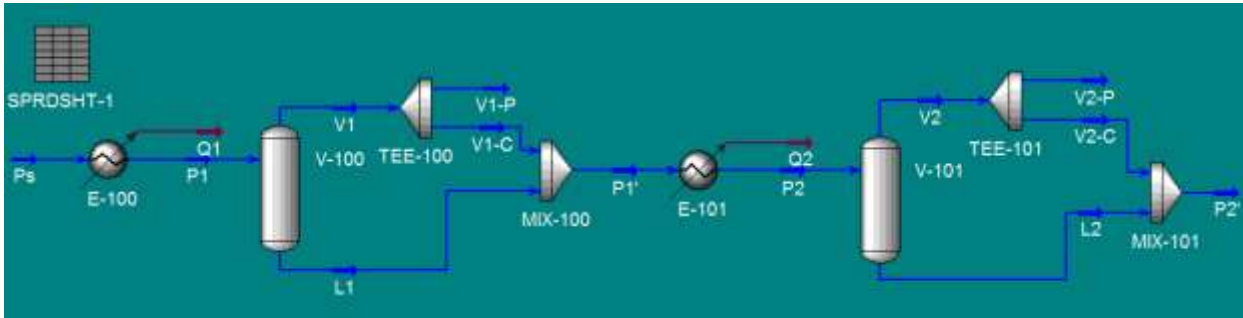


Figura 4.2 Representación del experimento CVD en HYSYS

En la corriente Ps se definió la composición del fluido, la temperatura del yacimiento, un flujo molar base de 100 lbmol/h y la fracción de vaporización igual a uno para gas y condensado y cero para un aceite. Después esta corriente entra a un cambiador de calor, donde se disminuye la presión a la primera etapa de expansión manteniendo la temperatura constante, la corriente de salida P1 entra a un tanque Flash donde se separa el vapor (V1) y el líquido (L1). La corriente V1 pasa por un divisor en el cual se divide en la corriente V1-P (vapor producido en la primera etapa) y en la corriente V1-C (vapor en la celda).

La corriente V1-P es la cantidad de vapor que se tiene que retirar del sistema para que el volumen de la primera etapa sea igual al volumen a condiciones de saturación; mientras que, la corriente V1-C es la cantidad de vapor necesaria para que al mezclar con la corriente de líquido de la primera etapa (corriente L1), se obtenga una mezcla de dos fases con un volumen igual que en la saturación.

El flujo másico de vapor que tiene que ser retirado (corriente V1-P) es calculado con la herramienta del simulador llamada Spreadsheet.

Después se mezclan las corrientes V1-C y L1, la corriente resultante P1' (que tiene el mismo flujo volumétrico que la corriente Ps) entra a un cambiador de calor

donde se disminuye la presión a la segunda etapa de expansión manteniendo la temperatura constante, el procedimiento anterior se repite.

Este proceso se realiza tantas veces como las que están reportadas en el análisis PVT. En el Anexo III en la sección 3 se hace una descripción más detallada de este experimento.

Los datos de las propiedades de las corrientes hechas se visualizaron en el workbook, después se copiaron en una hoja de Excel donde se realizó la gráfica de los mismos comparándolos con los resultados experimentales.

Capítulo 5. Análisis y resultados

En este trabajo se utilizaron 12 muestras de fluidos de yacimientos: 6 aceites negros, 3 aceites volátiles y 3 gas y condensado. En la Tabla 5.1 se presentan estos fluidos de yacimiento, la clasificación, la composición reportada en el análisis PVT y los experimentos que estaban reportados en el análisis PVT.

Tabla 5.1 Fluidos de yacimiento

Nombre	Tipo de fluido	Componente más pesado	DLE	CVD
Fluido A	Aceite negro	C7+	✓	
Fluido B	Aceite negro	C20+	✓	
Fluido C	Aceite negro	C20+		✓
Fluido D	Aceite negro	C7+	✓	
Fluido E	Aceite negro	C7+	✓	
Fluido F	Aceite negro	C30+	✓	
Fluido G	Aceite volátil	C30+	✓	✓
Fluido H	Aceite volátil	C12+	✓	
Fluido I	Aceite volátil	C20+	✓	
Fluido J	Gas y condensado	C7+		✓
Fluido K	Gas y condensado	C30+		✓
Fluido L	Gas y condensado	C30+		✓

5.1 Influencia de los parámetros de caracterización.

Antes de comenzar con los experimentos, primero se realizó un estudio de sensibilidad de los diferentes parámetros de la caracterización de la fracción pesada, recordando que se aplica el método de los intervalos para la caracterización. Se tomó como base al Fluido A, la composición del fluido puede verse en el Anexo I, los parámetros base para este fluido se presentan en la Tabla 5.2, estos son los que se asignaron para la caracterización del fluido. El procedimiento que se realizó fue variar uno de estos parámetros manteniendo

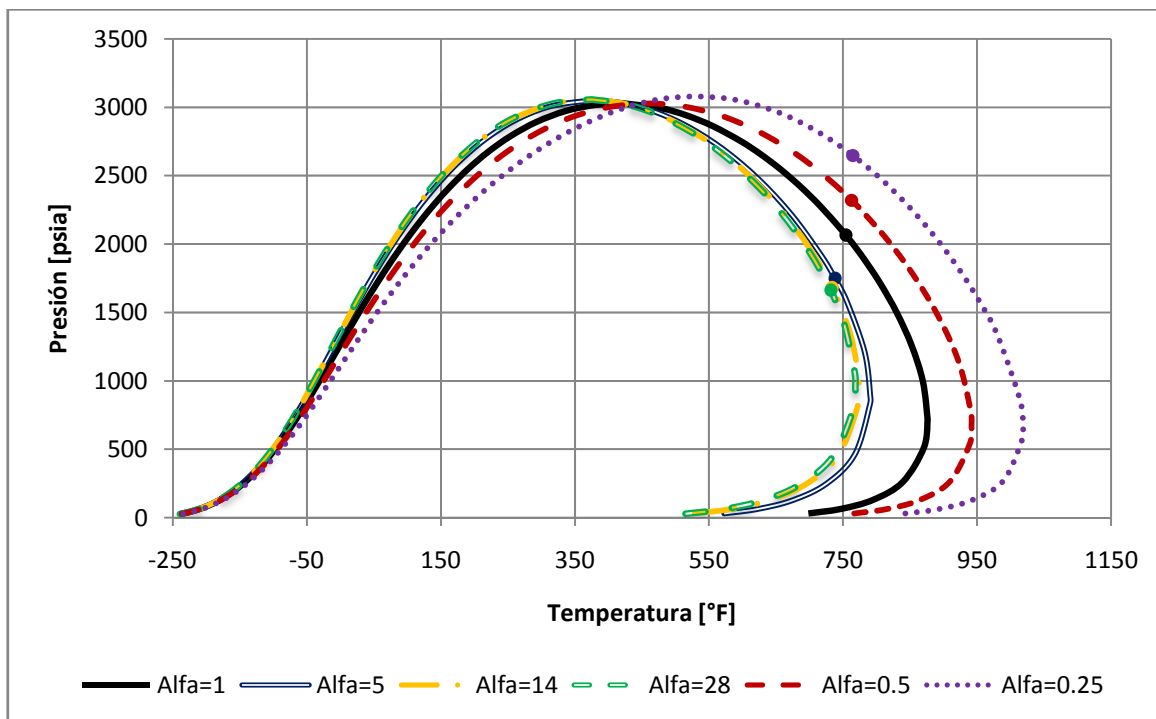
constante los demás, a continuación se muestra los diferentes parámetros que se variaron.

Tabla 5.2 Parámetros base del Fluido A para el estudio.

Parámetros de caracterización de C ₇₊	
$\alpha=1.0$	$\Delta M=14$
$\eta=100.2019$	$z_{C7+}=0.3329$
$M_{C7+}=218$	$\gamma_{C7+}=0.8515$
Fracciones (N)=20	EOS= Peng-Robinson

5.1.1 Parámetro de caracterización α

Se modificó el parámetro de caracterización alfa de la función de distribución probabilidad (ecuación 1.1) para valores de 0.25, 0.5, 1, 5, 14 y 28. Para valores de alfa de 0.25 a 5 se dividió la fracción pesada en 20 pseudocomponentes y para los valores de alfa de 14 y 28 se consideraron 16 y 12 pseudocomponentes, respectivamente. El impacto que tiene este parámetro en el comportamiento de fases se presenta en la Gráfica 5.1.



Gráfica 5.1 Variación del parámetro de caracterización alfa.

Para valores del parámetro alfa mayores a uno, el punto crítico de la mezcla disminuye en presión y temperatura, mientras que la cricondenterma (que es la temperatura máxima en la que coexisten la fase líquida y la fase vapor) de la mezcla disminuye, además de que la envolvente de fases P-T tienen un desplazamiento hacia temperaturas menores; esto se debe a que al aumentar el valor del parámetro alfa los pseudocomponentes que tienen masas moleculares parecidas a la $M_{C_{7+}}$ aumentan su fracción molar e influyen más en el comportamiento de fases de la mezcla.

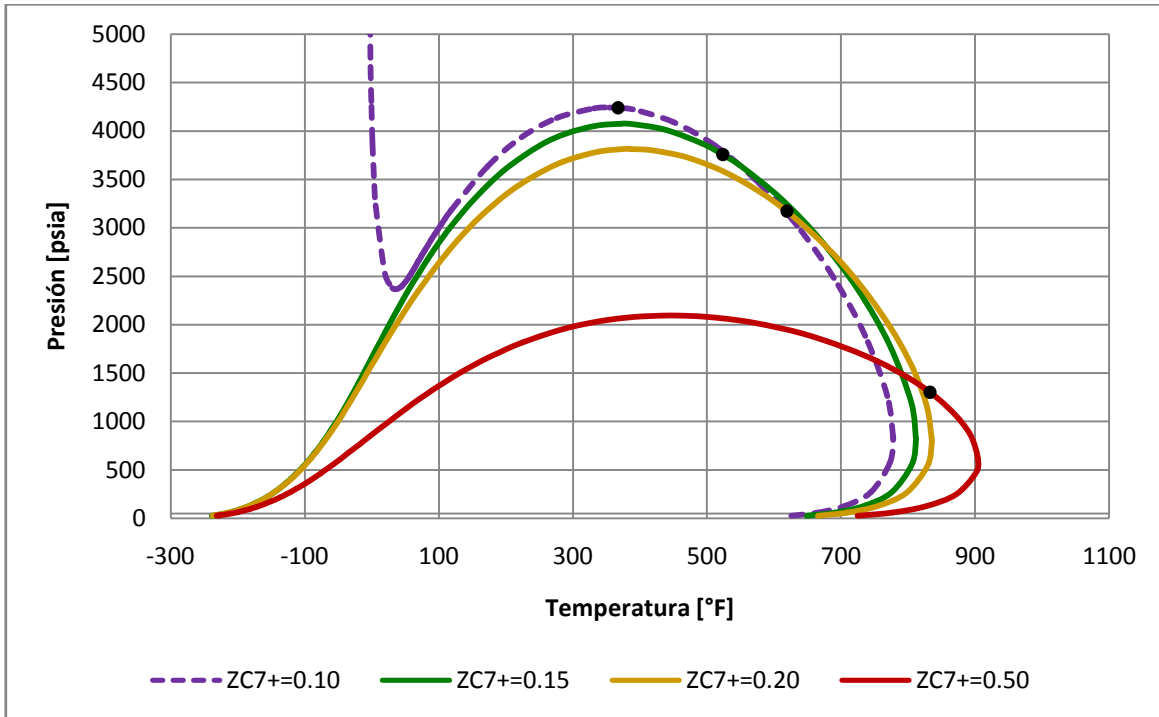
Cuando se disminuye el valor del parámetro alfa menor a uno, el punto crítico de la mezcla aumenta en presión y temperatura, mientras que la cricondenterma de la mezcla aumenta, además de que la envolvente de fases P-T tiene un desplazamiento hacia temperaturas mayores; esto se debe a que al disminuir el valor del parámetro alfa menor a uno, la fracción molar de los pseudocomponentes con masa molecular cercana a η aumenta, entonces influyen más en el comportamiento de fases de la mezcla.

5.1.2 Fracción pesada $z_{C_{7+}}$

Se crearon fluidos hipotéticos variando la fracción molar de la fracción $z_{C_{7+}}$ para ver el efecto en la envolvente de fases, se emplearon valores de 10, 15, 20 y 50 por ciento molar de C_{7+} en la mezcla y se normalizó la composición del resto de los componentes para tener la misma proporción entre ellos.

En la Gráfica 5.2 se presentan los diagramas de fases para los fluidos hipotéticos con 10, 15, 20 y 50 por ciento molar de la fracción C_{7+} . En la Gráfica 5.2 se puede observar que al ir aumentando la fracción molar de $z_{C_{7+}}$ en la mezcla la presión crítica disminuye, mientras que la temperatura crítica aumenta, esto se debe a que al aumentar la fracción de componentes pesados las propiedades (presión y temperatura crítica) de estos influyen más en el comportamiento de fases.

Para el fluido con $z_{C7+}=0.10$ se presenta un equilibrio de tres fases (Líquido-Líquido-Vapor) y se demuestra la capacidad del simulador para predecir este tipo de equilibrios.



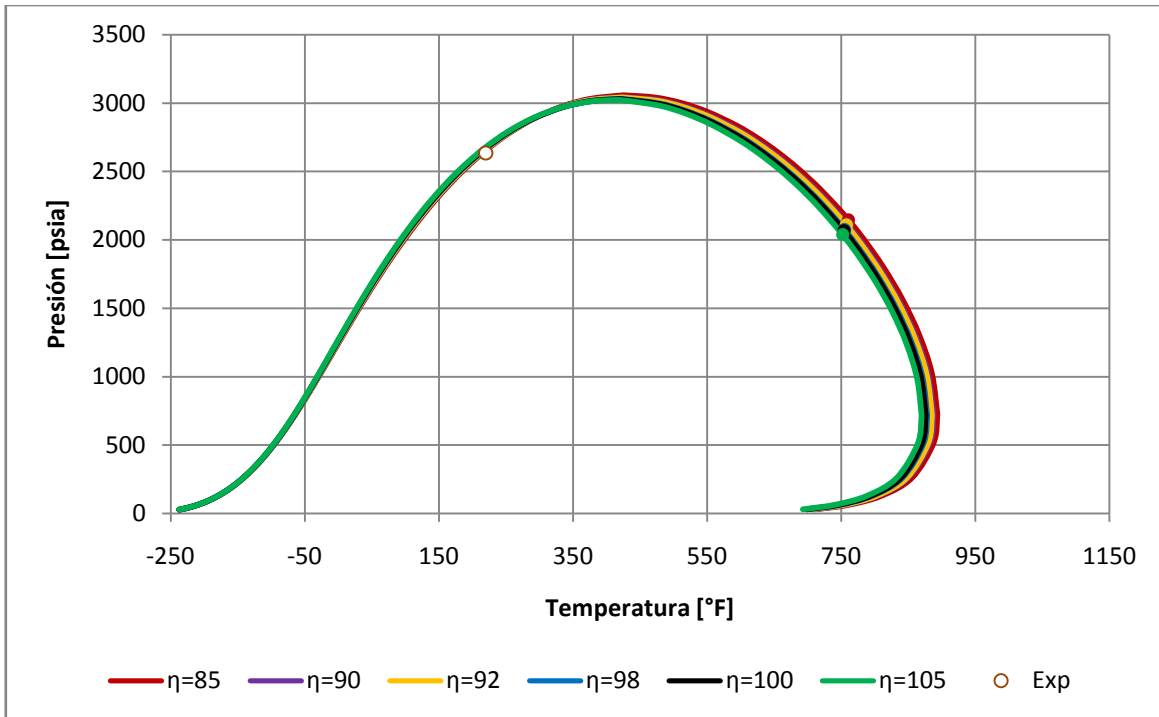
Gráfica 5.2 Variación de la fracción pesada z_{C7+} en la mezcla.

5.1.3 Parámetro de caracterización η

El parámetro η es el peso molecular mínimo encontrado en la fracción pesada, en los ensayos TBP al reportar la composición se hace la agrupación de los componentes pesados por el número de átomos de carbono del compuesto (Single Carbon Number, SCN).

Entonces la masa molar del corte C7 es la mínima que se puede encontrar en la fracción pesada, sin embargo al ser un conjunto de componentes está varía dependiendo de la proporción de los mismos, es por eso que se reporta ^[4] como valor recomendado 90. Se varió el valor del parámetro η para 85, 90, 92, 98, 100 y 105. La influencia en el comportamiento de fases se presenta en la Gráfica 5.3.

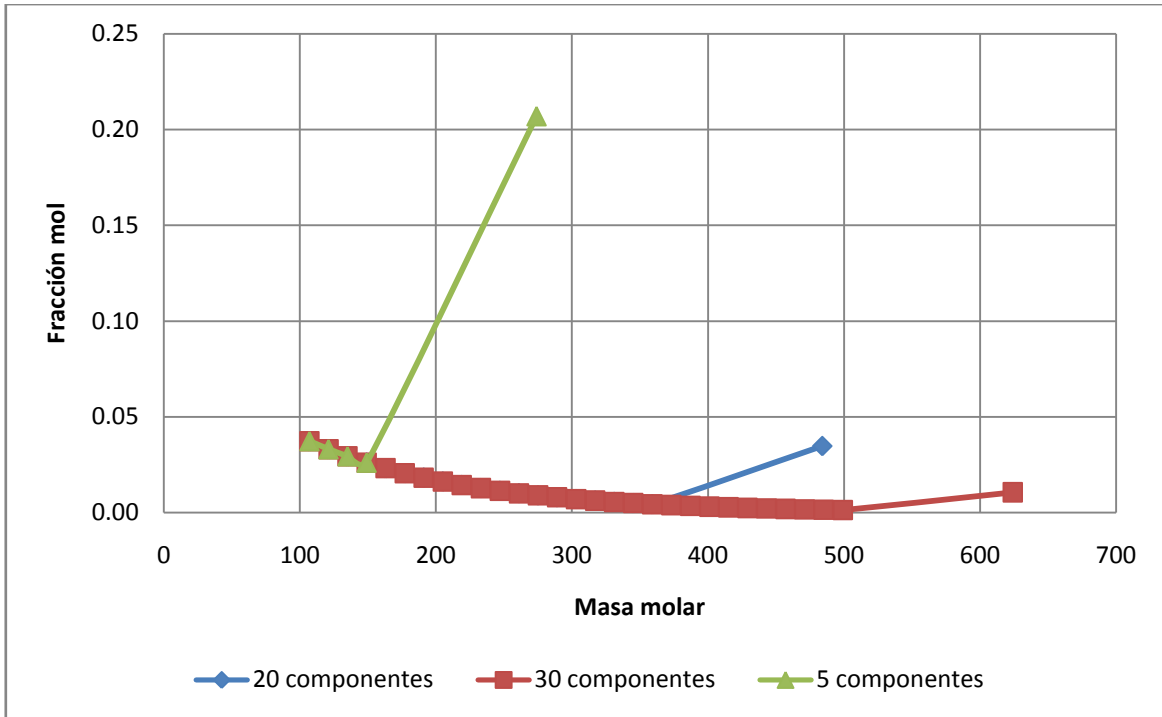
Se puede observar que prácticamente este parámetro no tiene influencia en el comportamiento de fases del fluido.



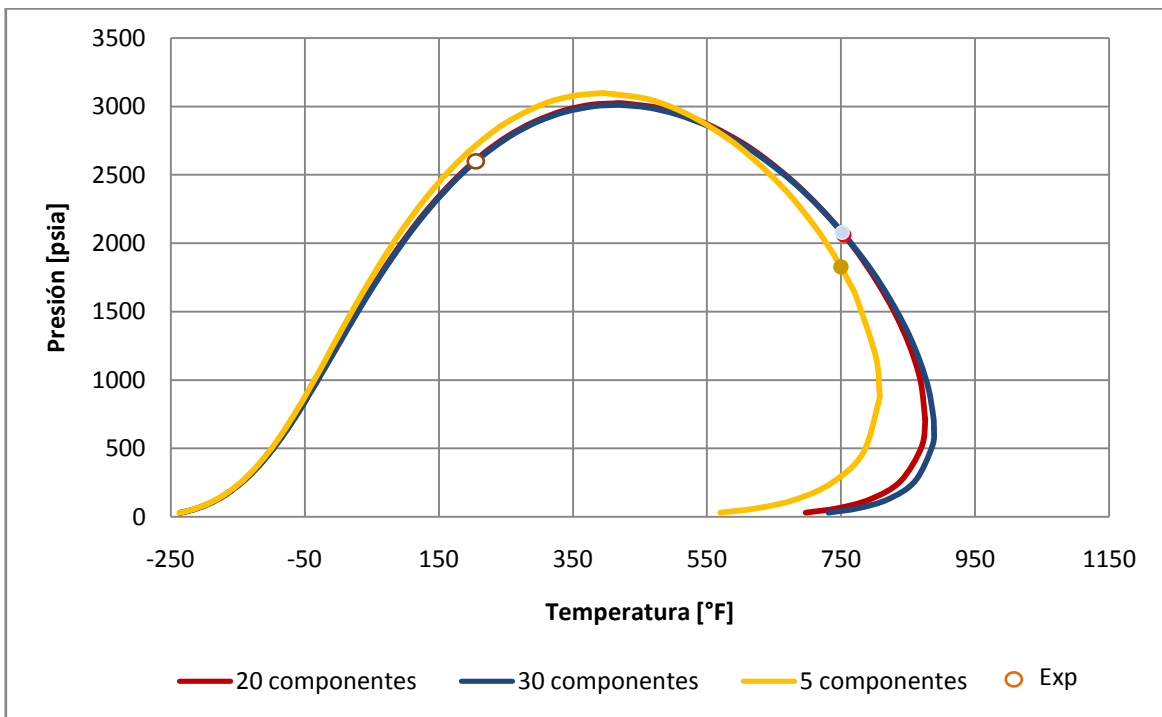
Gráfica 5.3 Variación del parámetro de caracterización η .

5.1.4 Número de pseudocomponentes

Se varió el número de pseudocomponentes en los que se divide la fracción pesada C_{7+} en 5, 20 y 30 pseudocomponentes. En la Gráfica 5.4 se presenta la distribución molar que tienen estos pseudocomponentes, se puede observar que para todos los $N-1$ pseudocomponentes en todos los casos, tienen la misma fracción mol y masa molecular, para el pseudocomponente N su composición y masa molecular varían dependiendo del número de fracciones en que se dividió C_{7+} . Lo anterior se debe a que la última fracción es calculada con las ecuaciones para cumplir el balance de masa (ecuaciones 1.16 y 1.17).



Gráfica 5.4 Distribución de la fracción pesada para diferentes pseudocomponentes.



Gráfica 5.5 Envoltentes de fases P-T con diferente número de componentes.

La influencia de este parámetro en el comportamiento de fases se puede observar en la Gráfica 5.5, en esta gráfica se presenta el punto de presión de burbuja experimental a la temperatura de yacimiento reportado en el análisis PVT. Para 20 y 30 pseudocomponentes se obtiene el mismo diagrama de fases, al comparar estas envolventes con el punto experimental se puede observar que se encuentran más cercanas en comparación al diagrama de fases obtenido con 5 pseudocomponentes.

5.1.5 Determinación del ΔM

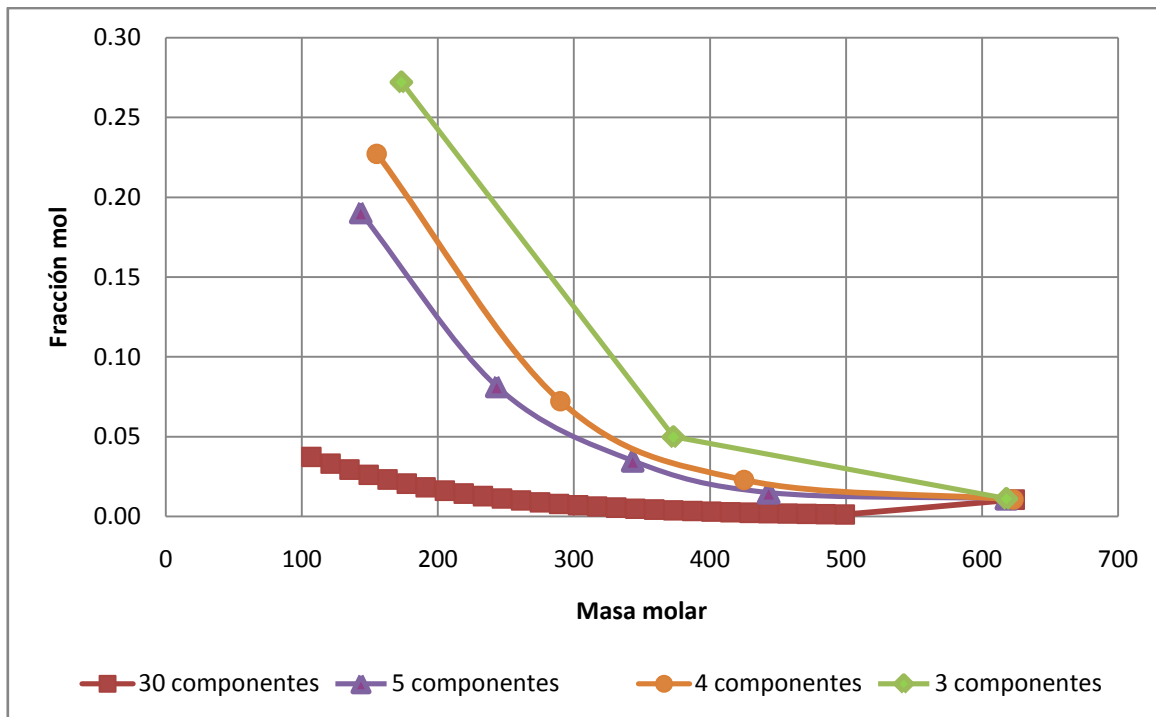
En el punto 5.1.4 se observó que la fracción mol y masa molecular de la última sección en que se dividió la fracción C_{7+} varía dependiendo del número de pseudocomponentes empleados. Para considerar el mismo rango de pesos moleculares, desde η (peso molecular mínimo en C_{7+}) hasta el peso molecular promedio del último pseudocomponente, al dividir a la fracción pesada en 3, 4, 5 y 30 secciones se propone variar el delta de peso molecular entre un pseudocomponente y otro, de tal manera que las secciones estén mejor distribuidas.

Para dividir la fracción pesada se modificó el número de pseudocomponentes y los incrementos de masa moleculares (ΔM), para obtener el valor de este incremento se utilizó la ecuación 4.2, en la Tabla 5.3 se presentan los valores del incremento de peso molecular (ΔM) para los diversos pseudocomponentes en los que se dividió la fracción pesada.

Tabla 5.3 ΔM para los diferentes pseudocomponentes.

Pseudocomponentes	ΔM
30	17.46
5	104.78
4	130.97
3	174.63

En la Gráfica 5.6 se puede observar las curvas de la relación entre la fracción mol y el peso molecular promedio de los diferentes pseudocomponentes en que se dividió la fracción C_{7+} empleando 3, 4, 5 y 30 fracciones, se puede observar que las diferentes curvas tienen similares rangos de pesos moleculares.

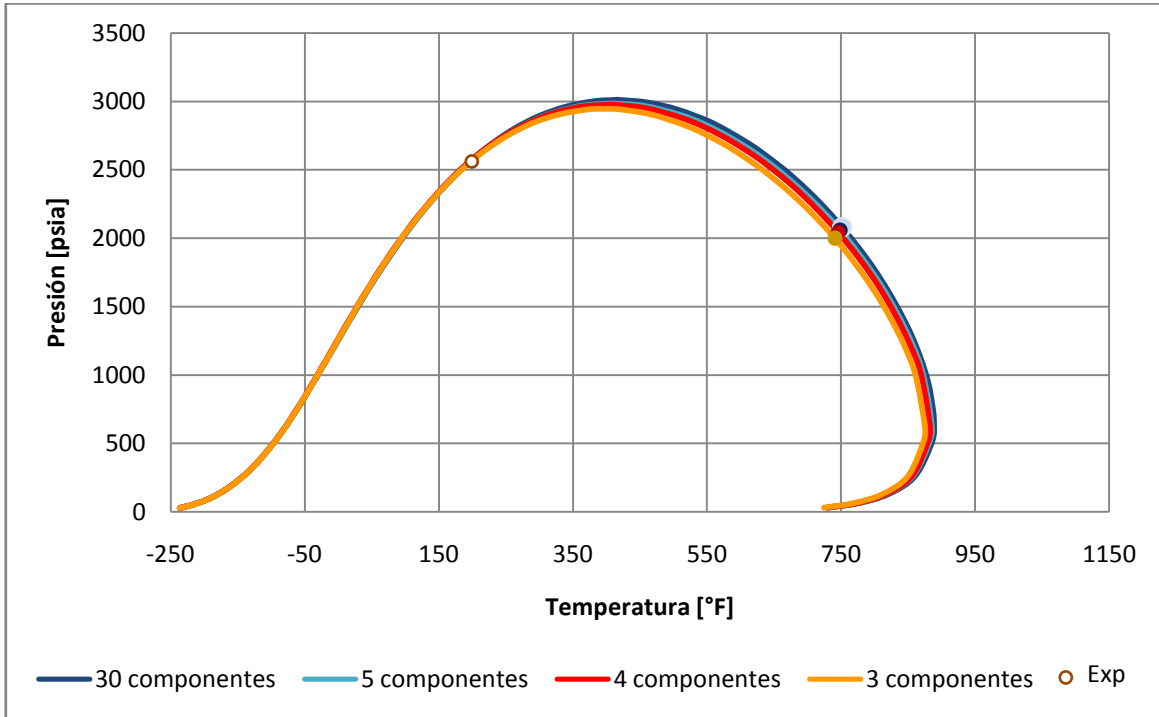


Gráfica 5.6 z_i vs M_i para diferentes pseudocomponentes con la misma distribución.

En la Gráfica 5.7 se presenta diagrama P-T obtenido al dividir la fracción pesada en 30, 5, 4 y 3 pseudocomponentes con delta M de 17.46, 104.78, 130.97 y 174.63, respectivamente. Se puede observar que el comportamiento de fases en la envolvente P-T es igual para todos los casos, a diferencia de la Gráfica 5.5 donde sólo se varió el número de pseudocomponentes sin modificar el valor de los incrementos de masas moleculares de los pseudocomponentes.

En la Gráfica 5.7 se observa que se puede tener el mismo comportamiento de fases al dividir la fracción C_{7+} en diversos números de pseudocomponentes siempre y cuando se abarque el mismo rango de pesos moleculares desde η hasta el peso molecular promedio del último pseudocomponente.

Se decidió dividir la fracción C_{7+} en 5 pseudocomponentes debido a que el tiempo de cómputo aumenta cuando se trabaja con muchos pseudocomponentes.

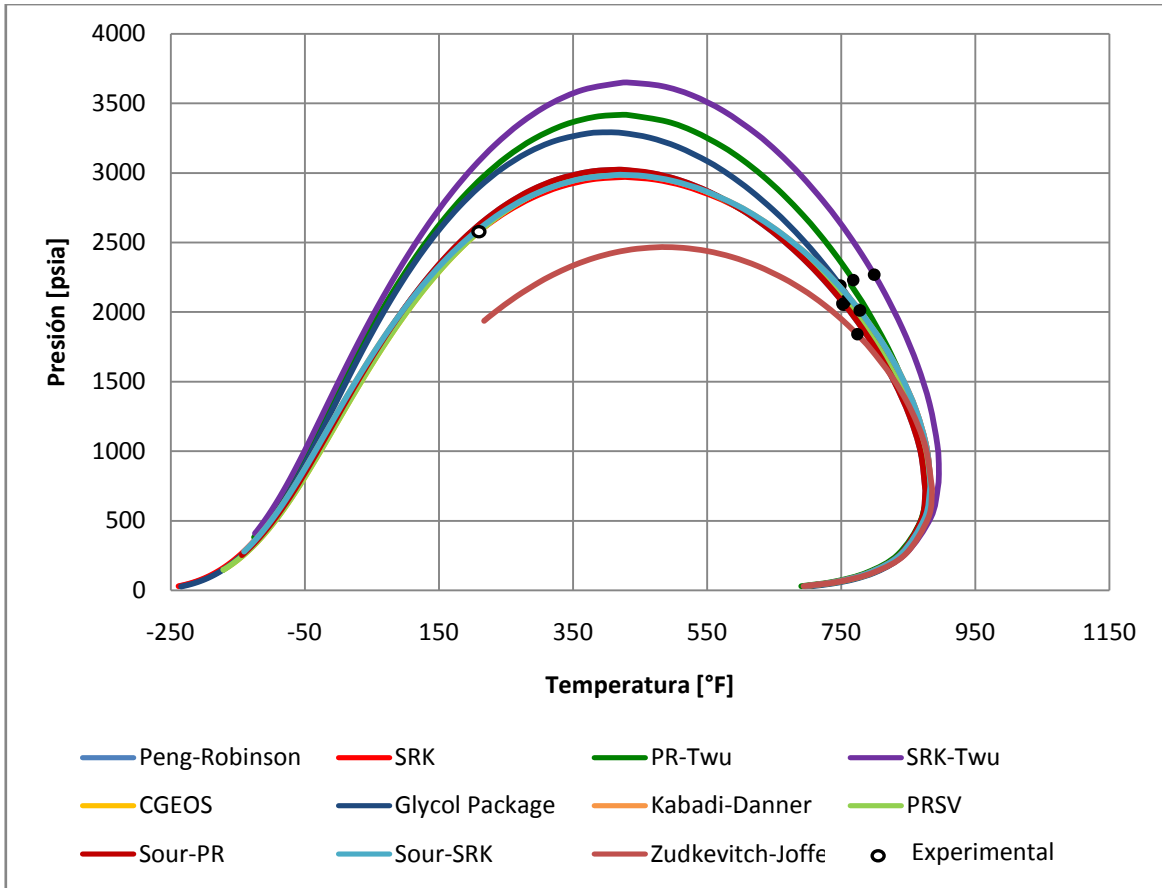


Gráfica 5.7 Diagrama P-T para diferentes pseudocomponentes con misma distribución.

5.1.6 Ecuación de estado (EOS)

Se modificó la ecuación de estado con la cual se obtenían las propiedades del fluido de yacimiento, se utilizaron las siguientes ecuaciones de estado que son con las que cuenta el simulador: Peng-Robinson^[20, 26], SRK^[19, 25], PR-Twu^[20, 31], SRK-Twu^[25,31], CGEOS^[18], Glycol package (Twu-Sim-Tassone^[18]), Kabadi-Danner^[32], PRSV^[33], Sour-PR^[20,34], Sour-SRK^[25,34] y Zudkevitch-Joffe^[35].

En la Gráfica 5.8 se presentan las envolventes de fases P-T calculadas empleando las diversas ecuaciones de estado con las que cuenta el simulador, en esta gráfica se puede observar el efecto en el comportamiento de fases que tienen las diferentes ecuaciones de estado empleadas, se pueden ver que existen 3 grupos de EOS.



Gráfica 5.8 Efecto de la EOS para el fluido de yacimiento.

El primer grupo de EOS está conformado por las ecuaciones de: Peng-Robinson, SRK, CGEOS, Kabadi-Danner, PRSV, Sour-PR y Sour-SRK, estas EOS predicen la cricondenbara aproximadamente a 3000 psia y reproducen de manera satisfactoria el dato experimental de presión de saturación a temperatura de yacimiento, esto lo podemos observar en la Tabla 5.4.1 donde se presentan la presión de saturación a temperatura de yacimiento calculada con cada una de las EOS y el porcentaje de error (definido en la ecuación 5.1).

$$\% \text{ Error} = \frac{|P_{S_{exp}} - P_{S_{calc}}|}{P_{S_{exp}}} * 100 \quad (5.1)$$

Donde $P_{S_{exp}}$ es la presión de saturación experimental del fluido a temperatura del yacimiento (T_y) y $P_{S_{calc}}$ es la presión de saturación calculada con la EOS.

En la Tabla 5.4 se puede observar que el error para las ecuaciones del primer grupo no sobre pasan el 1.4%, por lo tanto cualquier ecuación de este primer grupo es una buena elección para modelar un fluido de yacimiento en el simulador.

Tabla 5.4 Porcentaje de error relativo de las EOS.

EOS	Psat [psia]	% Error relativo
Peng-Robinson	2670.29	1.35
SRK	2620.54	0.54
CGEOS	2627.59	0.27
Kabadi-Danner	2637.90	0.12
PRSV	2627.58	0.27
Sour-PR	2670.29	1.35
Sour-SRK	2637.90	0.12
Twu-Sim-Tassone	2902.52	10.17
PR-Twu	2993.06	13.60
SRK-Twu	3140.20	19.19
Zudkevitch-Joffe	1946.68	26.11

El segundo grupo conformado por las siguientes EOS: Glycol package (Twu-Sim-Tassone), PR-Twu y SRK-Twu; predicen una cricondenbara mayor a 3000 psia y la presión de burbuja experimental a temperatura de yacimiento calculada con estas ecuaciones de estado presentan errores arriba del 10%.

El tercer grupo conformado por la EOS de Zudkevitch-Joffe, predicen una cricondenbara menor a 3000 psia y la presión de burbuja experimental a temperatura de yacimiento calculada con esta ecuación de estado presenta un error del 26.11%. Las EOS del segundo y tercer grupo no son consistentes con el dato experimental de presión de saturación a temperatura de yacimiento.

Para la simulación de los experimentos PVT se seleccionó dos ecuaciones de estado del grupo 1: Peng-Robinson y SRK.

5.2 Resultados de la presión de saturación (Ps)

En la Tabla 5.5 se presentan la presión saturación a temperatura de yacimiento calculada con las EOS de Peng-Robinson (PR)^[20, 26] y de Soave-Redlich-Kwong (SRK)^[19, 25] para cada uno de los fluidos de yacimiento de la Tabla 5.1 y el porcentaje de error, definido en la ecuación 5.1.

En la mayoría de los fluidos de yacimiento estudiados no se sobre pasa el 10% de error excepto para el Fluido D y el Fluido K, las envolventes de fases para cada fluido estudiado se pueden observar en el Anexo I de este trabajo.

Para la ecuación de estado de PR el promedio del error de la presión de saturación a la temperatura del yacimiento de los crudos (exceptuando al Fluido D y al Fluido K) es de 4.06% y para la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong (SRK) el promedio del error de la presión de saturación a la temperatura del yacimiento de los crudos (exceptuando al Fluido D y al Fluido K) es de 2.74%, estos valores son aceptables ya que no sobre pasan el 10%.

Por lo tanto la metodología empleada para modelar el comportamiento de fases de los fluidos estudiados es consistente con los datos experimentales.

Tabla 5.5 Presiones de saturación de los fluidos de yacimiento.

