

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **VALIDACIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES PVT CON FLUIDOS DE YACIMIENTOS CON ESTUDIOS DE ASFALTENOS DEL ORIENTE (NORTE DE MONAGAS) Y OCCIDENTE DE VENEZUELA UTILIZANDO EL SIMULADOR COMPOSICIONAL PVTSIM**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por la Br. Peralta Gil, Yessica Alexandra

Caracas, Noviembre 2003

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **VALIDACIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES PVT CON FLUIDOS DE YACIMIENTOS CON ESTUDIOS DE ASFALTENOS DEL ORIENTE (NORTE DE MONAGAS) Y OCCIDENTE DE VENEZUELA UTILIZANDO EL SIMULADOR COMPOSICIONAL PVTSIM**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. María Esther Hernández  
TUTOR INDUSTRIAL: Ing, Arturo José Borges Gil

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por la Br. Peralta Gil, Yessica Alexandra

Caracas, Noviembre 2003

## *Dedicatoria*

*A Dios por darme la oportunidad de crecer en la familia que tengo, por darme vida y salud a mi y a todos mis seres queridos, por iluminar mi camino y por ayudarme a lograr mis metas.*

*Dedico este trabajo con un gran cariño a mi abuelita Emma Yáñez de Peralta, yo sé que estés donde estés estarás contenta por mi logro; gracias a ti abuela por aconsejarme tanto y desearme lo mejor en la vida...*

*A mi Gran padre Julio César Peralta Yáñez, sabes que sin tu ayuda no sería igual mi vida...*

*A mi Madre Luisa Gil de Peralta por ser la constante guía en este largo camino a recorrer y por el orgullo que me haces sentir cada día...*

*A mi hermana Charill Peralta, te lo dedico con muchísimo cariño...*

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a Dios por iluminar mi camino, permitirme crecer y desarrollar mis conocimientos, por darme salud y por darme la oportunidad de tener a mis padres y a toda mi familia.

Gracias a mis padres, Luisa de Peralta y Julio Peralta, por darme todo lo que tengo, por apoyarme y confiar en mí día a día.

Mi gratitud a mis hermanos, mis cuñadas, mis sobrinas y toda mi familia en general, por apoyarme durante todos los años que estudié en la universidad.

Gracias a mi abuela Emma Yáñez de Peralta, por creer tanto en mí y por aconsejarme que estudiara mucho y terminara mi carrera.

Gracias a toda mi familia de Tucupita por quererme tanto y preocuparse por mí siempre.

Gracias a mi tutor, Arturo José Borges Gil, por enseñarme con paciencia y cariño, por compartir sus valiosos conocimientos conmigo, sin escatimar tiempo, por dedicarse a enseñarme durante el tiempo que desarrollé la pasantía larga, por apoyarme y creer en mí... ¡Gracias Arturo por ayudarme a desarrollar mis conocimientos académicos, por ser tan buen amigo y tan buena persona!.

Gracias a la Prf. María Esther Hernández por ayudarme y aconsejarme en la realización de este trabajo.

Gracias a María Yanet Camacho, por aconsejarme y brindarme su amistad en todos los momentos que la necesité, por ayudarme a realizar este trabajo y por tener paciencia a la hora de explicarme.

Gracias a Yordis Caraballo, por enseñarme, por responder todas mis preguntas e inquietudes, por tener esa manera tan divertida de explicar, por ser tan buen compañero y por ayudarme y brindarme su apoyo en los momentos más difíciles.

Gracias a José Gregorio (Goyo), por transmitirme sus conocimientos y tenerme paciencia, por atenderme en todos los momentos que lo necesité, por enseñarme con dedicación y por ser tan cariñoso.

Gracias a Manuel Sánchez, por ayudarme y enseñarme cuando lo necesité y por estar pendiente de mi trabajo en todo momento y por apoyarme durante el tiempo que realicé las pasantías largas.

Gracias a Jerson, Carlos y Miguelito por ayudarme todas las veces que los necesité y por ofrecerme su ayuda durante el tiempo que realicé las pasantías.

Gracias a mis compañeros de la U.C.V. por ser tan buenos conmigo y desearme todo lo mejor entre ellos están: María Isabel Trujillo, Jenifer Arteaga, María Salcedo, Gabi Rodríguez, Gabriela Blanco, Gerardo Gullén, ¡Graciela Narváez y Wilmer Chavarro por ayudarme tanto y por preocuparse tanto por mi trabajo!

Gracias Mauricio (flaco explosivo) por ayudarme siempre que te necesité y por ser buen compañero.

Gracias a Jessikar Guillén por escucharme, apoyarme y aconsejarme.

Gracias a Ana Barrios por ayudarme en todos los momentos que la necesité.

Gracias a mis compañeras de residencia Tatucha, Marielba, Elenita, Yenita, Doraliche y Marcelina, por ayudarme y aconsejarme todos los días que estuve realizando la pasantía.

Gracias a PDVSA, Intevep por darme la oportunidad de realizar la pasantía corta y posteriormente la pasantía larga que representa mi trabajo especial de grado, esta es una experiencia que nunca olvidaré.

**Peralta G., Yessica A.**

## **VALIDACIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES PVT CON FLUIDOS DE YACIMIENTOS CON ESTUDIOS DE ASFALTENOS DEL ORIENTE (NORTE DE MONAGAS) Y OCCIDENTE DE VENEZUELA UTILIZANDO EL SIMULADOR COMPOSICIONAL PVTSIM**

**Tutor Académico: Prof. María Esther Hernández. Tutor Industrial: Ing. Arturo José Borges Gil. Pasantía Larga, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2003, 174 p.**

**Palabras Claves:** Simulador PVTsim, Análisis PVT, Crudos Asfalténicos

En la actualidad PDVSA Intevep posee la licencia del simulador PVTsim. Uno de los objetivos de este trabajo es evaluar su aplicabilidad en crudos que posean estudios de asfaltenos del Oriente (Norte de Monagas) y Occidente de Venezuela. Este utiliza ecuaciones de estado tales como: Soave-Redlich-Krowng (SRK), SRK-Peneloux, Peng Robinson, PR-Peneloux y unas combinaciones de estas, para predecir las propiedades termodinámicas de los fluidos y ensayos experimentales tales como: liberación diferencial, expansión a composición constante (PV), liberación instantánea (flash), prueba de hinchamiento (swelling test), etc.

Se recopilaron 40 informes de estudios PVT de fluidos de yacimiento, de los cuales 26 son de Oriente (Norte de Monagas) y 14 del Occidente de Venezuela. De estos informes se extrajo la información de los cuatro parámetros que fueron cotejados con las nueve ecuaciones de estado que contiene el simulador PVTsim, estos parámetros son: Presión de saturación ( $P_{sat}$ ), Relación gas-petróleo (RGP), gravedad API y factor volumétrico de formación de petróleo ( $B_o$ ) a la presión de burbuja.

También, se realizaron los ensayos experimentales PVT; liberación instantánea (flash) y expansión a composición constante (PV) a cuatro muestras de fondo del Oriente de Venezuela (Norte de Monagas) pertenecientes al campo Chaguaramal (CHL-6X Naricual Superior I, CHL-6X Caratas, CHL-6X Naricual Superior II) y al campo el Furrial (FN-19). La liberación instantánea se realizó con la finalidad de obtener los parámetros PVT tales como: Relación gas-petróleo (RGP), gravedad API y factor volumétrico de formación de petróleo ( $B_o$ ), además se obtuvo la composición total hasta  $C_{20+}$  de cada uno de los fluidos de yacimiento a través del análisis cromatográfico al líquido y el gas asociado a éste, los cuales se recolectaron en la liberación instantánea. Se utilizó un programa de cálculo (Sistema PVT) donde se introducen los datos experimentales del flash y los análisis realizados a los fluidos para obtener la composición. La expansión a composición constante se realizó con la finalidad de obtener el punto de burbuja el cual fue optimizado por medio del uso de la función "Y".

Los informes recopilados y las muestras analizadas hacen un total de 44 muestras de las cuales 30 son de Oriente y 14 de Occidente. Al realizar la simulación de los parámetros PVT ( $P_{sat}$ , RGP, °API,  $B_o$ ) y calcular el error entre los datos obtenidos por las ecuaciones de estado del simulador (teóricos) y los obtenidos experimentalmente se determinó que para las muestras de Oriente la ecuación de estado que mejor cotejó

los parámetros estudiados fue la ecuación de PR78-Peneloux, estando bajo el nivel de error de aceptación (menor al 25 %). De las muestras de Occidente se determinó que la cantidad seleccionada por el nivel de error de aceptación es muy pequeña (3 muestras) para realizar un análisis que represente a las muestras de Occidente. A los datos experimentales y teóricos (PVTsim) se le realizó un estudio estadístico donde se observó que el simulador coteja mejor los datos experimentales cuando los valores de °API varían de 20 a 30, esto fue en el caso de las muestras de Oriente. Para las muestras de Occidente se observó que muy pocas muestras cotejaron bajo el nivel de error de aceptación, por lo tanto el estudio no se considera representativo de todas las muestras evaluadas.

Se determinó que el simulador no es recomendable utilizarlo si no se dispone de las propiedades del pseudo componente (peso molecular y gravedad específica) ya que se obtienen errores muy grandes mayores al 100 % para ambas zonas del país (Oriente y Occidente), estos errores tan elevados se deben a que las ecuaciones de estado que contiene el programa no toman en cuenta la fracción pesada del crudo conformada por los asfaltenos; estas ecuaciones solo toman en cuenta la fase líquida y vapor además del equilibrio entre ambas fases y no la de una tercera fase que se considera sólido (asfaltenos).

De las 44 muestras estudiadas ocho tienen pruebas de hinchamiento, los cuales se modelaron con el programa PVTsim y se compararon las presiones de saturación experimentales (correspondientes a cada porcentaje molar de gas inyectado) y las arrojadas por las ecuaciones de estado del mismo (teóricas). También se compararon los factores de hinchamiento teórico (PVT) y experimental, determinándose que la ecuación de estado que mejor cotejó estos parámetros fue la de SRK-Peneloux (T), además se observó que el simulador es recomendable utilizarse cuando el porcentaje molar de gas inyectado varíe de 0 a 20 % ya que en este intervalo se presentan los menores errores promedios entre los datos experimentales y los obtenidos por el simulador en los parámetros comparados (presión de saturación y factor de hinchamiento), este resultado es similar en todas las muestras.

# ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
CAPÍTULO I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	4
1.- COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.	4
1.1.- Yacimientos de petróleo	5
1.1.1.- Yacimientos de petróleo negro	5
1.1.2.- Yacimientos de petróleo volátil	6
1.2.- Yacimientos de gas	7
1.2.1.- Yacimientos de gas seco	7
1.2.2.- Yacimientos de gas húmedo	8
1.2.3.- Yacimientos de gas condensado	9
2.- ESTUDIOS EXPERIMENTALES PARA FLUIDOS DE YACIMIENTOS (PVT).	11
2.1.- Proceso de toma de muestras de fluidos de yacimientos	11
2.2.- Estudios experimentales para petróleo negro y volátiles	13
2.2.1.- Liberación instantánea (flash) en una o en dos etapas	13
2.2.2.- Expansión a composición constante	14
2.2.3.- Liberación diferencial	17
2.2.4.- Pruebas de separadores	18
2.2.5.- Estudio de viscosidad	19
2.3.- Estudios experimentales para sistemas de gas condensado	20
2.3.1.- Expansión a composición constante	20
2.3.2.- Agotamiento a volumen constante	23
2.4.- Estudios especiales	24
2.4.1.- Precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos	24
2.4.2.- Prueba de hinchamiento	25
2.4.3.- Determinación de las constantes de equilibrio	25
2.4.4.- Pruebas de vaporización de múltiple contacto	26



3.- ASFALTENOS	28
3.1.- Definición de asfaltenos	28
3.2.- Estructura de los asfaltenos	29
3.3.- Modelo analítico de la floculación de asfaltenos	32
3.4.- Composición y características de los crudos asfálticos	34
3.5.- Importancia de la precipitación de asfaltenos	35
3.6.- Precipitación de asfaltenos	37
3.6.- Umbral de floculación	40
4.- PVTsim	41
4.1.- Ecuaciones de estado usadas por PVTsim	42
4.1.1.- Soave-Redlich-Kwong (SRK)	42
4.1.2.- Peng-Robinson	45
4.1.3.- SRK-Peneloux	47
4.1.4.- PR-Peneloux	49
4.2.- Determinación de la composición del fluido total de yacimiento	50
4.2.1.- Destilación simulada	51
4.2.2.- PNA (parafinas, naftenos y aromáticos)	51
4.2.3.- Peso molecular	52
CAPÍTULO II: METOLOGÍA	53
1.- METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	53
1.1.- Proceso de liberación instantánea (flash) en una etapa	55
1.2.- Expansión a composición constante (P-V) para petróleo negro	71
2.- METODOLOGÍA DE LA SIMULACIÓN	73
CAPÍTULO III: RESULTADOS	
1.- RESULTADOS EXPERIMENTALES	81
1.1.- Muestra CHL-6X (Naricual Superior I)	81
1.2.- Muestra CHL-6X (Caratas)	89
1.3.- Muestra CHL-6X (Naricual Superior II)	96
1.4.- Muestra CHL-6X FN-19	103
2.- RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	110
2.1.- Resultados de la situación de las muestras de Oriente	110

2.2.- Resultados de la situación de las muestras de Occidente	128
2.3.- Resultados de la simulación de las pruebas de hinchamiento	138
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	160
1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS MUESTRAS DE ORIENTE Y OCCIDENTE	160
1.1.- Muestras de Oriente	161
1.2.- Muestras de Occidente	163
2.- ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE HINCHAMIENTO	164
2.1.- Presión de saturación	165
2.2.- Factor de hinchamiento	167
2.3.- Relación Gas-Petróleo	168
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	169
1.- CONCLUSIONES	169
2.- RECOMENDACIONES	170
BIBLIOGRAFÍA	

## ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1: Diagrama de fases del petróleo negro	6
- Figura 2: Diagrama de fases del petróleo volátil	7
- Figura 3: Diagrama de fases del gas seco	8
- Figura 4: Diagrama de fases del gas húmedo	9
- Figura 5: Diagrama de fases del gas condensado	10
- Figura 6: Liberación instantánea en dos etapas (petróleo negro)	14
- Figura 7: Expansión a composición constante para petróleo negro	15
- Figura 8: Comportamiento del volumen en función de la presión para petróleo negro	15
- Figura 9: Función “Y” en función de la presión	16
- Figura 10: (a) cuando $P_b$ ha sido subestimada y (b) cuando ha sido sobreestimada	17
- Figura 11: Liberación diferencial para petróleo negro	18
- Figura 12: Prueba de separadores para petróleo negro	19
- Figura 13: Variación de la viscosidad en función de la presión	20
- Figura 14: Expansión a composición constante para gas condensado	21
- Figura 15: Comportamiento del volumen en función de la presión para gas condensado	22
- Figura 16: Comportamiento del líquido condensado en función de la presión (gas condensado)	22
- Figura 17: Agotamiento a volumen constante para gas condensado	23
- Figura 18: Comportamiento de las constantes de equilibrio en función de la presión	26
- Figura 19: Vaporización de múltiple contacto para gas condensado	27
- Figura 20: Dibujo en 3D de la molécula de asfalteno de un crudo venezolano, modelo de Carbognani	29
- Figura 21: Estructura molecular de asfalteno de crudo venezolano propuesto por Carbognani	30
- Figura 22: Estructura de los diferentes tipos de asfaltenos de (a) petróleo venezolano (b) Athabasca (U.S.A)	31
- Figura 23: Parámetros estructurales del crudo Maya (Mexico) y del crudo Istmo (Pánama)	32
- Figura 24: Floculación / Agregación molecular de asfalteno en	33

	crudo venezolano	
-	Figura 25: Modelo de asfalteno-resina	34
-	Figura 26: Deposición de asfaltenos en le yacimiento, líneas de flujo y estación de flujos	37
-	Figura 27: Contenido de asfalteno en solución sin precipitación de sólidos	39
-	Figura 28: Contenido de asfaltenos en solución con precipitación de sólidos	39
-	Figura 29: Umbral de floculación primario y secundario	40
-	Figura 30: Equipo libre de mercurio para análisis de PVT, Ruska modelo 2370	54
-	Figura 31: Parte interna de la celda del equipo Ruska modelo 2370	55
-	Figura 32: Experimento de liberación flash de una etapa desde el Equipo Ruska de PVT libre de mercurio	58
-	Figura 33: Transferencia del gas del gasómetro al cilindro recolector de gas sumergido en nitrógeno líquido	59
-	Figura 34: Cilindro recolector de gas (a), Cilindros para almacenar muestras de hidrocarburo a presión (b)	60
-	Figura 35: Experimento de liberación flash desde el cilindro	61
	colector de muestras de hidrocarburo	
-	Figura 36: Balanza digital y viales	62
-	Figura 37: Densímetro digital	63
-	Figura 38: Ventana del programa Sistema PVT, donde se	67
	introducen los datos del flash y se obtienen los resultados	
-	Figura 39: Ventana del programa Sistema PVT donde se	68
	introducen los datos para obtener la composición del fluido	
-	Figura 40: Esquema descriptivo del procedimiento para obtener la composición total del fluido del yacimiento	70
-	Figura 41: Ventana del Menú de opciones de los módulos a	73
	simular, programa PVTsim	
-	Figura 42: Ventana de la base de datos del programa PVTsim	74
-	Figura 43: Ventana para introducir los datos del pozo y la composición total del fluido de yacimiento	75
-	Figura 44: Ventana donde se presentan los experimentos PVT	76

	que se pueden simular	
-	Figura 45: Ventana para introducir los datos de las condiciones de separación (presión temperatura) y la temperatura de yacimiento	77
-	Figura 46: Ventana donde se presentan los resultados de los parámetros simulados	78
-	Figura 47: Ventana donde se introducen los porcentajes de gas inyectados en la prueba de hinchamiento	79
-	Figura 48: Ventana donde se presentan los resultados obtenidos en la prueba de hinchamiento	80
-	Figura 49: Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra CHL-6X Naricual Superior I	87
-	Figura 50: Gráfica de presión vs función "Y", muestra CHL-6X Naricual Superior I	88
-	Figura 51: Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra CHL-6X Caratas	94
-	Figura 52: Gráfica de presión vs función "Y", muestra CHL-6X Caratas	95
-	Figura 53: Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra CHL-6X Naricual Superior II	101
-	Figura 54: Gráfica de presión vs función "Y", muestra CHL-6X Naricual Superior II	102
-	Figura 55: Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra FN-19	109
-	Figura 56: Gráfica de presión vs función "Y", muestra FN-19	109
-	Figura 57: Gráfica de presión vs °API (teóricos y experimentales), muestras de oriente	125
-	Figura 58: Gráfica de RGP vs °API (teóricos y experimentales), muestras de oriente	126
-	Figura 59: Gráfica de $B_0$ vs °API (teóricos y experimentales), muestras de oriente	126
-	Figura 60: Gráfica de PM vs °API (teóricos y experimentales), muestras de oriente	127
-	Figura 61: Gráfica del % de Asflt. Vs °API (teóricos y experimentales), muestras de oriente	127
-	Figura 62: Gráfica de presión vs °API (teóricos y experimentales), muestras de occidente	135
-	Figura 63: Gráfica de RGP vs °API (teóricos y experimentales), muestras de occidente	136
-	Figura 64: Gráfica de $B_0$ vs °API (teóricos y experimentales),	136

	muestras de occidente	
-	Figura 65: Gráfica de PM vs °API (teóricos y experimentales), muestras de occidente	137
-	Figura 66: Gráfica del % de Asflt. Vs °API (teóricos y experimentales), muestras de occidente	137
-	Figura 67: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-86 (F)	142
-	Figura 68: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ4)	143
-	Figura 69: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ1)	143
-	Figura 70: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-74	144
-	Figura 71: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra SBC-29	144
-	Figura 72: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-86 (S)	145
-	Figura 73: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)	146
-	Figura 74: Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas natural)	147
-	Figura 75: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-86 (F)	152
-	Figura 76: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ4)	153
-	Figura 77: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ1)	154
-	Figura 78: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-74	154
-	Figura 79: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra SBC-29	155
-	Figura 80: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-86 (S)	156
-	Figura 81: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)	157
-	Figura 82: Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas natural)	158

## ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1: Parámetros $K_{ij}$ para SRK y PR	45
- Tabla 2: % de desviación de la densidad del líquido para las ecuaciones de estado SRK y PR	47
- Tabla 3: Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra CHL-6X Naricual Superior I	82
- Tabla 4: Resultados del módulo flash de la muestra CHL-6X Naricual Superior I	82
- Tabla 5: PNA de la muestra CHL-6X Naricual Superior I	83
- Tabla 6: Destilación Simulada de la muestra CHL-6X Naricual Superior I	84
- Tabla 7: Composición del fluido total del yacimiento, muestra CHL-6X Naricual Superior I	85
- Tabla 8: Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra CHL-6X Naricual Superior I	86
- Tabla 9: Volúmenes relativos para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior I	87
- Tabla 10: Valores de la función “Y” para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior I	88
- Tabla 11: Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra CHL-6X Caratas	89
- Tabla 12: Resultados del módulo flash de la muestra CHL-6X Caratas	89
- Tabla 13: PNA de la muestra CHL-6X Caratas	90
- Tabla 14: Destilación Simulada de la muestra CHL-6X Caratas	91
- Tabla 15: Composición del fluido total del yacimiento, muestra CHL-6X Caratas	92
- Tabla 16: Datos experimentales de la expansión a composición	93

	constante, muestra CHL-6X Caratas	
-	Tabla 17: Volúmenes relativos para cada presión, muestra CHL-6X Caratas	94
-	Tabla 18: Valores de la función “Y” para cada presión, muestra CHL-6X Caratas	95
-	Tabla 19: Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra CHL-6X Naricual Superior II	96
-	Tabla 20: Resultados del módulo flash de la muestra CHL-6X Naricual Superior II	96
-	Tabla 21: PNA de la muestra CHL-6X Naricual Superior II	97
-	Tabla 22: Destilación Simulada de la muestra CHL-6X Naricual Superior II	98
-	Tabla 23: Composición del fluido total del yacimiento, muestra CHL-6X Naricual Superior II	99
-	Tabla 24: Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra CHL-6X Naricual Superior II	100
-	Tabla 25: Volúmenes relativos para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior II	101
-	Tabla 26: Valores de la función “Y” para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior II	102
-	Tabla 27: Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra FN-19	103
-	Tabla 28: Resultados del módulo flash de la muestra FN-19	103
-	Tabla 29: PNA de la muestra FN-19	104
-	Tabla 30: Destilación Simulada de la muestra FN-19	105
-	Tabla 31: Composición del fluido total del yacimiento, muestra FN-19	106
-	Tabla 32: Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra FN-19	107
-	Tabla 33: Volúmenes relativos para cada presión, muestra FN-19	108
-	Tabla 34: Valores de la función “Y” para cada presión, muestra FN-19	109
-	Tabla 35: Resultados de la simulación de la muestra FUL-66	110
-	Tabla 36: Resultados de la simulación de la muestra FUL-73	111
-	Tabla 37: Resultados de la simulación de la muestra CRC-9 (C)	111
-	Tabla 38: Resultados de la simulación de la muestra MUC-12 (C)	112



- Tabla 39: Resultados de la simulación de la muestra MUC-25 (F)	112
- Tabla 40: Resultados de la simulación de la muestra FUL-48	113
- Tabla 41: Resultados de la simulación de la muestra SBC-20	113
- Tabla 42: Resultados de la simulación de la muestra MUC-25(C)	114
- Tabla 43: Resultados de la simulación de la muestra FUL-52	114
- Tabla 44: Resultados de la simulación de la muestra FUL 13I(F)	115
- Tabla 45: Resultados de la simulación de la muestra FUL 13I(C)	115
- Tabla 46: Resultados de la simulación de la muestra FUL-8(F)	116
- Tabla 47: Resultados de la simulación de la muestra FUL 13S(F)	116
- Tabla 48: Resultados de la simulación de la muestra BOQ-5(F)	117
- Tabla 49: Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1XNC2	117
- Tabla 50: Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1XNC2	118
- Tabla 51: Resultados de la simulación de la muestra FUL-12	118
- Tabla 52: Resultados de la simulación de la muestra FUL-11	119
- Tabla 53: Resultados de la simulación de la muestra FUL-1	119
- Tabla 54: Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1XC3	120
- Tabla 55 : Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1X JABILLO	120
- Tabla 56: Resultados de la simulación de la muestra FUL-86 (S)	121
- Tabla 57: Resultados de la simulación de la muestra FUL-86 (F)	121
- Tabla 58: Resultados de la simulación de la muestra SBC-130X	122
- Tabla 59: Resultados de la simulación de la muestra SBC-29	122

- Tabla 60: Resultados de la simulación de la muestra FUL-74	123
- Tabla 61: Resultados de la simulación de la muestra CHL-6X NAC SUP I	123
- Tabla 62: Resultados de la simulación de la muestra CHL-6X	124
CARATAS	
- Tabla 63: Resultados de la simulación de la muestra CHL-6X NAC SUP II	124
- Tabla 64: Resultados de la simulación de la muestra FUL-19	125
- Tabla 65: Resultados de la simulación de la muestra LPG-1462	128
- Tabla 66: Resultados de la simulación de la muestra MGB-11	128
- Tabla 67: Resultados de la simulación de la muestra MGB-26	129
- Tabla 68: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3803	129
- Tabla 69: Resultados de la simulación de la muestra UD-493	130
- Tabla 70: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3693	130
- Tabla 71: Resultados de la simulación de la muestra UD-502	131
- Tabla 72: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3804	131
- Tabla 73: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3878	132
- Tabla 74: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3882	132
- Tabla 75: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3886	133
- Tabla 76: Resultados de la simulación de la muestra VLG-3857	133
- Tabla 77: Resultados de la simulación de la muestra LL-447	134
- Tabla 78: Resultados de la simulación de la muestra LL-447	134

- Tabla 79: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-4)	138
- Tabla 80: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-1)	138
- Tabla 81: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra FUL-74	139
- Tabla 82: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra SBC-29	139
- Tabla 83: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas natural)	140
- Tabla 84: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)	140
- Tabla 85: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra FUL-86 (F)	141
- Tabla 86: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra FUL-86 (S)	148
- Tabla 87: Porcentajes molares de gas de inyección que se aproximan a la realidad de un yacimiento	148
- Tabla 88: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-4)	149
- Tabla 89: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-1)	149
- Tabla 90: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra SBC-29	150
- Tabla 91: Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas natural)	150
- Tabla 92: Resultados de la simulación de hinchamiento	150

-	de la muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)	
-	Tabla 93: Resultados de la simulación de hinchamiento	151
-	de la muestra FUL-86 (F)	
-	Tabla 94: Resultados de la simulación de hinchamiento	152
-	de la muestra FUL-86 (S)	
-	Tabla 95: Porcentajes molares de gas de inyección que se Aproximan a la realidad de un yacimiento	159

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera se realizan estudios para determinar el comportamiento termodinámico de los fluidos dentro y fuera del yacimiento, conocidos como análisis PVT, los cuales permiten calcular el POES de un yacimiento, predecir su vida productiva y definir los esquemas óptimos de producción.