Crudo	Ty [°F]	Ps.Exp [psia]	Ps.PR [psia]	Ps.SRK [psia]	% Error	
					PR	SRK
Fluido A	220.00	2634.70	2653.95	2608.10	0.73	1.01
Fluido B	241.00	2668.70	2757.16	2669.58	3.31	0.03
Fluido C	244.94	2261.51	2429.46	2373.29	7.43	4.94
Fluido D	192.00	2004.70	2375.87	2285.81	18.52	14.02
Fluido E	194.00	2484.70	2711.54	2415.17	9.13	2.80
Fluido F	192.20	2325.00	2303.57	2233.33	0.92	3.94
Fluido G	296.60	4760.55	4779.40	4761.88	0.40	0.03
Fluido H	291.20	4779.52	4982.36	4950.79	4.24	3.58
Fluido I	211.91	5064.72	4874.03	4815.21	3.76	4.93
Fluido J	186.00	4014.70	3965.95	3973.43	1.21	1.03
Fluido K	338.72	5556.06	6084.07	6312.42	9.50	13.61
Fluido L	359.60	5253.68	4834.00	4986.00	7.99	5.10

5.3 Resultados del experimento Expansión de Liberación Diferencial (DLE)

Se emplearon las EOS de Peng-Robinson^[20, 26] (PR) y Soave-Redilch-Kwong^[19,25] (SRK), la densidad del líquido saturado para fluidos tipo gas y condensado y aceite negro se calculó con el modelo de COSTALD^[27] y para la densidad del líquido subenfriado se utilizó la ecuación de corrección de presión de Chueh-Prausnitz^[29]. Para los fluidos tipo aceite volátil en el cálculo de la densidad del líquido se utilizó la que es predicha por la ecuación de estado.

En este trabajo se utilizó como criterio de error el promedio de desviación absoluta porcentual (%AAD, Average Absolute Percent Deviation) que se muestra en la ecuación 5.2:

$$\%AAD = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|X_{exp_i} - X_{calc_i}|}{X_{exp_i}} \quad (5.2)$$

Donde X_{exp} es el valor experimental de la propiedad en cuestión, X_{calc} es el valor calculado de la variable y N es número de datos.

En los análisis PVT estudiados no se reportan todas las propiedades que se describieron en el Capítulo 2 de este trabajo para el experimento DLE.

A continuación se muestran los resultados para este experimento, en las gráficas las leyendas de **Peng-Robinson** se refiere a los valores que fueron obtenidos con la EOS de Peng-Robinson, **SRK** se refiere a los valores que fueron obtenidos con la EOS de SRK y **Experimental** se refiere al valor experimental reportado en el análisis PVT.

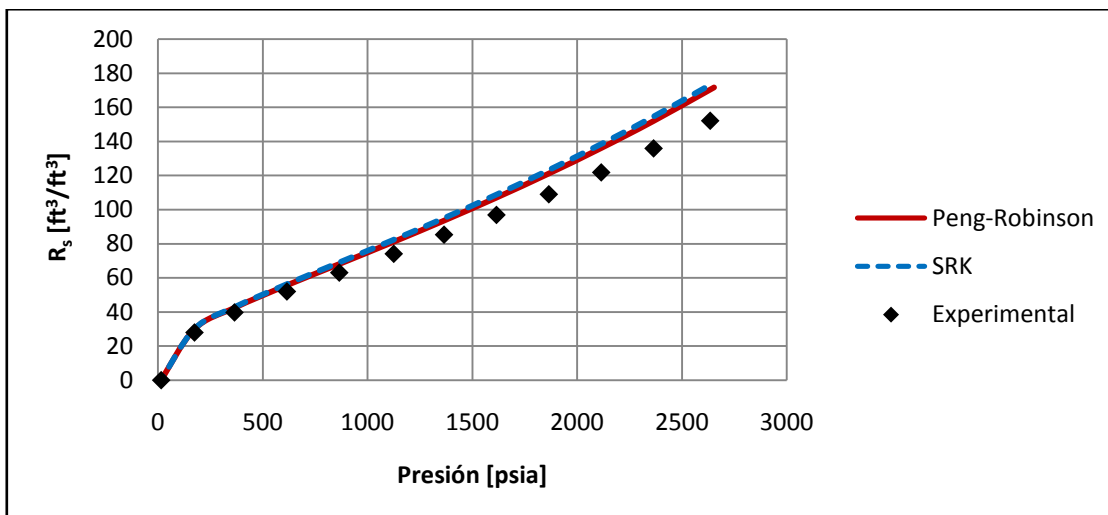
5.3.1 Relación Gas/Aceite (R_s)

En la Tabla 5.6 se presenta el %AAD de la relación gas/aceite para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con la EOS de PR los Fluidos D y H pasan el 10%, mientras que con la EOS de SRK los Fluidos A y H pasan el 10%, para los demás fluidos las ecuaciones de estado reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

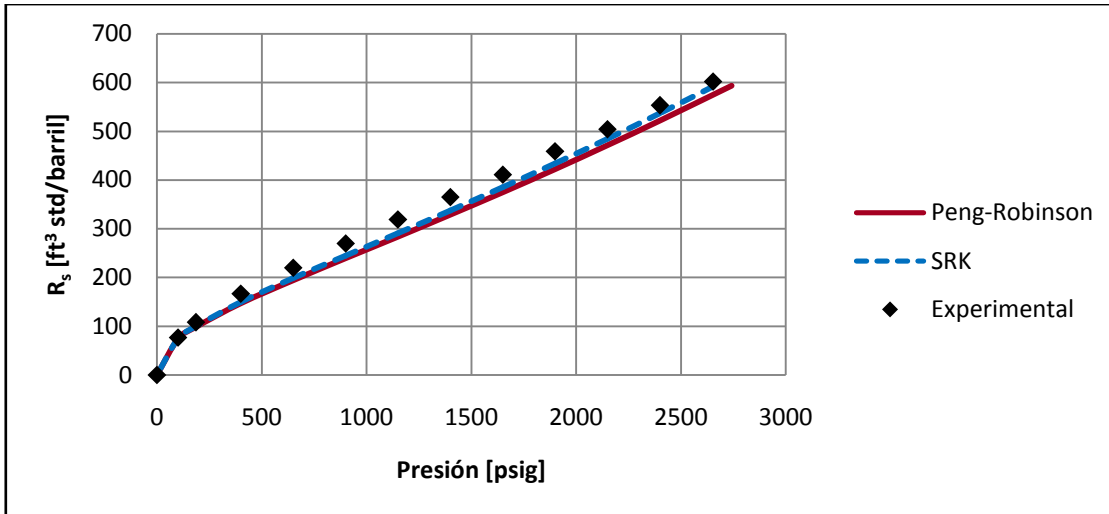
En las Gráficas 5.9 a 5.15 se presenta la relación gas/aceite en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales, las mayores desviaciones se dan a altas presiones.

Tabla 5.6 %AAD R_s de los fluidos estudiados del experimento DLE.

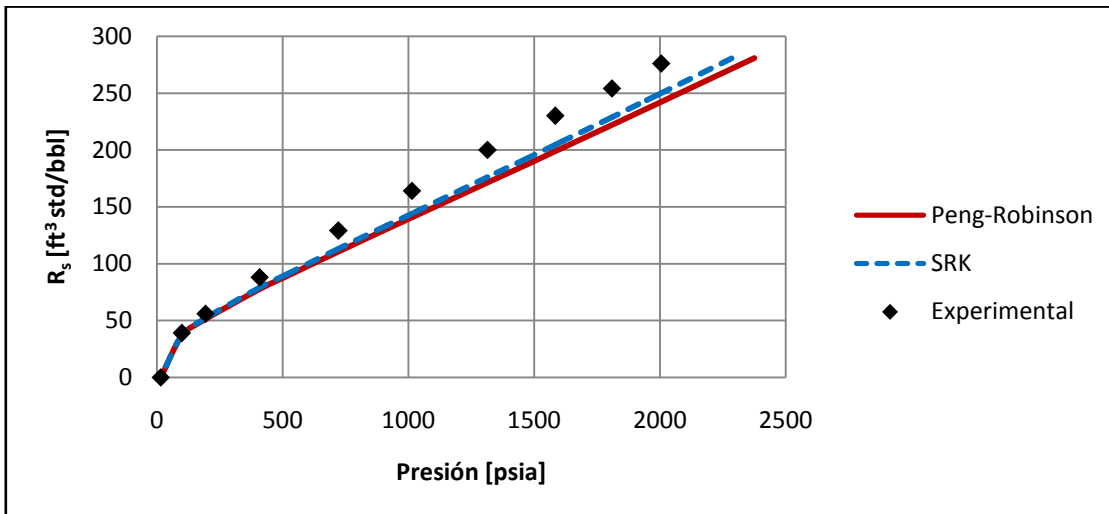
Nombre	% AAD R_s	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido A	9.61	10.94
Fluido B	8.26	6.42
Fluido D	10.82	9.10
Fluido E	9.43	7.30
Fluido G	0.17	0.25
Fluido H	55.72	44.16
Fluido I	6.92	7.26



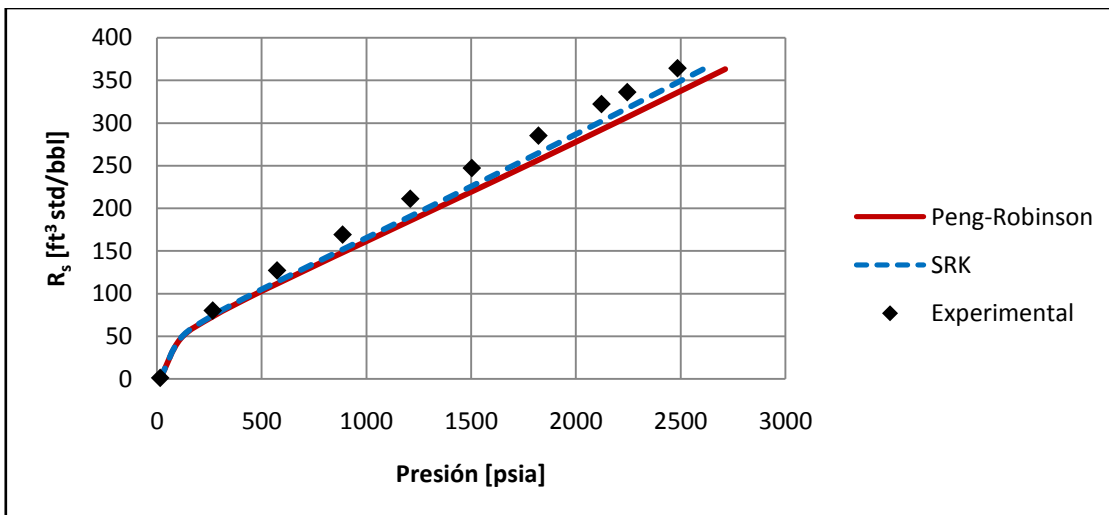
Gráfica 5.9 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido A del experimento DLE.



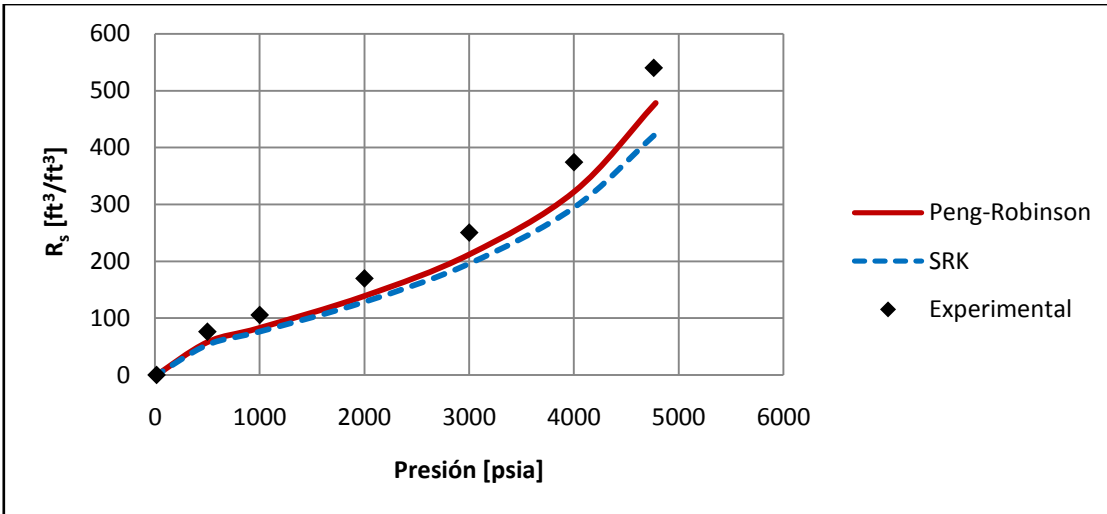
Gráfica 5.10 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido B del experimento DLE.



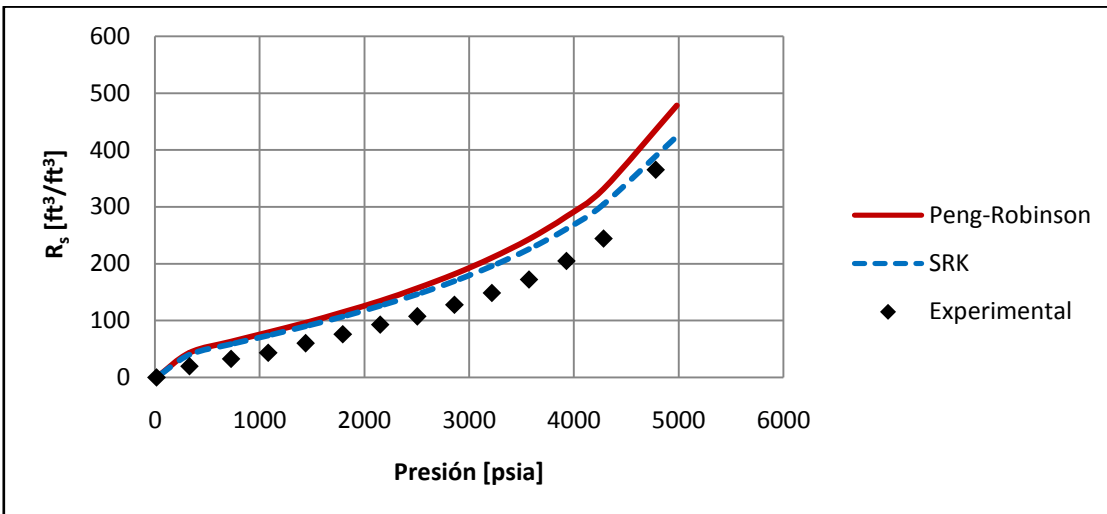
Gráfica 5.11 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido D del experimento DLE.



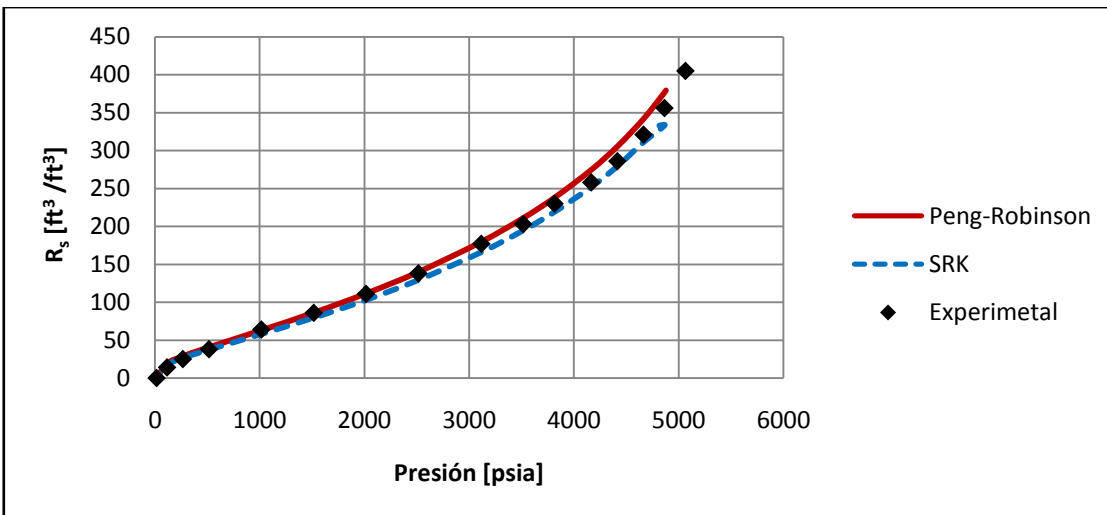
Gráfica 5.12 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido E del experimento DLE.



Gráfica 5.13 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.14 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido H del experimento DLE.



Gráfica 5.15 Relación Gas/Aceite (R_s) para Fluido I del experimento DLE.

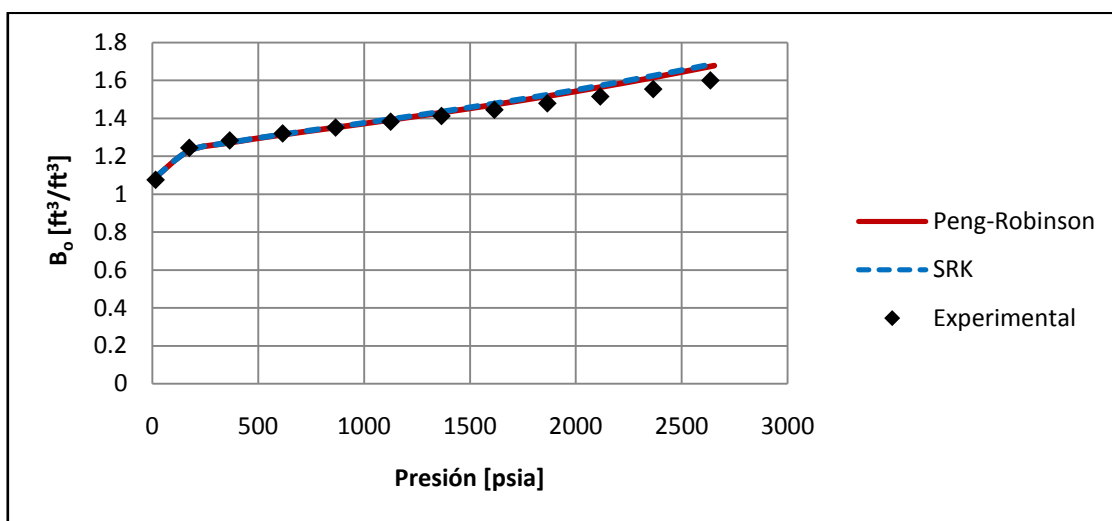
5.3.2 Factor de volumen del aceite (B_o)

En la Tabla 5.7 se presenta el %AAD del factor de volumen del aceite para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de PR y SRK los Fluidos F y H pasan el 10%, para los demás fluidos las ecuaciones de estado reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

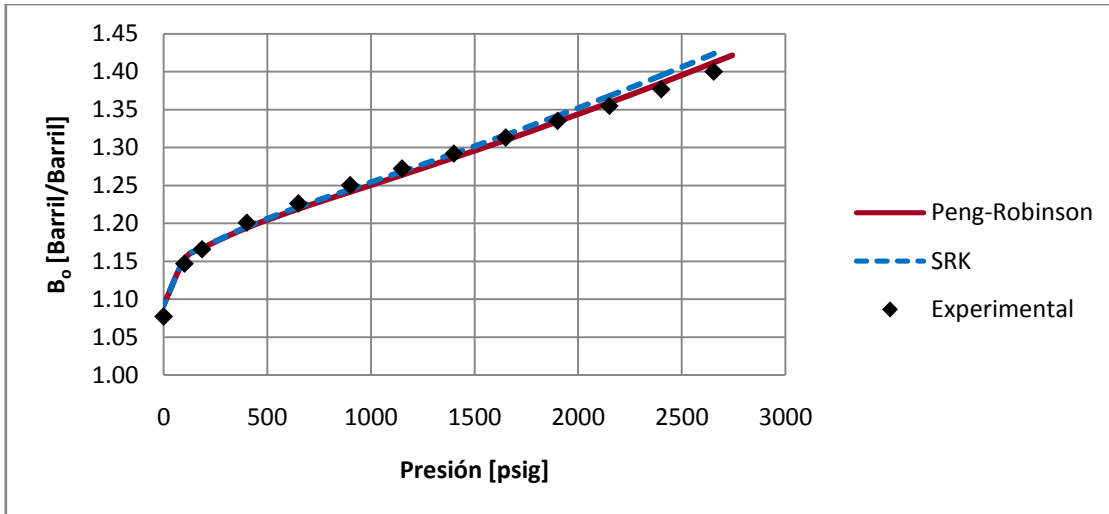
En las Gráficas 5.16 a 5.23 se presenta el factor de volumen de aceite en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.7 %AAD B_o para los fluido estudiados del experimento DLE.

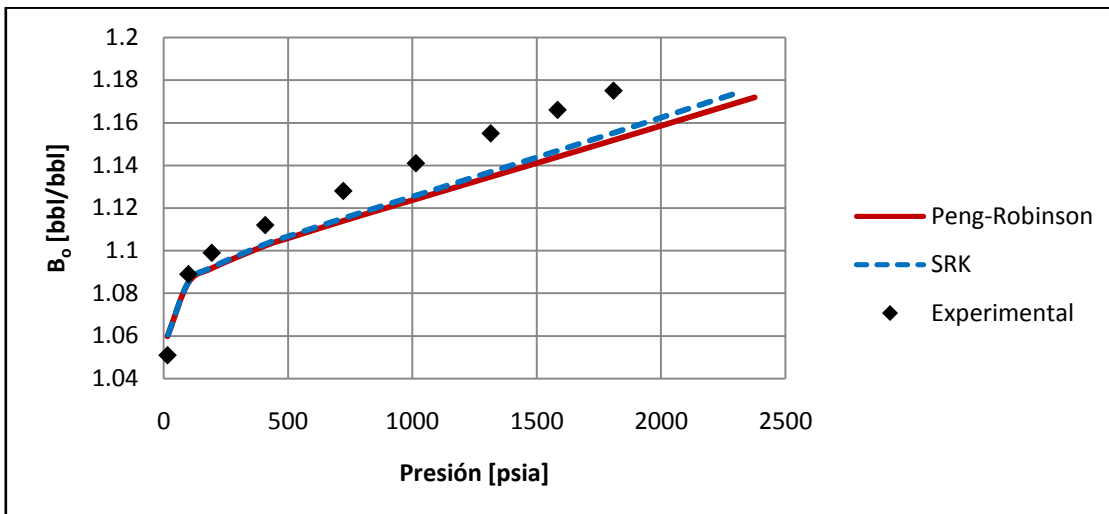
Nombre	%AAD B_o	
	PR	SRK
Fluido A	1.85	2.08
Fluido B	0.58	0.64
Fluido D	1.23	1.11
Fluido E	2.19	1.95
Fluido F	11.35	11.58
Fluido G	0.08	0.08
Fluido H	17.36	18.45
Fluido I	2.55	2.20



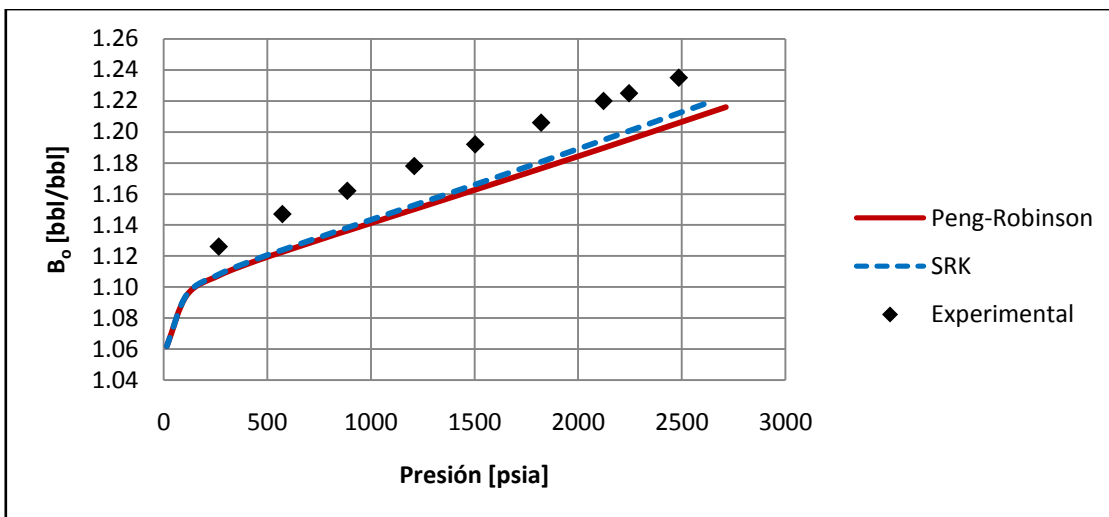
Gráfica 5.16 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido A del experimento DLE.



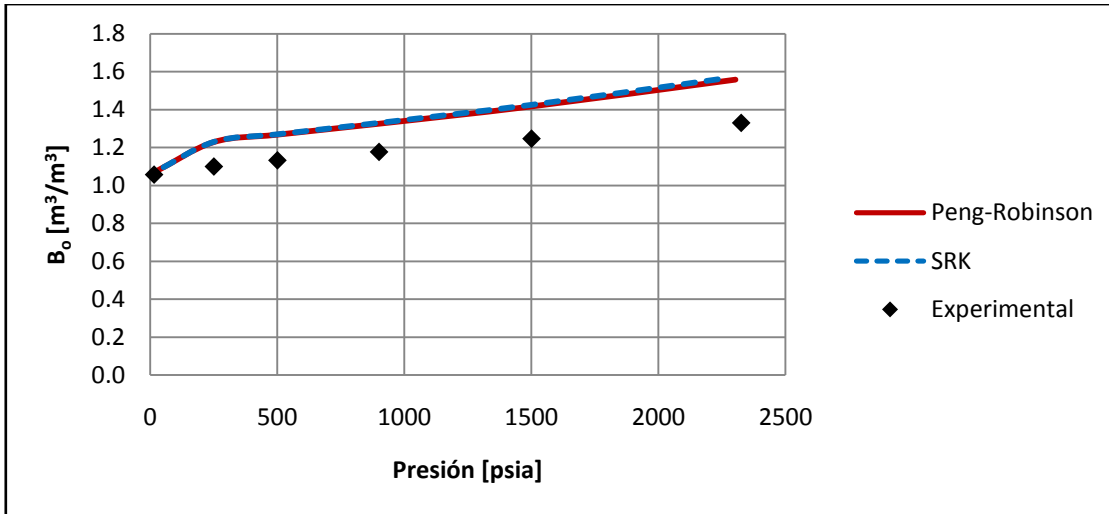
Gráfica 5.17 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido B del experimento DLE.



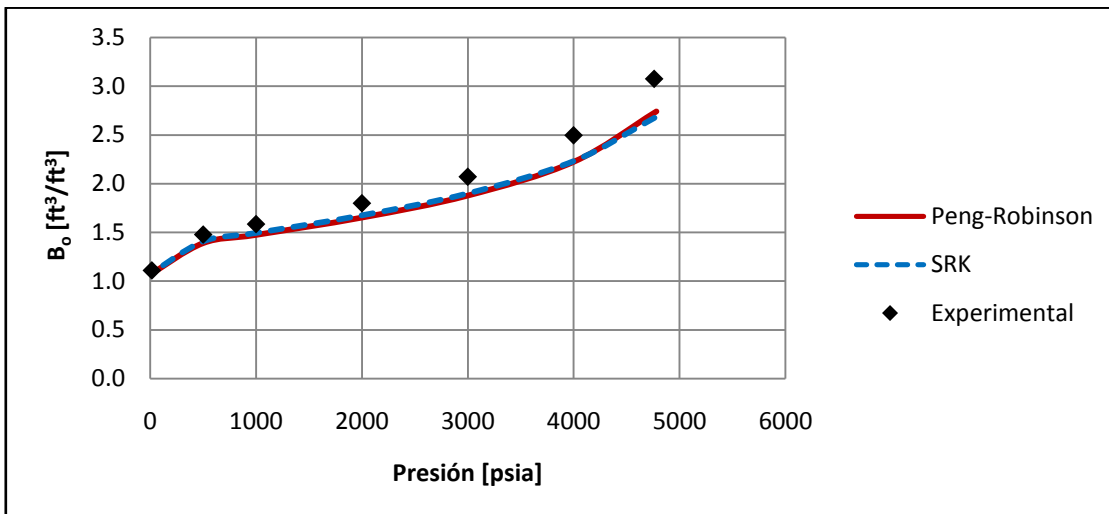
Gráfica 5.18 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido D del experimento DLE.



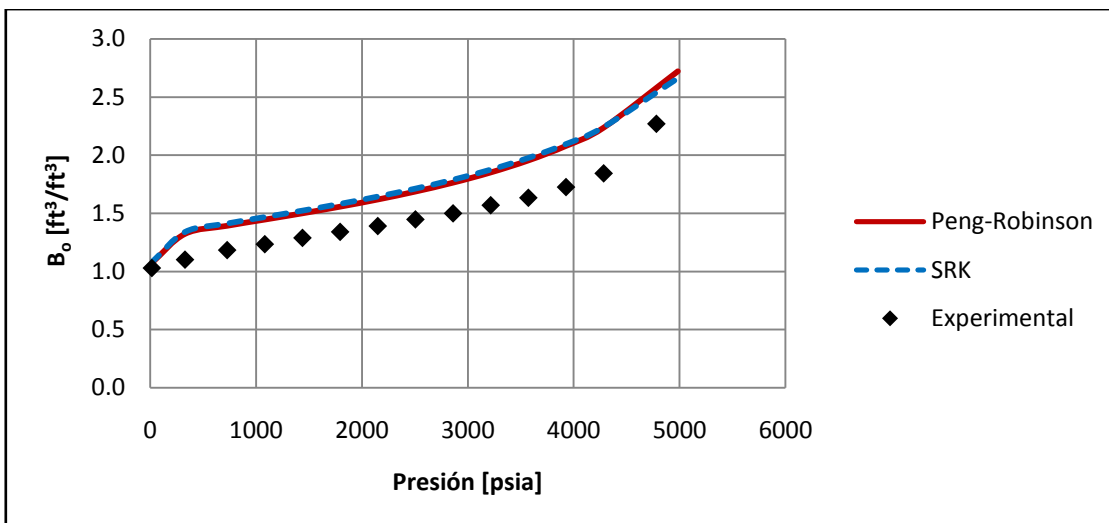
Gráfica 5.19 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido E del experimento DLE.



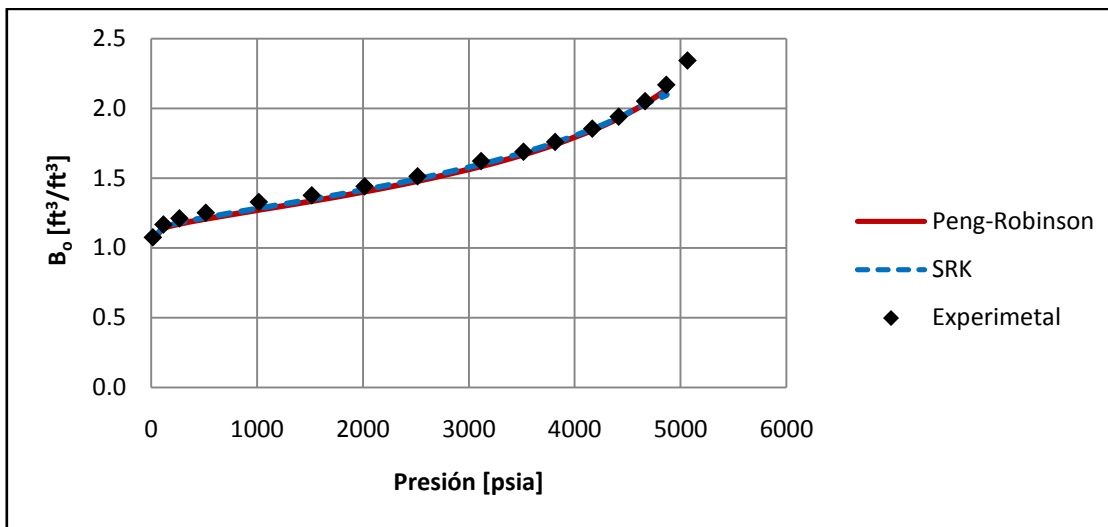
Gráfica 5.20 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido F del experimento DLE.



Gráfica 5.21 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.22 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido H del experimento DLE.



Gráfica 5.23 Factor de volumen del aceite (B_o) para Fluido I del experimento DLE.

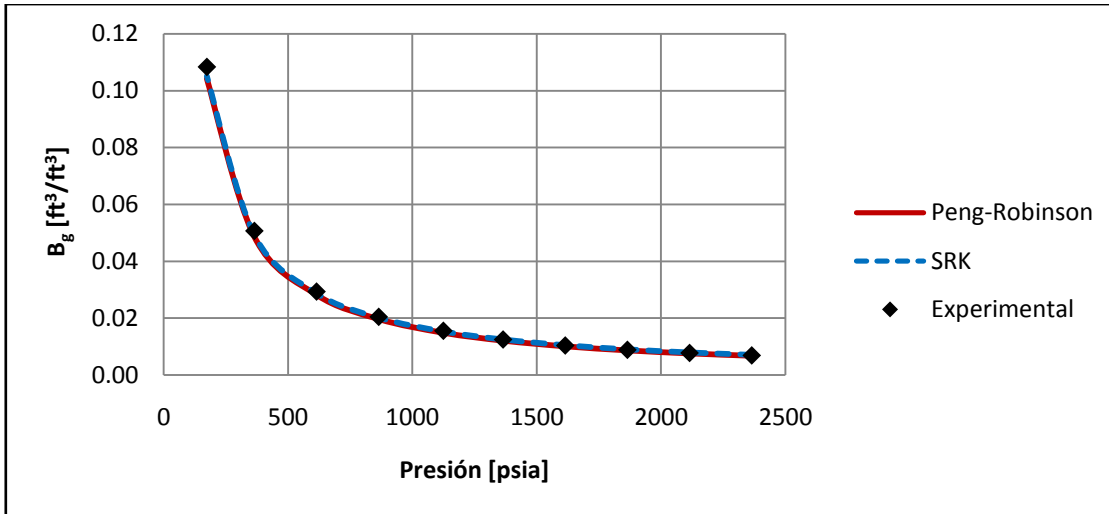
5.3.3 Factor de volumen de gas formado (B_g)

En la Tabla 5.8 se presenta el %AAD del factor de volumen de gas formado para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de PR y SRK el Fluido H pasa el 10%, para los demás fluidos las ecuaciones de estado reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

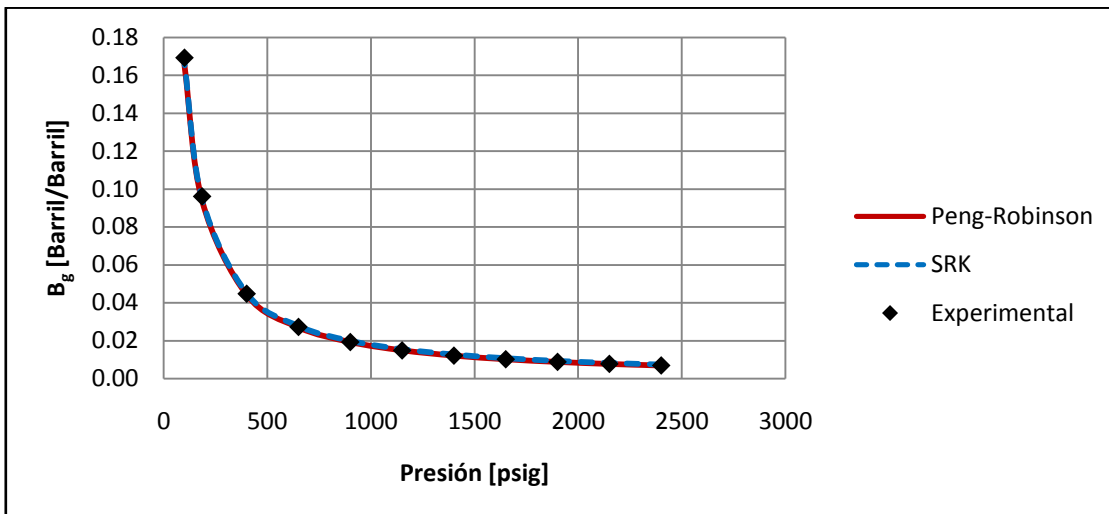
En las Gráficas 5.24 a 5.29 se presenta el factor de volumen de gas formado en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.8 %AAD B_g para los fluido estudiados del experimento DLE.

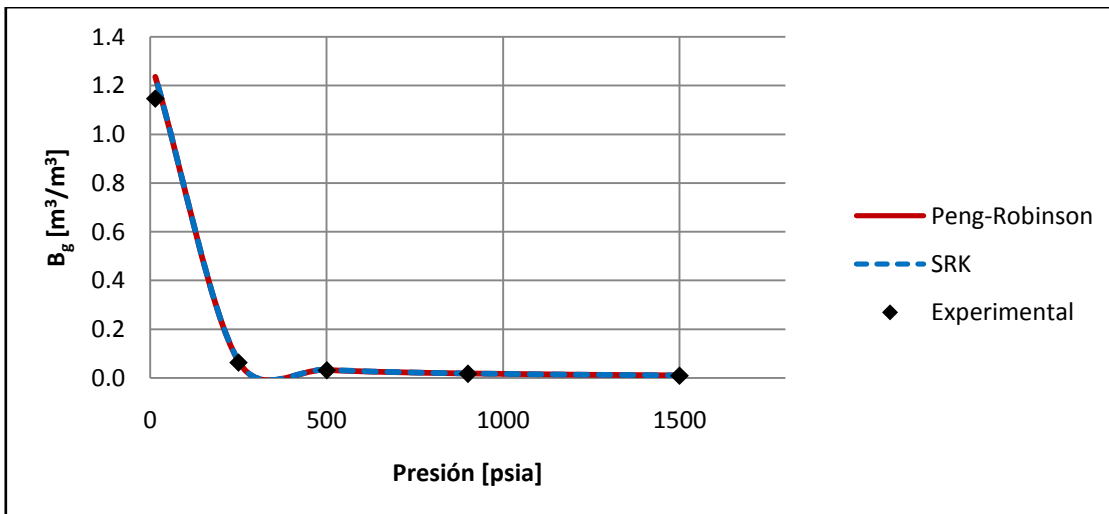
Nombre	%AAD B_g	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido A	3.34	2.19
Fluido B	0.96	3.00
Fluido F	6.50	8.83
Fluido G	0.03	0.05
Fluido H	10.25	14.25
Fluido I	4.46	8.99



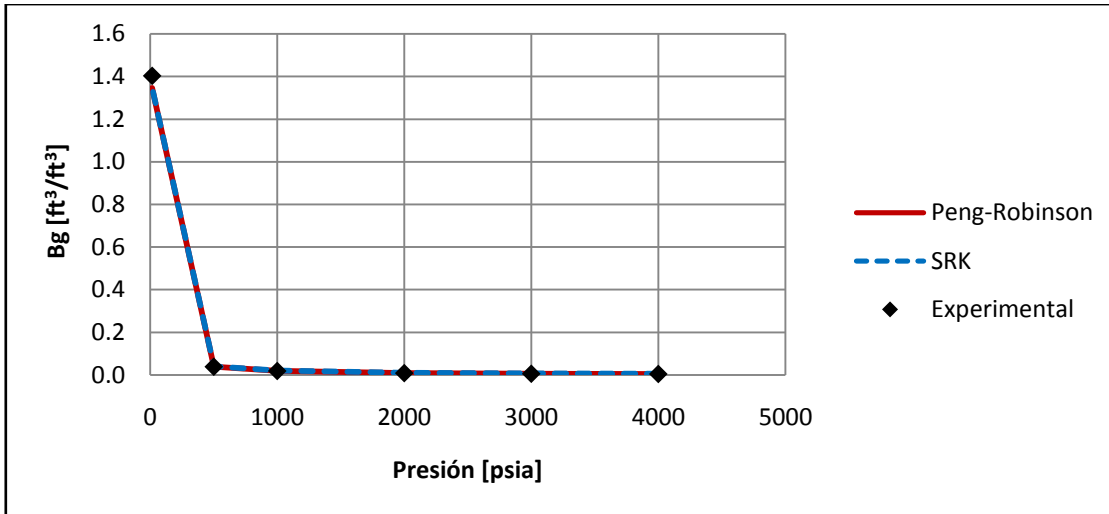
Gráfica 5.24 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido A del experimento DLE.



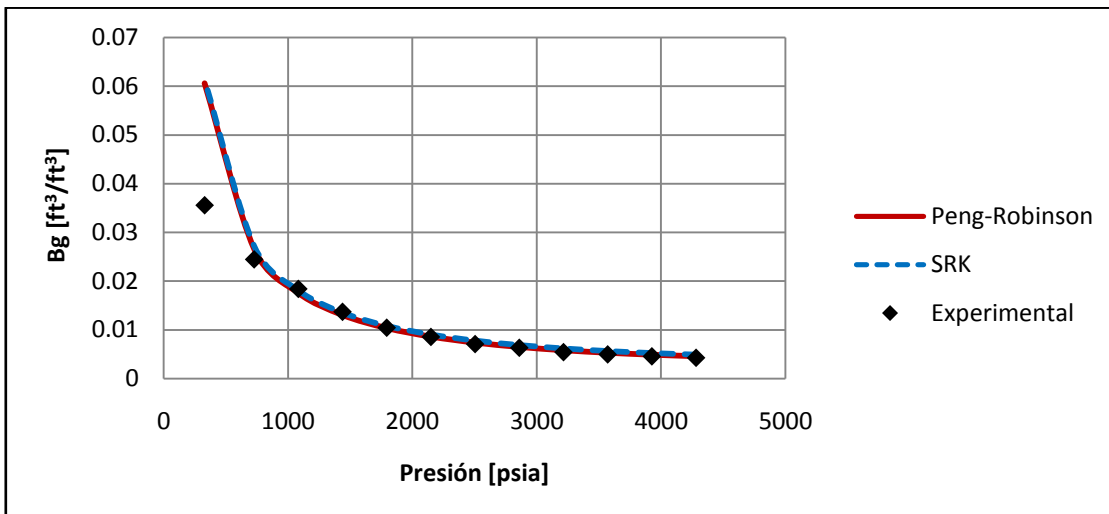
Gráfica 5.25 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido B del experimento DLE.



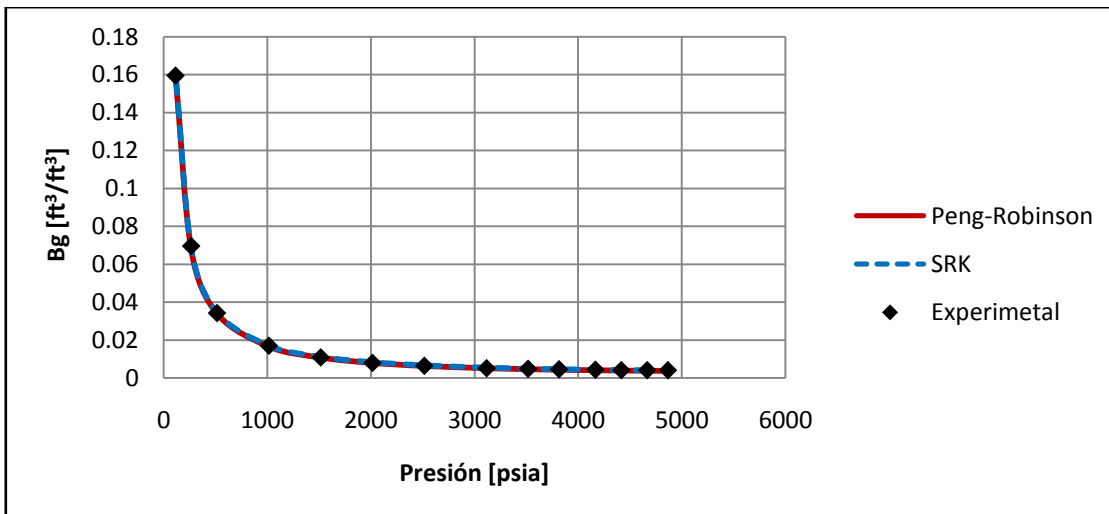
Gráfica 5.26 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido F del experimento DLE.



Gráfica 5.27 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.28 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido H del experimento DLE.



Gráfica 5.29 Factor de volumen de gas formado (B_g) para Fluido I del experimento DLE.

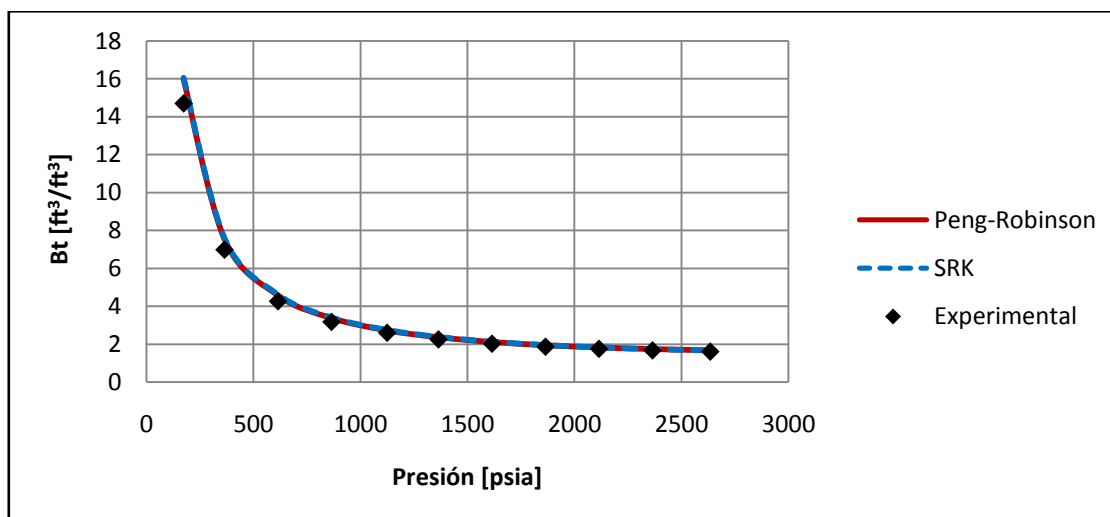
5.3.4 Factor de volumen total (B_t)

En la Tabla 5.9 se presenta el %AAD del factor de volumen total para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de PR y SRK el Fluido H pasa el 10%, para los demás fluidos las ecuaciones de estado reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

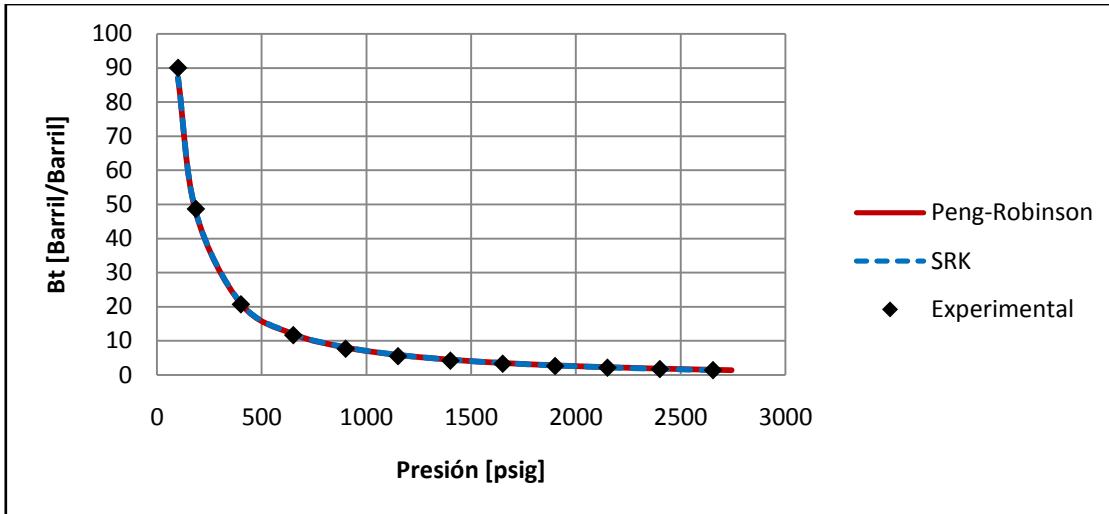
En las Gráficas 5.30 a 5.34 se presenta el factor de volumen total en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.9 %AAD B_t para los fluido estudiados del experimento DLE.

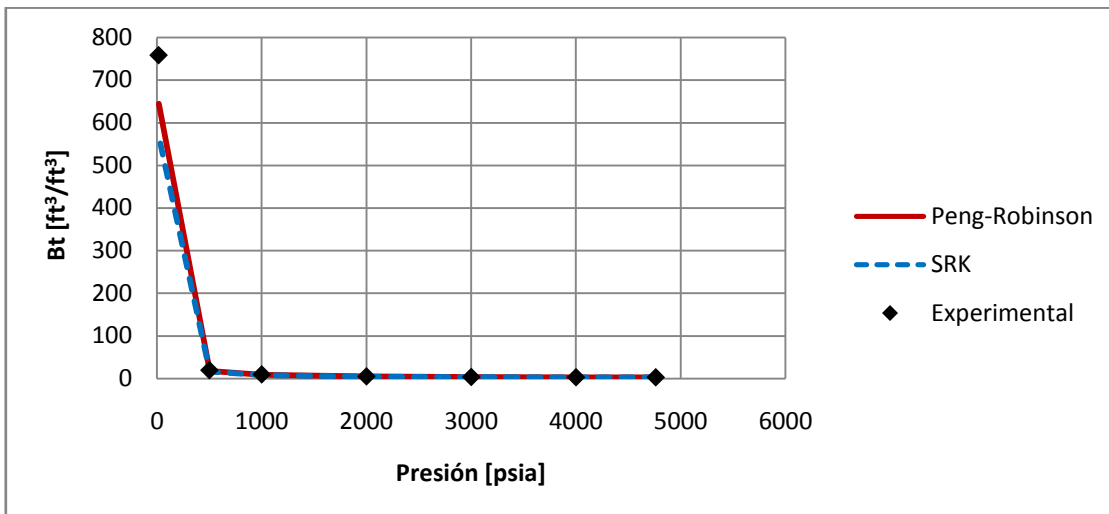
Nombre	% AAD B_t	
	PR	SRK
Fluido A	6.08	6.66
Fluido B	5.54	5.04
Fluido G	0.11	0.16
Fluido H	33.28	24.86
Fluido I	8.52	13.29



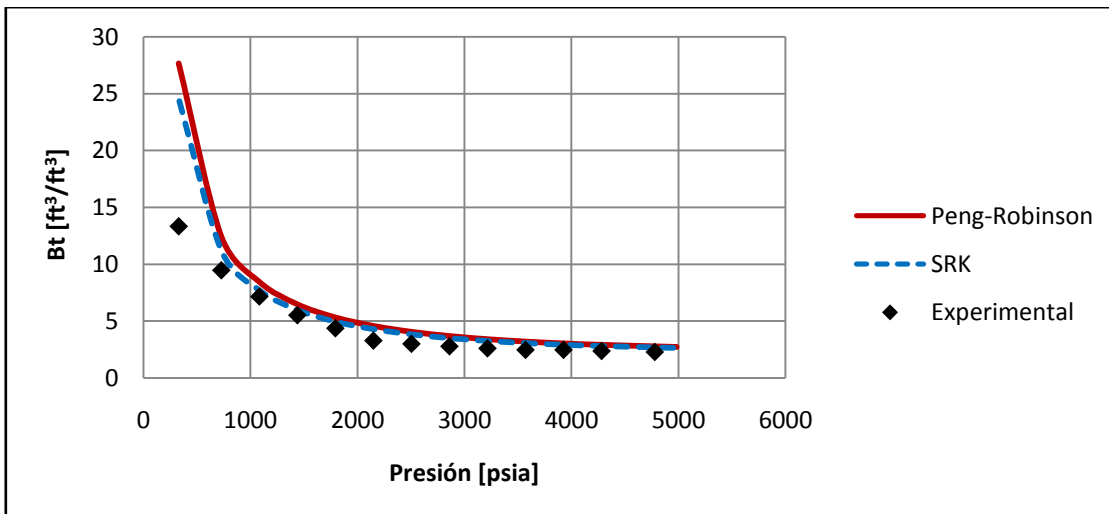
Gráfica 5.30 Factor de volumen total (B_t) para Fluido A del experimento DLE.



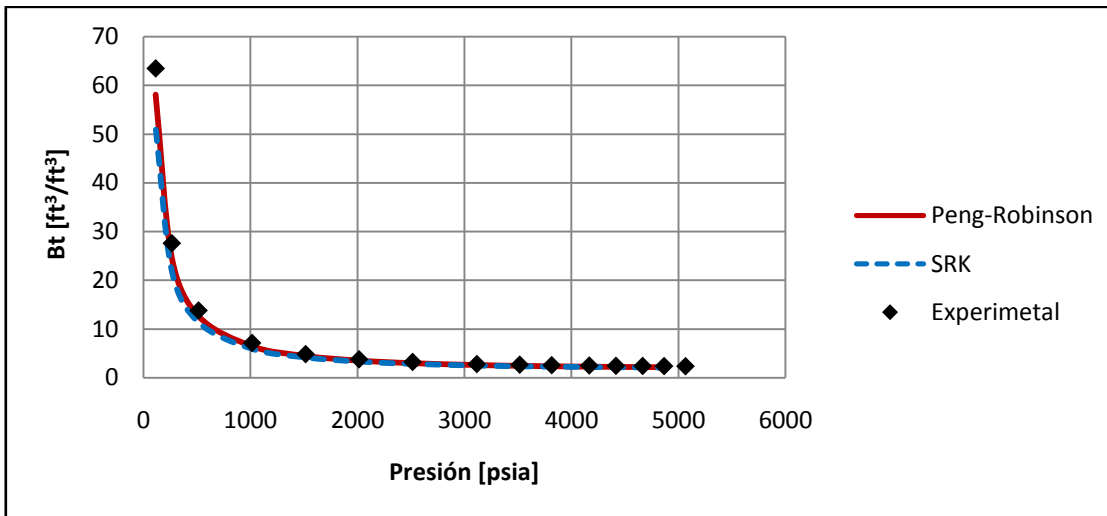
Gráfica 5.31 Factor de volumen total (B_t) para Fluido B del experimento DLE.



Gráfica 5.32 Factor de volumen total (B_t) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.33 Factor de volumen total (B_t) para Fluido H del experimento DLE.



Gráfica 5.34 Factor de volumen total (B_t) para Fluido I del experimento DLE.

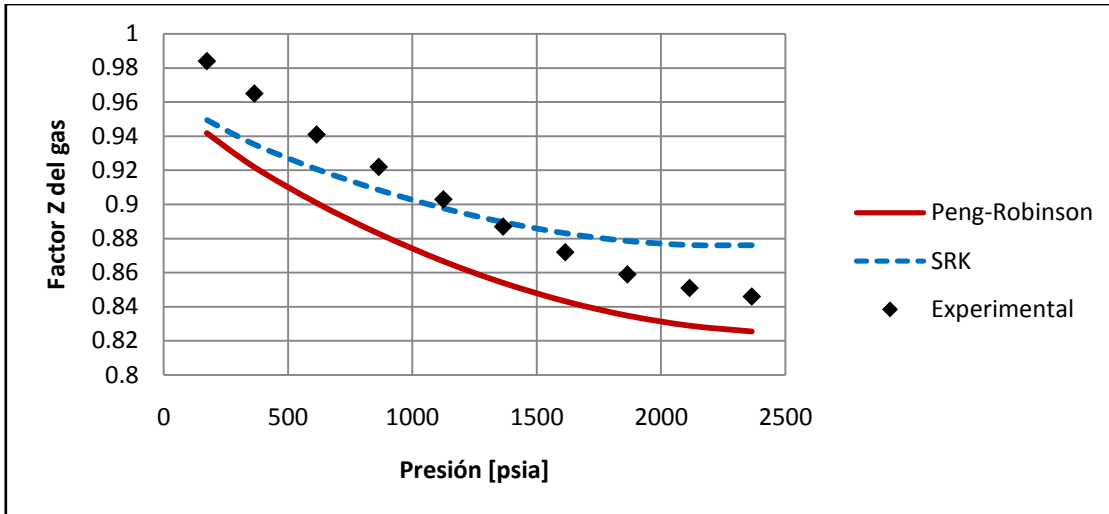
5.3.5 Factor de compresibilidad del gas (Z)

En la Tabla 5.10 se presenta el %AAD del factor compresibilidad del gas para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de PR y SRK el Fluido E pasa el 10%, para los demás fluidos las ecuaciones de estado reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

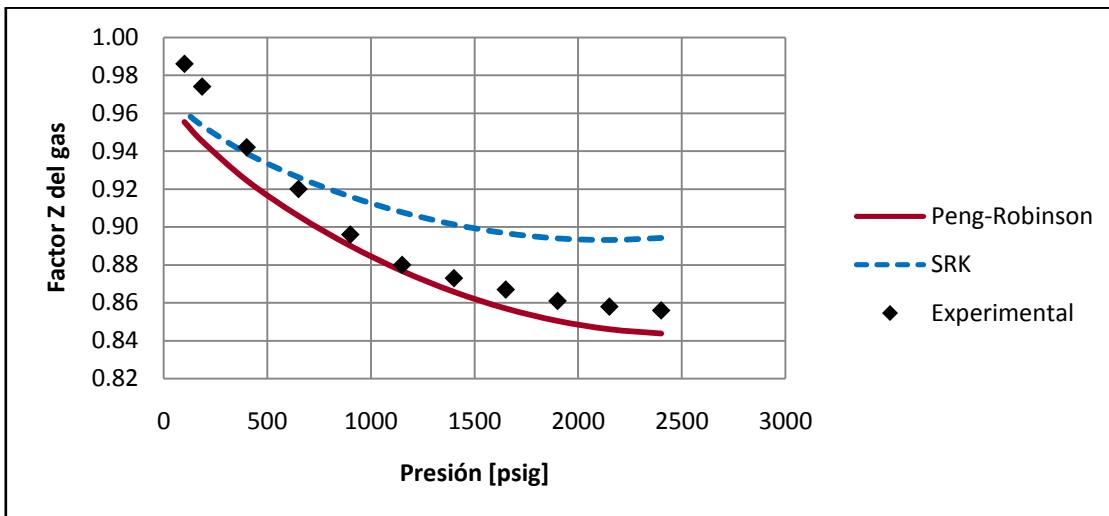
En las Gráficas 5.35 a 5.42 se presenta el factor de compresibilidad del gas en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.10 %AAD Factor Z del gas para los fluido estudiados del experimento DLE.

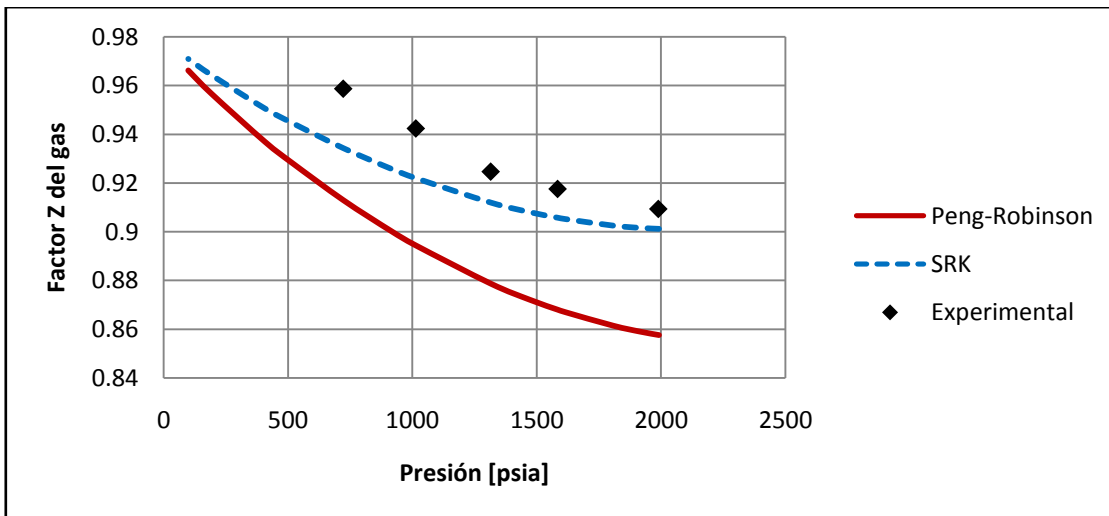
Nombre	%AAD del Factor Z del gas	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido A	3.62	2.11
Fluido B	1.51	2.73
Fluido D	5.17	1.64
Fluido E	24.83	21.42
Fluido F	1.37	2.61
Fluido G	0.01	0.03
Fluido H	2.45	2.75
Fluido I	4.14	2.11



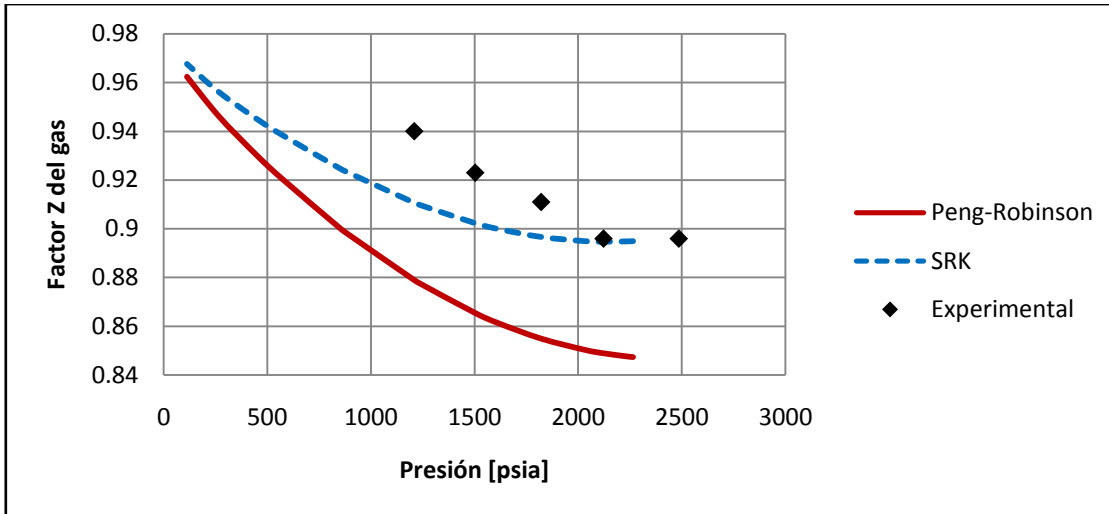
Gráfica 5.35 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido A del experimento DLE.



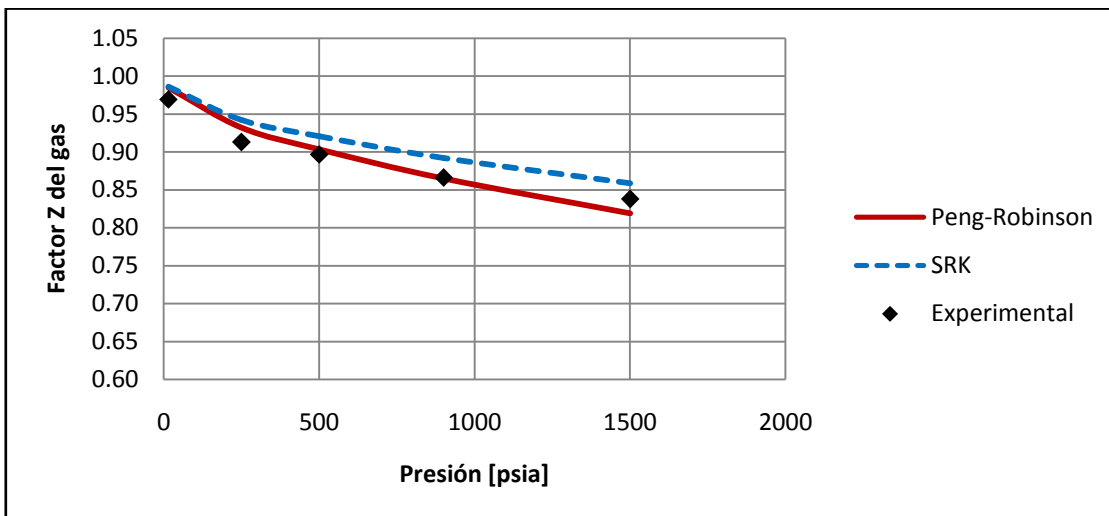
Gráfica 5.36 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido B del experimento DLE.



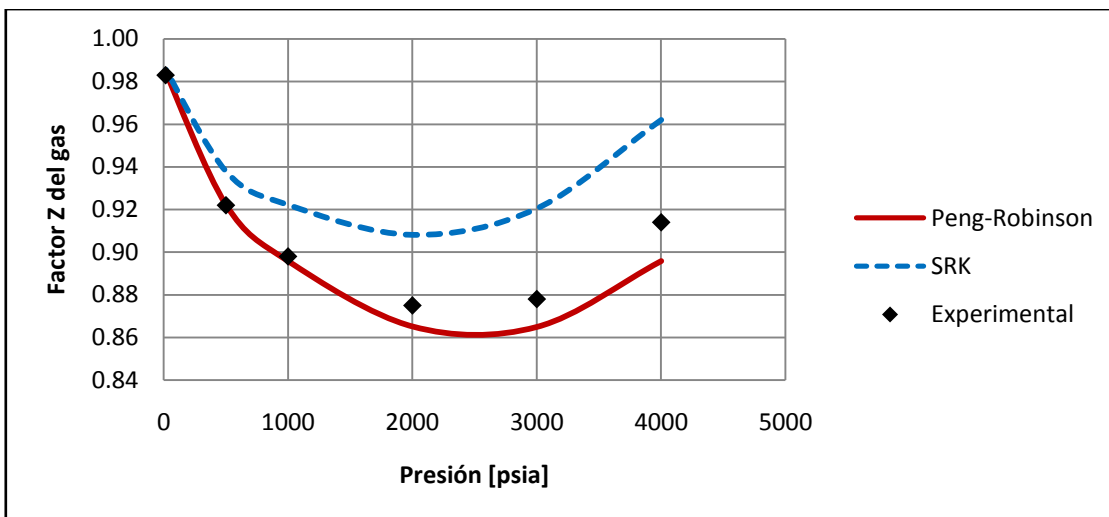
Gráfica 5.37 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido D del experimento DLE.



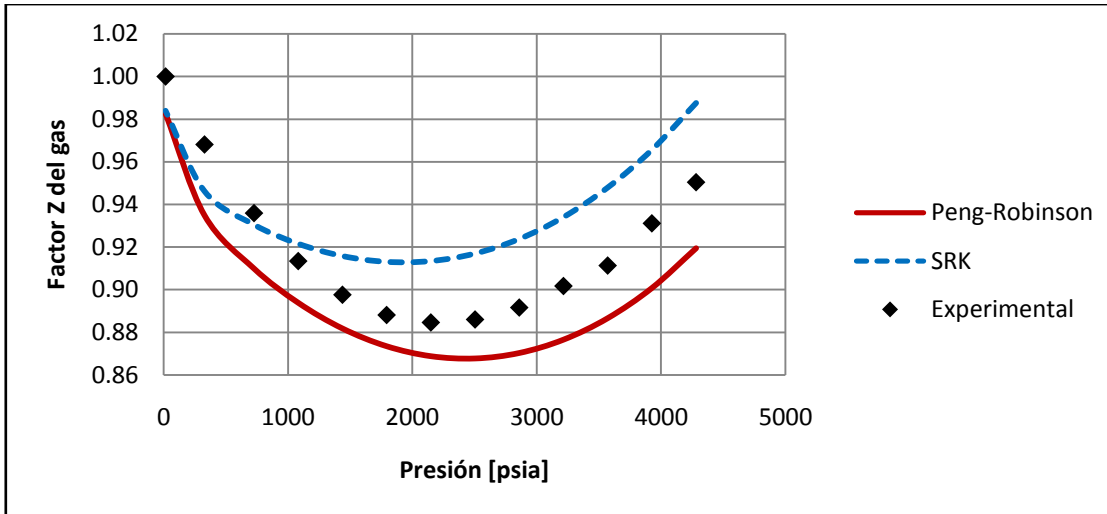
Gráfica 5.38 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido E del experimento DLE.



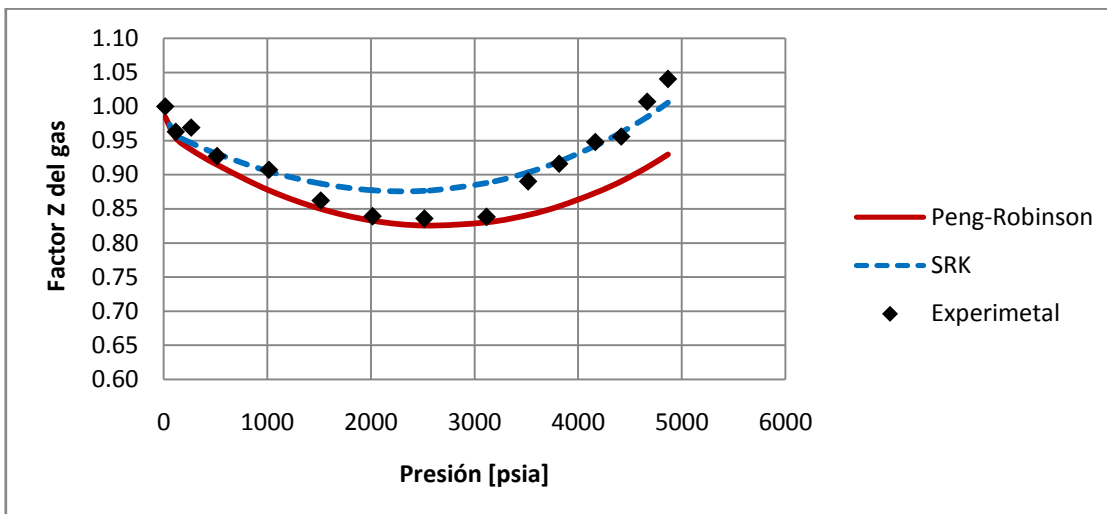
Gráfica 5.39 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido F del experimento DLE.



Gráfica 5.40 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.41 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido H del experimento DLE.



Gráfica 5.42 Factor de compresibilidad (Z) para Fluido I del experimento DLE.

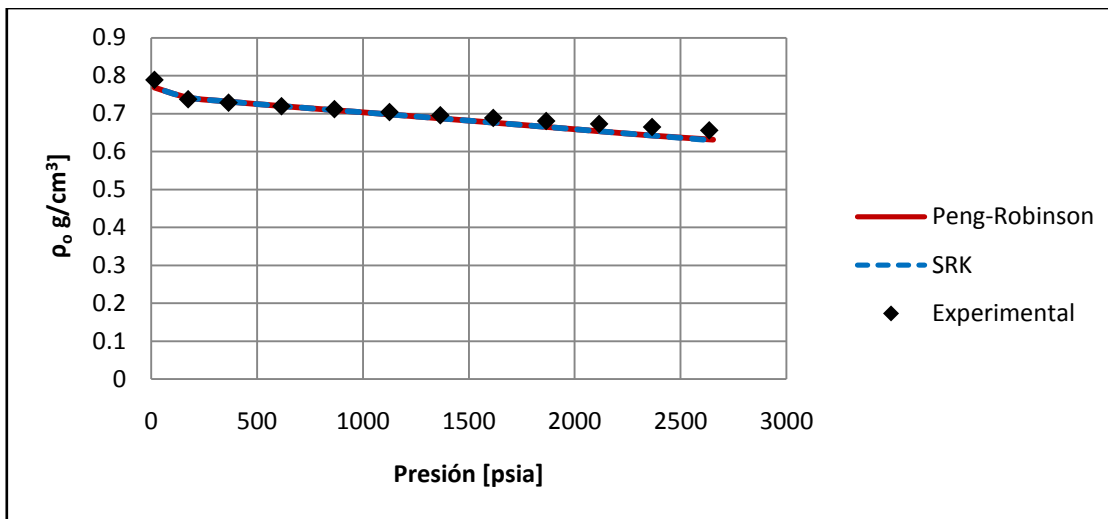
5.3.6 Densidad del aceite (ρ_o)

En la Tabla 5.11 se presenta el %AAD de la densidad del aceite para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con la EOS de SRK el Fluido H pasa el 10%, para los demás fluidos las ecuaciones de estado reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

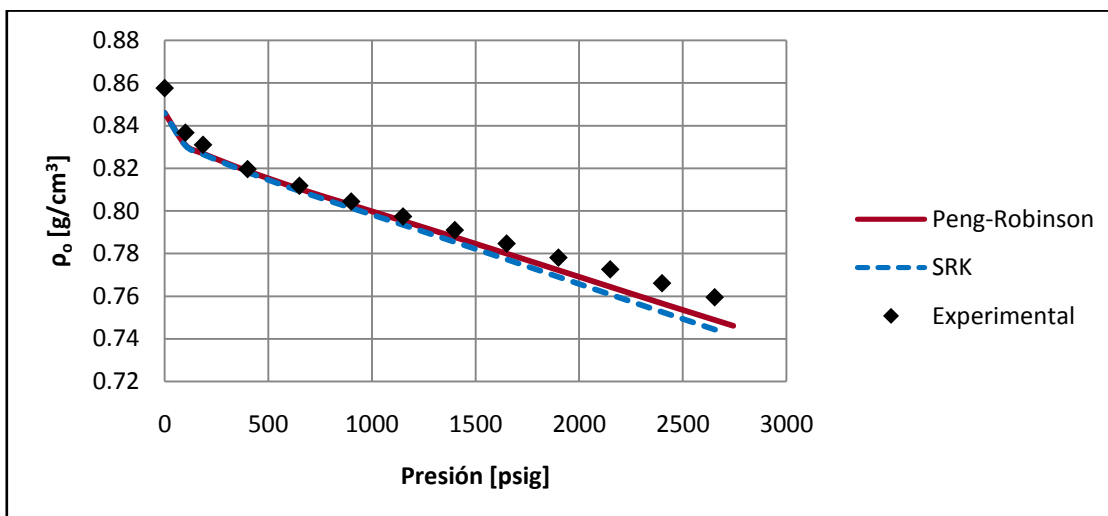
En las Gráficas 5.43 a 5.49 se presenta la densidad del aceite en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.11 %AAD densidad del aceite para los fluido estudiados del experimento DLE.

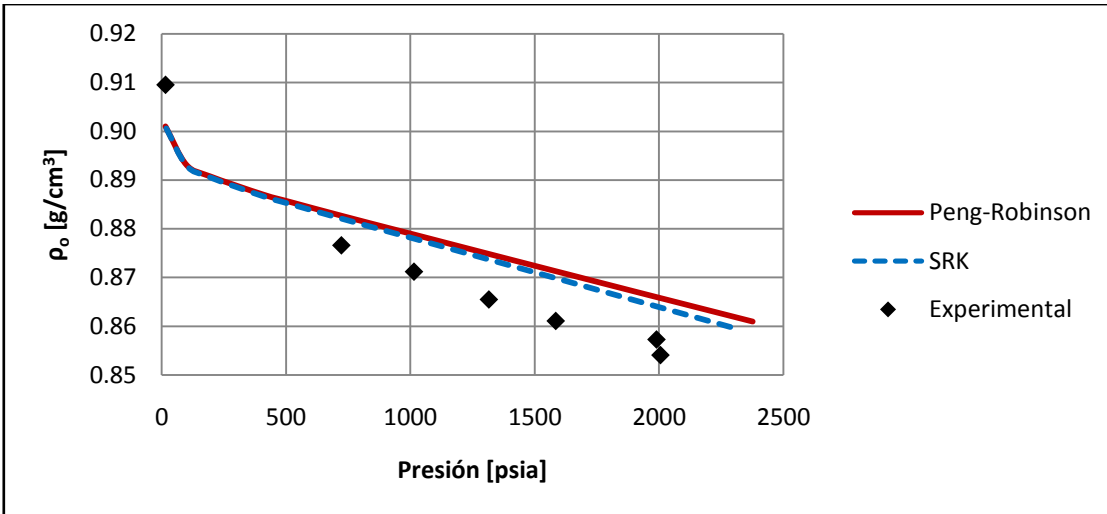
Nombre	% AAD ρ_o	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido A	1.70	1.70
Fluido B	0.70	0.93
Fluido D	0.94	0.82
Fluido E	0.85	0.69
Fluido F	1.32	1.47
Fluido G	0.03	0.14
Fluido H	8.91	18.88



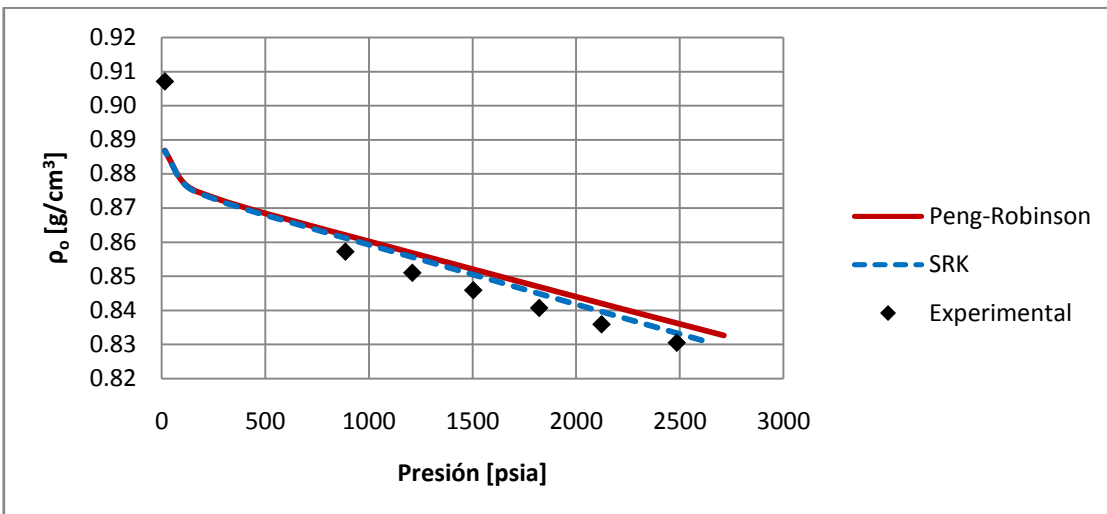
Gráfica 5.43 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido A del experimento DLE.