En la actualidad, los estudios PVT se realizan experimentalmente en los laboratorios de análisis PVT con la utilización de equipos libres de mercurio cuyo manejo es automatizado y computarizado. Los costos de los equipos, la realización de los experimentos, la toma de muestras de fondo representativas del yacimiento, son bastante elevados. Las muestras de superficie son menos costosas pero son menos representativas, sin embargo tienen un costo implícito por producción diferido.

La importancia de usar programas de computación que utilizan ecuaciones de estado para predecir propiedades termodinámicas teóricas tales como: presión de saturación, volúmenes, viscosidades, compresibilidades, etc, radica en garantizar la reproducción y confiabilidad de los resultados experimentales de una manera rápida y eficiente.

La aplicabilidad de estas herramientas matemáticas depende de cómo pueden predecir el comportamiento de fases de hidrocarburos, sustentados en las pruebas experimentales realizadas en los laboratorios de PDVSA Intevep.

En la actualidad PDVSA Intevep posee la licencia del simulador PVTsim, uno de los objetivos de este trabajo es evaluar su aplicabilidad en crudos asfálticos del Occidente del país y del Norte de Monagas. Éste utiliza ecuaciones de estado tales como: Soave-Redlich-Krowng (SRK), SRK-Peneloux, Peng-Robinson y PR-Peneloux para predecir las propiedades termodinámicas de los fluidos y ensayos experimentales tales como: liberación diferencial, expansión a composición constante, liberación flash, prueba de separadores, prueba de hinchamiento, etc.

Existe la disponibilidad en PDVSA Intevep de obtener la información de los estudios experimentales PVT de diversos fluidos realizados en los laboratorios, pertenecientes a pozos que se encuentran en las zonas antes mencionadas. A través de la utilización de este simulador se podrá cotejar la información experimental y evaluar el ajuste de las distintas ecuaciones para los distintos fluidos considerados en este trabajo.

El presente trabajo consta de cinco capítulos, el primero contiene una revisión bibliográfica de los tipos de yacimientos según la fase que estos contengan, de los estudios PVT, los tipos de toma de muestra y se hará énfasis en los asfaltenos ya que las muestras tomadas poseen estudios de asfaltenos. También se presentará una descripción del programa PVTsim y de las ecuaciones de estado que utiliza como herramienta de cálculo del análisis PVT. El segundo capítulo presenta la metodología usada para cumplir con los objetivos propuestos (metodología experimental y metodología de la simulación), el tercero presenta los resultados obtenidos en los procesos experimentales y los obtenidos por las ecuaciones de estado que utiliza el programa PVTsim. El cuarto capítulo contiene el análisis de resultados de los parámetros PVT comparados y por último se presentan las conclusiones y las recomendaciones que constituyen el quinto capítulo.

## **OBJETIVO GENERAL**

Validar los datos experimentales obtenidos en laboratorios de PDVSA Intevep, con fluidos de yacimientos con estudios de asfaltenos del Oriente (Norte de Monagas) y Occidente de Venezuela utilizando el programa PVTsim.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- ◆ Realizar pruebas experimentales PVT tales como: proceso de liberación flash y proceso de expansión a composición constante, utilizando muestras de fondo presurizadas correspondientes al Oriente de Venezuela (Norte de Monagas).
  
- ◆ Realizar el cotejo de la información experimental, presente en los informes PVT de distintos campos realizados en los laboratorios de PDVSA Intevep.
  
- ◆ Generalizar sobre la aplicación del simulador composicional PVTsim en los distintos yacimientos.

# CAPÍTULO I

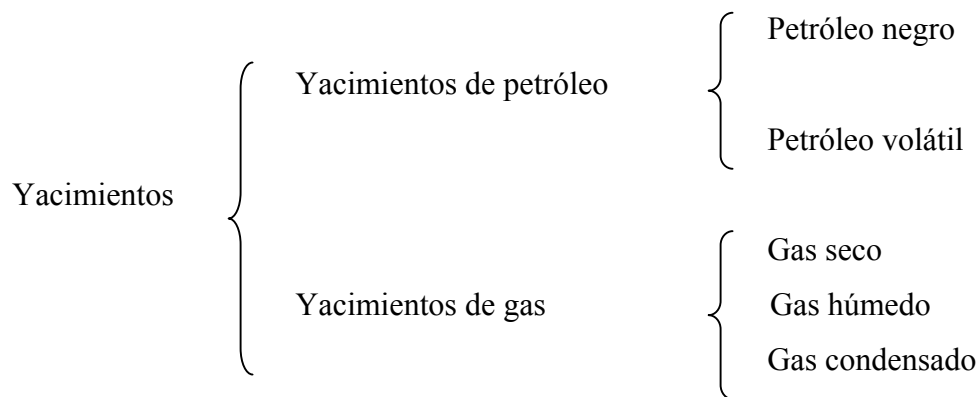
## REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En este capítulo se realiza una revisión teórica de los tipos de yacimientos según la fase del fluido que estos contengan, de los estudios PVT, los tipos de toma de muestra y se hará énfasis en los asfaltenos, ya que las muestras en estudio son fluidos asfálticos, con el objeto de tener una mayor información del tema a tratar.

### 1.- COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

Los yacimientos de hidrocarburos se definen como una unidad geológica constituida por una o varias rocas porosas y permeables y con suficiente volumen para almacenar gran cantidad de petróleo o gas. El petróleo se entrapa en el subsuelo porque la roca sello (impermeable) le impide la migración hacia la superficie.

La clasificación de los yacimientos de hidrocarburos depende del estado en que se encuentren los fluidos en el mismo, es decir, estado líquido o gaseoso. El siguiente esquema muestra claramente la clasificación de los yacimientos según el estado de los fluidos que contienen.





## **1.1.- Yacimientos de petróleo.**

### **1.1.1.- Yacimiento de petróleo negro.**

Los yacimientos de petróleo negro son los más comunes. Este tipo de fluido de yacimiento existe a una temperatura menor a la temperatura crítica. Cuando se disminuye la presión por debajo de la presión de burbuja se desprende gas del petróleo lo que ocasiona una merma del mismo debido a la pérdida de los componentes livianos. La relación de gas disuelto en el petróleo es baja y tiene un rango entre 50 y 500 PCN/BN. El factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) varía entre 1.1 y 1.5 BY/BN. Este tipo de petróleo tiene una gravedad API menor a 40 °API. En los tanques se obtienen cantidades substanciales de líquido de color oscuro en comparación con la cantidad de gas desprendido, con una gravedad específica mayor a 0.80. Cuando el yacimiento tiene una presión mayor a la presión de burbuja se denomina sub-saturado y cuando la presión es menor a la presión de burbuja se llama saturado. El petróleo negro se clasifica según su valor de grados API en livianos (30-40 °API), medianos (20-30 °API), pesados (10-20 °API) y extrapesados (menor a 10 °API) (Danesh, 1998). En la figura 1 se muestra el diagrama de fases del petróleo negro. La línea punteada muestra el comportamiento del fluido en el yacimiento al disminuir la presión a una temperatura constante, se observa que corta la curva de punto de burbuja (A) lo que implica que en el yacimiento existen dos fases (líquido y gas) pero el porcentaje del volumen de líquido es mucho mayor que el porcentaje del volumen de gas. De igual manera, el punto de separación (B) indica que a la temperatura y presión del tanque el porcentaje del volumen de líquido es mucho mayor que el porcentaje del volumen de gas (Danesh, 1998).

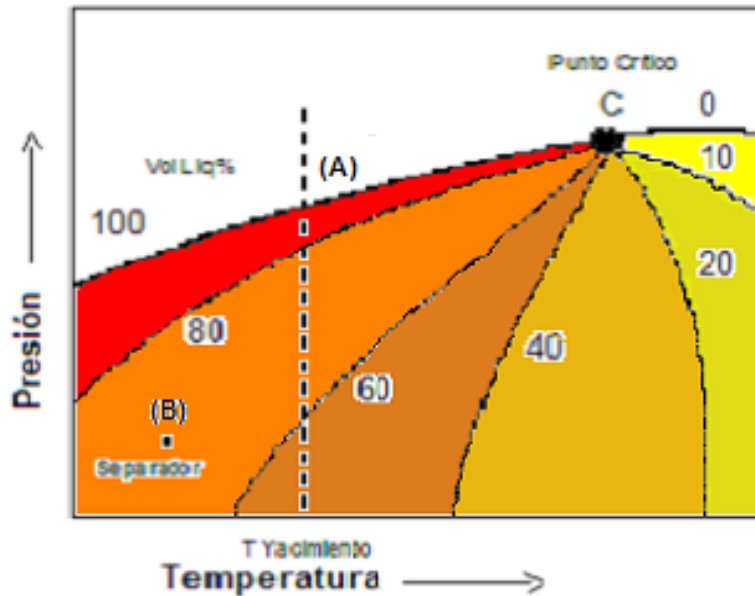


Figura 1. Diagrama de fases del petróleo negro (Danesh, 1998).

### 1.1.2.- Yacimiento de petróleo volátil.

En estos yacimientos la temperatura es menor pero está muy cerca de la temperatura crítica. Este tipo de petróleo contiene cantidades substanciales de componentes de hidrocarburos más livianos, los cuales se vaporizan más fácilmente con una reducción de presión (Danesh, 1998). Tiene una relación de gas disuelto en el petróleo entre 500 y 6000 PCN/BN. El líquido del tanque es de color oscuro con una gravedad específica menor a 0.82 y una gravedad API que está en un rango de 40 y 50 °API. En la figura 2 se muestra el diagrama de fases del petróleo volátil, la línea punteada muestra que a una temperatura constante de yacimiento y con una disminución de la presión se corta la curva del punto de burbuja formándose un mayor porcentaje del volumen de gas en el yacimiento, y en el tanque también pero a condiciones del mismo. A medida que se disminuye la presión en el yacimiento la tendencia de vaporización de los componentes del líquido aumenta y por consiguiente la merma también aumenta rápidamente.

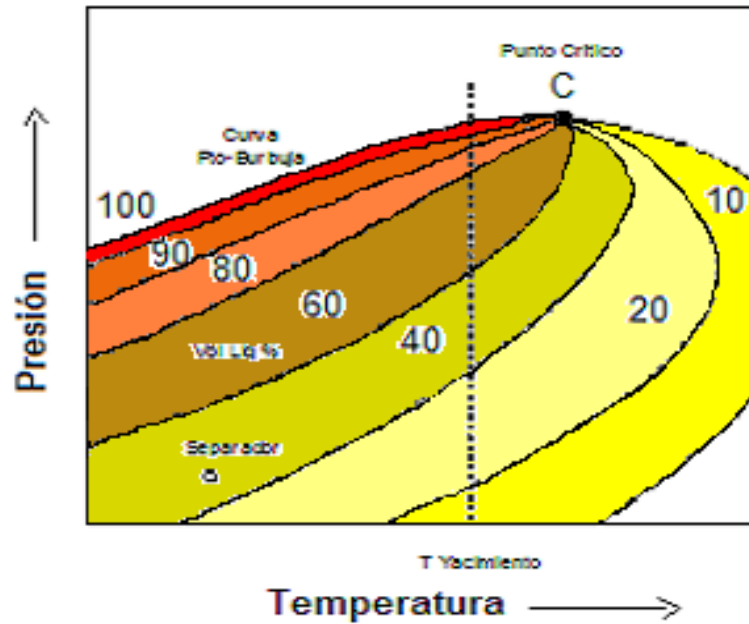


Figura 2. Diagrama de fases del petróleo volátil (Danesh, 1998)

## 1.2.- Yacimientos de gas.

### 1.2.1.- Yacimiento de gas seco.

El gas seco está formado principalmente por metano ( $\text{CH}_4$ ) y pequeñas cantidades de etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), también se puede encontrar gases que no son hidrocarburos tales como el nitrógeno y dióxido de carbono. En este tipo de yacimiento no hay condensación en el yacimiento por más que se disminuya la presión, la relación gas-petróleo es mayor a 100000 PCN/BN. En la figura 3 se muestra el comportamiento de fases del gas seco, se observa que a una temperatura de yacimiento (constante) la línea vertical trazada no corta la curva del punto de rocío por lo tanto no se llega al punto de rocío. Si se baja la temperatura a condiciones de tanque tampoco se corta la curva del punto de rocío y no se forma líquido en la superficie (Danesh, 1998).