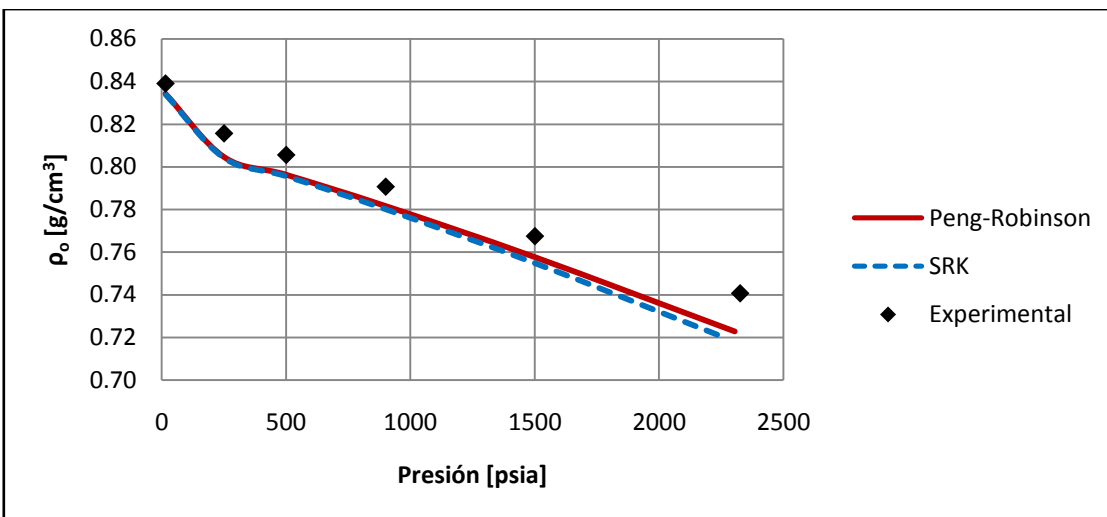
Gráfica 5.44 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido B del experimento DLE.



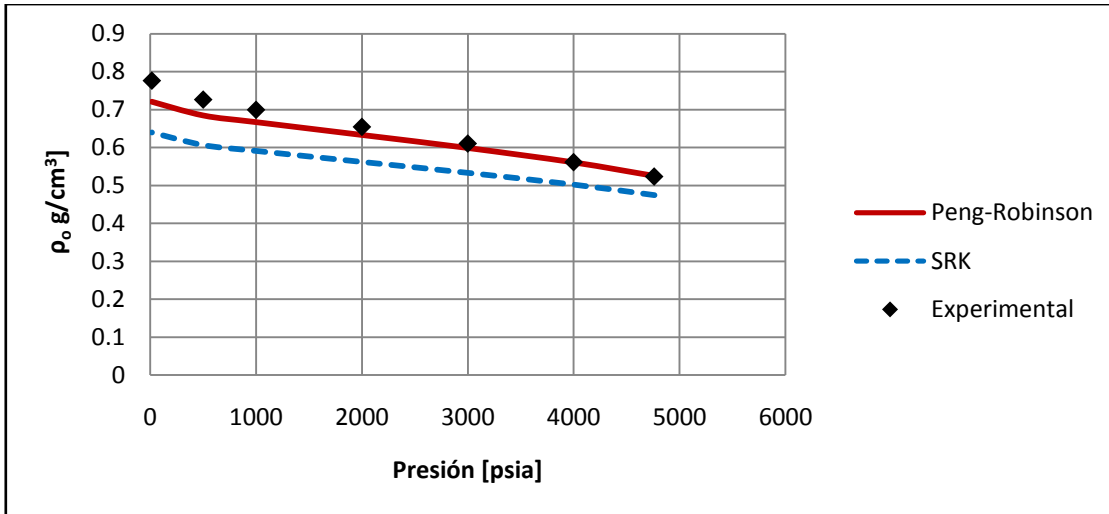
Gráfica 5.45 Densidad del aceite (ρ_0) para Fluido D del experimento DLE.



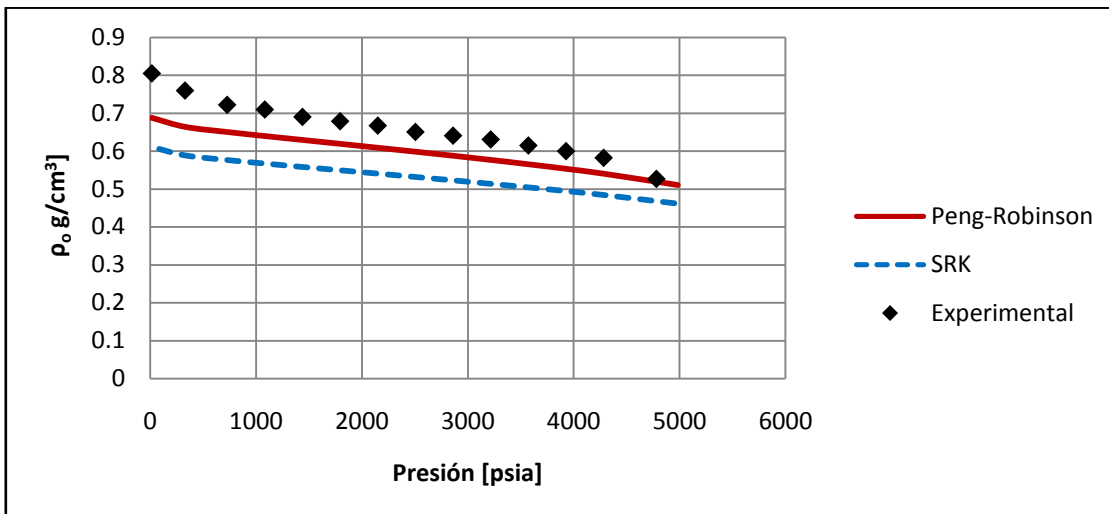
Gráfica 5.46 Densidad del aceite (ρ_0) para Fluido E del experimento DLE.



Gráfica 5.47 Densidad del aceite (ρ_0) para Fluido F del experimento DLE.



Gráfica 5.48 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.49 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido H del experimento DLE.

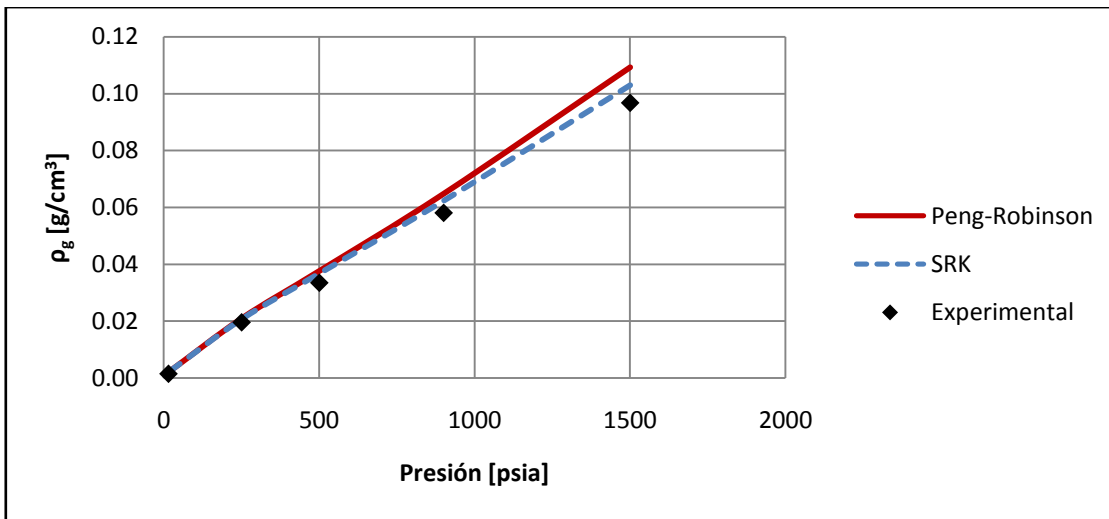
5.3.7 Densidad del gas (ρ_g)

En la Tabla 5.12 se presenta el %AAD de la densidad del gas para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado, se puede observar que con la EOS de PR pasa del 10% para los fluido H y F, con la EOS de SRK el Fluido F pasa el 10%.

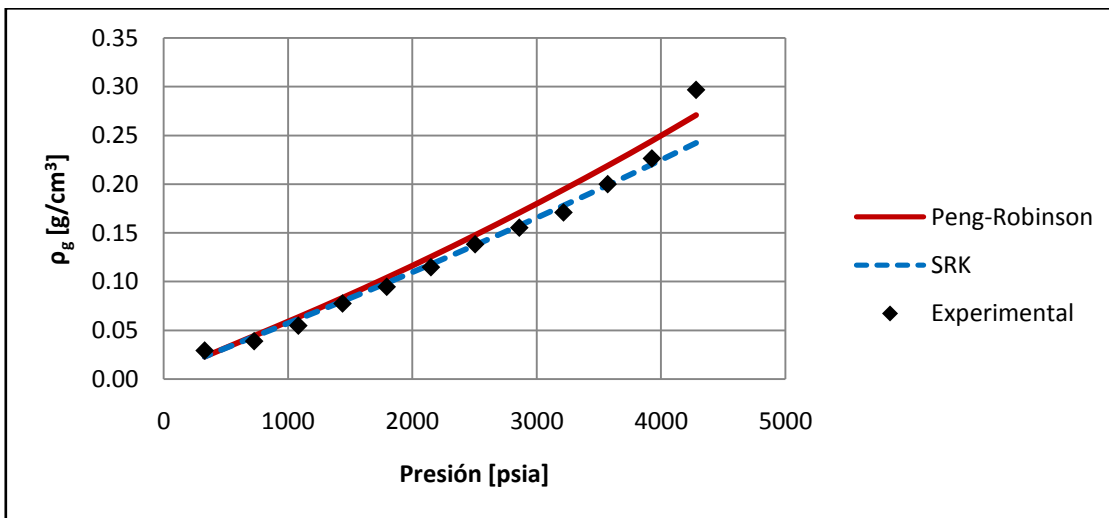
En las Gráficas 5.50 a 5.51 se presenta la densidad del gas en función de la presión, se puede observar que los valores calculados con las EOS siguen la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.12 %AAD densidad del gas para los fluido estudiados del experimento DLE.

Nombre	Densidad del gas	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido F	15.75	12.57
Fluido H	11.24	6.83



Gráfica 5.50 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido F del experimento DLE.



Gráfica 5.51 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido H del experimento DLE.

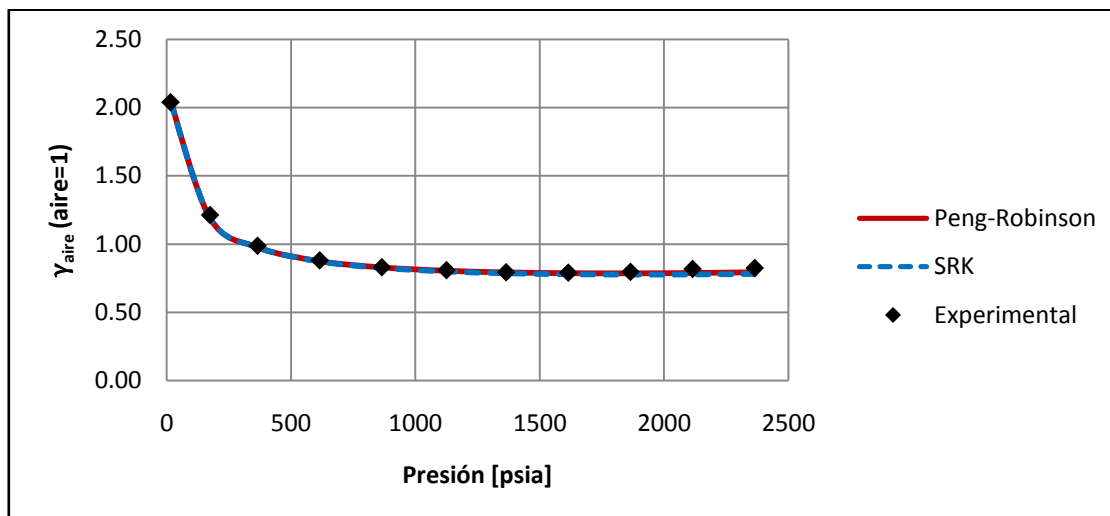
5.3.8 Gravedad del gas relativa al aire (γ_{aire})

En la Tabla 5.13 se presenta el %AAD de la gravedad del gas relativa al aire para cada uno de los fluidos estudiados en los cuales fue reportado, se puede observar que para la mayoría de los fluidos se pasa el 10% con las EOS, en las Gráficas 5.52 a 5.58 se puede observar que este error es debido a que no se representa de manera satisfactoria el dato experimental a presión atmosférica y es por esto que el %AAD pasa de 10, para rango de presiones mayores a la presión atmosférica, las EOS reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

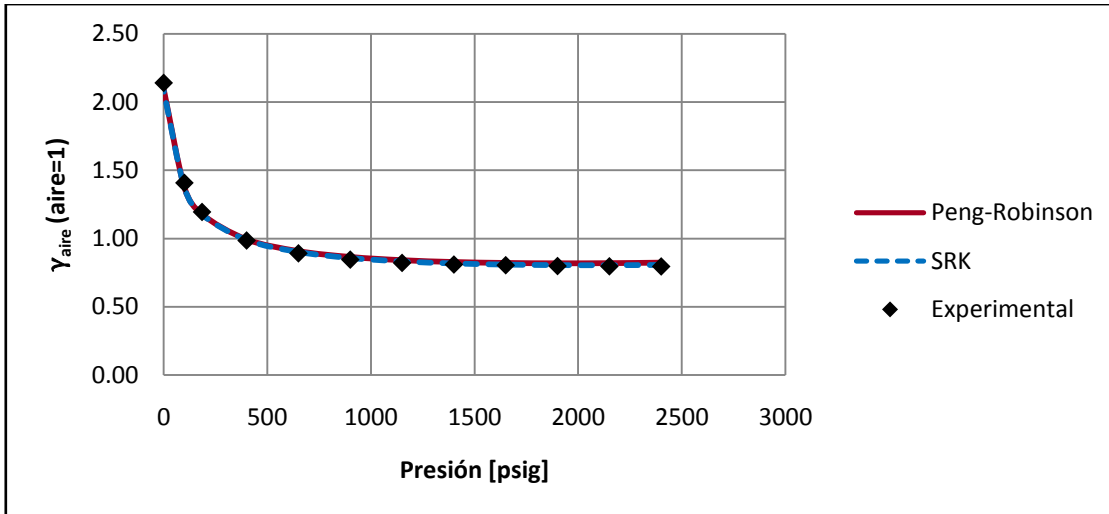
En las Gráfica 5.52 a 5.58 se puede observar también que los datos calculados con las EOS representan la misma tendencia de los datos experimentales.

Tabla 5.13 %AAD gravedad relativa al aire del gas para los fluido estudiados del experimento DLE.

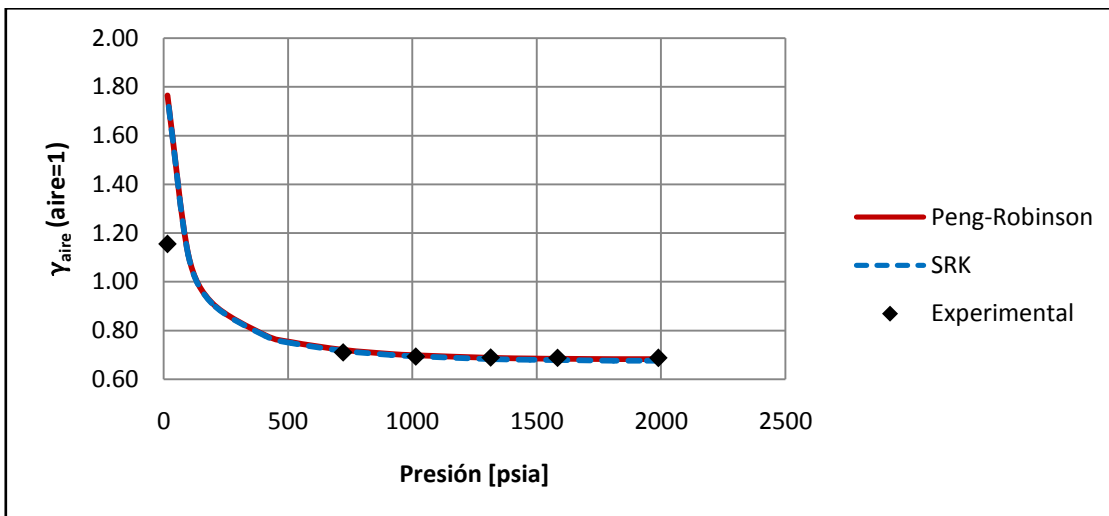
Nombre	%AAD γ_{aire}	
	PR	SRK
Fluido A	1.33	2.02
Fluido B	2.15	1.27
Fluido D	17.27	9.54
Fluido E	11.08	11.29
Fluido F	16.39	15.58
Fluido G	0.04	0.05
Fluido H	27.81	25.97



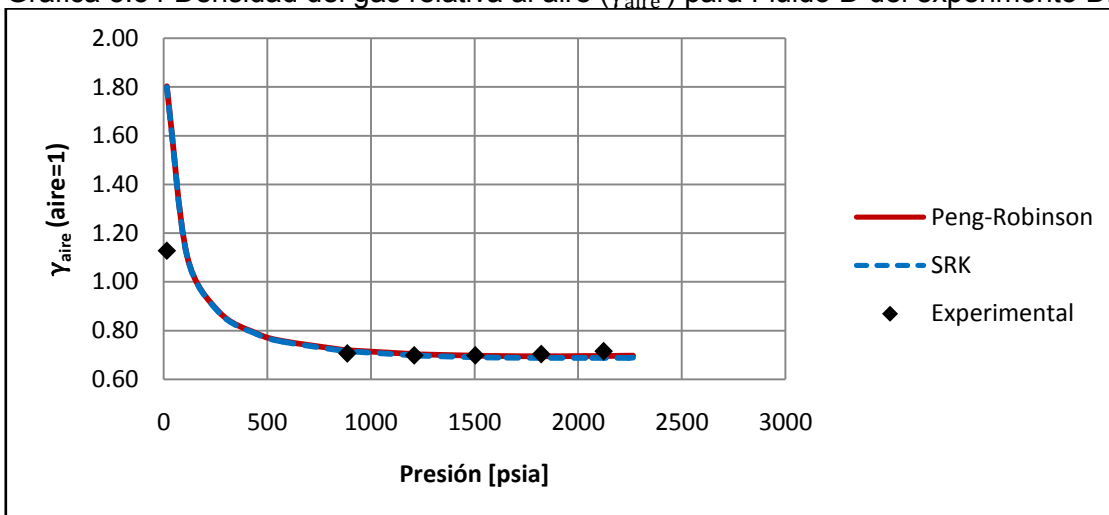
Gráfica 5.52 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido A del experimento DLE.



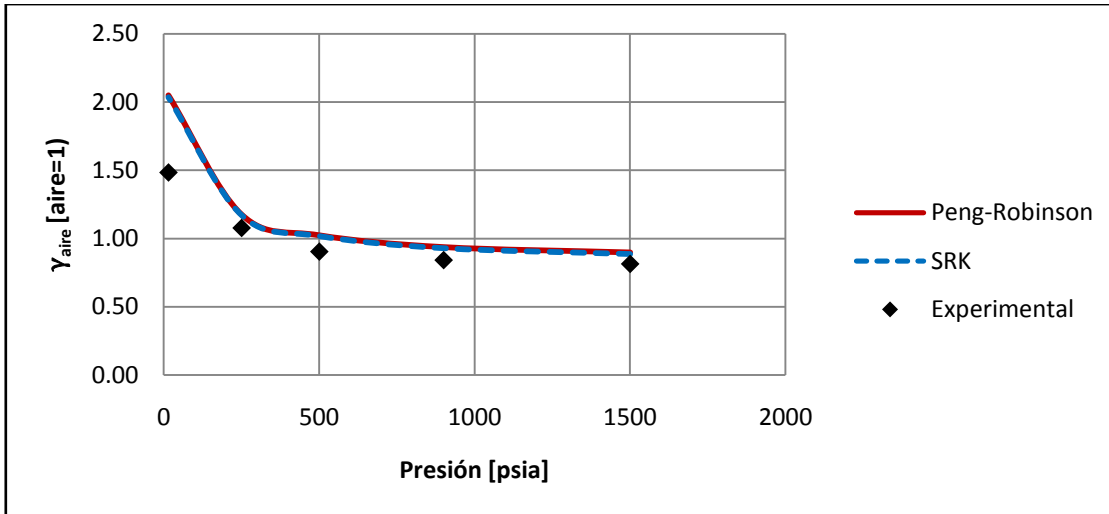
Gráfica 5.53 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido B del experimento DLE.



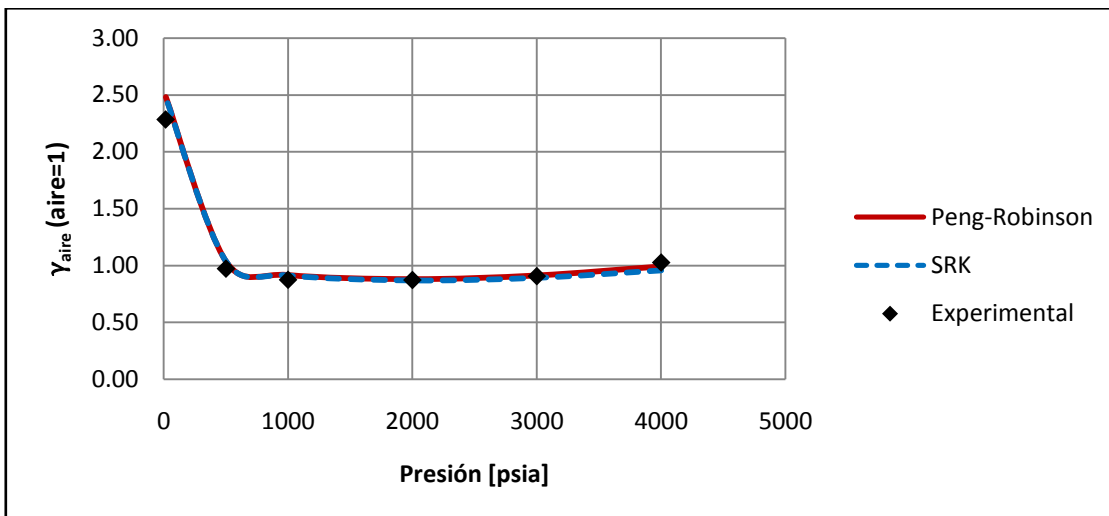
Gráfica 5.54 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido D del experimento DLE.



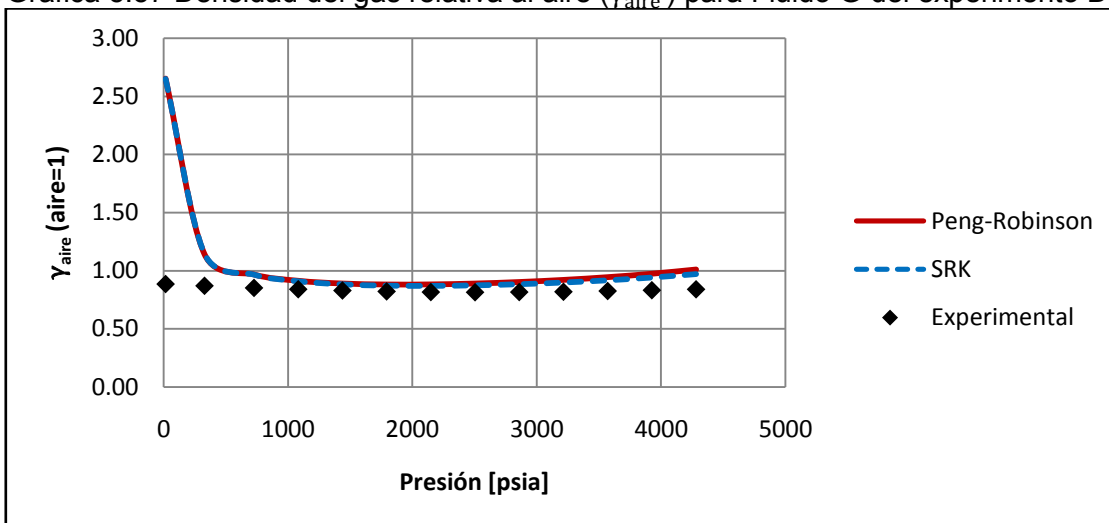
Gráfica 5.55 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido E del experimento DLE.



Gráfica 5.56 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido F del experimento DLE.



Gráfica 5.57 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido G del experimento DLE.



Gráfica 5.58 Densidad del gas relativa al aire (γ_{aire}) para Fluido H del experimento DLE.

5.4 Resultados del experimento Agotamiento a Volumen Constante (CVD)

Para reproducir el experimento PVT CVD se emplearon las EOS de Peng-Robinson^[20, 26] (PR) y Soave-Redilch-Kwong^[19,25] (SRK), la densidad del líquido saturado para fluidos tipo gas y condensado y aceite negro se calculó con el modelo de COSTALD^[27] y para la densidad del líquido subenfriado se utilizó la ecuación de corrección de presión de Chueh-Prausnitz^[29]. Para los fluidos tipo aceite volátil en el cálculo de la densidad del líquido se utilizó la que es predicha por la ecuación de estado. En los análisis PVT estudiados no se reportan todas las propiedades que se describieron en el Capítulo 2 de este trabajo para el experimento CVD.

En este trabajo se aplicó como criterio de error el promedio de desviación absoluta porcentual (%AAD, Average Absolute Percent Deviation) que se muestra en la ecuación 5.2. A continuación se muestran los resultados para este experimento, en las gráficas las leyendas de **Peng-Robinson** se refiere a los valores que fueron obtenidos con la EOS de Peng-Robinson, **SRK** se refiere a los valores que fueron obtenidos con la EOS de SRK y **Experimental** se refiere al valor experimental reportado en el análisis PVT.

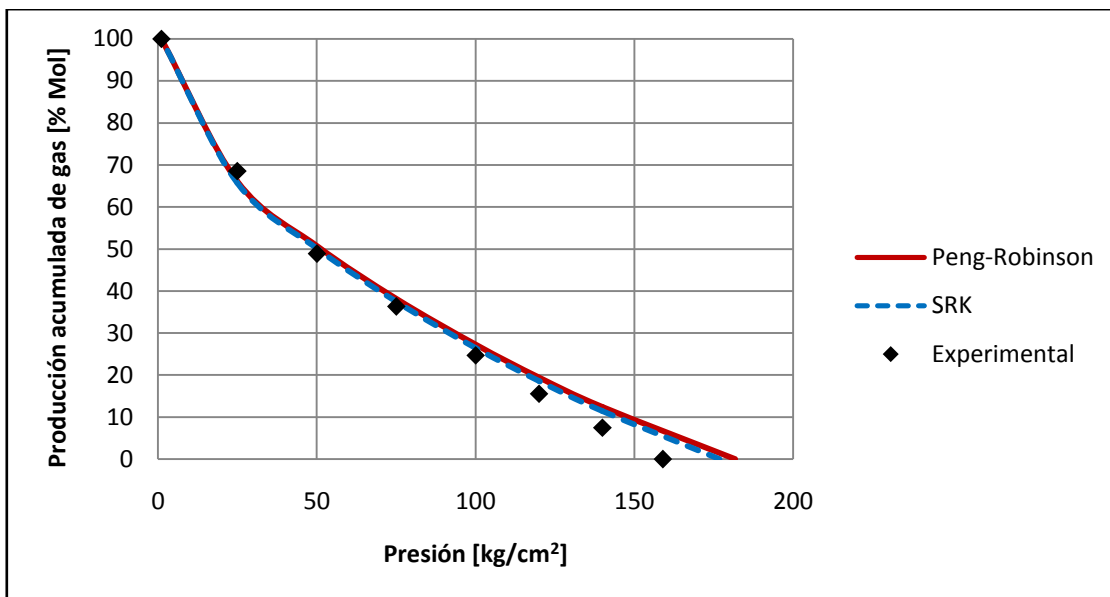
5.4.1 Producción acumulada de gas producido

En la Tabla 5.14 se presenta el %ADD de producción acumulada de gas producido de cada uno de los fluidos para los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con la EOS de SKR los fluidos C y K pasan el 10% y con la EOS de PR los fluidos C, K y L pasan el 10%, en los demás fluidos las EOS reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

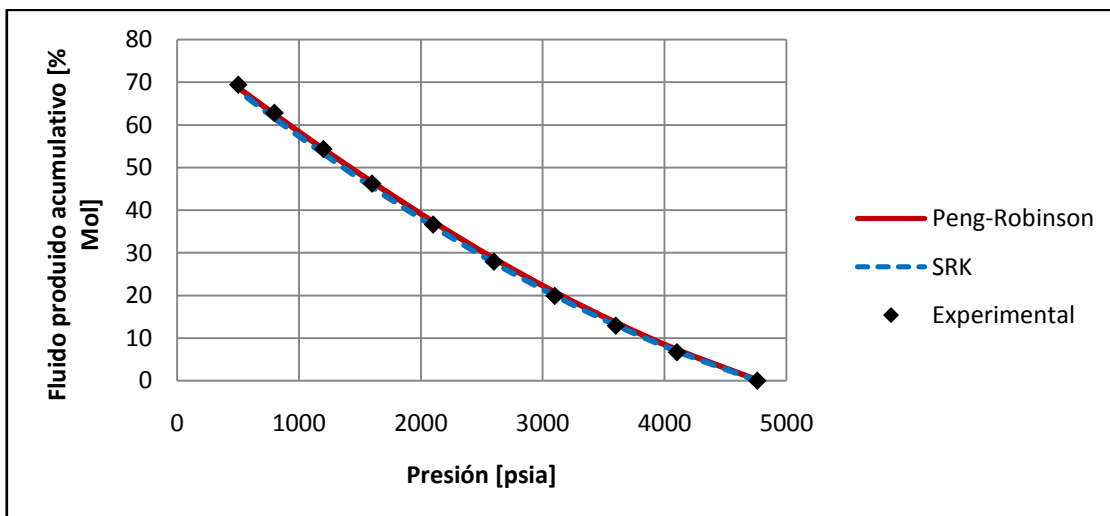
En las Gráficas 5.59 a 5.63 se presenta la producción acumulada de gas producido en función de la presión, se puede observar que las mayores desviaciones de los datos experimentales se dan a altas presiones.

Tabla 5.14 %AAD producción acumulada de gas de los fluidos estudiados para el experimento CVD.

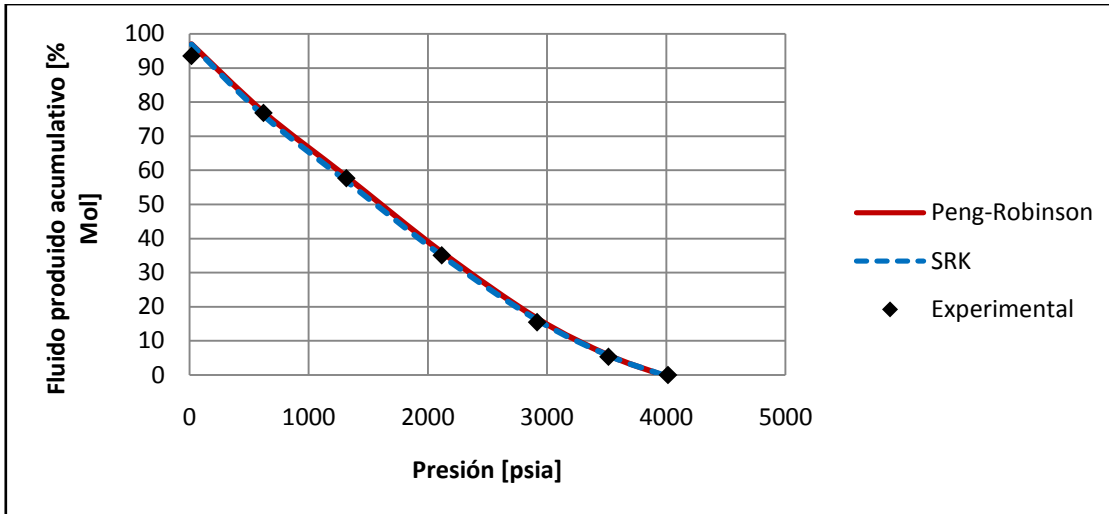
Nombre	%AAD Producción acumulada de gas producido	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido C	16.22	12.64
Fluido G	2.91	1.55
Fluido J	3.94	2.94
Fluido K	20.32	17.18
Fluido L	10.96	6.95



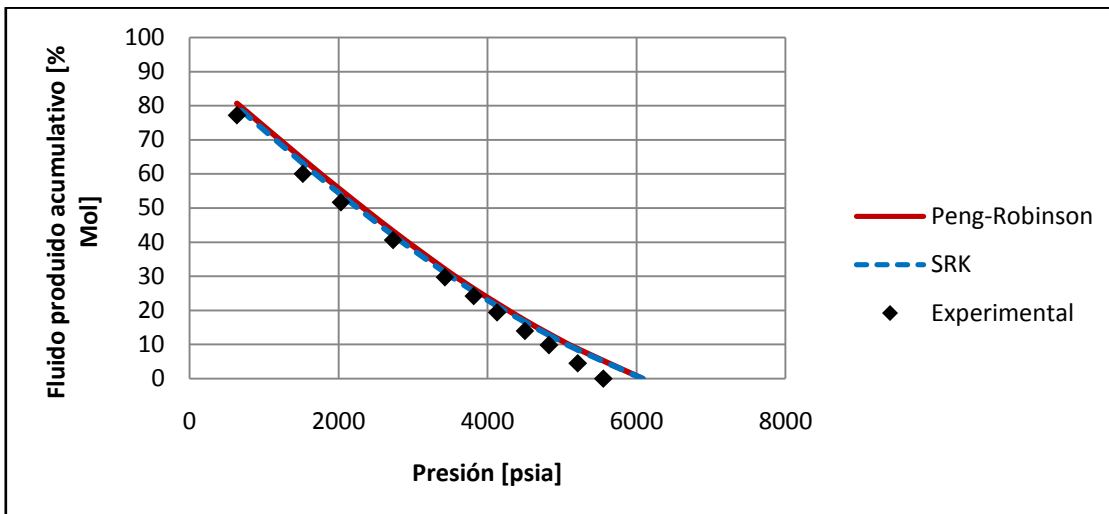
Gráfica 5.59 Producción acumulada de gas para Fluido C del experimento CVD.



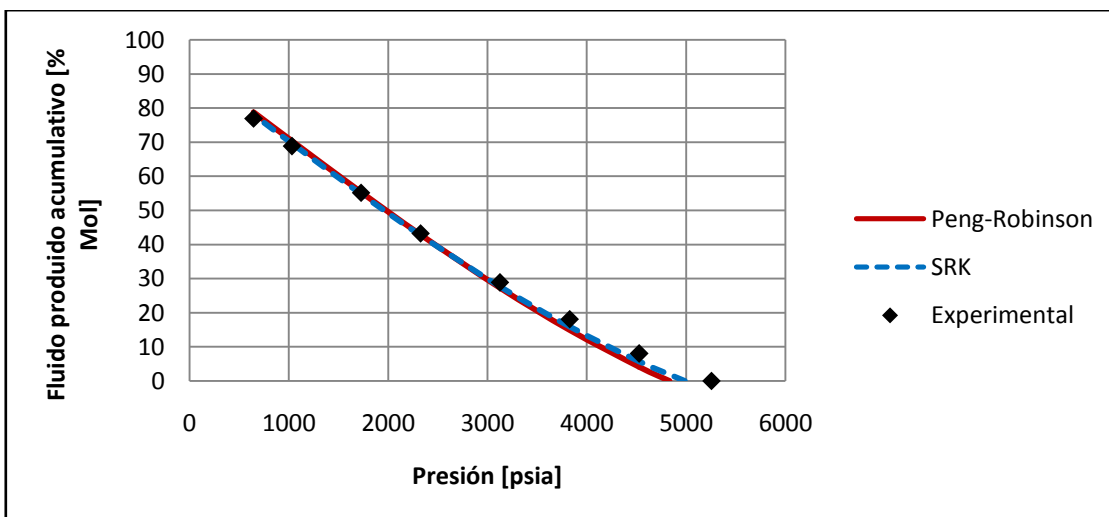
Gráfica 5.60 Producción acumulada de gas para Fluido G del experimento CVD.



Gráfica 5.61 Producción acumulada de gas para Fluido J del experimento CVD.



Gráfica 5.62 Producción acumulada de gas para Fluido K del experimento CVD.



Gráfica 5.63 Producción acumulada de gas para Fluido L del experimento CVD.

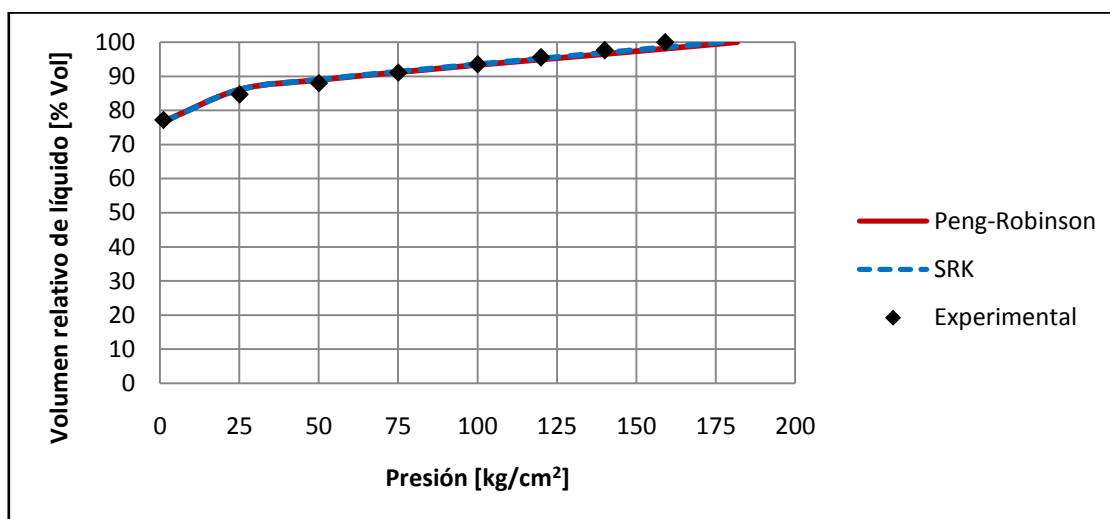
5.4.2 Volumen relativo de líquido

En la Tabla 5.15 se presenta el %AAD de volumen de líquido de cada uno de los fluidos para los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con la EOS de SKR los fluidos J, K y L pasan el 10% y con la EOS de PR los fluidos J y K pasan el 10%, en los demás fluidos las EOS reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

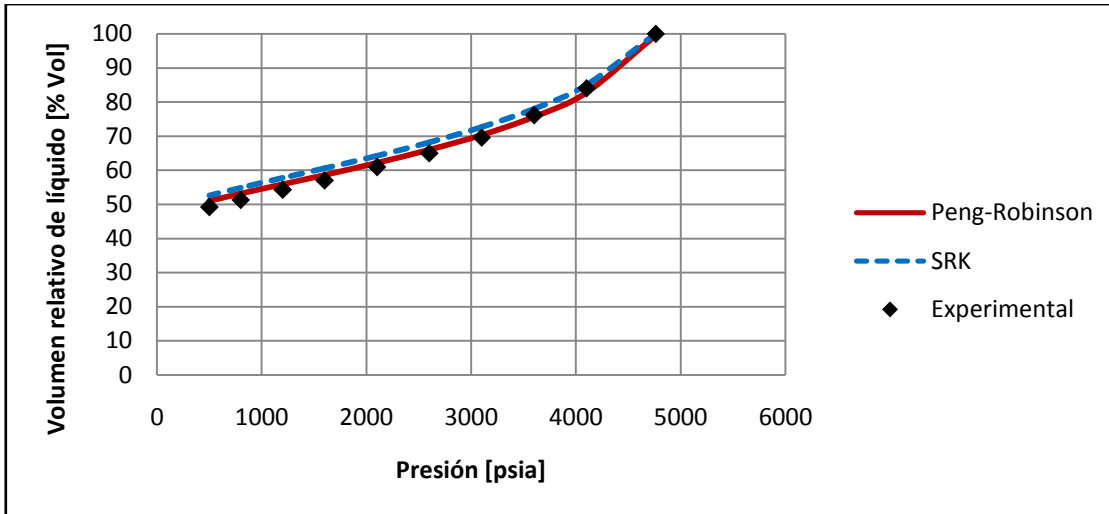
En las Gráficas 5.64 a 5.68 se presenta el volumen relativo de líquido en función de la presión, se puede observar que las mayores desviaciones de los datos experimentales se dan a altas presiones.

Tabla 5.15 % AAD Volumen relativo de líquido para el experimento CVD.

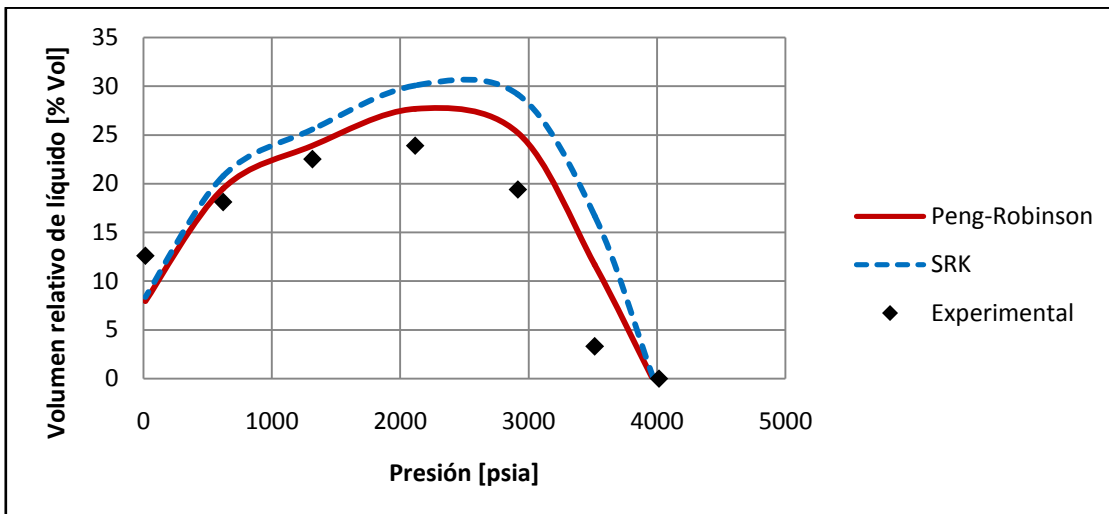
Nombre	% AAD Volumen relativo de líquido	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido C	0.70	0.64
Fluido G	1.97	4.48
Fluido J	58.46	90.73
Fluido K	21.96	32.99
Fluido L	6.92	11.21



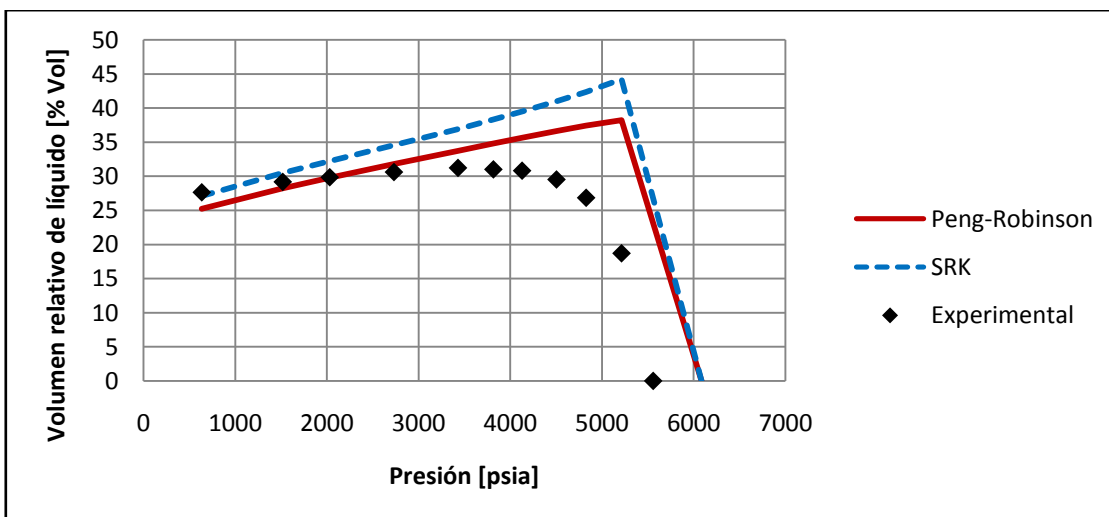
Gráfica 5.64 Volumen relativo de líquido para Fluido C del experimento CVD.



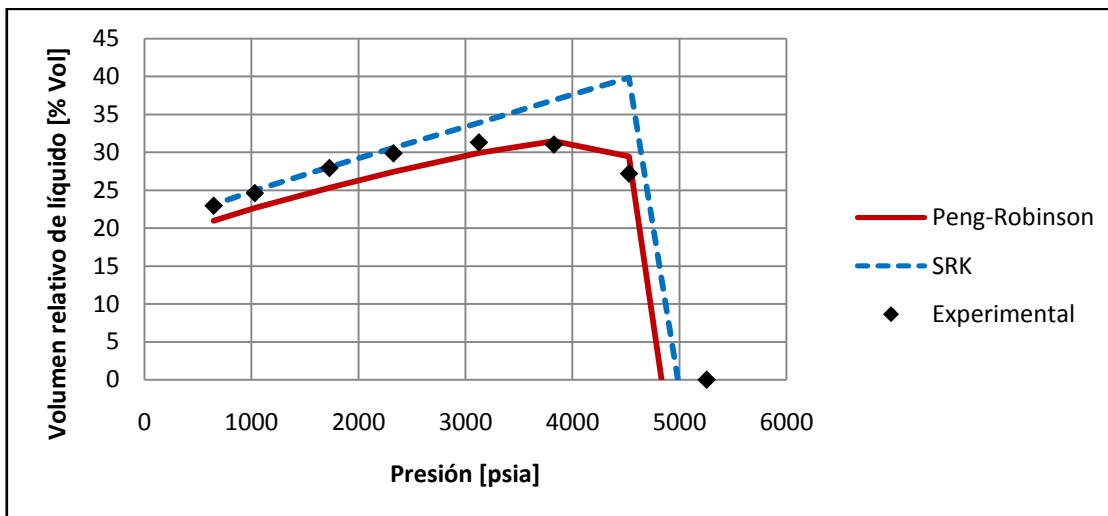
Gráfica 5.65 Volumen relativo de líquido para Fluido G del experimento CVD.



Gráfica 5.66 Volumen relativo de líquido para Fluido J del experimento CVD.



Gráfica 5.67 Volumen relativo de líquido para Fluido K del experimento CVD.



Gráfica 5.68 Volumen relativo de líquido para Fluido L del experimento CVD.

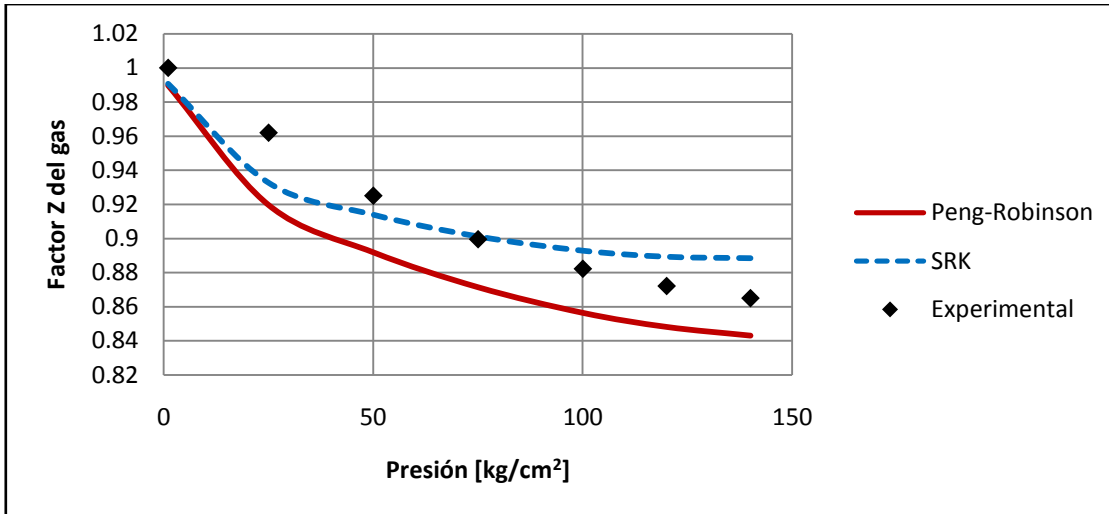
5.4.3 Factor de compresibilidad del gas (Z)

En la Tabla 5.16 se presenta el %ADD del factor de compresibilidad del gas para los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de SKR y PR el fluido K pasan el 10% para los demás fluidos las EOS reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

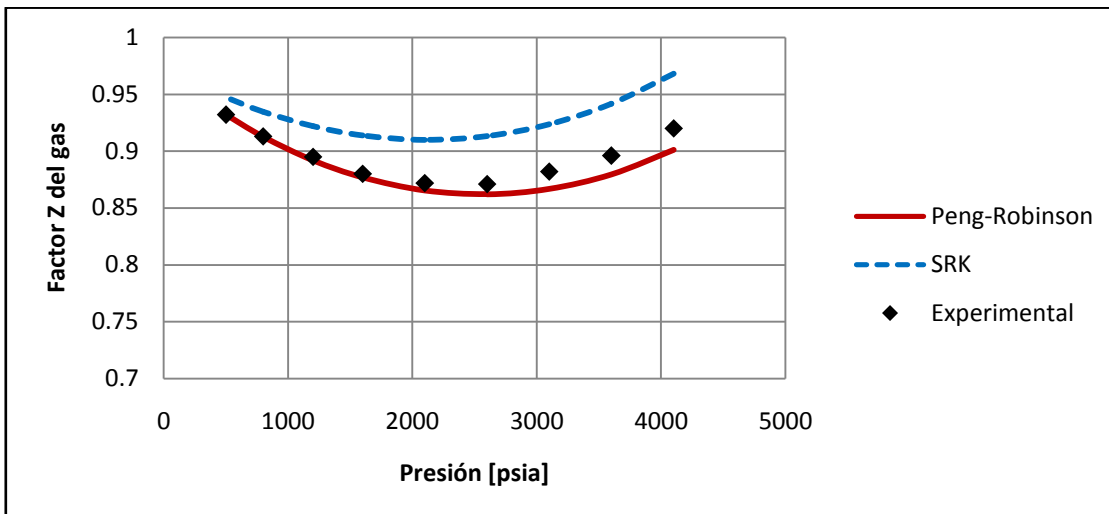
En las Gráficas 5.69 a 5.73 se presenta el factor de compresibilidad del gas en función de la presión, se puede observar que las mayores desviaciones de los datos experimentales se dan a altas presiones, también se puede ver que los datos calculados muestran la misma tendencia de los experimentales.

Tabla 5.16 % AAD factor Z del gas para el experimento CVD.

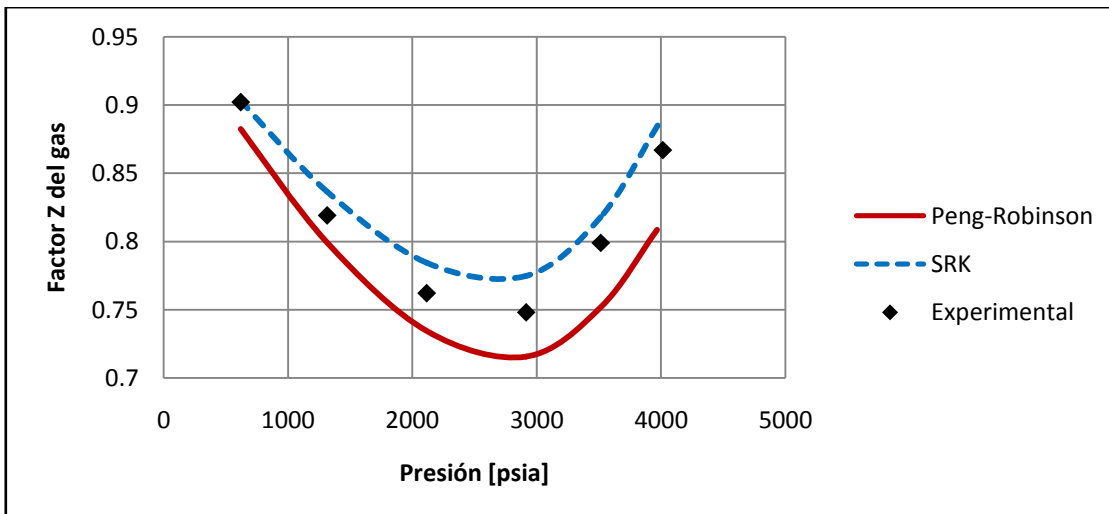
Nombre	%AAD Factor Z gas	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido C	2.92	1.61
Fluido G	0.91	3.90
Fluido J	4.20	2.20
Fluido K	11.07	11.42
Fluido L	3.12	2.30



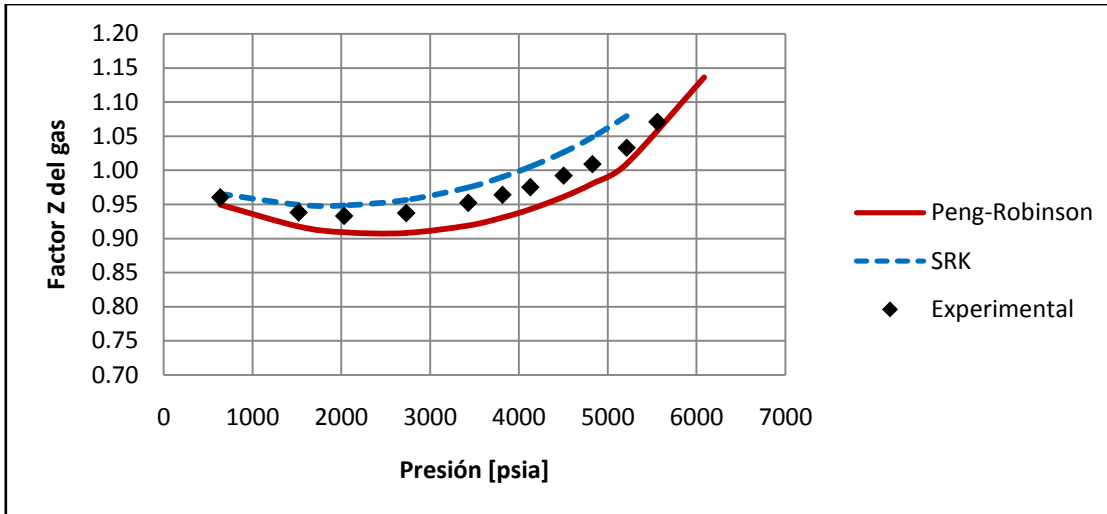
Gráfica 5.69 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido C del experimento CVD.



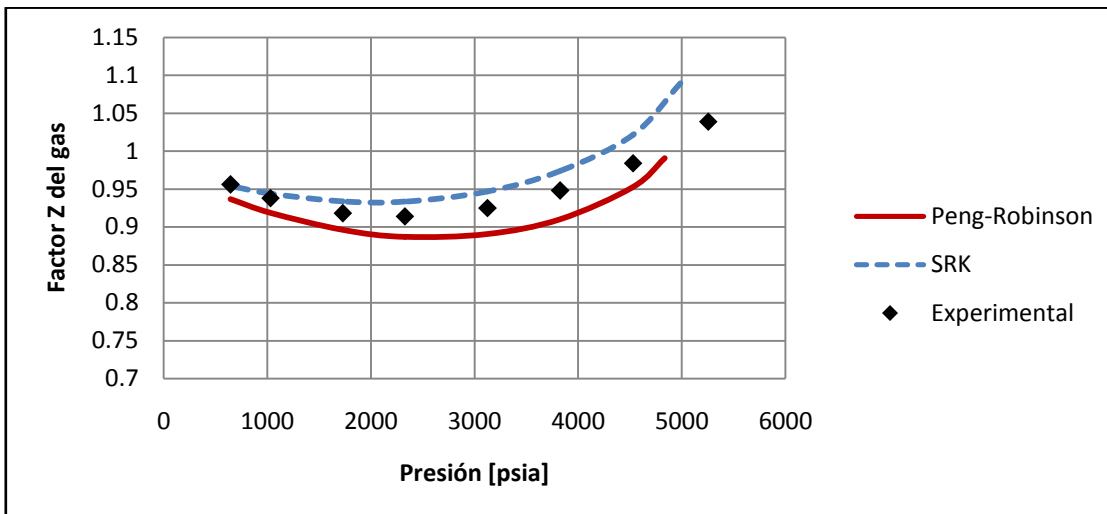
Gráfica 5.70 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido G del experimento CVD.



Gráfica 5.71 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido J del experimento CVD.



Gráfica 5.72 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido K del experimento CVD.



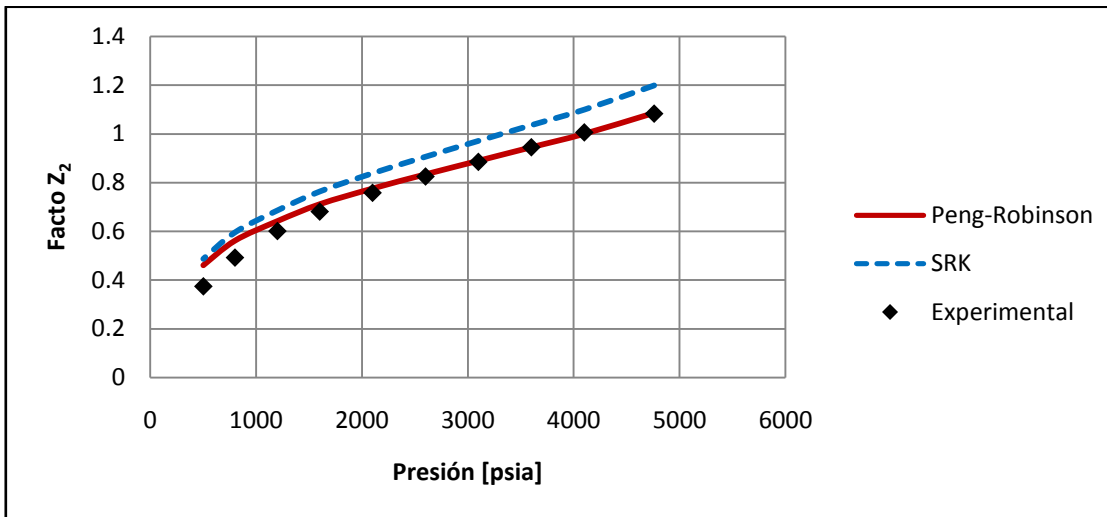
Gráfica 5.73 Factor de compresibilidad del gas (Z) para Fluido L del experimento CVD.

5.4.4 Factor de compresibilidad de las dos fases (Z_2)

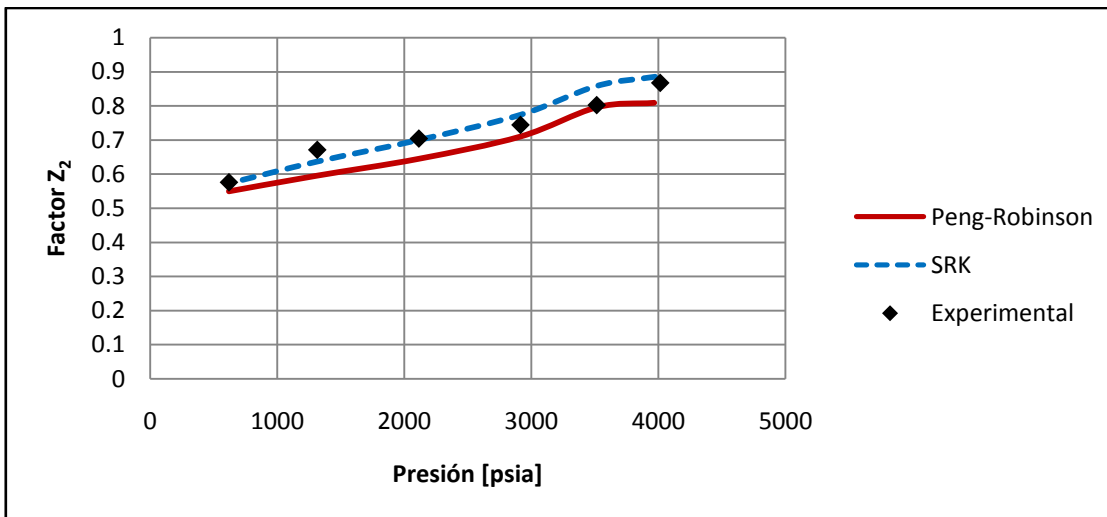
En la Tabla 5.17 se presenta el %ADD del factor de compresibilidad de las dos fases para los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con la EOS de PR se representa de manera satisfactoria para esta propiedad para todos los fluidos de yacimiento, con la EOS de SKR el Fluido G pasan el 10% para los demás fluidos SRK reproduce de manera satisfactoria los resultados experimentales. En las Gráficas 5.74 a 5.75 se presenta el factor de compresibilidad de las dos fases en función de la presión, se puede observar que los datos calculados muestran la misma tendencia de los experimentales.

Tabla 5.17 % AAD factor Z_2 para el experimento CVD.

Nombre	Z_2	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido G	5.31	13.73
Fluido J	6.08	3.22



Gráfica 5.74 Factor de compresibilidad de las dos fases (Z_2) para Fluido G del experimento CVD.



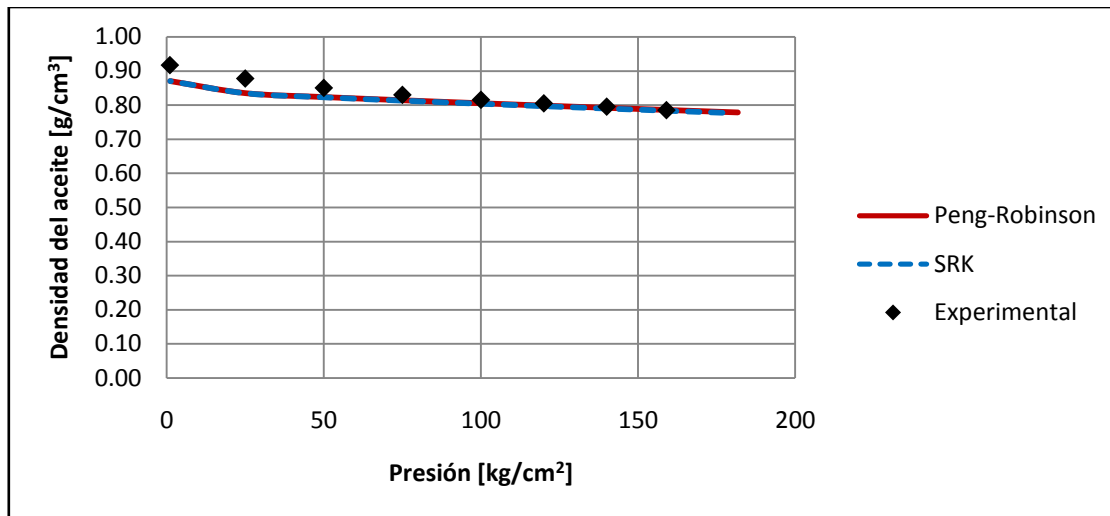
Gráfica 5.75 Factor de compresibilidad de las dos fases (Z_2) para Fluido J del experimento CVD.

5.4.5 Densidad del aceite (ρ_o)

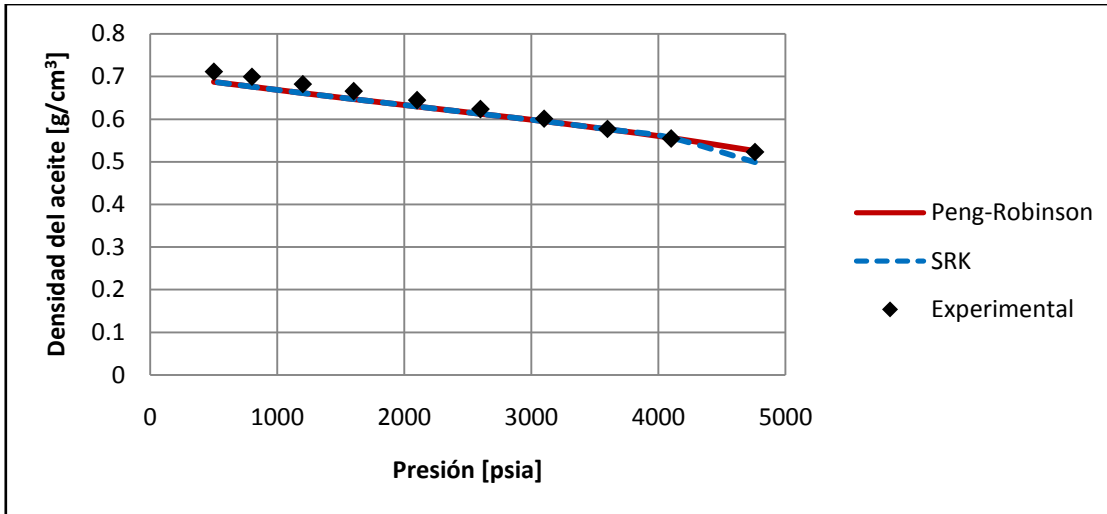
En la Tabla 5.18 se presentan el %AAD de la densidad del aceite para los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de SKR y PR se reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales. En las Gráficas 5.76 a 5.77 se presenta la densidad del aceite en función de la presión, se puede observar que los datos calculados muestran la misma tendencia de los experimentales.

Tabla 5.18 % AAD densidad del aceite para el experimento CVD.

Nombre	%AAD Densidad del aceite	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido C	2.34	2.49
Fluido G	1.84	2.29



Gráfica 5.76 Densidad del aceite (ρ_o) para Fluido C del experimento CVD.



Gráfica 5.77 Densidad del aceite (ρ_0) para Fluido G del experimento CVD.

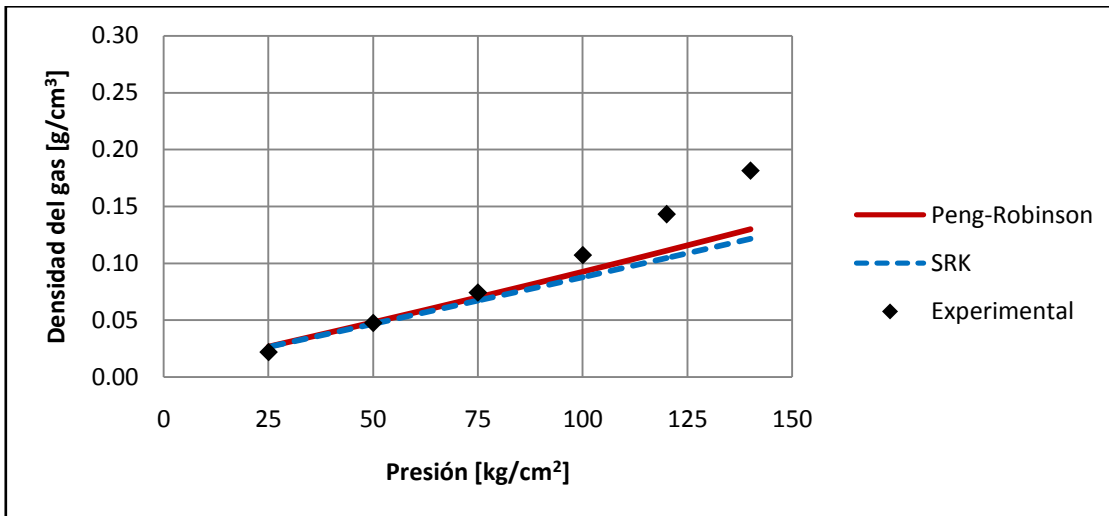
5.4.6 Densidad del gas (ρ_g)

En la Tabla 5.19 se presenta el %ADD de la densidad del gas para los cuales fue reportado en el análisis PVT, se puede observar que con las EOS de PR y SRK el Fluido C pasa del 10%, los demás fluidos se reproducen de manera satisfactoria los resultados experimentales.

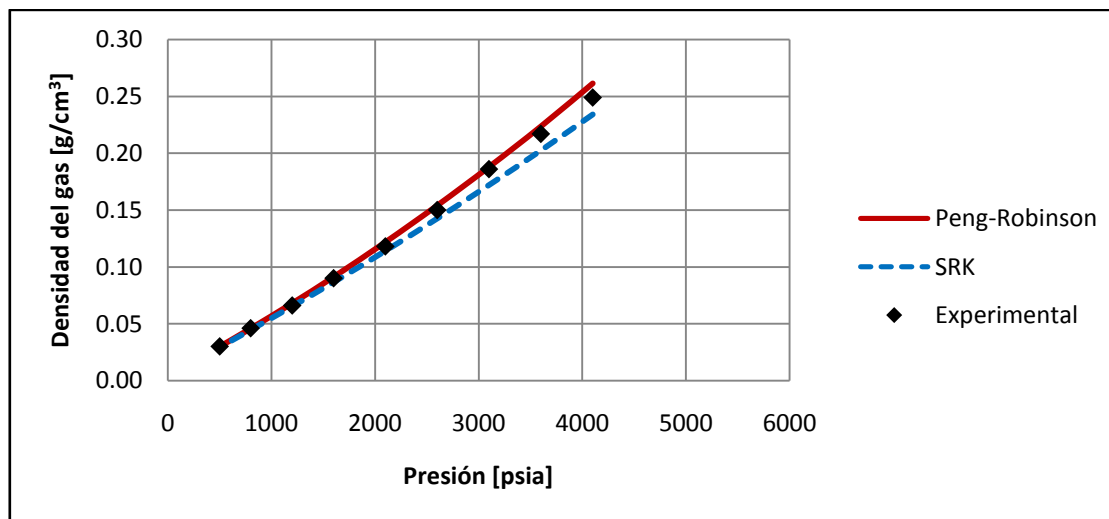
En las Gráficas 5.78 a 5.79 se presenta la densidad del gas en función de la presión, se puede observar que los datos calculados muestran la misma tendencia de los experimentales y también se puede ver que las mayores desviaciones de los datos experimentales se dan a altas presiones.

Tabla 5.19 % AAD densidad del gas para el experimento CVD.

Nombre	%AAD Densidad del gas	
	<i>PR</i>	<i>SRK</i>
Fluido C	15.54	18.15
Fluido G	1.84	4.12



Gráfica 5.78 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido C del experimento CVD.



Gráfica 5.79 Densidad del gas (ρ_g) para Fluido G del experimento CVD.

Conclusiones

- ✓ Se determinaron los parámetros de caracterización de los diferentes fluidos de yacimiento estudiados y el impacto que estos tienen en el comportamiento de fases.
- ✓ Se determinó que las mejores ecuaciones de estado para modelar el comportamiento de fases de un fluido de yacimiento son Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong.
- ✓ La metodología empleada en este trabajo reproduce de manera satisfactoria (errores menores al 10% para la mayoría de los fluidos estudiados) los resultados experimentales de los análisis PVT de diversos fluidos de yacimiento del tipo: gas y condensado, aceite negro y aceite volátil.
- ✓ En general, las mayores desviaciones de los datos experimentales con relación a los calculados con las ecuaciones de estado se dan a altas presiones.
- ✓ Para el cálculo de la densidad del líquido el modelo de COSTALD con corrección de presión de Chueh-Prausnitz representa de una manera más adecuada los valores experimentales reportados en el análisis PVT, en comparación con los valores de densidad del líquido calculados con las ecuaciones de estado empleadas.

Referencias bibliográficas

1. Craft, B. C., Hawkins, M. and Terry, R. E.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd edition, Prentice-Hall Inc, New Jersey, 1991.
2. Danesh, A.: PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids; ELSEVIER, Third Impression, 2003.
3. Whitson, C. H.: Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions, SPEJ (August 1983) 683; Trans., AIME, 275.
4. Whitson, C. H., and Brule, M. R.: Phase Behavior, Monograph Volume 20, Society of Petroleum Engineers, 2000.
5. Whitson, C. H., Andersen, T. F. & Soreide, I.: C₇₊ characterization of Related Equilibrium Fluids Using the Gamma Distribution, C₇₊ Fraction Characterization, L. G. Chorn and G. A. Mansoori (eds.), Advances in Thermodynamics, Taylor and Francis, New York city (1989) 1, 1986.
6. Hinojosa-Gómez, H.: “Desarrollo de un módulo computacional para representar los experimentos PVT de sistemas aceite-gas”, Tesis de maestría, Facultad de Química, UNAM. (2006).
7. Abramowitz M. & Stegun I.A.: “Handbook of Mathematical Functions”, Dover Publications Inc., New York (1972), pp 923.
8. Rocha-Jiménez, Antonio: “Estudio comparativo de la estimación de propiedades de inspección de la fracción pesada”, Tesis de licenciatura, Facultad de Química, UNAM. (2013).

9. Soreide, I.: Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids from a Cubic Equation of State, Dr. Ing. Dissertation, Norwegian Inst. of Technology, Trondheim, Norway (1989).
10. Watson, K.M., Nelson, E. F. and Murphy, G. B.: Characterization of Petroleum Fractions, Ind. Eng. Chem. (1935) 27, 1460.
11. Watson, K. M. and Nelson, E.F.: Improved Methods for Approximating Critical and Thermal Properties of Petroleum, Ind. Eng. Chem. (1933) 25, No. 8, 880.
12. Kesler, M. G. and Lee, B. I.: Improve Predictions of Enthalpy of Fractions, Hydro. Proc. (March 1976) 55, 153.
13. Riazi, M. R. and Daubert, T.E.: Simplify Property Predictions, Hydro. Proc. (March 1980) 115.
14. Lee, B. I. and Kesler, M. G.: A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding State, AIChE J. (1975) 21, 510.
15. McCain, W. D. Jr.: The five reservoirs, in the properties of reservoir fluids; 2nd edition, Tulsa: PennWell books (1990).
16. PEMEX, Diccionario de términos de PEMEX Refinación.
17. Barrufet, M. A.: Importance of C7+ Fraction in Phase Behavior Calculations. Houston, Hart's Petroleum Engineering International, October 1998, 47-53.
18. Aspen Technology, Inc. (2011), Aspen HYSYS: Simulation Basis Guide, version number V7.3
19. Soave, G.: Equilibrium Constants from Modified Redlich-Kwong Equation of State, Chem. Eng. Sci. (1972) 27 No. 6, 1197.

20. Peg, D. Y. and Robinson, D. B.: "A New-Constant Equation of State", *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 15(1), 59-65, (1976).
21. Mathias, P. M.: A Versatile Phase Equilibrium Equation of State, *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* (1983), 22, 385.
22. Stryjek, R. and Vera, J. H.: PRSV: An improved Peng-Robinson Equation of State for Pure Compounds and mixtures, *The Canadian Journal of Chemical Engineering* (1986), 64, 323.
23. Chueh P. L. and Prausnitz J. M.: Vapor-Liquid Equilibria at High Pressures: Calculation of Partial Molar Volumes in Nonpolar Liquid Mixtures, *AIChE J.* (1967) 13, No. 6, 1099-1107.
24. Aspen Technology, Inc. (2011), Aspen Physical Property System: Physical Property Methods, version number V7.3.
25. Redlich, O. and Kwong J.N.S.: On the Thermodynamics of Solutions. V. An Equation of State. Fugacities of Gaseous, *Chem. Rev.* (1949) 44, 223.
26. Robinson, D. B. and Peng, D. Y.: The Characterization of the Heptanes and Heavier Fractions, Research Report 28, Gas Producers Assn., Tulsa, Oklahoma (1978).
27. Hankinson R.W. and Thomson G.H.: A New Correlation for Saturated Densities of Liquids and Their Mixtures, *AIChE J.* (1979) 25, No. 4, 653-663.
28. Technical Data Book – Petroleum Refining, Third Edition, API, New York City (1977).
29. Chueh, P. L. and Prausnitz J. M.: A Generalized Correlation for the Compressibilities of Normal Liquids, *AIChE J.* (1969) 15, No. 3, 471-472.