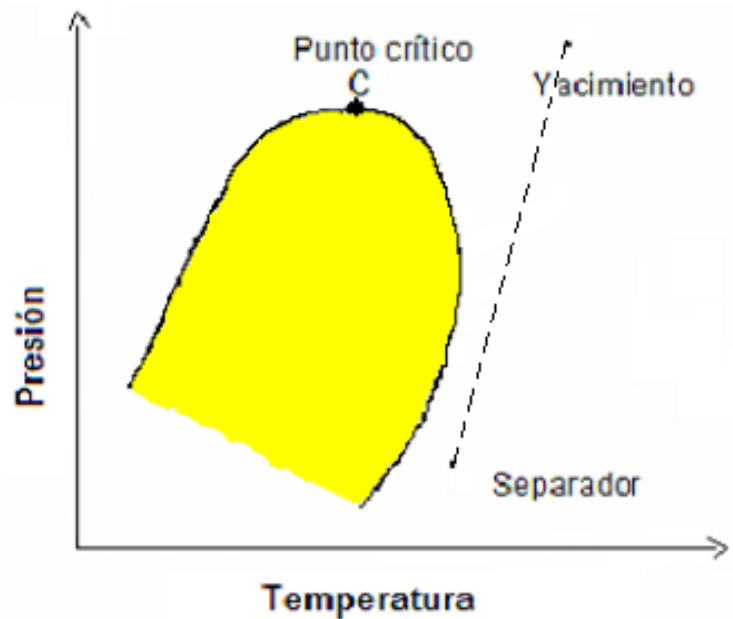


Figura 3. Diagrama de fases del gas seco (Danesh, 1998)

### 1.2.2.- Yacimiento de gas húmedo.

Estas mezclas se llaman gas húmedo porque contienen algo de hidrocarburos pesados, están compuestas principalmente de metano y otros componentes livianos. La temperatura del yacimiento es mayor a la temperatura crítica por lo tanto no se forma líquido en el yacimiento por más que se disminuya la presión. En la superficie se forma una cantidad de líquido que es pequeña en comparación con la cantidad de gas producido. En la figura 4 se muestra el diagrama de fases del gas húmedo donde se demuestra que no se forma líquido en el yacimiento (punto 1-2) a una temperatura constante, mientras que a temperatura y presión de tanque si se forma líquido pero en un porcentaje mínimo ya que corta la curva del punto de rocío. La relación gas petróleo está en el orden de 60000 a 100000 PCN/BN. El líquido formado en el tanque es de color claro con una gravedad API mayor a 50 °API (Ruska, 1992), (Rojas, 1995), (Danesh, 1998).

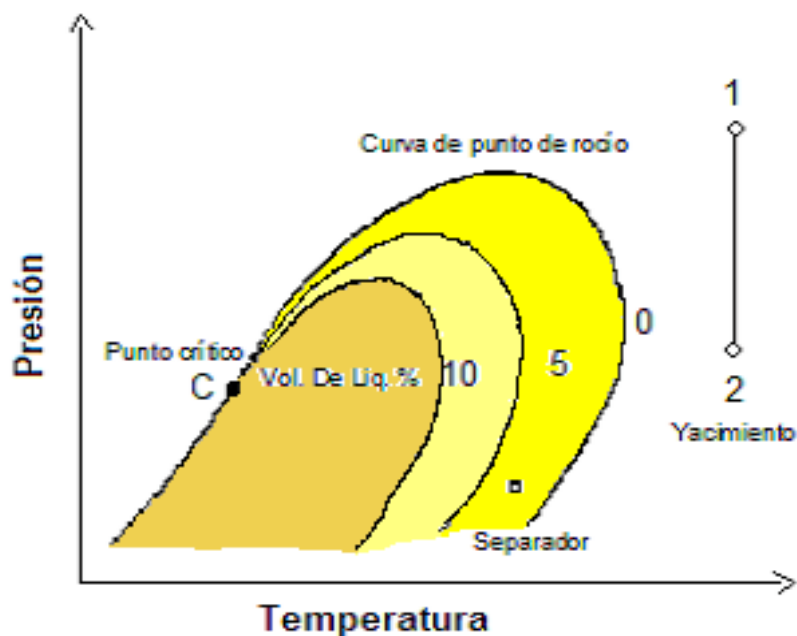


Figura 4. Diagrama de fases del gas húmedo (Danesh, 1998)

### 1.2.3.- Yacimiento de gas condensado.

Estos yacimientos reciben el nombre de “condensado” o gas condensado retrógado. Los yacimientos condensados producen una fase líquida llamado comúnmente “condensado” o “destilado”, generalmente es un líquido incoloro con una gravedad API de 50 °API o más alta y está asociado a una relación gas petróleo en el orden de 10000 PCN/BN o más altos. Cuando la presión declina por debajo del punto de rocío, se obtiene un determinado volumen de líquido debido a una condensación retrógada, este volumen es pequeño y por lo general es retenido en el yacimiento por fuerzas capilares, y lamentablemente no se recupera. El condensado líquido que se obtiene en los separadores de superficie por cada millón (MM) de pies cúbico standard (PCN) de gas seco se denomina rendimiento. En la figura 5 se muestra el diagrama de fases del gas condensado, el punto 1 se encuentra entre el punto crítico y el cricondentérmico a una temperatura constante de yacimiento y con una disminución de presión la línea punteada corta la curva del punto de rocío por lo tanto se produce una condensación retrógada (punto 2) en el yacimiento, y a condiciones de superficie se obtiene mayor porcentaje del volumen de líquido en los tanques.

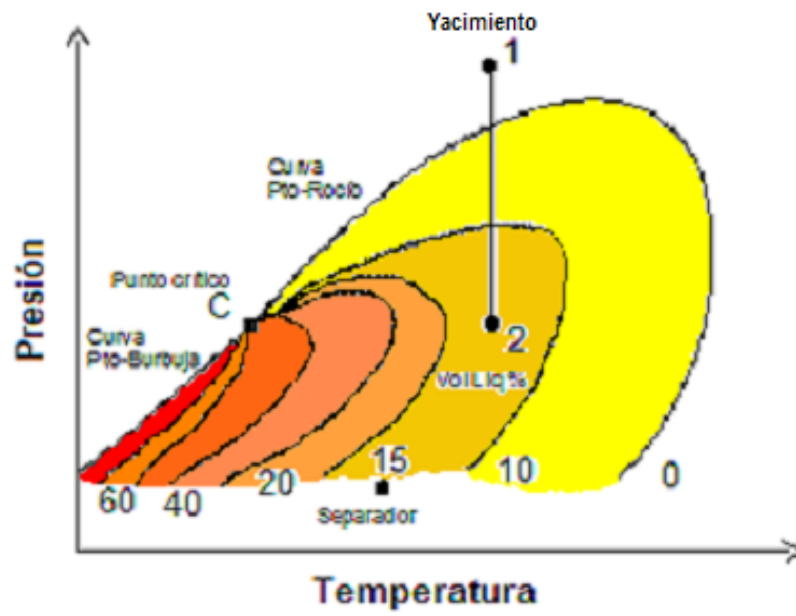


Figura 5. Diagrama de fases del gas condensado (Danesh, 1998)

## **2.- ESTUDIOS EXPERIMENTALES PARA FLUIDOS DE YACIMIENTO (PVT)**

Una vez determinado el estado del fluido que se encuentra en el yacimiento, se procede a realizar los estudios necesarios para obtener información sobre el comportamiento de los mismos a medida que se cambia la presión, temperatura y volumen. Esto es de vital importancia para la vida productiva del yacimiento porque al saber como será el comportamiento del fluido se buscará la manera de obtener el mejor recobro. Se puede evitar producir de una manera ineficiente, alargando la vida del yacimiento manteniendo las presiones. Para ello se realizan los estudios PVT, a continuación se presentarán los diferentes estudios que se realizan en el laboratorio, dependiendo del estado del fluido se le aplicará un estudio determinado.

### **2.1.- Proceso de toma de muestras de fluido de yacimiento.**

Para realizar los estudios PVT en el laboratorio es necesario tener una muestra representativa del fluido que se encuentra en el yacimiento, por lo tanto se tiene que obtener la muestra al inicio de la producción de manera que esté a condiciones de temperatura y presión inicial del yacimiento, en caso de no ser así la muestra dejaría de ser una porción representativa del mismo, porque se alterarían las propiedades del fluido y por consiguiente no se obtendrían resultados valederos del comportamiento de fases del fluido en el yacimiento. Se pueden realizar varios tipos de toma de muestra, las cuales son: muestra de superficie (cabezal y separadores) y muestra de fondo.

La toma de muestra de cabezal, se realiza cuando el fluido que llega a la superficie (cabezal del pozo) es monofásico, este tipo de muestreo se practica para yacimientos de gas condensado o para yacimientos de petróleo que estén sub-saturados, es decir que la presión del mismo esté por encima de la presión de saturación. El muestreo de cabezal es más ventajoso ya que no es necesario medir tasas de flujo, el costo es menor y se realiza rápidamente. Para recoger la muestra se usa la técnica de desplazamiento, en este caso el cilindro es llenado con agua que será desplazada por el fluido a las condiciones de superficie (Rojas, 1995).

La toma de muestra del separador se realiza después que el fluido pase por un separador primario, se recogen los volúmenes de gas y de líquido obtenidos en el separador de prueba, luego se recombinan a la RGP (relación gas-petróleo) medida en los separadores, correspondiente a la del yacimiento para tener una muestra representativa del mismo. Este tipo de muestreo se realiza para gas condensado y petróleo negro; la ventaja de éste es que se maneja fácilmente en el laboratorio y la cantidad de volumen que se toma es mucho mayor de la que se puede tomar con un muestreo de fondo (Bánzer, 1997).

Para tomar una muestra de gas del separador existen tres métodos, los cuales son: llenando un cilindro evacuado, purgando un cilindro con el gas muestreado y desplazando un líquido. Para llenar el cilindro evacuado es necesario hacer vacío en el mismo y en las conexiones, ésta es la forma más sencilla de tomar una muestra de gas representativa. Para tomar muestras de líquido se puede usar el método de desplazamiento de gas o el desplazamiento de agua. En estos métodos hay que evitar caídas bruscas de presión.

La toma de muestra de fondo se realiza con una herramienta especial (muestreador), este se baja a la profundidad del yacimiento a la que se desea realizar el estudio PVT. El muestreador consta de una cámara, que es el espacio donde se almacena el fluido recogido del yacimiento, ésta tiene que tener la capacidad de mantener la presión a la que se encuentra el fluido inicialmente. Este tipo de muestreo no es recomendado para gas condensado ni para yacimientos de petróleo negro, que se encuentren por debajo de la presión de saturación porque dejaría de ser una muestra representativa, ya que se alteraría la relación gas petróleo original debido al desprendimiento del gas.

En el laboratorio se realizan varias pruebas para determinar el comportamiento de fases de los fluidos en el yacimiento, estas pruebas se dividen en convencionales, no convencionales y estudios especiales. El tipo de prueba que se realiza depende del estado del fluido que se encuentre en el yacimiento. Las pruebas realizadas simulan el comportamiento del fluido que se encuentra en el yacimiento a lo largo de la vida



productiva del mismo, como también los cambios que ocurren cuando es llevado desde el fondo del pozo hasta los separadores en la superficie.

Los estudios realizados al petróleo negro y al gas condensado son los convencionales y no convencionales los cuales se explican a continuación.

## **2.2.- Estudios experimentales para petróleo negro y volátiles**

Los estudios experimentales para el petróleo negro y volátiles, son los siguientes:

- ◆ Liberación instantánea (flash) en una o en dos etapas
- ◆ Expansión a composición constante
- ◆ Liberación diferencial
- ◆ Pruebas de separadores
- ◆ Estudio de viscosidad

### **2.2.1.- Liberación instantánea (flash) en una o en dos etapas**

En la liberación instantánea (flash) se simula el comportamiento del fluido en los separadores. Para ello se coloca la muestra en una celda a la temperatura y presión inicial del yacimiento, esta presión tiene que ser mayor a la presión de burbuja, luego se realizan varios decrementos de la presión hasta llegar a la presión de burbuja y se mide en cada etapa el volumen de petróleo y de gas obtenido, el gas es extraído del sistema en cada etapa y es colocado en un gasómetro, instrumento que permite la lectura del volumen de gas extraído de la celda; la presión de burbuja se manifiesta por el cambio repentino del volumen de muestra total, ya que ocurre un gran aumento del mismo por un pequeño cambio de presión debido a la evolución del gas altamente compresible. Este proceso se realiza en una, dos o tres etapas a diferentes presiones cada una. A partir de la liberación instantánea (flash) se obtienen la siguiente información: relación gas petróleo (RGP), factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ), densidad a la presión de carga, composiciones de los fluidos

y la gravedad API del líquido producido. La figura 6 muestra una liberación instantánea que se realiza en dos etapas.

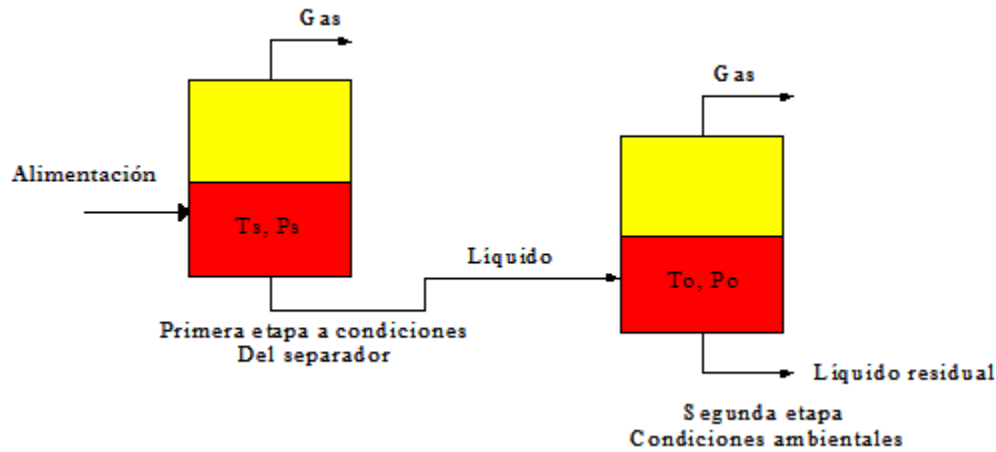
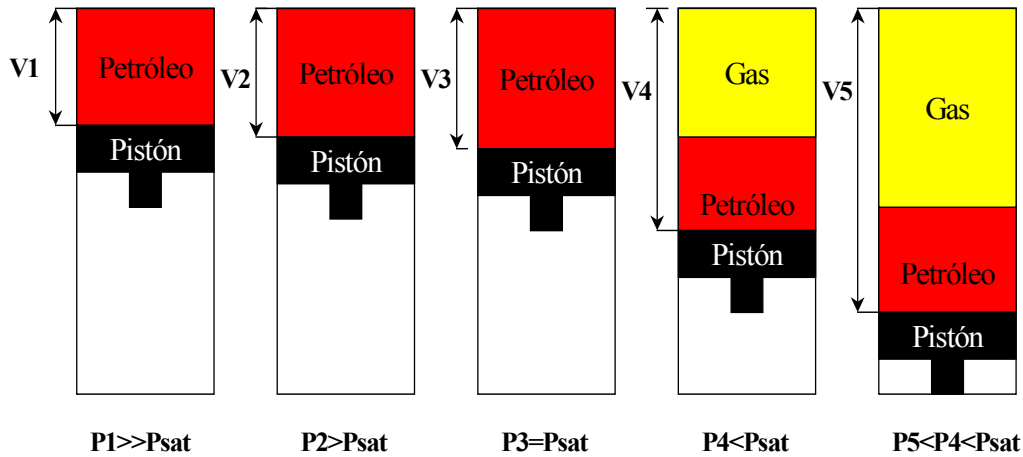


Figura 6. Liberación instantánea en dos etapas (petróleo negro)

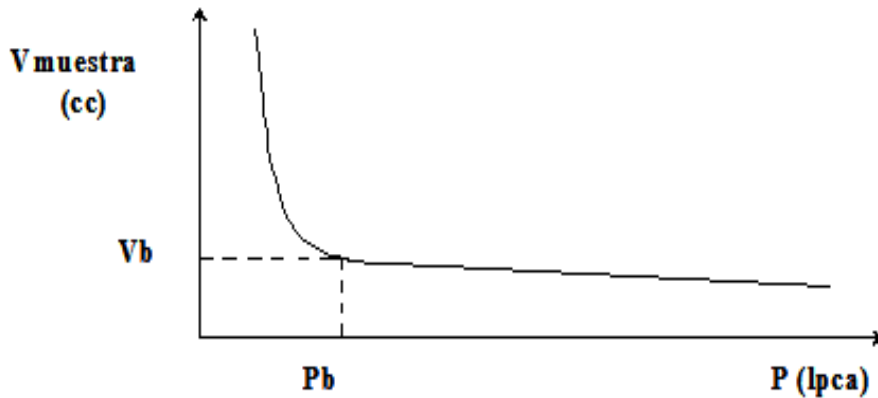
### 2.2.2.- Expansión a composición constante

En la expansión a composición constante, se coloca la muestra en una celda a la presión y temperatura de yacimiento, la presión tiene que estar por encima de la presión de burbuja, luego se realiza varias reducciones de presión lo que origina un aumento del volumen del fluido que se encuentra dentro de la celda, al principio la muestra se encuentra en estado líquido, cuando la presión es menor a la presión de burbuja se desprende el gas y el volumen se incrementa bruscamente, pero en ningún momento éste es extraído de la celda, es decir no se altera la composición total del sistema, pero cada componente (líquido y gas) tienen diferentes composiciones. La presión de la muestra representativa del yacimiento se manipula con un computador o manualmente. La celda contiene en la parte de abajo un pistón que tiene un movimiento vertical que permite el aumento del volumen y por consiguiente una reducción de la presión y viceversa. De la prueba de expansión a composición constante se obtiene la siguiente información: la presión de burbuja ( $P_b$ ), el volumen relativo en función de la presión ( $V_r$ ) y la compresibilidad del petróleo ( $C_o$ ). La figura 7 muestra la prueba de expansión constante.



*Figura 7. Expansión a composición constante para petróleo negro*

En la figura 8 se presenta el gráfico de los volúmenes de muestra en función de las presiones, para el petróleo negro se observa claramente el punto de burbuja, es decir la presión a la cual el petróleo libera la primera burbuja de gas. Por encima de la presión de burbuja el cambio de volumen es insignificante comparado al cambio de volumen que hay por debajo de la presión de burbuja, esto se debe a que el líquido (petróleo negro) es un fluido poco compresible.



*Figura 8. Comportamiento del volumen en función de la presión, para petróleo negro*

Después de obtener en el laboratorio el comportamiento volumétrico de las muestras en función de la presión con las pruebas descritas anteriormente, se puede verificar si la

presión de burbuja que reportó el equipo de análisis de PVT es correcto o no, esto se realiza mediante un artificio matemático llamado función “Y” que permite a su vez optimizar el punto de burbuja. La siguiente ecuación representa la función “Y”:

$$Y = (P_b - P)/(P(V/V_b - 1))$$

Donde  $P_b$  es la presión de burbuja,  $V_b$  es el volumen correspondiente a la presión de burbuja,  $P$  es la presión por debajo de la presión de burbuja y  $V$  es el volumen correspondiente a la presión  $P$ . Cuando se grafican los valores de función “Y” vs los valores de presión, se obtendrá una recta similar a la figura 9.

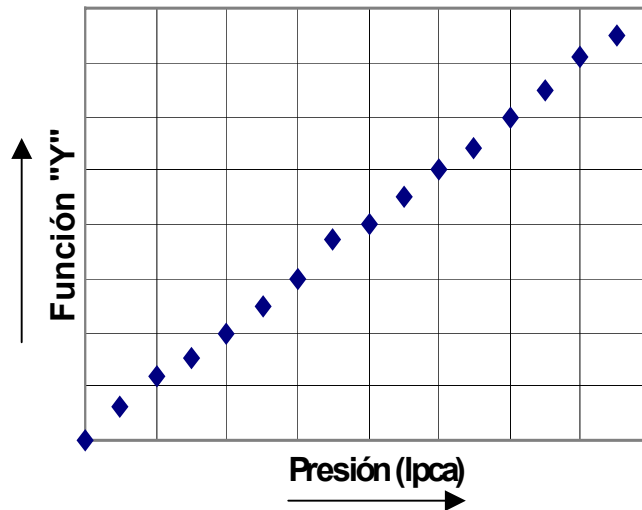


Figura 9. Función “y” en función de la presión

Si la presión de burbuja encontrada en el laboratorio es menor que la real entonces los puntos se desviarán por debajo de la línea cuando se acerquen a la presión de burbuja, como se muestra en la figura 10(a); y si la presión está por encima del valor real, entonces los puntos de la gráfica se desviarán por encima de la línea cuando se acerquen a la presión de burbuja como se muestra en la figura 10(b).

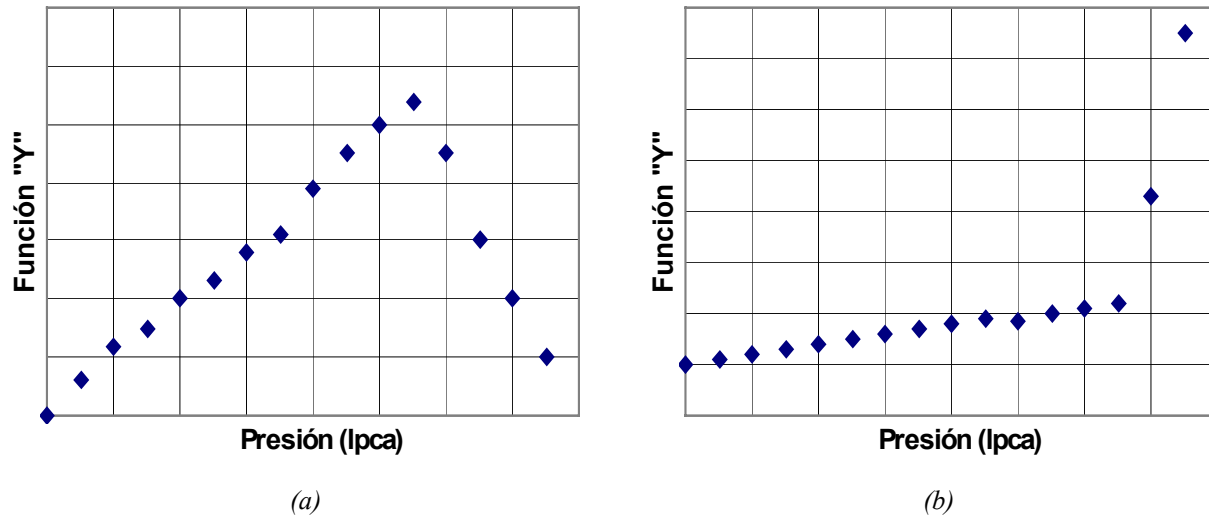
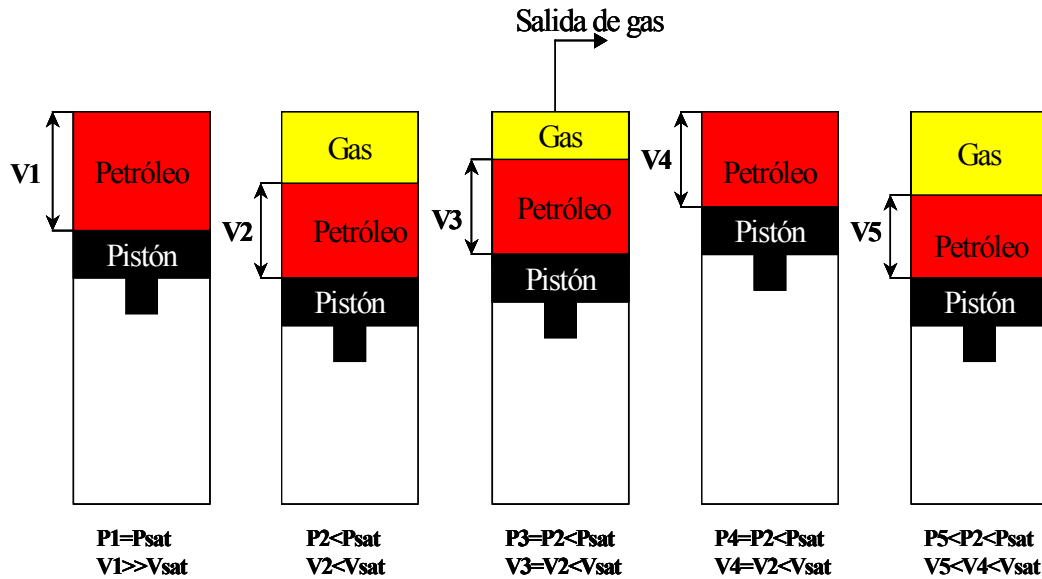


Figura 10. (a) cuando la  $P_b$  ha sido subestimada y (b) cuando ha sido sobrestimada

### 2.2.3.- Liberación diferencial

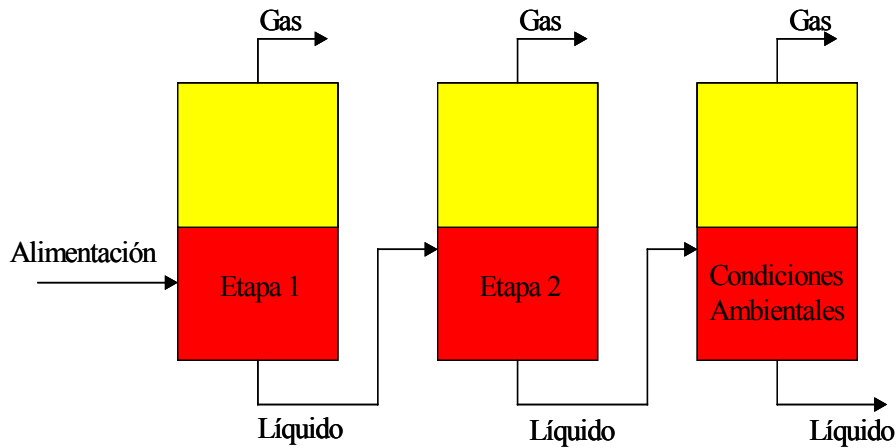
En la liberación diferencial, en este tipo de prueba la muestra se carga en la celda a una presión igual a la presión de burbuja, luego se disminuye varias veces la presión reduciendo el volumen del líquido y aumentando el volumen de gas, se extrae el gas desprendido manteniendo la presión constante en cada etapa, el volumen de gas es medido conjuntamente con el volumen de líquido que queda en la celda. Se inicia con la presión de burbuja y se termina la prueba cuando la presión sea la atmosférica (14.7 lpca) y ya no exista gas en solución, este proceso se realiza a temperatura constante siendo esta la temperatura del yacimiento. En este proceso se consideran las caídas de presión como cambios infinitesimales. De esta prueba se obtiene la siguiente información: el factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ), la relación gas-petróleo (RGP), el factor de desviación del gas ( $Z$ ), la gravedad específica del gas ( $\gamma_g$ ), la densidad del petróleo ( $\rho_p$ ), factor volumétrico del gas ( $B_g$ ), la gravedad API del crudo. La figura 11 muestra la prueba de liberación diferencial.



*Figura 11. Liberación diferencial para petróleo negro*

### 2.2.4.- Pruebas de separadores

La prueba de separadores, son separaciones instantáneas (flash) que se realizan en el laboratorio, con el objeto de cuantificar el efecto de las separaciones sobre las propiedades del crudo cuando se cambian las condiciones de presión y temperatura en los separadores, la prueba se inicia a la presión de burbuja y a la temperatura de yacimiento, haciendo pasar la muestra a través de un separador y luego se expande hasta la presión atmosférica. Por medio de esta prueba se puede saber cual es la presión óptima de separación que produzca la mayor cantidad de líquido y la menor cantidad de gas. También se puede obtener el factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja ( $B_{ob}$ ), la relación gas-petróleo a la presión de burbuja ( $RGP_b$ ), la gravedad API del petróleo de tanque y la composición del gas separado. La figura 12 muestra la prueba de separadores.