30. Designation D2892-84, Distillation of Crude Petroleum, Annual Book of ASTM Standards, ASTM, Philadelphia, Pennsylvania (1984).
31. Twu, C.H., I.E.C. Proc Des & Dev, 24, p. 1287 (1985).
32. Kabadi, V.N., and Danner, R.P.: "A Modified Soave-Redlich-Kwong Equation of State for Water-Hydrocarbon Phase Equilibria", Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. 1985, Volume 24, No. 3, pp 537-541.
33. Stryjek, R., Vera, J.H., J. Can. Chem. Eng., 64, p. 334, April 1986.
34. API Publication 955, A New Correlation of NH₃, CO₂ and H₂S Volatility Data From Aqueous Sour Water Systems, March 1978.
35. Zudkevitch, D., Joffe, J. "Correlation and Prediction of Vapor-Liquid Equilibria with the Redlich-Kwong Equation of State", AIChE Journal, Volume 16, No. 1, January pp. 112-119.

Anexo I. Fluidos de yacimiento

Tabla I.1 Parámetros de caracterización para los Fluidos de yacimiento estudiados.

Crudo	α	η	M_{C7+}
Fluido A	1.00	100.0	218.00
Fluido B	0.52	99.0	320.00
Fluido C	0.84	90.0	372.00
Fluido D	1.00	90.0	444.40
Fluido E	1.00	90.0	416.00
Fluido F	0.55	90.0	302.96
Fluido G	0.95	95.8	202.01
Fluido H	0.94	90.0	203.00
Fluido I	0.98	90.0	202.32
Fluido J	0.30	100.2	143.00
Fluido K	1.13	90.0	185.86
Fluido L	0.92	90.0	164.64

Tabla I.2 Composición de los fluidos de yacimiento y propiedades de la fracción pesada.

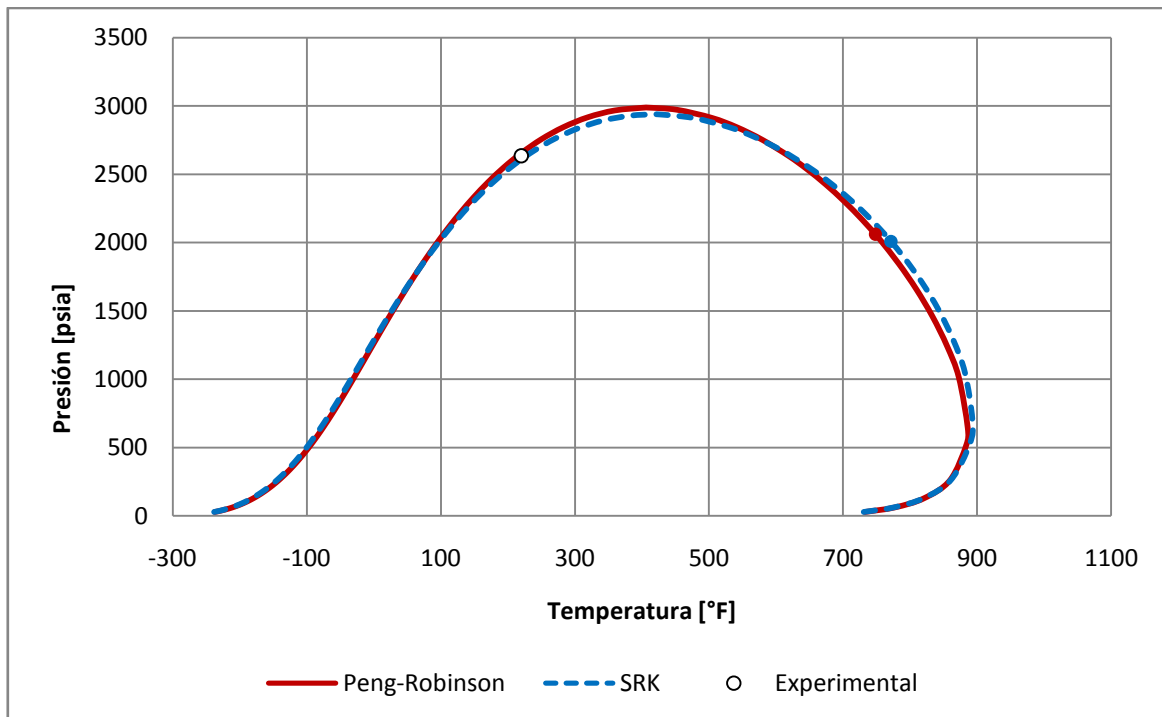
% Mol de los fluidos de yacimiento												
	Crudo A	Crudo B	Crudo C	Crudo D	Crudo E	Crudo F	Crudo G	Crudo H	Crudo I	Crudo J	Crudo K	Crudo L
N₂	0.16	0.37	1.71	0.42	0.34	0.40	0.45	1.49	0.00	0.13	2.19	0.68
CO₂	0.91	2.68	3.24	0.00	0.00	10.09	1.87	3.07	0.00	0.18	2.79	2.29
H₂S	0.00	1.41	1.97	0.00	0.00	2.98	1.35	0.75	0.00	0.00	4.02	4.01
CH₄	36.47	32.44	25.86	32.43	35.65	29.49	52.03	53.21	57.52	61.92	64.66	62.23
C₂H₆	9.67	8.62	5.98	5.85	6.22	5.64	10.38	9.53	10.16	14.08	7.10	8.28
C₃H₈	6.95	6.13	5.97	4.46	5.30	5.31	5.95	5.54	5.83	8.35	3.68	4.09
i-C₄H₁₀	1.44	0.85	1.90	0.76	0.79	0.96	1.10	0.98	1.22	0.97	0.70	0.78
n-C₄H₁₀	3.93	3.32	7.24	2.84	2.84	3.77	2.62	2.58	2.06	3.41	1.59	1.85
i-C₅H₁₂	1.44	1.39	2.70	1.59	1.15	1.24	1.10	0.89	1.01	0.84	0.58	0.73
n-C₅H₁₂	1.41	1.95	3.80	1.93	1.48	2.66	1.38	1.55	1.70	1.48	0.71	1.02
n-C₆H₁₄	4.33	2.78	2.77	1.96	3.59	6.15	1.99	1.79	1.40	1.79	0.88	1.50
MCP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.40	0.27	0.00	0.00	0.00	0.13	0.24
C₆H₆	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.07	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07
CC6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.23	0.00	0.00	0.00	0.11	0.19
C₇₊	33.29	38.06	36.87	47.76	42.64	28.55	19.19	18.62	19.11	6.85	10.79	12.05
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Propiedades de la fracción												
pC₇₊	0.8515	0.9311	0.9627	0.9065	0.9629	0.9065	0.8520	0.8370	0.8370	0.7950	0.8290	0.8127
MC₇₊	218.00	324.27	372.00	302.96	444.40	302.96	202.56	202.32	202.32	143.00	184.97	164.64

Donde: MCP es Metilciclopentano y CC6 es Ciclohexano.

Datos del Fluido A

Tabla I.3 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido A.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.1959	360.59	144.74	48.553	694.53	357.25	9.0135	0.46244
Fracción 2	0.0806	599.44	249.51	53.538	914.71	230.07	14.6783	0.75657
Fracción 3	0.0332	764.05	354.29	57.015	1054.73	170.91	19.3747	0.98344
Fracción 4	0.0137	885.92	459.06	59.729	1155.57	138.14	23.1903	1.14491
Fracción 5	0.0095	1033.47	637.10	63.347	1276.91	108.17	28.0756	1.32072

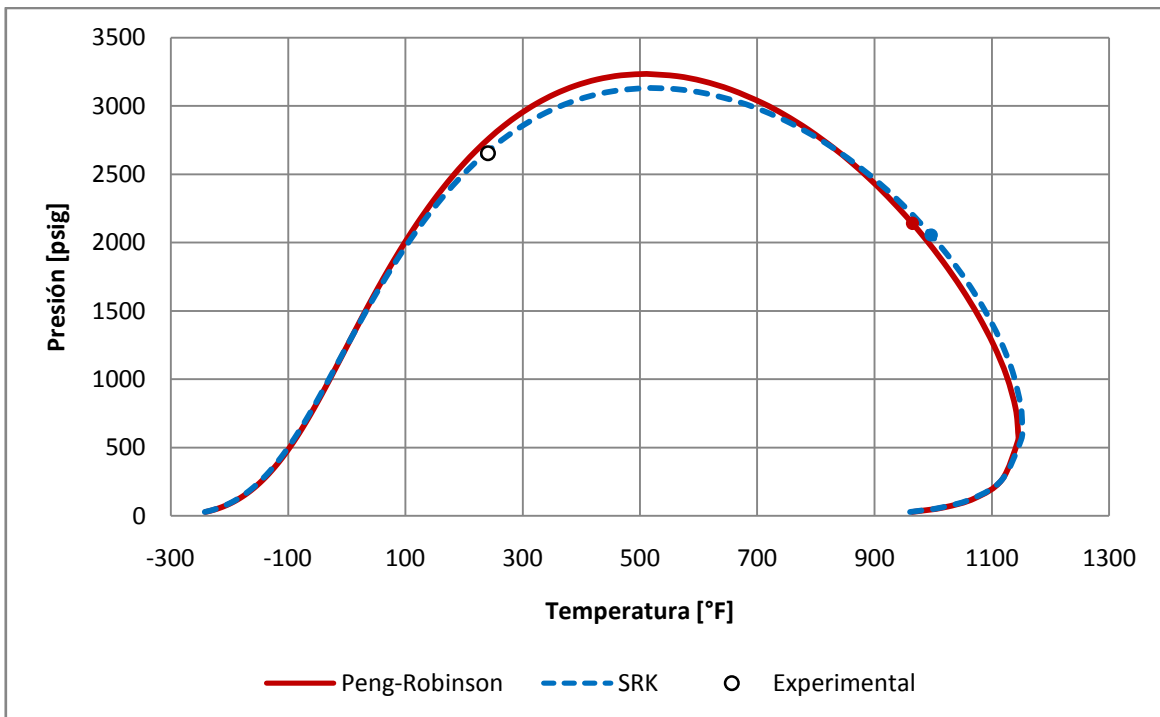


Gráfica I.1 Envolvente de fases P-T para el Fluido A.

Datos del Fluido B

Tabla I.4 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido B.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.2442	400.16	156.95	48.927	744.37	355.72	9.4303	0.48671
Fracción 2	0.0642	785.11	371.85	57.118	1091.07	182.84	19.0417	0.94528
Fracción 3	0.0316	971.42	564.03	61.553	1248.53	135.72	24.6432	1.17172
Fracción 4	0.0171	1091.42	754.97	64.860	1350.62	113.95	28.3896	1.29695
Fracción 5	0.0235	1257.09	1227.35	70.770	1498.73	93.87	33.2994	1.42869

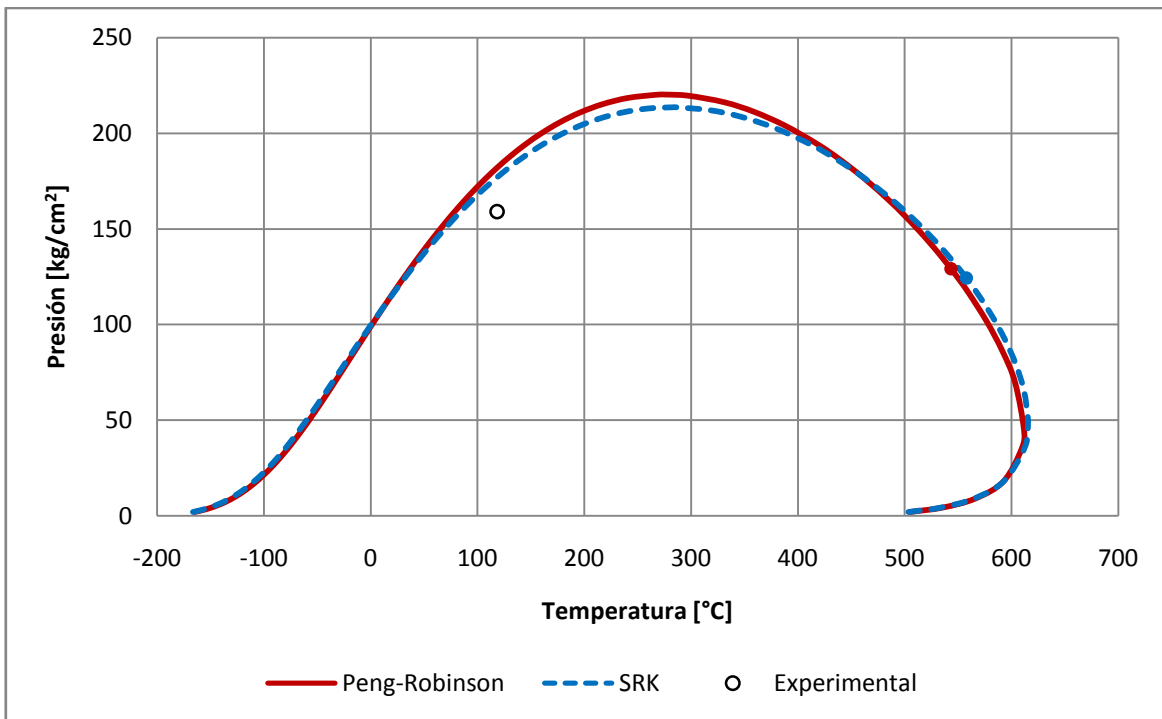


Gráfica I.2 Envoltura de fases P-T para el Fluido B.

Datos del Fluido C

Tabla I.5 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido C.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.2003	449.43	174.00	50.516	800.23	341.62	10.1746	0.52602
Fracción 2	0.0835	805.40	389.32	58.371	1121.56	189.57	18.9770	0.93623
Fracción 3	0.0412	990.50	598.00	63.045	1280.79	143.45	24.3298	1.14959
Fracción 4	0.0210	1107.38	806.22	66.518	1382.72	122.61	27.7880	1.26322
Fracción 5	0.0227	1248.54	1244.03	71.903	1512.50	105.62	31.6964	1.36652

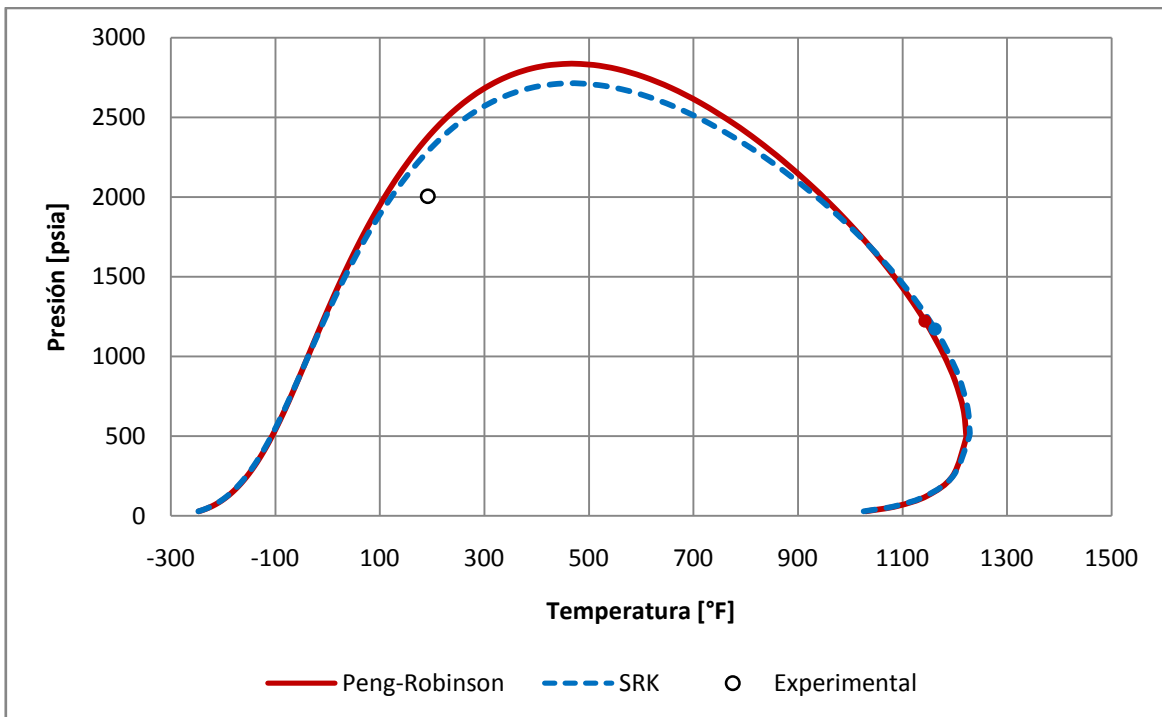


Gráfica I.3 Envoltura de fases P-T para el Fluido C.

Datos del Fluido D

Tabla I.6 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido D.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.2327	494.07	195.29	50.019	834.52	302.29	11.4525	0.59266
Fracción 2	0.1193	853.25	432.02	57.680	1149.62	164.19	20.9992	1.01902
Fracción 3	0.0612	1042.59	668.75	62.385	1309.76	122.69	26.8081	1.23505
Fracción 4	0.0314	1158.62	905.49	65.872	1410.18	104.95	30.3923	1.34401
Fracción 5	0.0330	1290.51	1391.33	71.151	1532.26	92.05	34.0715	1.43197

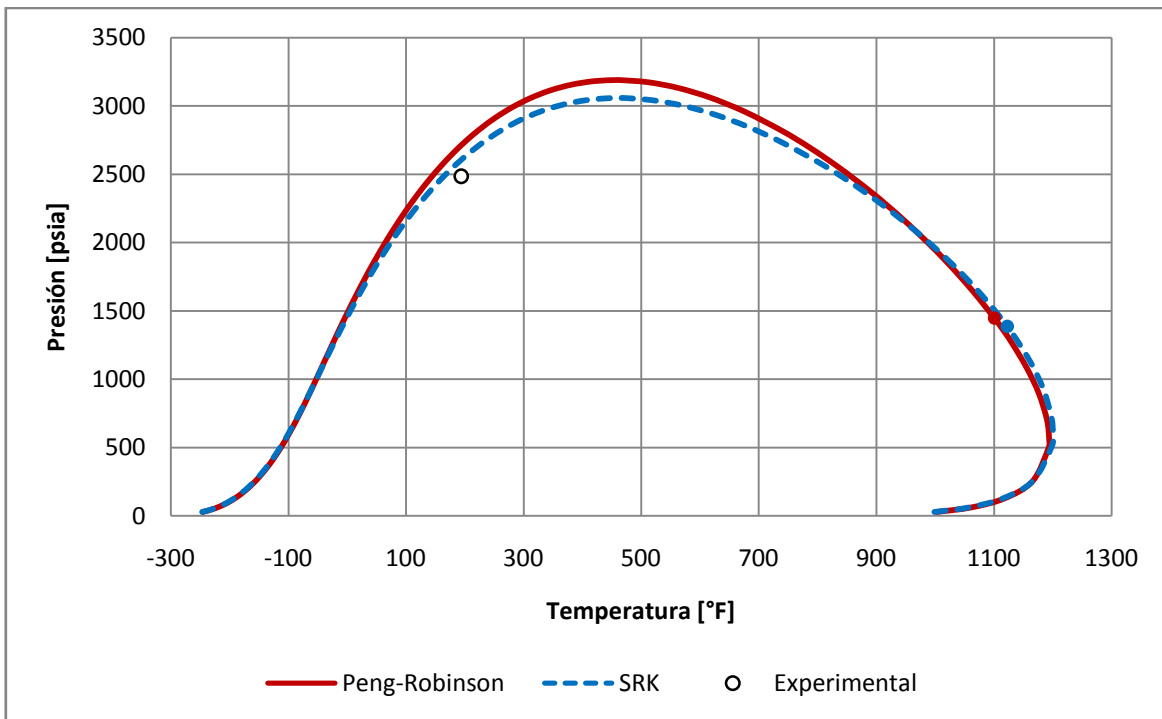


Gráfica I.4 Envoltura de fases P-T para el Fluido D.

Datos del Fluido E

Tabla I.7 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido E.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.2114	479.15	188.97	49.859	819.50	308.43	11.1558	0.57717
Fracción 2	0.1066	832.19	412.18	57.350	1130.10	168.36	20.4632	0.99992
Fracción 3	0.0537	1022.36	635.38	61.982	1290.49	124.97	26.2983	1.22217
Fracción 4	0.0271	1140.70	858.59	65.423	1392.08	106.01	29.9944	1.33758
Fracción 5	0.0276	1275.89	1308.83	70.565	1515.19	91.70	33.8901	1.43492

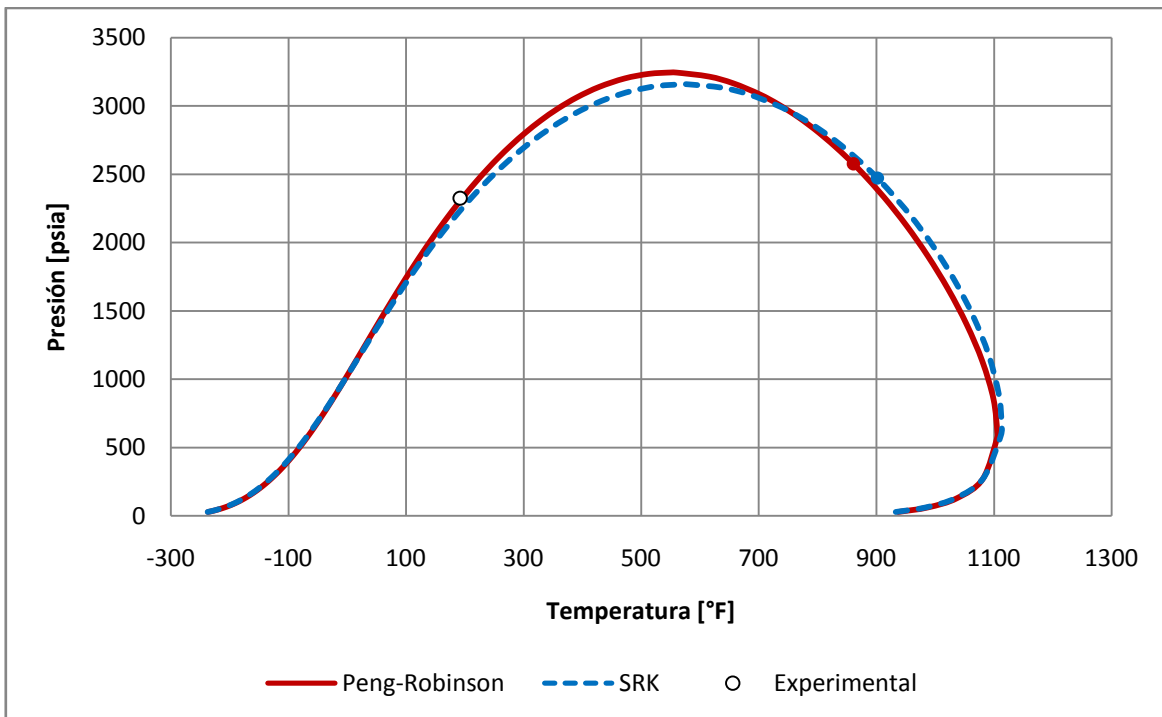


Gráfica I.5 Envoltura de fases P-T para el Fluido E.

Datos del Fluido F

Tabla I.8 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido F.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.1822	370.95	147.87	47.604	708.09	358.04	9.1031	0.46813
Fracción 2	0.0496	763.89	354.58	55.694	1060.31	176.63	19.0711	0.94964
Fracción 3	0.0242	958.59	540.90	60.079	1222.21	127.12	25.1483	1.19754
Fracción 4	0.0128	1084.55	726.08	63.339	1327.12	104.47	29.2824	1.33614
Fracción 5	0.0168	1254.51	1168.90	68.989	1474.99	83.95	34.6637	1.48196

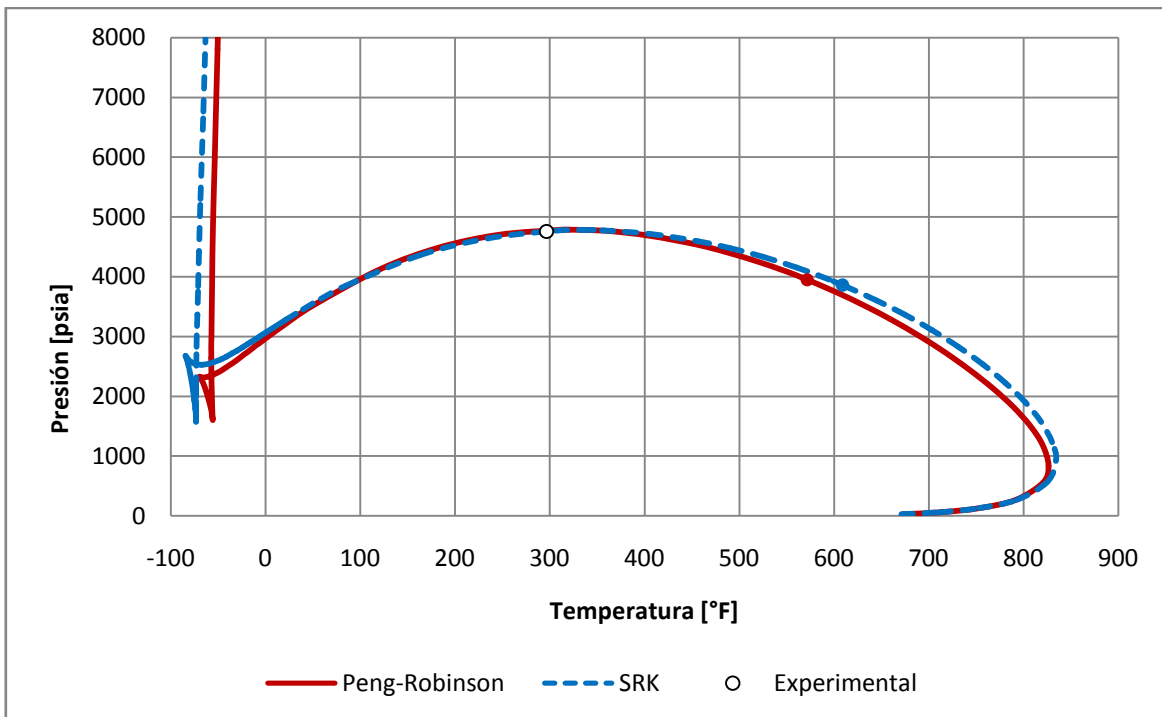


Gráfica I.6 Envoltura de fases P-T para el Fluido F.

Datos del Fluido G

Tabla I.9 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido G.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.1164	338.66	136.50	48.750	676.46	380.98	8.4336	0.43270
Fracción 2	0.0448	574.10	235.52	53.764	898.06	248.89	13.7645	0.71098
Fracción 3	0.0181	735.32	333.64	57.232	1037.40	186.90	18.1729	0.93140
Fracción 4	0.0074	855.46	431.69	59.940	1138.08	152.00	21.7871	1.08849
Fracción 5	0.0052	1002.46	598.34	63.557	1260.10	119.50	26.4863	1.26520

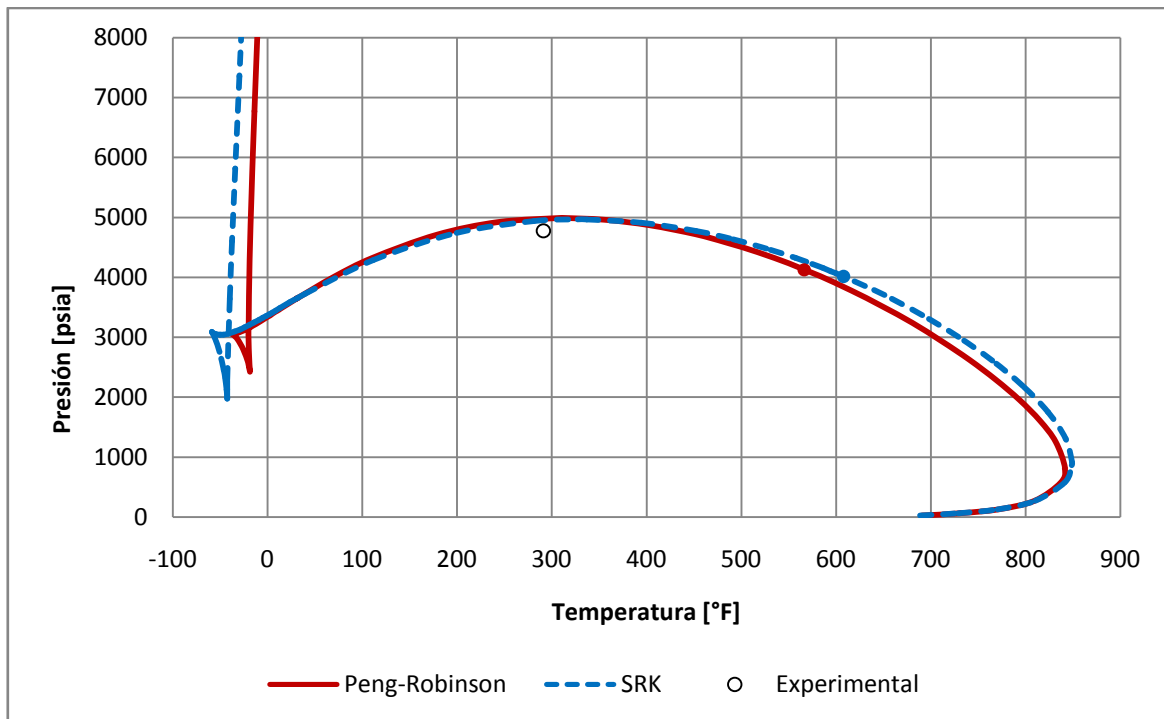


Gráfica I.7 Envoltura de fases P-T para el Fluido G.

Datos del Fluido H

Tabla I.10 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido H.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.1125	324.59	132.65	47.627	656.30	376.00	8.3721	0.42746
Fracción 2	0.0433	575.78	237.28	52.866	890.88	235.88	14.1936	0.73131
Fracción 3	0.0177	745.91	340.70	56.413	1035.78	172.66	19.0294	0.96929
Fracción 4	0.0074	871.60	444.05	59.160	1139.48	138.08	22.9812	1.13913
Fracción 5	0.0053	1025.31	621.96	62.848	1265.18	106.45	28.1255	1.32606

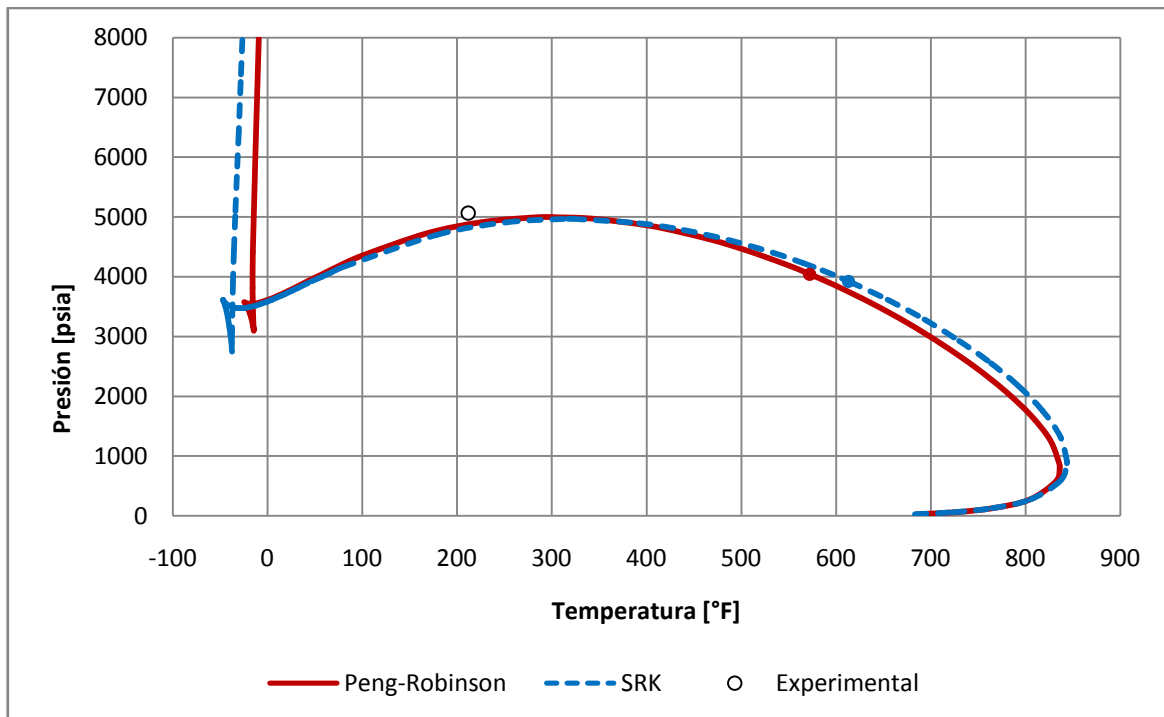


Gráfica I.8 Envoltura de fases P-T para el Fluido H.

Datos del Fluido I

Tabla I.11 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido I.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.1140	324.83	132.80	47.577	655.92	374.25	8.4001	0.42871
Fracción 2	0.0456	570.65	234.72	52.697	885.46	236.83	14.1003	0.72633
Fracción 3	0.0186	739.75	336.24	56.209	1029.52	173.45	18.9030	0.96379
Fracción 4	0.0076	865.23	437.74	58.934	1132.98	138.58	22.8492	1.13446
Fracción 5	0.0053	1017.53	610.10	62.552	1257.33	106.88	27.9563	1.32141

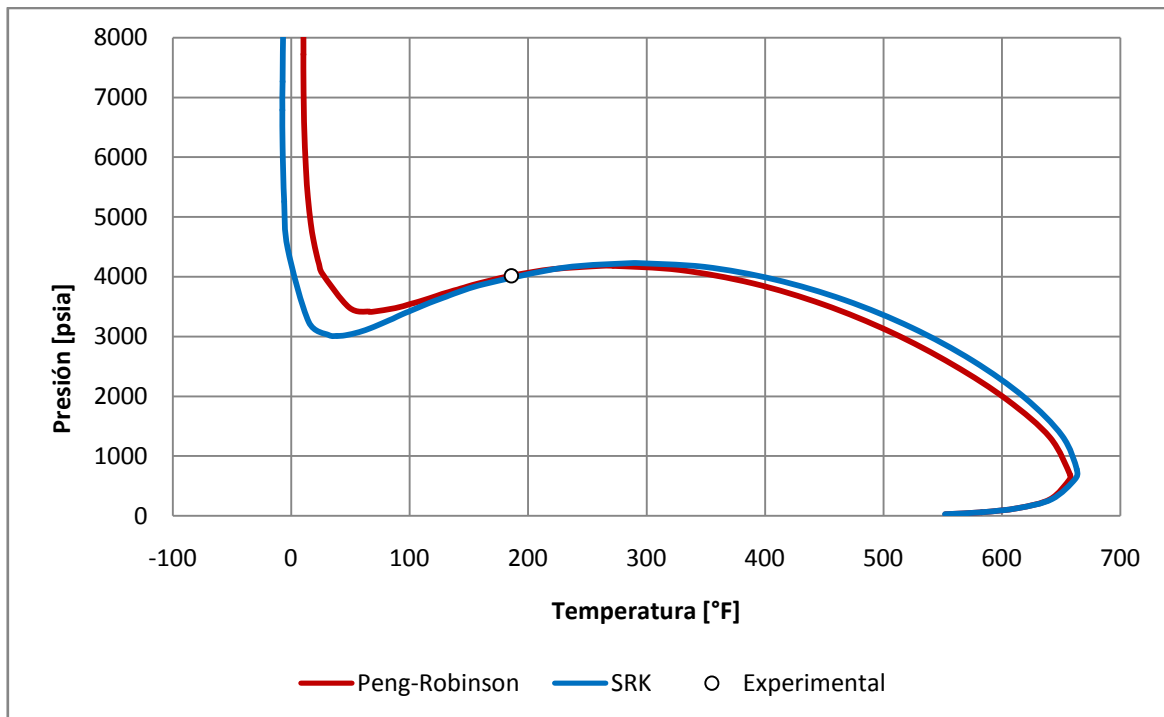


Gráfica I.9 Envoltura de fases P-T para el Fluido I.

Datos del Fluido J

Tabla I.12 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido J.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.0558	266.73	114.18	46.948	595.27	414.14	7.3197	0.37053
Fracción 2	0.0070	502.02	201.80	52.000	824.32	268.95	12.3527	0.63662
Fracción 3	0.0029	643.68	274.58	54.955	948.36	206.56	16.1050	0.82746
Fracción 4	0.0014	754.35	346.68	57.304	1041.43	168.68	19.3597	0.99303
Fracción 5	0.0015	932.06	504.92	61.304	1187.27	123.18	25.0744	1.22829

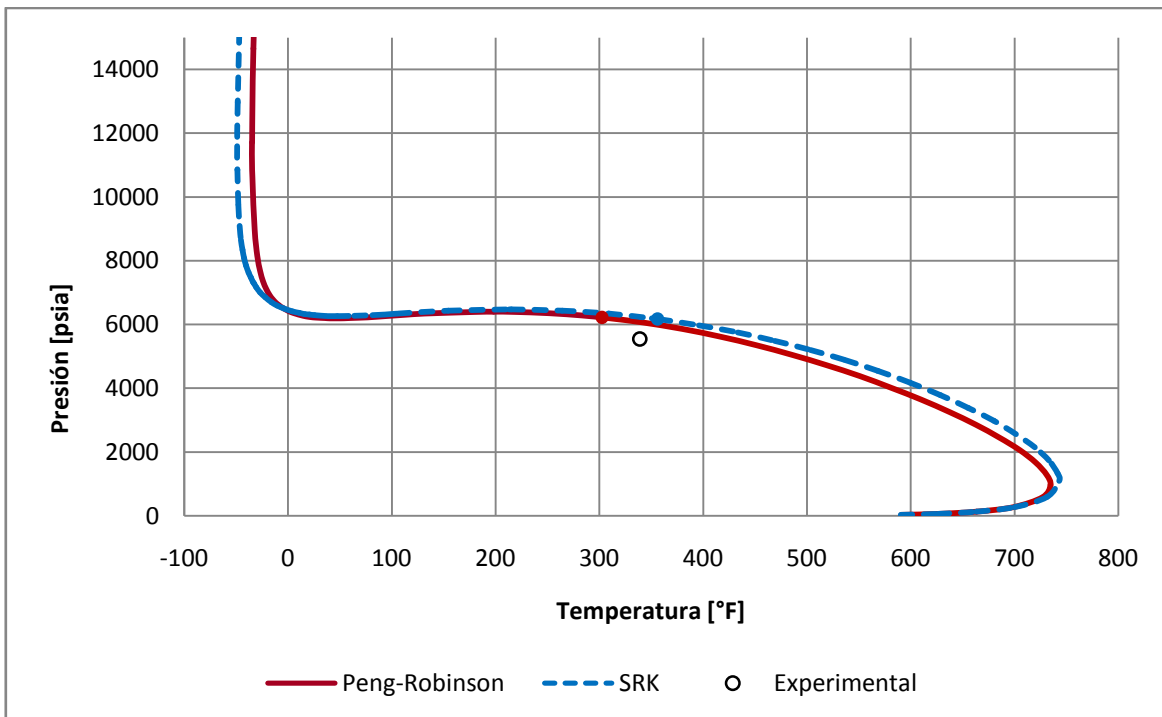


Gráfica I.10 Envoltente de fases P-T para el Fluido J.