*Figura 12. Prueba de separadores para petróleo negro*

### **2.2.5.- Estudio de viscosidad**

El estudio de viscosidad se realiza dentro del equipo para el análisis de PVT, ya algunos equipos contienen un viscosímetro capilar o electromagnético en su interior. La viscosidad de un fluido de yacimiento varía con el cambio de la temperatura y de presión, en los equipos PVT se puede medir la viscosidad con la variación de la presión y a temperatura constante de yacimiento obteniéndose una curva como se muestra en la figura 13, donde la viscosidad disminuye hasta llegar al punto de burbuja, debido a que el gas se encuentra en solución, pero cuando se empieza a liberar gas la viscosidad comienza a aumentar por el desprendimiento del mismo.

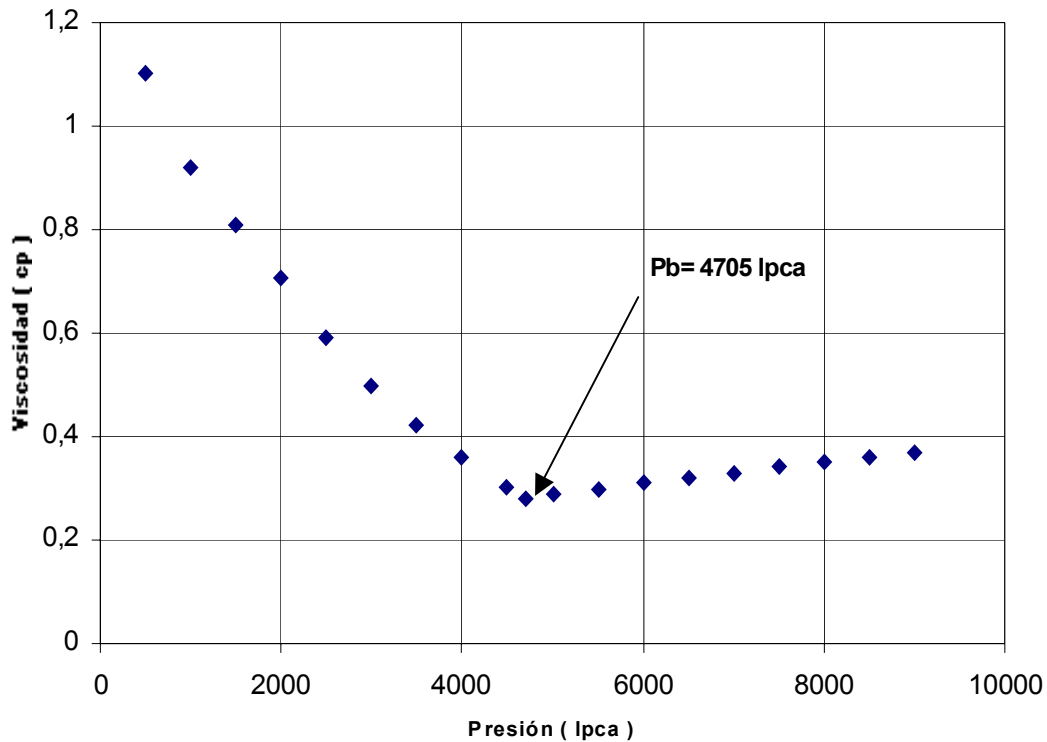


Figura 13. Variación de la viscosidad en función de la presión

### 2.3.- Estudios experimentales para sistemas de gas condensado

Los estudios experimentales para sistemas de gas condensado son los siguientes:

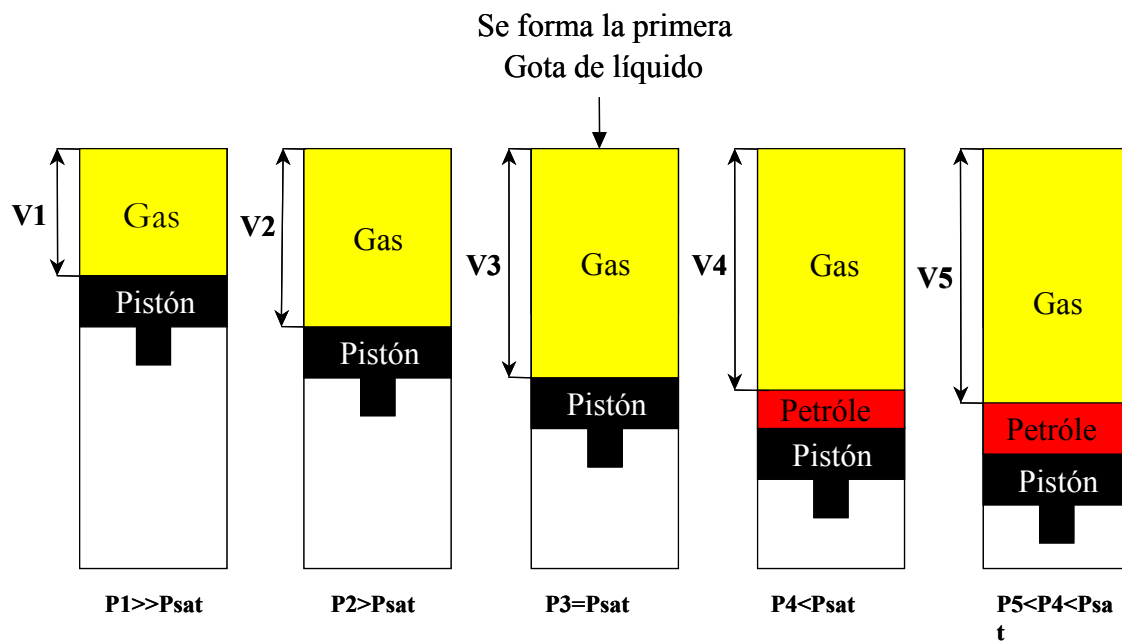
- ◆ Expansión a composición constante
- ◆ Agotamiento a volumen constante

#### 2.3.1.- Expansión a composición constante

En el experimento de expansión a composición constante, se coloca un volumen conocido de muestra en una celda de alta presión. Se mide la relación presión-volumen con el objeto de determinar la presión de rocío. Este parámetro se determina por observación visual a través de una ventana de vidrio o zafiro (material utilizado para realizar el visor de la celda) posee la celda donde está colocado el fluido bajo estudio. Normalmente un cambio



brusco no existe en la forma de la curva presión-volumen en el punto de rocío, tal como ocurre en el punto de burbuja para el sistema gas-petróleo. Esta prueba se realiza a temperatura de yacimiento (constante). La presión se va disminuyendo dentro de la celda y el volumen aumenta por el desplazamiento de un pistón que se encuentra debajo de la celda, hasta que se forma la primera gota de condensado (punto de rocío) y se toma nota de los volúmenes de gas y líquido, esta presión de rocío es reportada por una computadora que está conectada al equipo. El error de medición es directamente proporcional al volumen muerto (mínima cantidad de volumen de muestra cuantificable) de la celda, es decir, mientras mayor sea el volumen muerto mayor es el error en la lectura de presión. La figura 14 muestra la prueba de expansión constante para gas condensado.



*Figura 14. Expansión a composición constante para gas condensado*

En la figura 15 se presentan los volúmenes de muestra en función de las presiones, en éste no se observa claramente el punto de rocío como en el caso del petróleo negro, debido a la compresibilidad. El gas que se encuentra en el yacimiento contiene compuestos pesados que se condensan con una disminución de presión, pero este volumen de

condensado es mucho menos compresible que el gas, por lo tanto no se genera un cambio considerable en la curva.

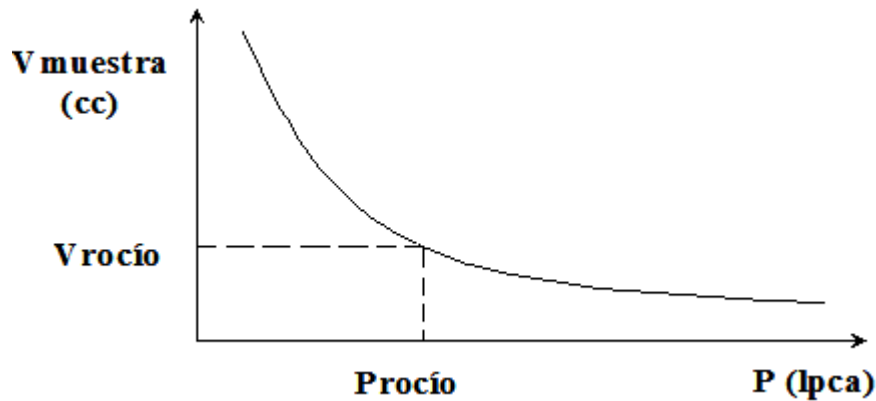


Figura 15. Comportamiento del volumen en función de la presión para gas condensado

En la figura 16 se presenta el volumen de líquido condensado producido en función de la presión, en éste se observa que el punto 2 representa el volumen mínimo medible (volumen muerto) de la celda, y el punto 1 es la presión de rocío, donde el volumen de líquido es cero. La curva que une los puntos 1 y 2, es una extrapolación aproximada de la curva, y puede tener varias direcciones, como se muestra con las curvas punteadas. Por ello la importancia en la medición del volumen mínimo de líquido condensado que determina la presión de rocío, por lo tanto, mientras más grande es el volumen muerto de la celda mayor es el error y viceversa.

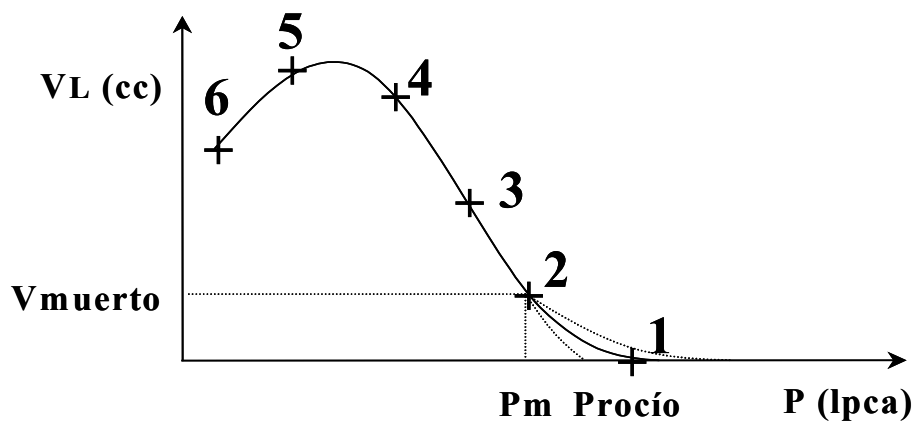


Figura 16. Comportamiento del líquido condensado en función de la presión (gas condensado)

### 2.3.2.- Agotamiento a volumen constante

En la prueba de agotamiento a volumen constante, se carga una celda de alta presión con un volumen conocido de muestra (gas condensado) representativa del yacimiento, este volumen se expande a un volumen mayor debido a la disminución de presión a través de un pistón que se encuentra debajo de la celda. Se espera a que se alcance el equilibrio entre la fase de gas y la fase de líquido retrógado que se ha formado, y también para que el líquido drene hacia el fondo de la celda y solamente se produzcan hidrocarburos gaseosos desde el tope de la misma. Luego se remueve el gas manteniendo la presión (constante), hasta que el volumen actual de la celda ahora bifásico retorne al valor inicial. El volumen de gas producido es medido y su composición determinada, de la misma manera se mide el líquido que permanece en la celda, y se calculan los factores de desviación del gas  $Z$  para el gas producido y para los hidrocarburos de la celda. Se repite el ciclo de expansión a una presión más baja, seguido por la remoción de una nueva cantidad de gas hasta alcanzar una presión seleccionada. Esta prueba se muestra en la figura 17.

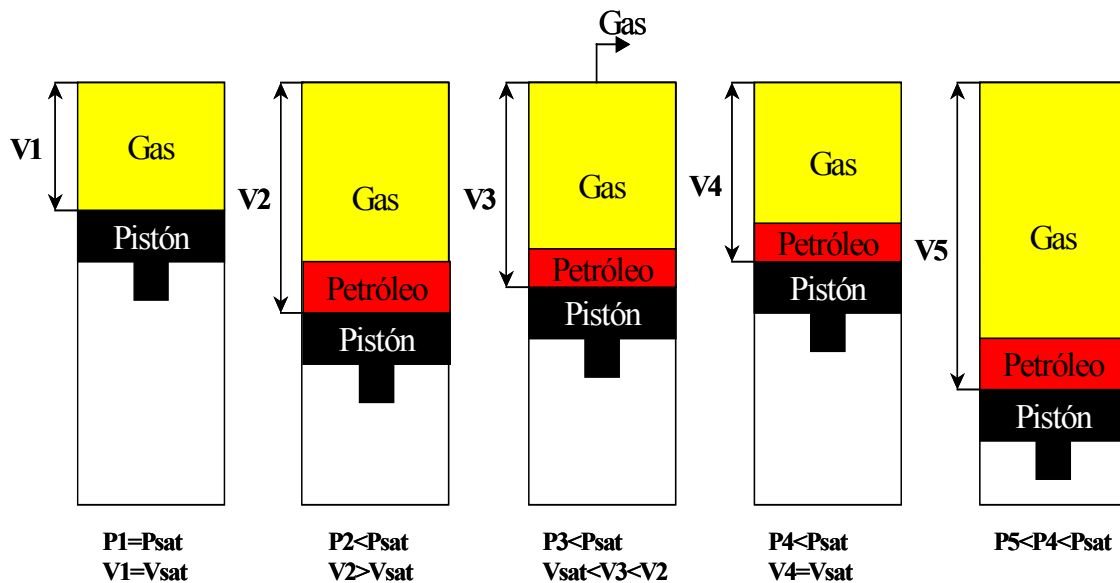


Figura 17. Agotamiento a volumen constante para gas condensado

## **2.4.- Estudios especiales**

Los estudios especiales se realizan con la finalidad de mejorar el factor de recobro de los yacimientos, éstos son los siguientes: precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos, hinchamiento, determinación de las constantes de equilibrio y pruebas de vaporización de múltiple contacto, los cuales son realizados en los equipos PVT. La prueba de precipitación de asfaltenos se realiza con el objetivo de saber cual es la presión en la que comienzan a precipitar los asfaltenos en el espacio poroso del yacimiento, en las tuberías y líneas de producción, ocasionando taponamientos de los mismos, lo que implica realizar costosos trabajos de rehabilitación de los yacimientos. La prueba de hinchamiento se realiza con el fin de obtener la información necesaria para trabajos de recuperación mejorada a través de la inyección de gas en yacimientos de petróleo y gas condensado. La importancia de determinar experimentalmente las constantes de equilibrio radica en comparar éstos valores con los teóricos resultantes de las ecuaciones de estado, y saber así cual es la ecuación de estado que mejor caracteriza el yacimiento para cálculos de reservas, petróleo originalmente en sitio y mecanismos de producción. La prueba de vaporización de múltiple contacto tiene como objetivo aumentar el factor de recobro en yacimientos de gas condensado a través la inyección de gas. A continuación se hará un resumen de cómo se realizan experimentalmente cada una de estas pruebas.

### **2.4.1.- Precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos**

La precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos, consta de introducir a la celda (equipo de detección de sólidos) una muestra de fondo que haya sido tomado manteniendo presión, la cual se estabiliza a la presión y la temperatura en condiciones del yacimiento. La presión se va disminuyendo dentro de la celda hasta que comience la precipitación de los sólidos que se encontraban en solución, el punto en el cual se inicia la precipitación se denomina umbral de floculación (onset), por encima de ésta presión los sólidos estarán en solución. Cuando las presiones están por encima y por debajo del punto de burbuja se hace una inyección de muestra estabilizada en las dos etapas, luego se realiza un proceso diferencial y posteriormente una liberación flash. Al realizarse este estudio

pueden obtenerse dos resultados: 1) Que el contenido de asfaltenos en solución permanezca aproximadamente constante, en cuyo caso no hay precipitación. 2) Que el contenido de asfaltenos descienda hasta llegar a un mínimo en las cercanías del punto de burbuja, existiendo la posibilidad de que el proceso sea reversible; es decir, que los asfaltenos puedan redisolverse a presiones inferiores al punto de burbuja o al regresar a la presión inicial. Más adelante se explica detalladamente esta prueba experimental y los problemas que ocasiona la precipitación de los asfaltenos en el espacio poroso.

#### **2.4.2.- Prueba de hinchamiento**

La prueba de hinchamiento (swelling test), consiste en inyectar gas a un fluido de yacimiento al cual se le conoce su composición, relación gas-petróleo y su comportamiento presión-volumen, para luego evaluar la variación de la presión de saturación. Para evaluar el hinchamiento volumétrico de la muestra, se define un parámetro conocido como factor de hinchamiento, éste es la relación entre el volumen de saturación para cada una de las etapas de inyección de gas ( $V_{sat} @ P_{sat(i)}$ ) y el volumen de saturación de la muestra original ( $V_{sat} @ P_{sat(o)}$ ), éste valor aumenta a medida que se inyecta más gas al sistema. La relación descrita viene dada por:

$$FH = V_{sat} @ P_{sat(i)} / V_{sat} @ P_{sat(o)}$$

Luego de finalizada la prueba se realiza una liberación flash para determinar la composición y la relación gas-petróleo.

#### **2.4.3.- Determinación de las constantes de equilibrio**

Para hallar la constante de equilibrio (K), es necesario que el sistema sea bifásico, se realizan pruebas en el laboratorio como liberación diferencial y luego con el líquido que quede se realiza la liberación flash, esto se hace con la finalidad de obtener la composición de la fase gaseosa y la fase líquida respectivamente, luego se calcula la constante de

equilibrio que es la relación entre la fracción molar del componente de la fase de vapor (Y) y la fracción molar del mismo componente en la fase líquida (x).

$$K = Y/X$$

Los valores experimentales se comparan con los valores teóricos calculados. La figura 18 muestra el comportamiento de las constantes de equilibrio de los componentes puros en función de la presión, también se observa que a medida que la presión aumenta el valor de todas las constantes de equilibrio disminuye (Standing, 1977).

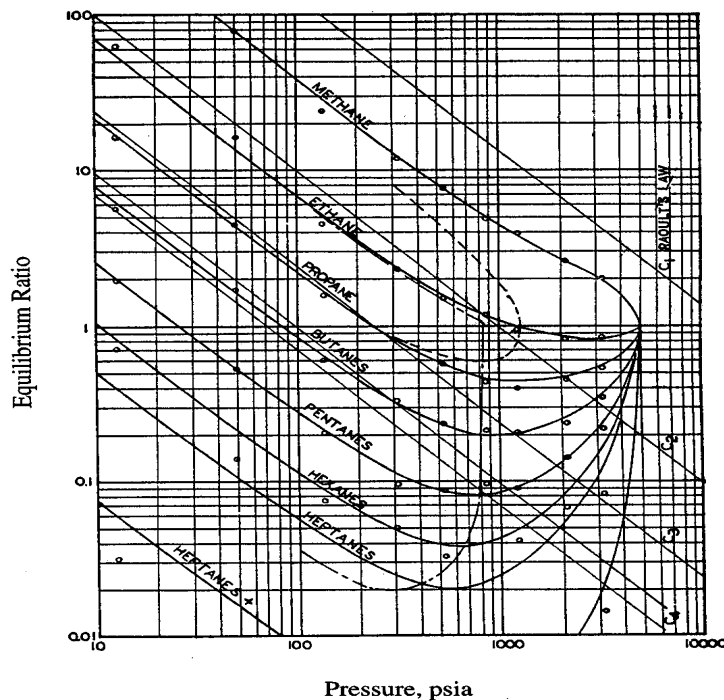


Figura 18. Comportamiento de las constantes de equilibrio en función de la presión

#### 2.4.4.- Prueba de vaporización de múltiple contacto

La prueba de vaporización de múltiple contacto, se realiza para gas condensado, esta prueba consiste en introducir gas seco a un sistema que esté por debajo del punto de rocío (bifásico), con la finalidad de aumentar la presión. El gas seco arrastra componentes líquidos y cuando éste se extrae condensa el líquido a condiciones atmosféricas y por

consiguiente aumenta el recobro, el líquido que se queda en el yacimiento (remanente) es más denso debido a que los componentes más livianos se revaporizan produciendo así una merma en el mismo. Esta prueba se realiza a temperatura y presiones del yacimiento (constante). La figura 19 muestra la prueba de vaporización de múltiple contacto, (Borges et al, 1996).

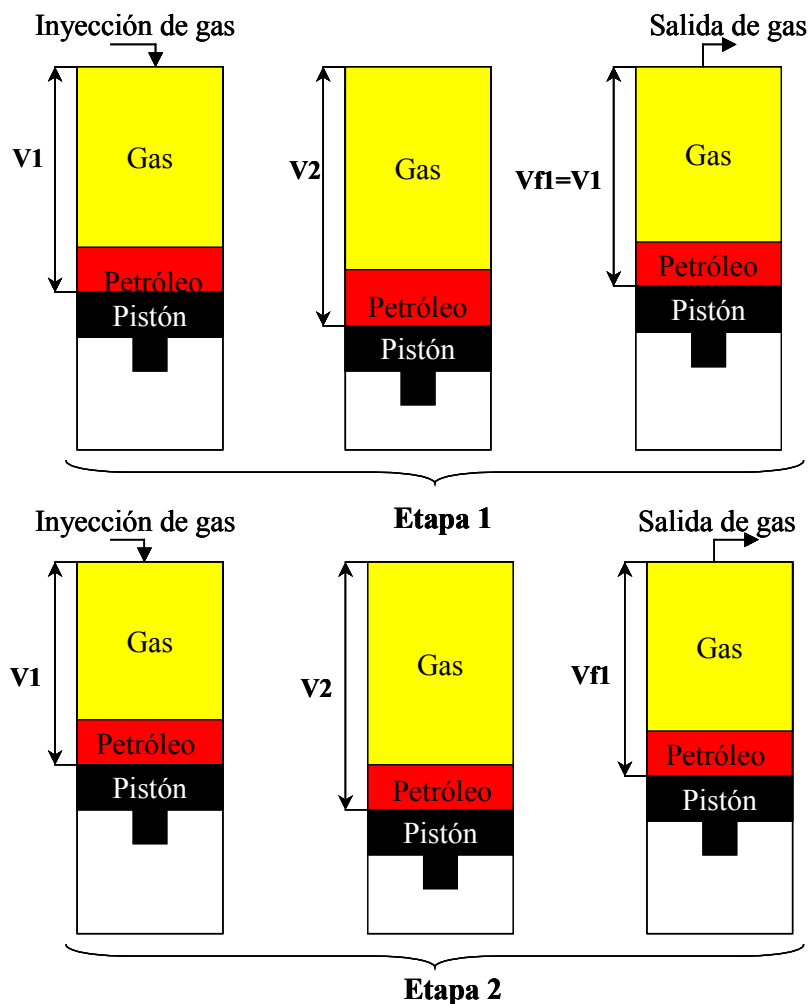


Figura 19. Vaporización de múltiple contacto para gas condensado

### **3.- ASFALTENOS**

Las muestras en estudio tienen la característica de poseer asfaltenos en su composición, por ello se hará una explicación detallada de que son los asfaltenos, su estructura, modelos de floculación, características de este tipo de crudo, importancia del estudio de la precipitación de asfalteno, prueba de precipitación de asfaltenos y umbral de floculación.

#### **3.1.- Definición de asfaltenos**

Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. Bajo el término "asfaltenos" se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc). La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los reservorios y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) que dañan el medio poroso o bloquean cañerías de conducción.

El asfalteno es un componente del petróleo líquido que está representado por la fracción más pesada, que es insoluble en heptano pero soluble en tolueno. Esta fracción tiene alto peso molecular mayor de 500 g/g-mol, frecuentemente medido por medio de un osmómetro de presión de vapor (VPO). Los asfaltenos son tan pesados que no pueden ser refinados con tecnología corriente (Eric Y.Sheo, 1995).

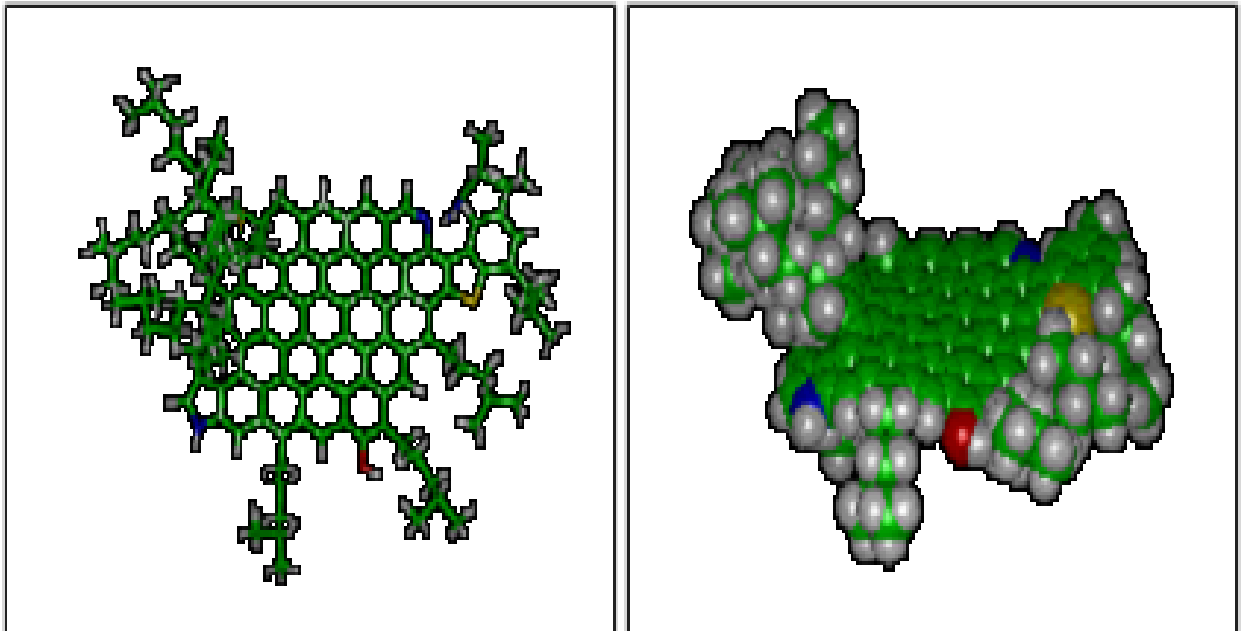
Por lo general, los asfaltenos contienen cantidades significativas de metales como níquel, vanadio y hierro, los cuales están unidos a sistemas de hidrocarburos aromáticos por nitrógeno, azufre y oxígeno.