Datos del Fluido K

Tabla I.13 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido K.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.0625	312.34	128.52	47.755	644.40	385.91	8.1127	0.41382
Fracción 2	0.0278	524.32	211.87	52.237	846.24	260.92	12.8276	0.66162
Fracción 3	0.0109	680.98	297.17	55.507	982.33	195.48	17.0563	0.87535
Fracción 4	0.0042	800.91	382.61	58.083	1082.55	157.51	20.6583	1.04603
Fracción 5	0.0025	943.61	518.99	61.350	1199.70	122.92	25.2754	1.23011

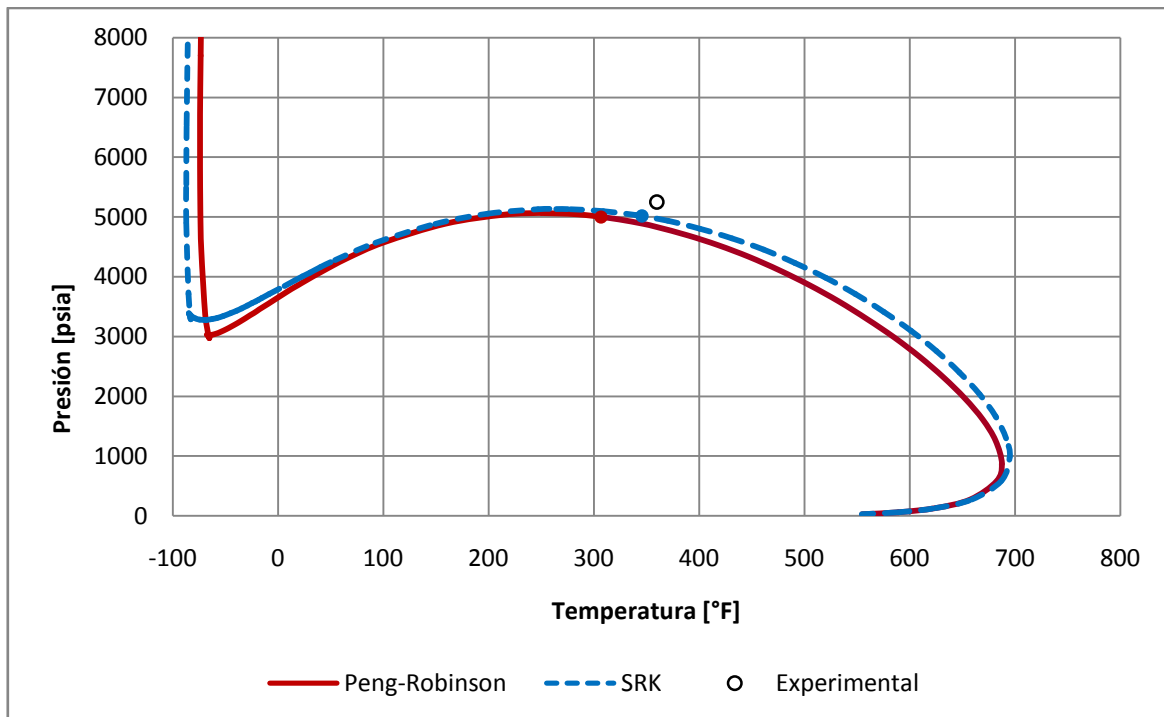


Gráfica I.11 Envoltura de fases P-T para el Fluido K.

Datos del Fluido L

Tabla I.14 Propiedades de los pseudocomponentes creados para el Fluido L.

Nombre	Frac. Mol	Tb [°F]	Masa molar	Densidad [lb/ft ³]	Tc [°F]	Pc [psia]	Vc [ft ³ /lbmol]	ω
Fracción 1	0.0772	286.36	120.25	47.326	616.65	401.95	7.6530	0.38880
Fracción 2	0.0268	491.16	196.86	51.704	815.28	275.79	12.0528	0.62131
Fracción 3	0.0101	639.79	272.29	54.803	945.99	209.22	15.9495	0.81989
Fracción 4	0.0039	755.55	347.64	57.260	1043.50	169.38	19.3384	0.99028
Fracción 5	0.0025	899.45	471.13	60.470	1161.91	131.28	23.9136	1.18243



Gráfica I.12 Envoltura de fases P-T para el Fluido L.

Anexo II. Puntos de la cuadratura Gauss-Laguerre

Puntos	i	Nodos (Xi)	Factores de peso (Wi)
2	1	0.585786437627	8.53553390590E-03
	2	3.414213562373	1.46446608407E-01
3	1	0.415774556783	7.11093009929E-01
	2	2.294280360279	2.78517733569E-01
	3	6.289945082937	1.03892565016E-02
4	1	0.322547639619	6.03154104342E-01
	2	1.745761101158	3.57418692438E-03
	3	4.536620296921	3.88879085150E-02
	4	9.395070912301	5.39294705561E-04
5	1	0.263560319718	5.21755610583E-01
	2	1.413403059107	3.98666811083E-01
	3	3.596425771041	7.59424496817E-02
	4	7.085810005859	3.61175867992E-03
	5	12.640800844276	2.33699723858E-05
6	1	0.222846604179	4.58964673950E-01
	2	1.188932101673	4.17000830772E-01
	3	2.992736326059	1.13373382074E-01
	4	5.775143569105	1.03991974531E-02
	5	9.837467418383	2.61017202815E-04
	6	15.982873980602	8.98547906430E-07
7	1	0.193043676560	4.09318951701E-01
	2	1.026664895339	4.21831277862E-01
	3	2.567876744951	1.47126348658E-01
	4	4.900353084526	2.06335144687E-02
	5	8.182153444563	1.07401014328E-03
	6	12.734180291798	1.58654643486E-05
	7	19.395727862263	3.17031547900E-08


8	1	0.170279632305	3.69188589342E-01
	2	0.903701776799	4.18786780814E-01
	3	2.251086629866	1.75794986637E-01
	4	4.266700170288	3.33434922612E-02
	5	7.045905402393	2.79453623523E-03
	6	10.758516010181	9.07650877336E-05
	7	15.740678641278	8.48574671627E-07
	8	22.863131736889	1.04800117487E-09
9	1	0.152322227732	3.36126421798E-01
	2	0.807220022742	4.11213980424E-01
	3	2.005135155619	1.99287525371E-01
	4	3.783473973331	4.74605627657E-02
	5	6.204956777877	5.99626610790E-03
	6	9.372985251688	3.05249767093E-04
	7	13.466236911092	6.59212302608E-06
	8	18.833597788992	4.11076933035E-08
	9	26.374071390927	3.29087403035E-11
10	1	0.137793470540	3.08441115765E-01
	2	0.729454549503	4.01119929155E-01
	3	1.808342901740	2.18068287612E-01
	4	3.401433697855	6.20874560987E-02
	5	5.552496140064	9.50151697518E-03
	6	8.330152746764	7.53008388588E-04
	7	11.843785837900	2.82592334960E-05
	8	16.279257831378	4.24931398496E-07
	9	21.996585811981	1.83956482398E-09
	10	29.920697012274	9.91182721961E-13

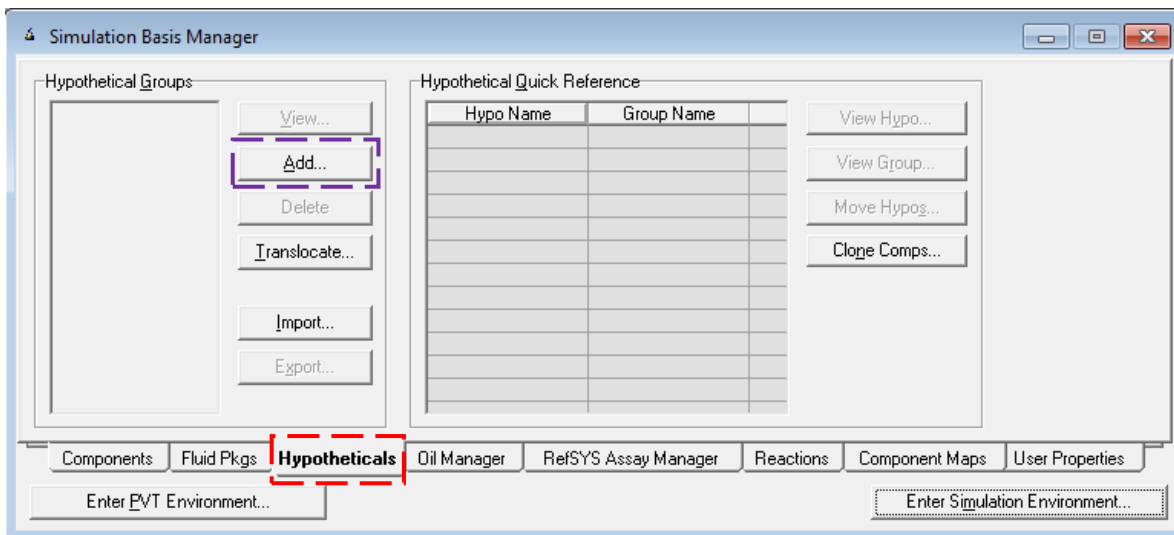
12	1	0.115722117358	2.64731371055E-01
	2	0.611757484515	3.77759275873E-01
	3	1.512610269776	2.44082011320E-01
	4	2.833751337744	9.04492222117E-02
	5	4.599227639418	2.01023811546E-02
	6	6.844525453115	2.66397354187E-03
	7	9.621316842457	2.03231592663E-04
	8	13.006054993306	8.36505585682E-06
	9	17.116855187462	1.66849387654E-07
	10	22.151090379397	1.34239103052E-09
	11	28.487967250984	3.06160163504E-12
	12	37.099121044467	8.14807746743E-16
15	1	0.093307812017	2.18234885940E-01
	2	0.492691740302	3.42210177923E-01
	3	1.215595412071	2.63027577942E-01
	4	2.269949526204	1.26425818106E-01
	5	3.667622721751	4.02068649210E-02
	6	5.425336627414	8.56387780361E-03
	7	7.565916226613	1.21243614721E-03
	8	10.120228568019	1.11674392344E-04
	9	13.130282482176	6.45992676202E-06
	10	16.654407708330	2.22631690710E-07
	11	20.776478899449	4.22743038498E-09
	12	25.623894226729	3.92189726704E-11
	13	31.407519169754	1.45651526407E-13
	14	38.530683306486	1.48302705111E-16
	15	48.026085572686	1.60059490621E-20

Anexo III. Simulación en HYSYS

III.1 Pseudocomponentes en HYSYS

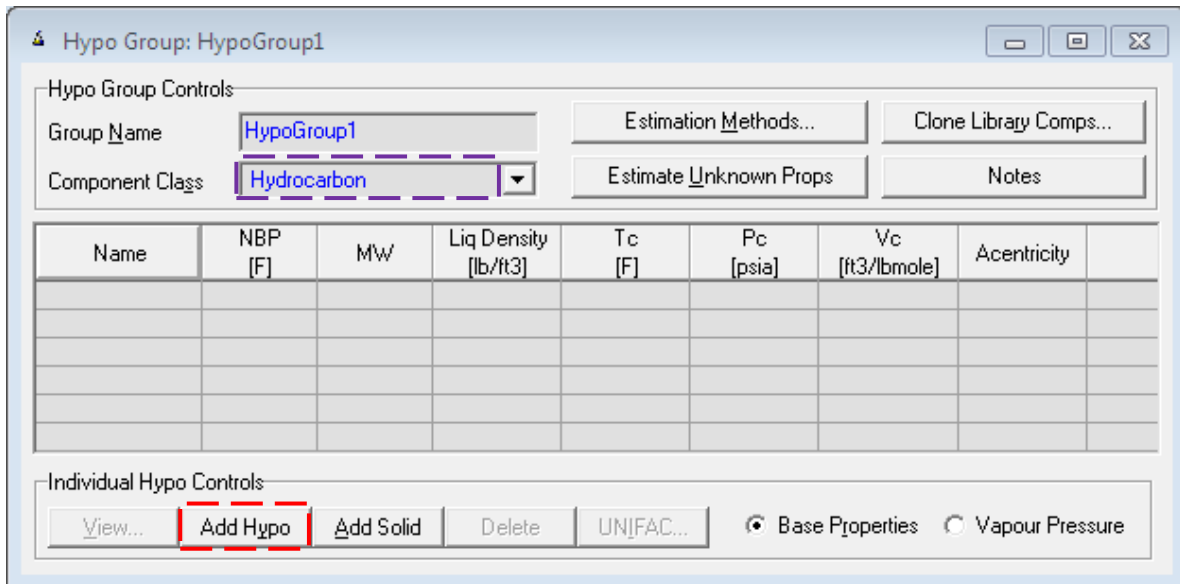
Después de calcular todas las propiedades necesarias para las fracciones del crudo, lo siguiente es crear estos pseudocomponentes en el simulador de procesos.

- Abrir HYSYS V7.3 y después un nuevo caso dando clic en el icono  que se encuentra en la parte superior izquierda.
- Aparecerá una ventana con nombre **Simulation Basis Manager**, ir a la pestaña **Hypotheticals** y después seleccionar **Add**.



- A aparecerá una ventana con nombre **Hypo Group: HypoGroup1** donde se pondrán las propiedades de los pseudocomponentes en que se dividió la fracción pesada C₇₊.

Seleccionar **Add Hypo**, escribir las propiedades básicas del componente hipotético: Nombre (**Name**), Temperatura normal de ebullición (**NBP**), masa molar (**MW**), densidad del líquido (**Liquid density**), temperatura crítica (**Tc**), presión crítica (**Pc**), volumen crítico (**Vc**) y factor acéntrico (**ω**).

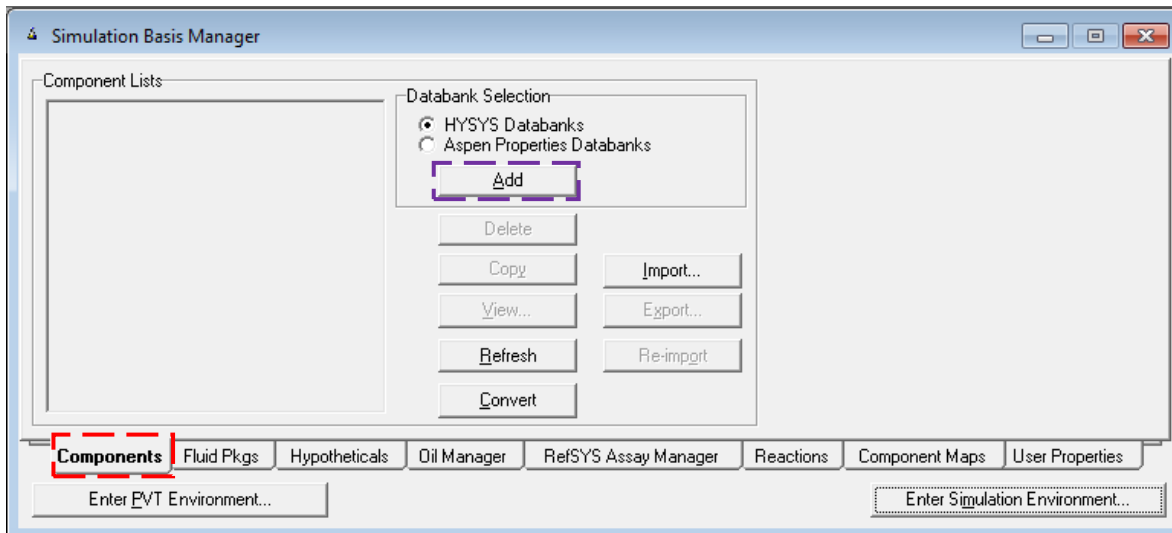


Los componentes hipotéticos están clasificados en grupos, esto se debe a que el simulador calcula otras propiedades como: viscosidad, conductividad térmica, etc. mediante correlaciones establecidas a cada grupo.

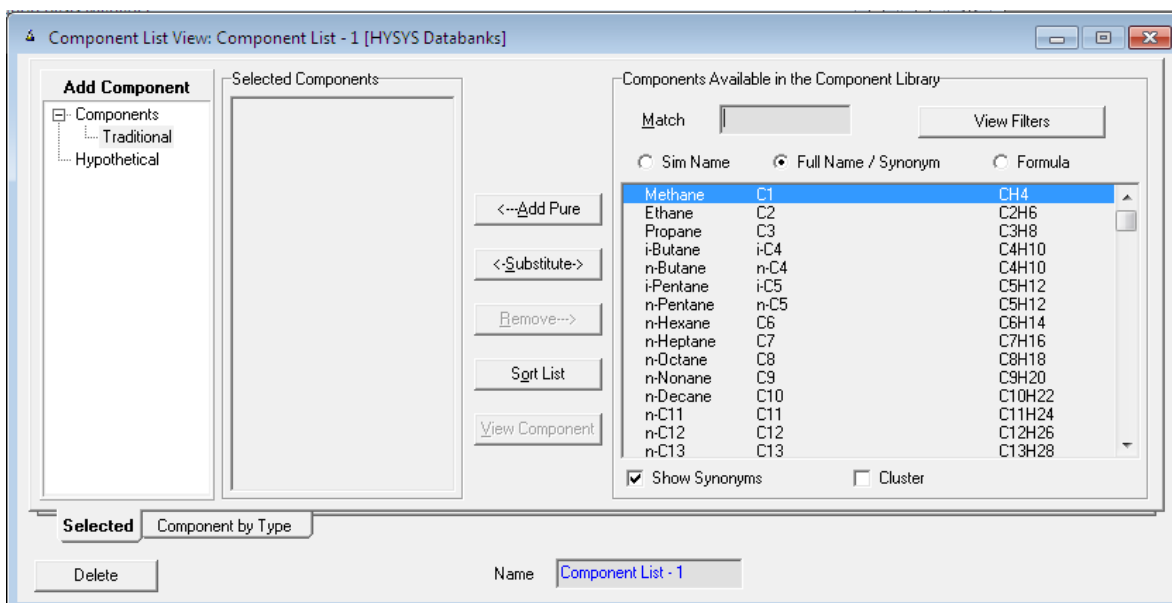
En este trabajo los componentes son hidrocarburos, es por eso que está seleccionado el grupo **Hydrocarbon**.

Un punto importante es verificar que al ingresar los datos para los componentes hipotéticos coincidan las unidades en las que estén reportados. Una vez declarados los componentes hipotéticos cerrar la ventana.

- El siguiente paso es declarar los componentes con los cuales se trabajará durante la simulación, ir a la pestaña **Components** y seleccionar **Add**, las propiedades de los componentes puros como temperatura crítica, presión crítica, factor acéntrico, conductividad térmica, etc. se encuentran en la base de datos del simulador, este cuenta con dos bases de datos **HYSYS databanks** y **Aspen Properties Databanks**, se trabajó con la primera que se encuentra por omisión.

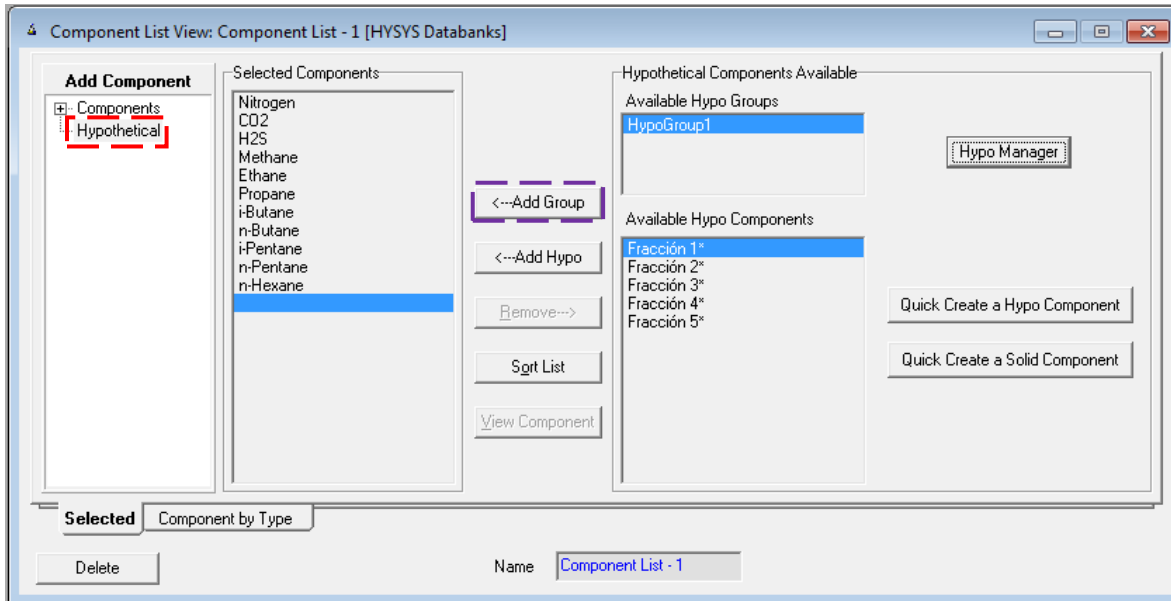


- En la ventana **Component List View: Component List-1[HYSYS Databanks]**, es donde se declararan los componentes puros con los cuales se trabajara, en la parte derecha tenemos que buscar los componentes, para esto se cuenta con las opciones de buscarlos por nombre su nombre simple (**Sim Name**), nombre completo o algún sinónimo (**Full Name/ Synonym**) y por su fórmula (**Formula**); el nombre o sinónimo debe estar en ingles.

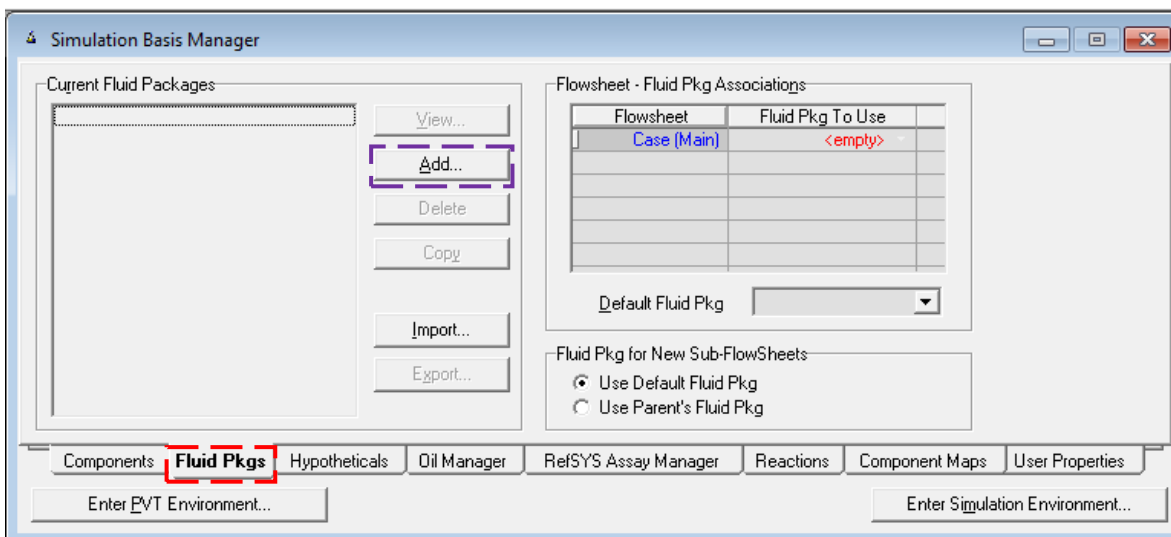


Una vez que fueron agregados los componentes puros a la lista de componentes, lo siguiente es añadir los componentes hipotéticos que fueron creados, para esto

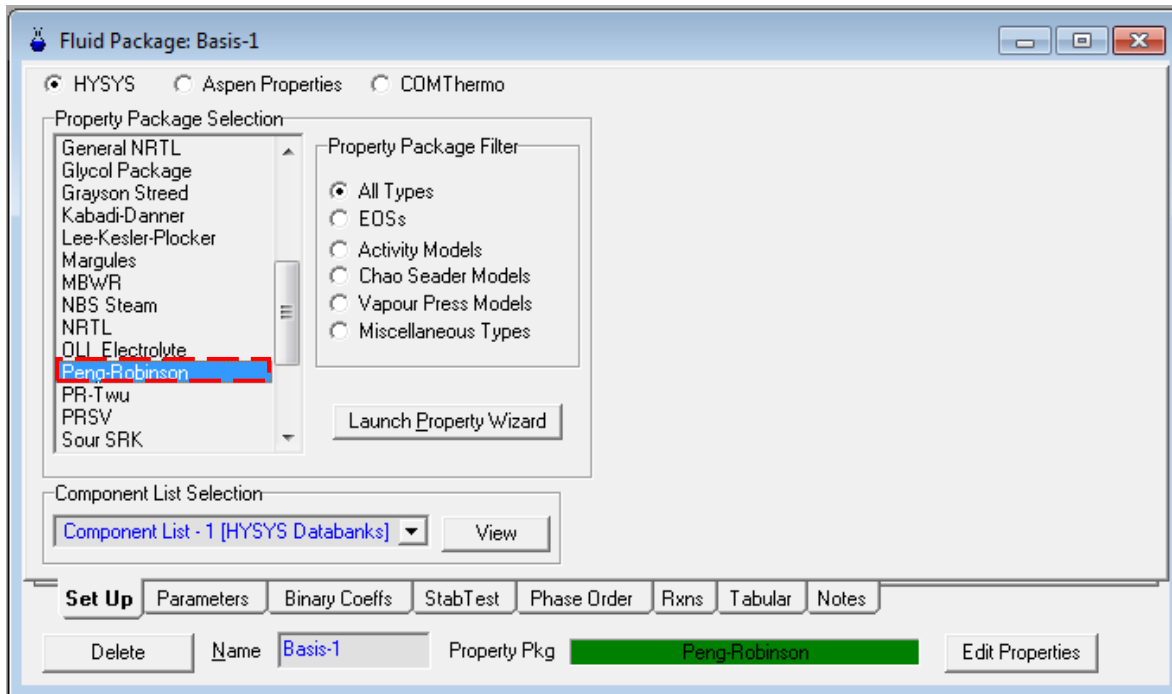
dar clic en **Hypothetical** que se encuentra en el panel de la izquierda, después seleccionar **Add Group** y se agregarán todos los componentes hipotéticos creados.



- Al completar la lista de los componentes que se usarán en la simulación, el siguiente paso es elegir el paquete termodinámico para calcular las diferentes propiedades.





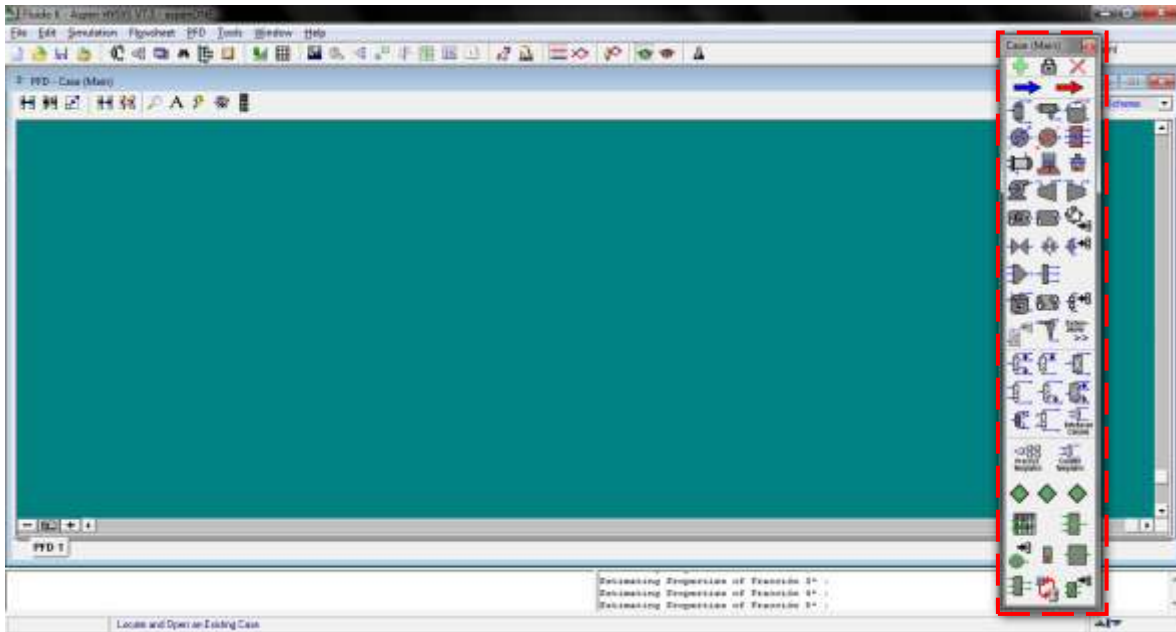
Ir a la pestaña **Fluid Pkgs**, y después seleccionamos **Add**. En la ventana que aparecerá con nombre **Fluid Package: Basis-1** se puede elegir los diferentes paquetes termodinámicos (Ecuaciones de estados, modelos de coeficientes de actividad, tablas de propiedades, etc.) con los que cuenta el simulador, para los sistemas estudiados en este trabajo se recomienda la ecuación de estado de Peng-Robinson.



- Después de elegir el paquete termodinámico, seleccionar el botón **Enter Simulation Environment** que se encuentra en la parte inferior izquierda.

Aparecerá una ventana con nombre **PFD- Case [Main]**, este es el ambiente de simulación, verificar que se encuentra la paleta de objetos, si no se encuentra presionar la tecla “F4”.

Seleccionar de la paleta de objetos una corriente de materia representada por el icono  y a continuación dar otro clic en cualquier parte del área verde. Al poner esta corriente en el área verde, tomará un color azul claro .



- Dar doble clic sobre la corriente, aparecerá una ventana con nombre **Material Stream 1**, especificar en **Molar Flow** un flujo base (100 lbmol/h), en **Temperature** la temperatura del yacimiento y en **Vapour/Phase Fraction** cero.

Material Stream: 1

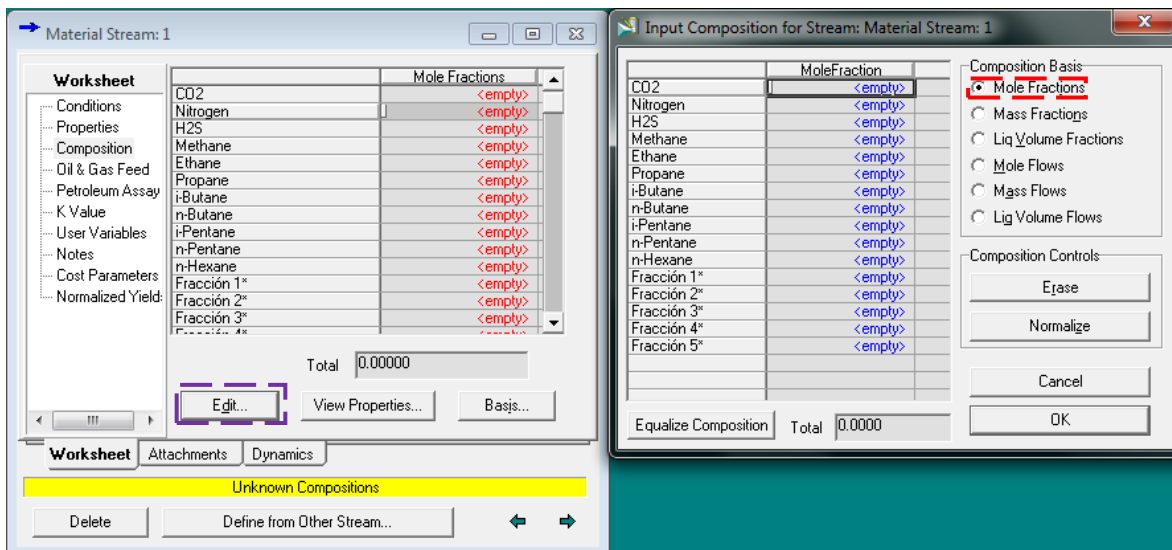
Worksheet	Stream Name	Value
Conditions	Vapour / Phase Fraction	<empty>
Properties	Temperature [F]	<empty>
Composition	Pressure [psia]	<empty>
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	<empty>
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	<empty>
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	<empty>
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	<empty>
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	<empty>
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	<empty>
Normalized Yield:	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	<empty>
	Fluid Package	Basis-1
	Utility Type	

Worksheet Attachments Dynamics

Unknown Compositions

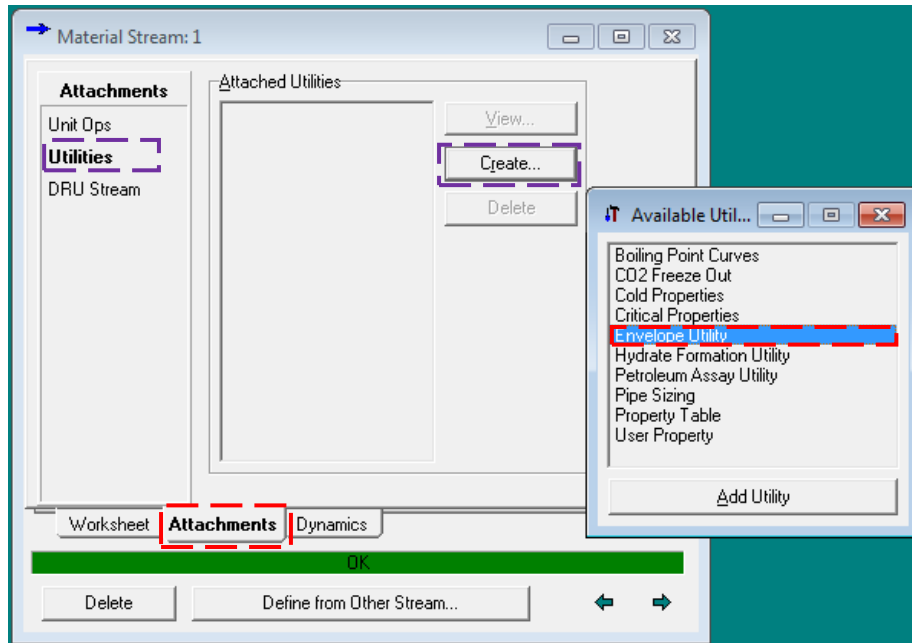
Delete Define from Other Stream...

Se especifica la fracción de vaporización igual a cero para que se calcule la presión de burbuja a la temperatura del yacimiento. El siguiente paso es definir la composición, seleccionar **Composition** que se encuentra en la parte izquierda de la ventana. Después seleccionar **Edit** y aparecerá una ventana con nombre **Input Composition for Streams: Material Stream: 1**, aquí es donde se especifica la composición del fluido de yacimiento, verificar en **Composition Basis** que la composición se encuentre en la base deseada.

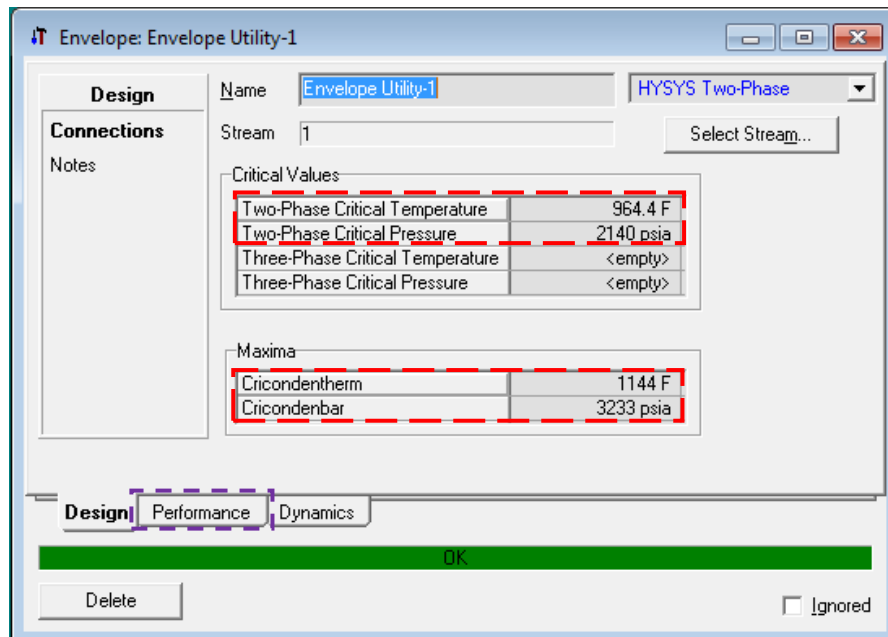


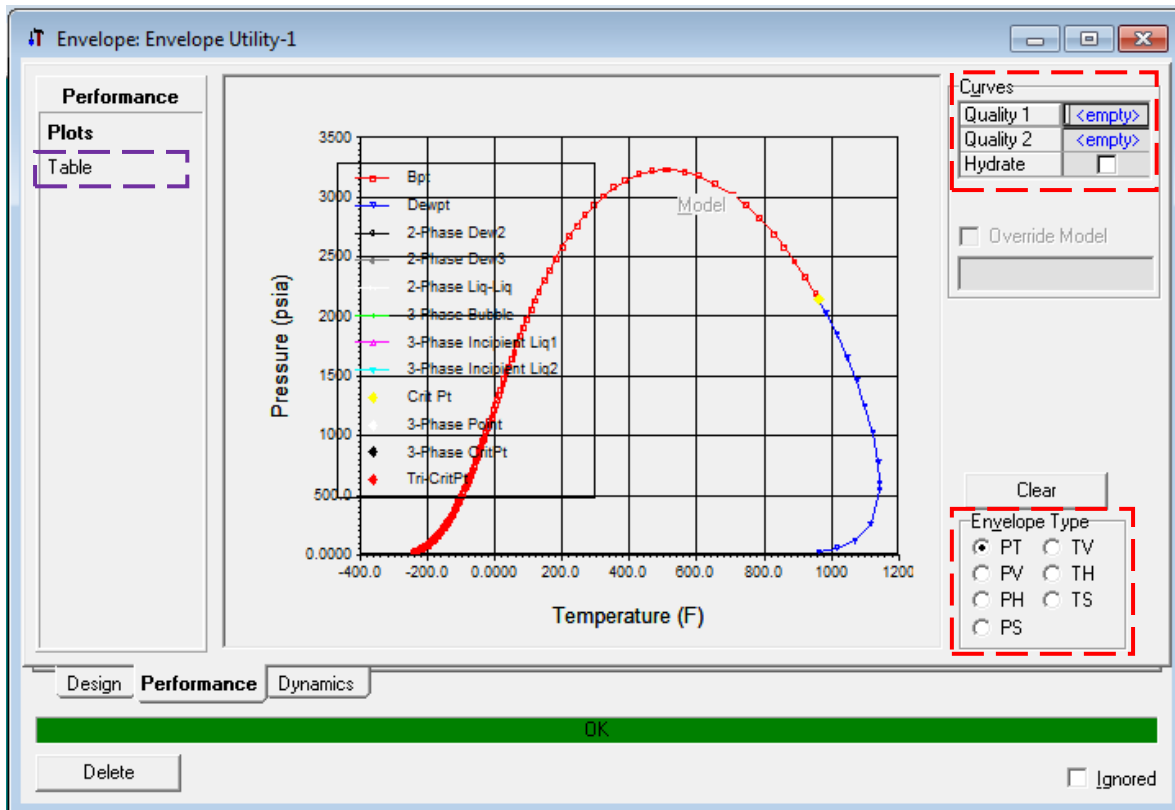
- Con lo anterior la corriente queda completamente definida, el siguiente paso es crear la envolvente de fases del fluido de yacimiento, para esto ir a la pestaña **Attachments** que se ubica en la parte inferior, después a **Utilities** en el panel izquierdo de la ventana.

Seleccionar **Create**, aparecerá una pequeña ventana con nombre **Available Utilities**, en el menú de opciones seleccionar la opción **Envelope Utility** y dar clic en **Add Utility**. En la opción de **Utilities** también se puede obtener las propiedades críticas de la mezcla (**Critical Properties**), la formación de hidratos (**Hydrate Formation Utility**), ensayo TBP de la mezcla (**Petroleum Assay Utility**), etc. propiedades útiles para otros estudios.



Después de elegir la opción de **Envelope Utility** aparecerá una nueva ventana con nombre **Envelope: Envelope Utility-1**, aquí se puede observar los valores del punto crítico de la mezcla (**Critical Values**), los valores de la cricondenterma y de la cricondenbara (**Maxima**). En la pestaña de **Performance** se puede observar la envolvente de fases para la mezcla.






En la pestaña **Performance** también se puede elegir en la parte inferior izquierda los distintos tipos de envolventes de fases P-T, P-V, P-H, P-S, T-V, T-H y T-S; también se pueden crear las líneas de calidad en la envolvente de fases.

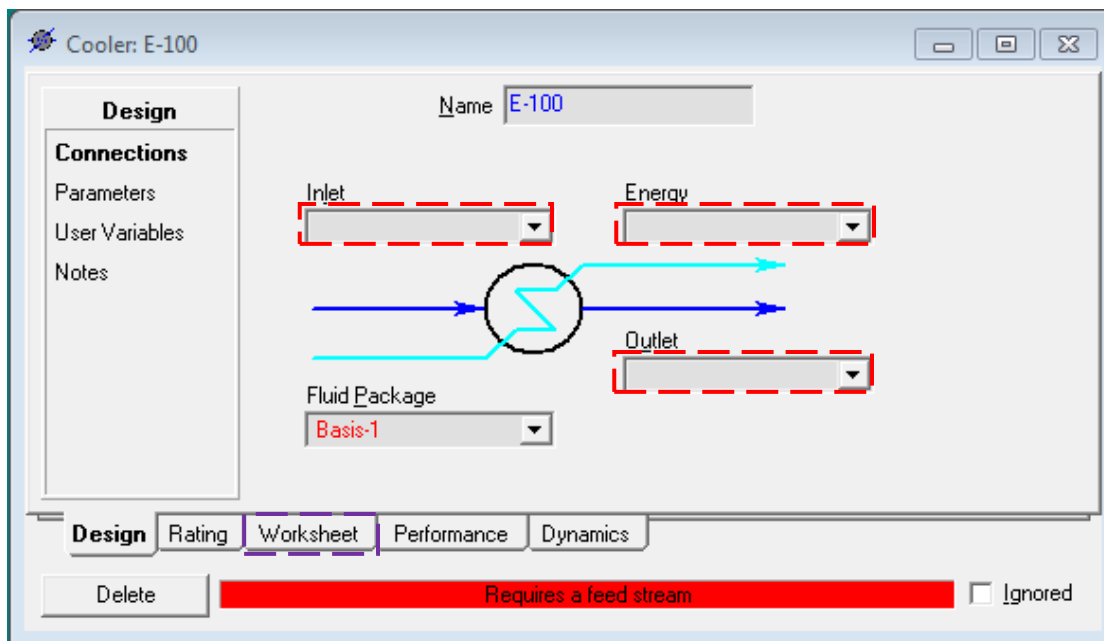
Los datos de cada envolvente (presiones de rocío, presiones de burbuja, curvas de calidad, etc.) se obtienen tabulados en la opción **Table**.

III.2 Simulación del experimento Expansión de Liberación Diferencial (DLE)

Después de crear los pseudocomponentes en el simulador y declarar la lista de componentes con los cuales se va a trabajar el siguiente paso es crear la simulación para el experimento PVT expansión de liberación diferencial (DLE).

- Crear una corriente material, asignar el nombre de **Ps**, en esta corriente debe especificarse la temperatura del yacimiento, la fracción de vaporización igual a cero, flujo molar de 100 lbmol/h y la composición de la corriente (composición del fluido de yacimiento).

- En la paleta de objetos seleccionar un cambiador de calor  agregarlo en el ambiente de simulación y dar doble clic sobre el objeto. Dar clic sobre la celda **Inlet** y escribir el nombre de la corriente **Ps**, en **Outlet** escribir el nombre para una nueva corriente **P1** y en la celda **Energy** escribir el nombre para una corriente de energía **Q1**. Después ir a la pestaña **Worksheet**, en la corriente **P1** especificar la presión, será el valor de la presión de la primera expansión del experimento, y en temperatura escribir la misma temperatura que tiene la corriente **Ps**.




El cambiador de calor tiene la función de disminuir la presión a la primera etapa del experimento manteniendo la temperatura constante.

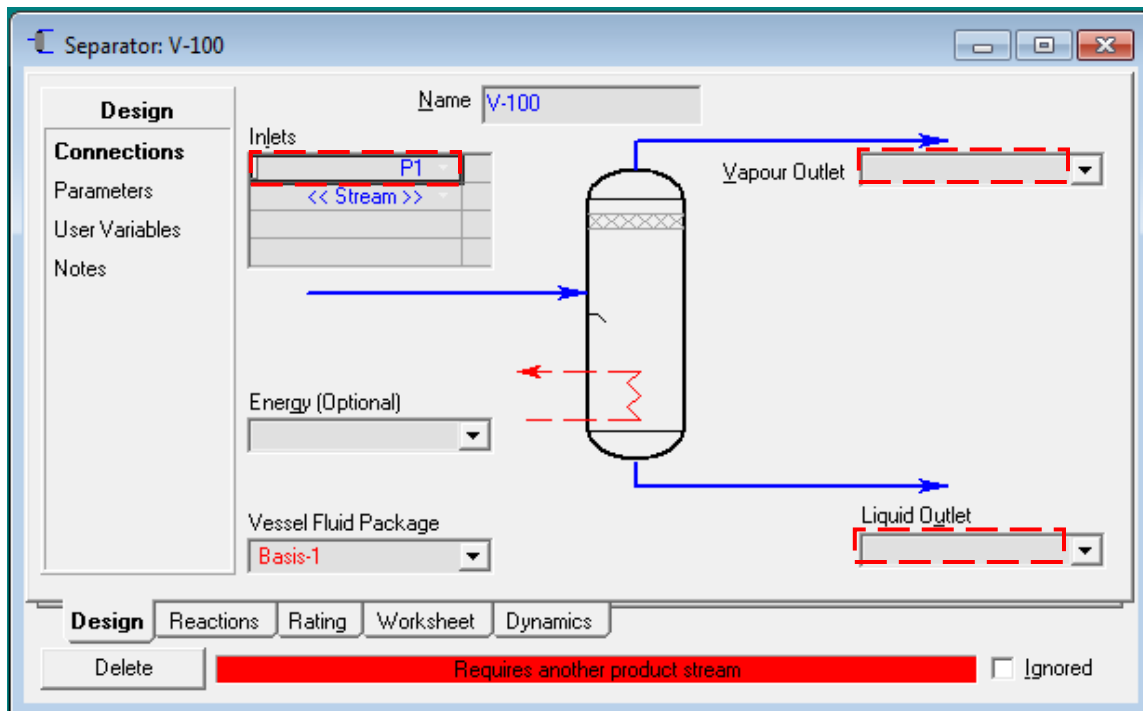
Cooler: E-100

Name	Ps	P1	Q1
Vapour	0.0000	<empty>	<empty>
Temperature [F]	296.6	<empty>	<empty>
Pressure [psia]	4779	<empty>	<empty>
Molar Flow [lbmole/hr]	100.0	100.0	<empty>
Mass Flow [lb/hr]	6038	6038	<empty>
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	677.2	677.2	<empty>
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-6.233e+004	<empty>	<empty>
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	50.60	<empty>	<empty>
Heat Flow [Btu/hr]	-6.233e+006	<empty>	<empty>

Design Rating **Worksheet** Performance Dynamics

Delete Unknown Delta P Ignored

- En la paleta de objetos buscar un tanque Flash  y agregarlo en el ambiente de simulación, después dar doble clic sobre la imagen del tanque Flash.





En la celda de corrientes de entrada, **Inlets**, escribir el nombre de la corriente **P1**, en las celdas **Vapour Outlet** y **Liquid Outlet**, escribir **V1** y **L1** respectivamente. El tanque Flash tiene la función de separar el vapor generado del aceite en la primera etapa de expansión.

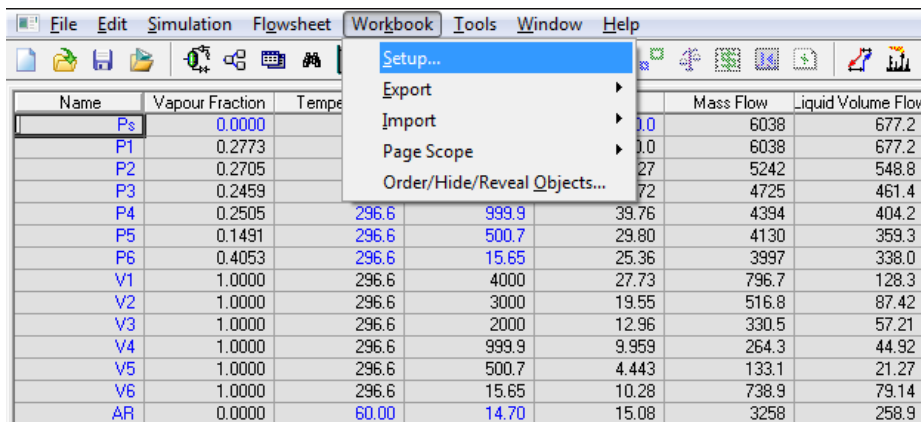
- Agregar otro nuevo cambiador de calor, seleccionarlo dando doble clic, conectar la corriente **L1** a la entrada, escribiendo para esto **L1** en **Inlet**, como corriente de salida escribir **P2** en **Outlet**, y escribir **Q2** en **Energy** para agregar una corriente de energía. Después ir a la pestaña de Worksheet y en la corriente **P2** especificar la temperatura (del yacimiento) y la presión (para la segunda etapa de expansión).
- Agregar un nuevo tanque Flash, conectar la corriente **P2** a la entrada y escribir **V2** y **L2** en las corrientes de salida vapor y líquido respectivamente.
- Repetir los pasos anteriores para el número de expansiones reportadas en el experimento. En la última etapa, agregar otro cambiador de calor, conectar el líquido remanente como corriente de entrada, agregar una corriente de calor y como corriente de salida **AR** (Aceite Residual). En la pestaña de **Worksheet** especificar la presión y temperatura estándar (14.7 psia y 60°F) para **AR**.

Name	L6	AR	Q7
Vapour	0.0000	0.0000	<empty>
Temperature [F]	296.6	60.00	<empty>
Pressure [psia]	15.65	14.70	<empty>
Molar Flow [lbmole/hr]	15.08	15.08	<empty>
Mass Flow [lb/hr]	3258	3258	<empty>
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	258.9	258.9	<empty>
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.765e+005	-2.020e+005	<empty>
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	117.9	77.95	<empty>
Heat Flow [Btu/hr]	-2.662e+006	-3.046e+006	3.834e+005

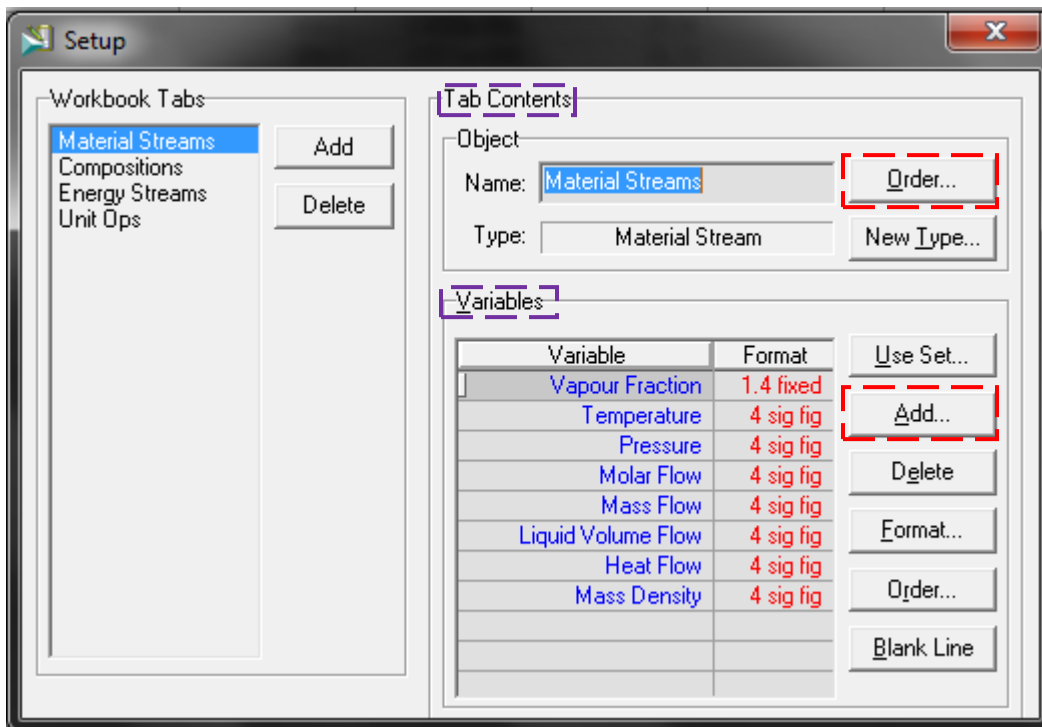
Design Rating **Worksheet** Performance Dynamics

Delete OK Ignored

- En el workbook  que se encuentra en la parte superior, nos muestra las propiedades de cada corriente, si se desea ordenar las corrientes o agregar una propiedad que no aparezcan en las que están por omisión. Primero abrir el workbook seleccionando el ícono  después ir a la pestaña **Workbook** y luego seleccionar a **Setup**. En la ventana **Setup** en la sección **Tab Contents** al seleccionar **Order** se puede elegir el orden en como aparezcan las corrientes creadas en la simulación y en la sección **Variables** al seleccionar **Add** se puede agregar una nueva propiedad.



Name	Vapour Fraction	Temperature	Mass Flow	Liquid Volume Flow		
Ps	0.0000		6038	677.2		
P1	0.2773		6038	677.2		
P2	0.2705		5242	548.8		
P3	0.2459		4725	461.4		
P4	0.2505	296.6	999.9	39.76	4394	404.2
P5	0.1491	296.6	500.7	29.80	4130	359.3
P6	0.4053	296.6	15.65	25.36	3997	338.0
V1	1.0000	296.6	4000	27.73	796.7	128.3
V2	1.0000	296.6	3000	19.55	516.8	87.42
V3	1.0000	296.6	2000	12.96	330.5	57.21
V4	1.0000	296.6	999.9	9.959	264.3	44.92
V5	1.0000	296.6	500.7	4.443	133.1	21.27
V6	1.0000	296.6	15.65	10.28	738.9	79.14
AR	0.0000	60.00	14.70	15.08	3258	258.9



Setup

Workbook Tabs

- Material Streams (Add)
- Compositions
- Energy Streams
- Unit Ops (Delete)

Tab Contents

Object




Name: Material Streams (Order...)

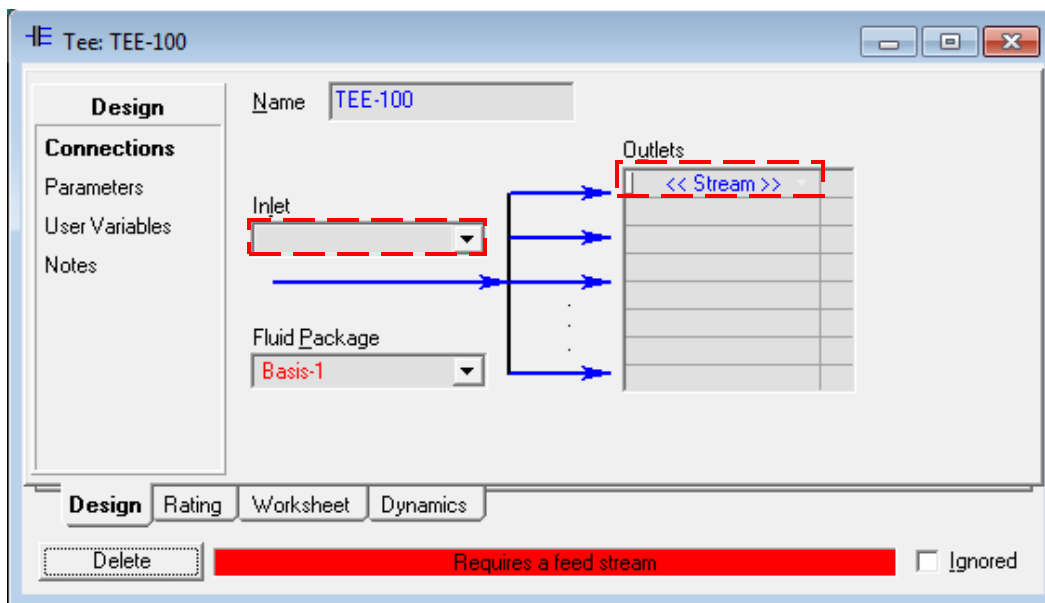
Type: Material Stream (New Type...)

Variables


Variable	Format	Use Set...
Vapour Fraction	1.4 fixed	Add...
Temperature	4 sig fig	Delete
Pressure	4 sig fig	Format...
Molar Flow	4 sig fig	Order...
Mass Flow	4 sig fig	Blank Line
Liquid Volume Flow	4 sig fig	
Heat Flow	4 sig fig	
Mass Density	4 sig fig	

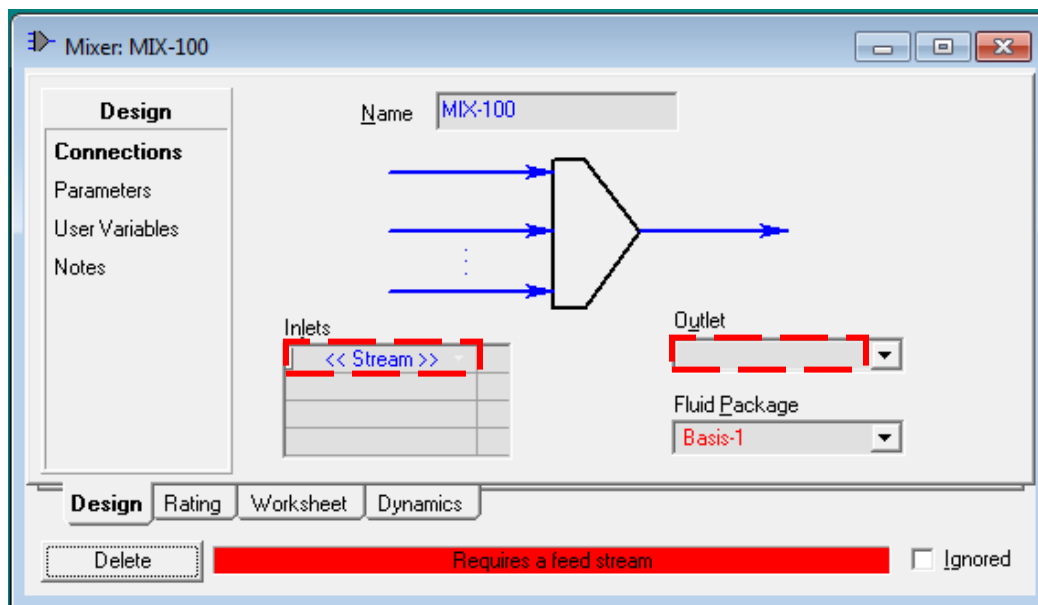
III.3 Simulación del experimento Agotamiento a Volumen Constante (CVD)


- Crear los componentes hipotéticos y declarar la lista de componentes con los cuales se trabajará en la simulación (Sección III.1).
- Crear una corriente **Ps** especificando: Temperatura igual a la temperatura del yacimiento, fracción de vaporización igual a cero (si es una aceite), flujo molar igual a 100 lbmol/h y composición igual a la composición del fluido de yacimiento.
- Insertar un cambiador de calor  definir como corriente de entrada **Ps**, corriente de salida **P1** y corriente de energía **Q1**, especificar en la pestaña **Worksheet** para la corriente **P1** temperatura igual a la del yacimiento y presión igual a la primera etapa de expansión del experimento.
- Insertar un taque Flash  definir como corriente de entrada **P1**, corriente de salida de vapor **V1** y corriente de salida de líquido **L1**.
- En la paleta de objetos buscar un divisor  insertarlo junto a la corriente **V1**, seleccionarlo dando doble clic, en la celda **Inlet** escribir **V1**; en **Outlets** escribir **V1-P** (corriente de vapor producido en la primera etapa) y **V1-C** (vapor en la celda).



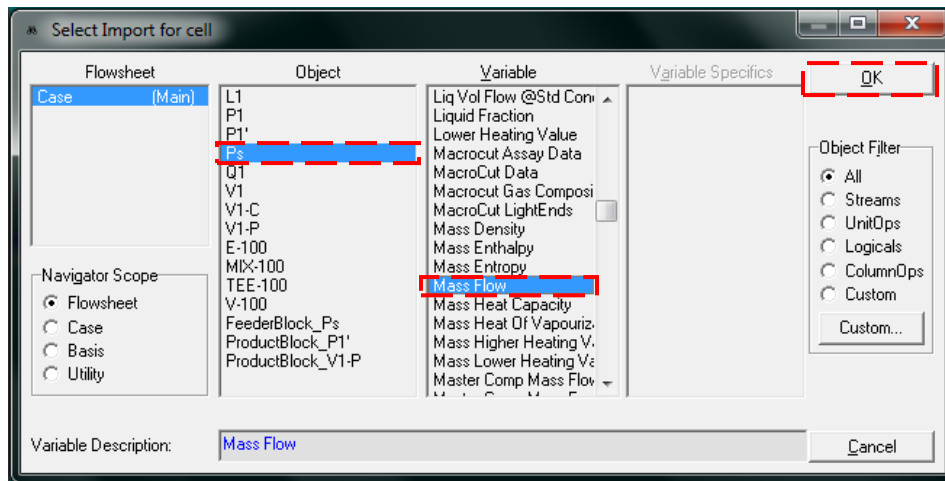
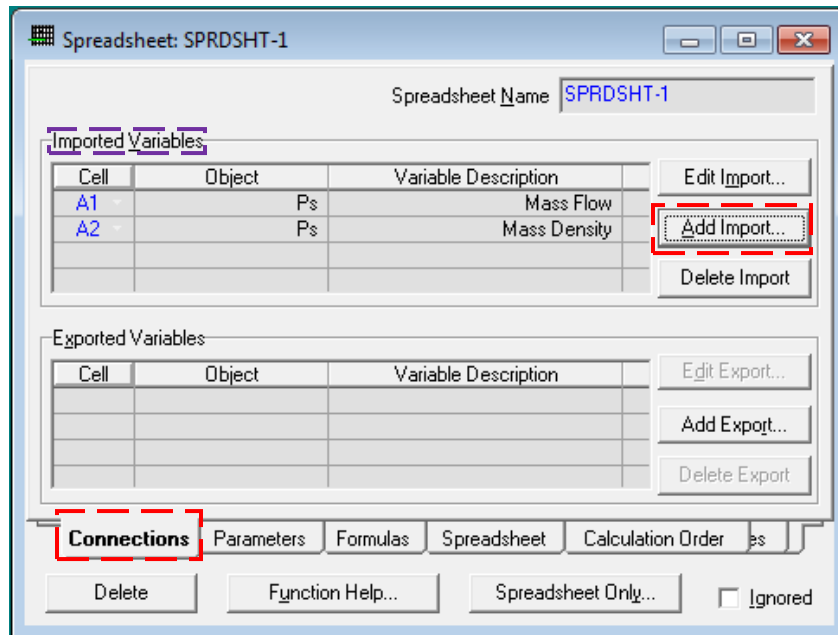
Las dos nuevas corrientes **V1-P** y **V1-C** aun no están definidas y aparecerán en un color azul cielo, este divisor tiene la función de retirar una cantidad de vapor para mantener el mismo volumen que se tiene en la saturación.

- En la paleta de objetos buscar un mezclador  insertarlo junto a la corriente V1-C, abrirlo dándole doble clic, ingresar como corrientes de entrada **V1-C** y **L1** en **Inlets** y como corriente de salida **P1'** en **Outlet**. Este mezclador tiene la función de crear una corriente (**P1'**) que tiene el mismo volumen que la corriente de saturación (**Ps**).



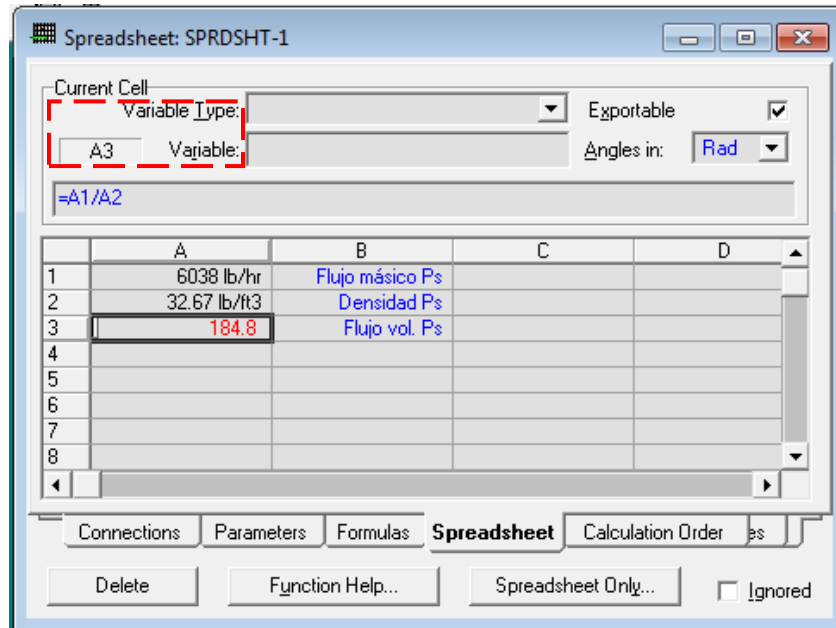
- En la paleta de objetos buscar la herramienta **Spreadsheet**  insertarla en el ambiente de simulación y abrirla dándole doble clic. Con esta herramienta se realizarán los balances de Volumen para cumplir con el objetivo del experimento que es mantenerlo constante, se pueden extraer variables de las corrientes hacer cálculos con ellos y asignar los resultados a otras corrientes. Ir a la pestaña **Connections**, en la sección **Imported Variables** ir a **Add Import** en la ventana **Select Import for Cell** en **Object** buscar la corriente **Ps**, en **Variable** buscar **Mass Flow** y después en **OK**, con esto hemos ingresado al flujo másico como una

variable que más adelante también se ocupará, hacer lo mismo para la densidad másica (**Mass Density**) de la corriente **Ps**.



- En la misma ventana (**Spreadsheet: SPRDSHT-1**) ir a la pestaña **Spreadsheet** se puede ver a las dos variables ingresadas anteriormente, en esta ventana es donde se realizarán los balances de volúmenes, se ingresarán variables así como también exportarán las mismas a las corrientes creadas en la simulación. Esta hoja es como un archivo de Excel donde se pueden hacer divisiones, multiplicaciones, sumas y restas entre celdas, al ubicarnos en una celda, en la

parte superior nos muestra información de la misma. En la columna B escribir que tipo de variable es. En la celda A3 obtener el flujo volumétrico de la corriente Ps escribiendo la siguiente fórmula **=A1/A2**.

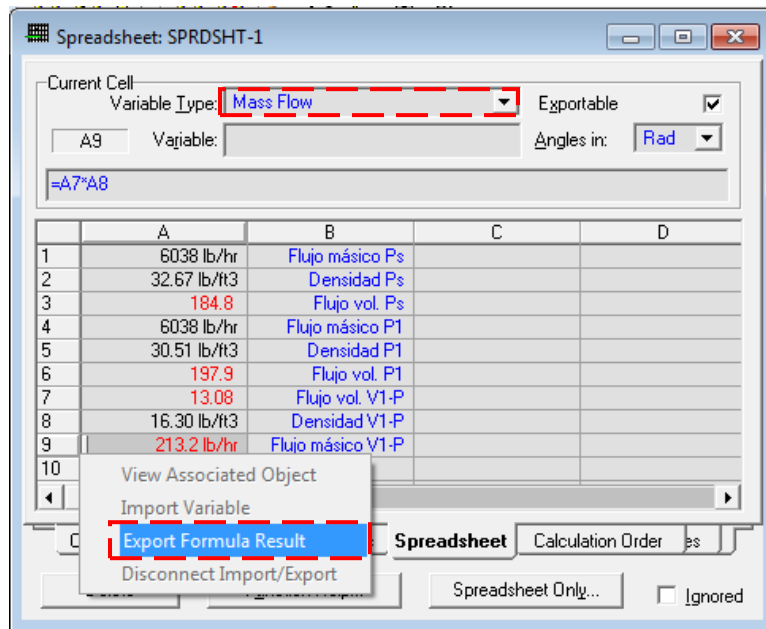


- Ingresar las variables **Mass Flow** y **Mass Density** para la corriente **P1**, ir a **Connections, Imported Variables, Add Import**, buscar la corriente **P1**, en **Variables** buscar **Mass Flow** y **Mass Density**.

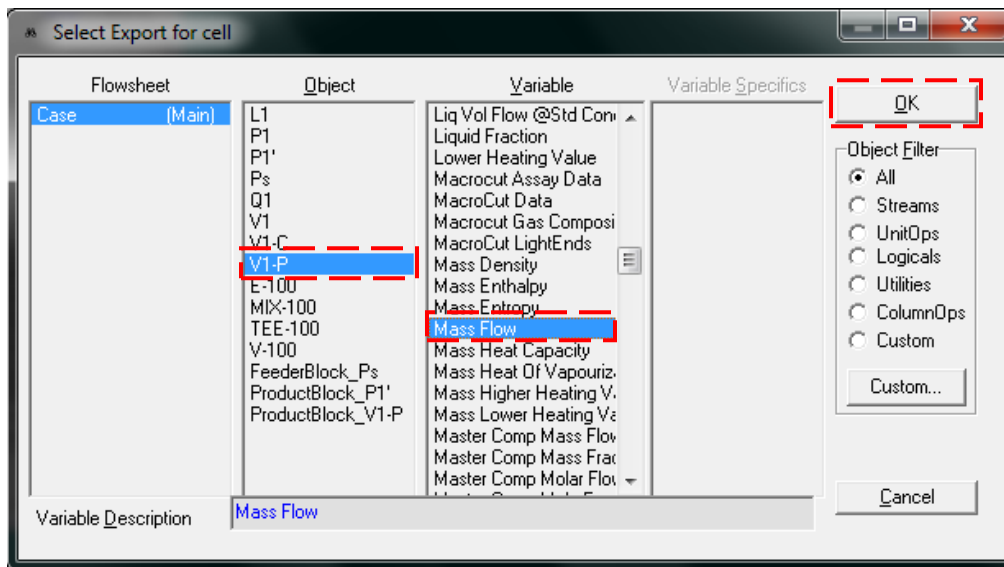
Regresar a la pestaña **Spreadsheet**, en la columna B ingresar el nombre de las nuevas variables, en la celda A6 obtener el flujo volumétrico para **P1** ingresando la siguiente fórmula **=A4/A5**. Ahora se tiene el flujo volumétrico de las corrientes **Ps** y **P1**, posicionarse en la celda A7 para hacer el balance de volúmenes, ingresar la siguiente fórmula **=A6-A3**, el valor obtenido es la diferencia que tiene que retirarse para igualar el volumen en la saturación. Este flujo volumétrico se debe asignar a la corriente **V1-P**, sin embargo, antes tiene que convertirse a flujo másico, para esto se necesita la densidad de esta corriente, ir a **Connections, Imported Variables, Add Import, V1-C, Variables** y **Mass Density**. Ahora se tiene la densidad y flujo volumétrico de la corriente **V1-C**, para obtener el flujo másico posicionarse en la celda A9 y escribir la siguiente fórmula **=A7*A8**, en la misma

celda, ir a la parte superior en **Variable Type** y en la lista desplegable buscar **Mass Flow**.

El siguiente paso es exportar el valor obtenido del flujo másico a la corriente **V1-P**, en la misma celda (A9) dar clic derecho, elegir **Export Formula Result**.



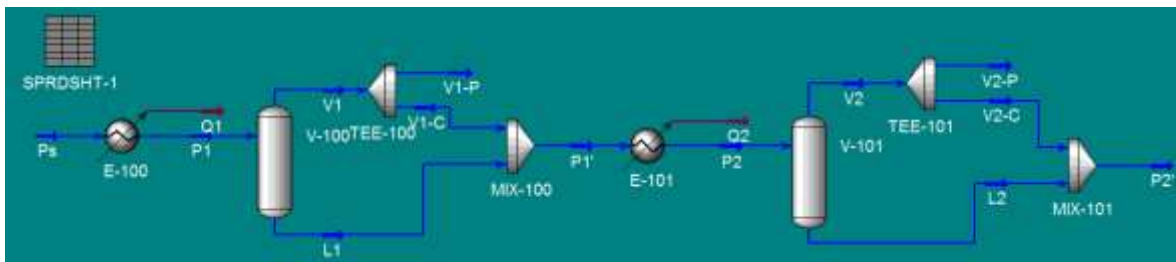
En la siguiente ventana **Select Export for cell** buscar en **Object** la corriente **V1-P**, en **Variable** buscar **Mass Flow** y seleccionar **OK**.



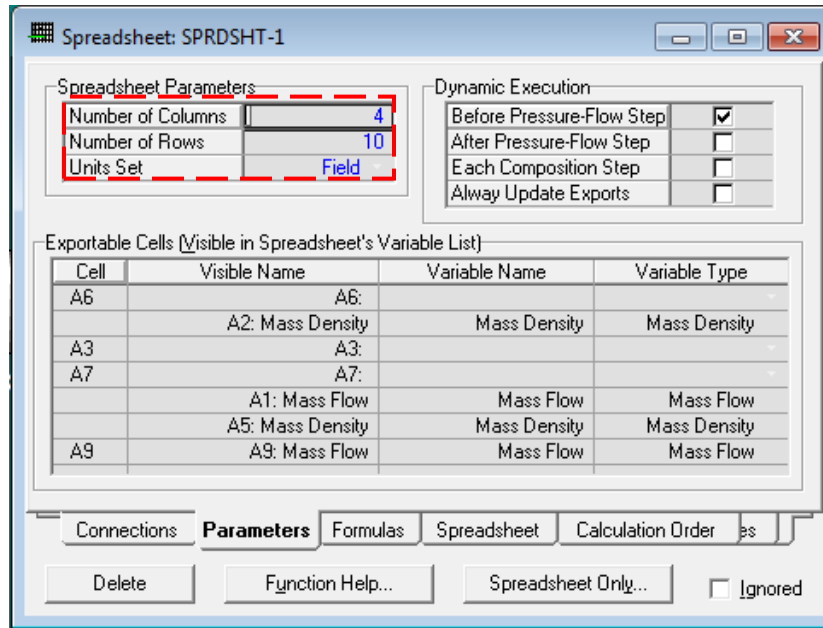
Las corrientes que no estaban antes definidas (color azul cielo) ahora estarán de color azul marino. Todos estos pasos han sido para la primera etapa del experimento.


El procedimiento anterior se tiene que realizar tantas veces como las que están reportadas en el análisis PVT. Por ejemplo para la segunda etapa:

- Insertar un cambiador, conectar la corriente de entrada **P1'**, salida **P2** y una corriente de energía **Q2**.
- Insertar un tanque Flash, conectar la corriente de entrada **P2** y designar corriente de salida de vapor **V2** y de líquido **L2**.
- Insertar un divisor, conectar la corriente de entrada **V2** y como corrientes de salida **V2-P** y **V2-C**.
- Inserta un mezclador, conectar las corrientes de entrada **V2-C** y **L2**, designar como corriente de salida **P2'**.
- Usar la herramienta **Spreadsheet** para designar el flujo másico de la corriente **V2-P**.
 - Añadir las variables de Flujo másico y densidad de **P2**.
 - Calcular el flujo volumétrico de **P2** (Dividir el flujo másico entre la densidad).
 - Calcular el flujo volumétrico de **V2-P** (Haciendo la resta del flujo volumétrico de **P2** menos el flujo volumétrico de **Ps**).
 - Añadir en **Imported Variables** la densidad de **V2-P**.
 - Calcular el flujo másico de **V2-P** (Multiplicar el flujo volumétrico por la densidad).
 - El valor obtenido del flujo másico de **V2-P** exportarlo a la corriente **V2-P**.



En caso de que el número de filas originales en el **Spreadsheet** no sea suficiente, en la pestaña **Parameters** sección **Spreadsheet Parameters** en la celda **Number of Rows** se puede aumentar el número de renglones.



- En el workbook  se pueden obtener todas las propiedades de las corrientes creadas, densidad, flujo molar, factor de compresibilidad, viscosidad, etc. Estas se llevaron a Excel donde se realizó la gráfica de los resultados y se compararon con los experimentales.