### 3.2.- Estructura de los asfaltenos

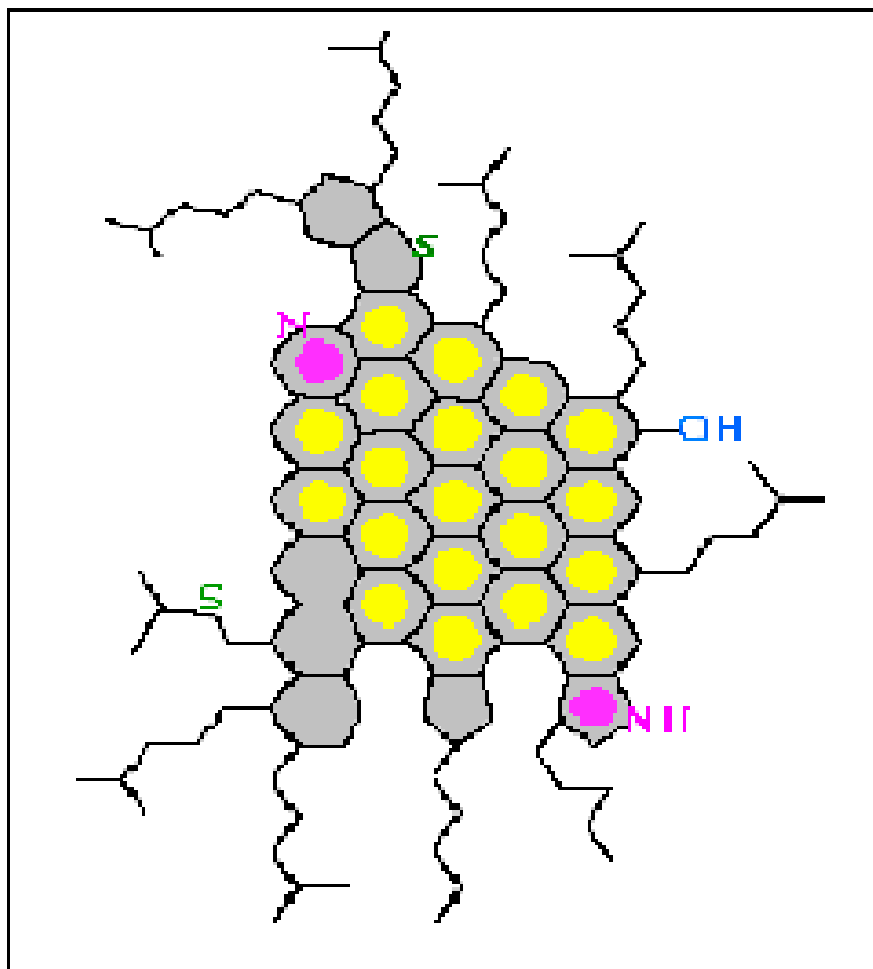
Los asfaltenos están formados por partículas coloidales (entre 30 y 65 °A) oscuras, con altos pesos moleculares que varían en un rango de 1000 a 10000 (promedio de 5000), con una gravedad específica mayor a 1 (T.F.Yen; G.V. Chilingarian, 1994). Estas sustancias son lipofóbicas y suelen formar macromoléculas complejas altamente polares, que tienen entre 40 y 80 carbonos, además de hidrógeno, azufre y oxígeno. Las moléculas individuales de asfaltenos se asemejan a pequeños discos. Los agregados de moléculas forman estructuras tridimensionales cuasiesféricas, típicamente formando pilas de más de seis discos. Los agregados de asfaltenos están formados por asociaciones intermoleculares. En un crudo los asfaltenos existen como agregados de dos a cien macromoléculas individuales de asfaltenos (Carnahan, 1.991).

En la figura 20 se muestra la forma tridimensional que tiene una molécula de asfalteno en un crudo venezolano.



*Figura 20. Dibujo en 3D de la molécula de asfalteno de un crudo venezolano, modelo de Carbognani ([http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule\\_html](http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule_html))*

La figura 21 muestra la estructura de la molécula de asfalteno de un crudo venezolano.



*Figura 21. Estructura molecular de asfalteno de crudo venezolano propuesto por Carbognani. (<http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule.html>)*

En la figura 22 se muestran dos tipos de estructura molecular de asfaltenos, una de un crudo venezolano y otra de Athabasca perteneciente a los Estados Unidos.

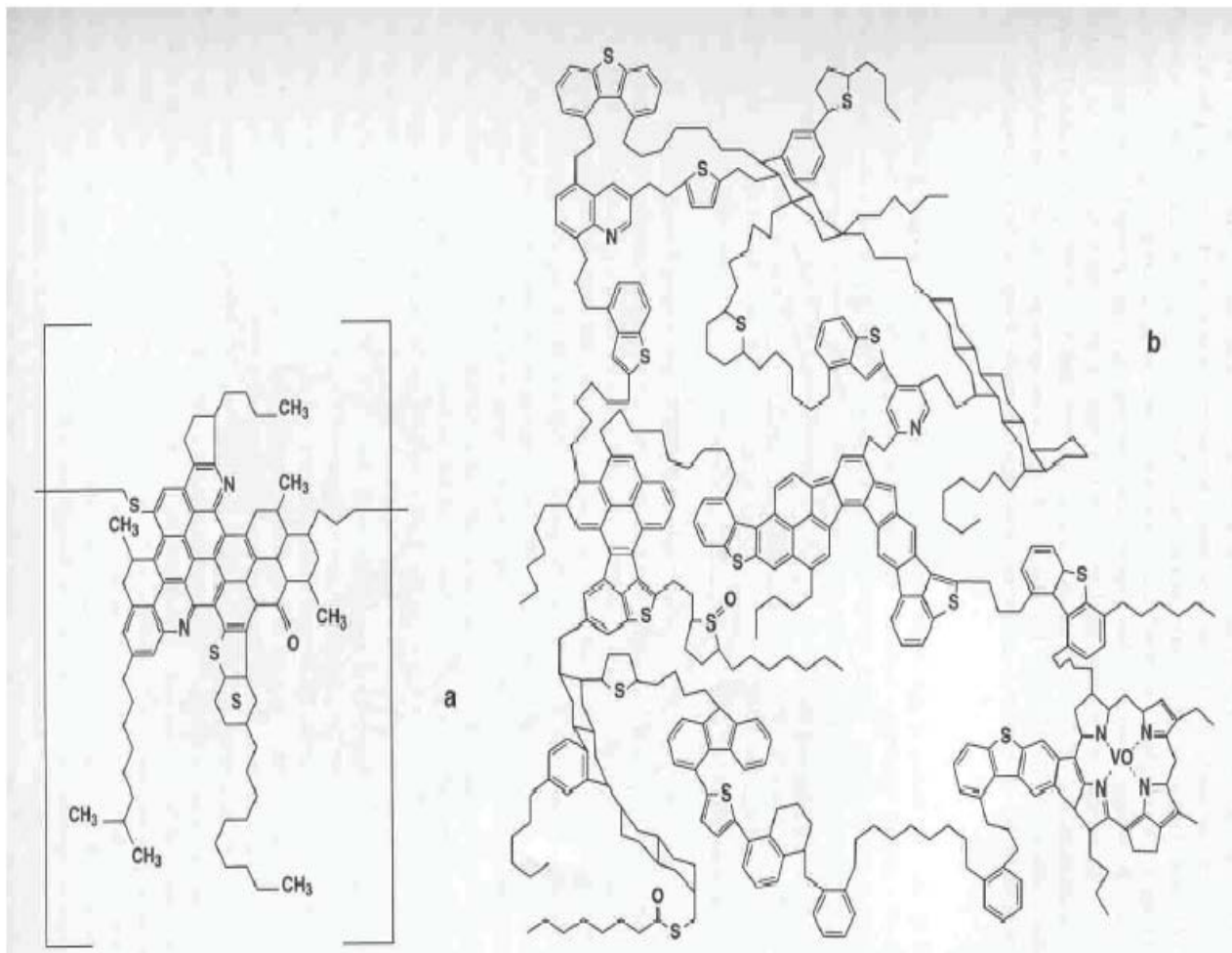


Figura 22. Estructura de los diferentes tipos de asfaltenos (a) Petróleo venezolano (b) Asfalteno de Athabasca (Estados Unidos).  
 (<http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule.html>)

En la figura 23 se presentan los parámetros estructurales que posee el crudo Maya y el crudo Istmo, cuyos países de procedencia son México y Panamá respectivamente.

PARAMETRO		ASFALTENOS CRUDO MAYA	ASFALTENOS CRUDO ISTMO
Número de carbonos	C	295	155
Número de hidrógenos	H	327	171
Número de azufres	S	6	2
Número de nitrógenos	N	4	2
Número de oxígenos	O	6	2
Relación C/H		0,9	0,9
Factor de aromaticidad	fa	0,5	0,5
Grado de sustitución del sistema aromático	$\sigma$	0,6	0,5
Número de carbonos aromáticos	C <sub>A</sub>	149	78
Número de carbonos nafténicos	C <sub>N</sub>	90	45
Número de carbonos alquílicos	C <sub>Alq.</sub>	56	31
Total de carbonos saturados	C <sub>S</sub>	146	76
Número total de anillos	R	59	30
Número de anillos aromáticos	R <sub>A</sub>	37	19
Número de anillos nafténicos	R <sub>N</sub>	22	11
Átomos de carbono aromáticos sustituidos	C <sub>1S</sub>	43	23
Átomos de carbono aromáticos que pueden ser sustituidos	C <sub>1</sub>	77	42
Longitud de las cadenas alquílicas	L	3	3
Fórmula empírica		C <sub>295</sub> H <sub>327</sub> N <sub>4</sub> S <sub>6</sub> O <sub>6</sub>	C <sub>155</sub> H <sub>171</sub> N <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>2</sub>

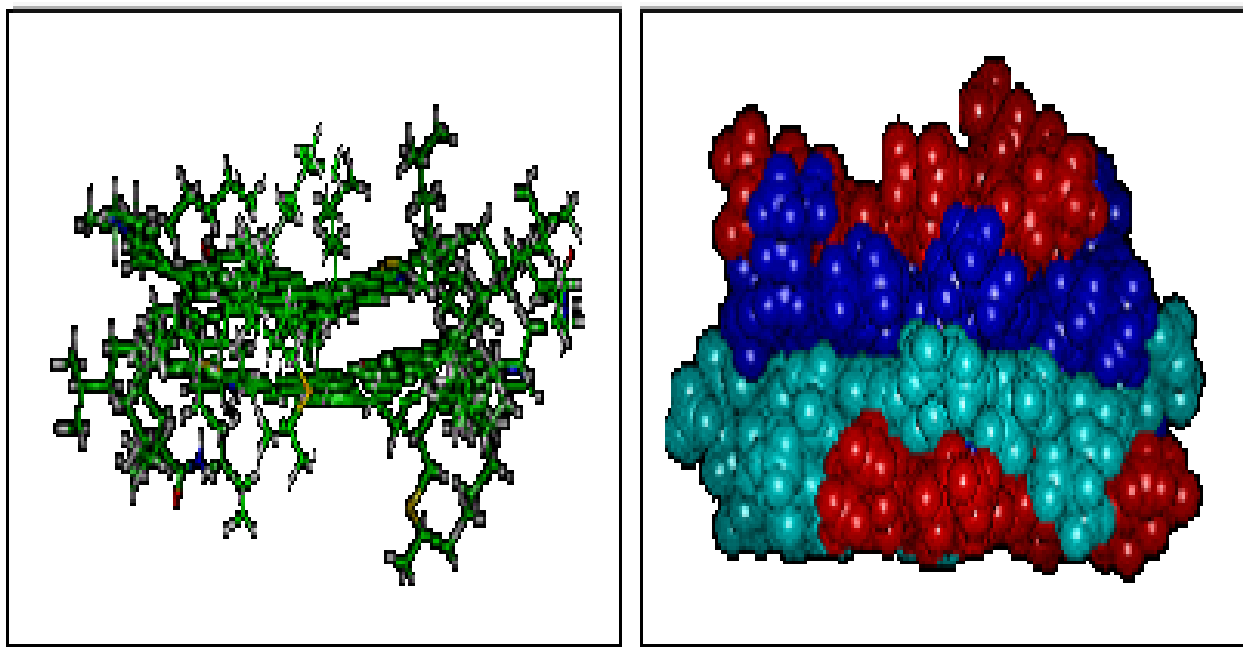
Figura 23. Parámetros estructurales del crudo Maya (México) y del crudo Istmo (Panamá) (<http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule.html>)

### 3.3.- Modelos analíticos de la floculación de asfaltenos.

Para la fecha, hay dos diferentes modelos analíticos que predicen la floculación de los asfaltenos. Uno es el modelo “Termodinámico Molecular” y el otro es el modelo “Termodinámico Coloidal”, los principios de cada uno de estos serán discutidos a continuación.

En el modelo Termodinámico Molecular, se dice que los asfaltenos son moléculas disueltas en el petróleo. La cantidad de asfaltenos disueltos es función de las condiciones termodinámicas. Éste modelo especifica la unión de varios agregados de asfaltenos hasta crear estructuras lo suficientemente grandes para precipitar como sólidos. El proceso de precipitación y redisolución se considera que puede ser completamente reversible

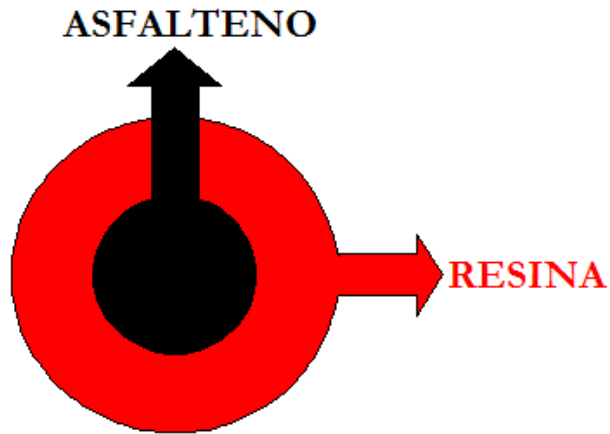
dependiendo del estado termodinámico en que se encuentre el sistema (SPE 18892, 1.989). En la figura 24 se muestra la agregación molecular de asfalteno en un crudo venezolano.



*Figura 24. Floculación/Agregación molecular de asfalteno en crudo venezolano ([http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule\\_html](http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule_html))*

El modelo Termodinámico Coloidal dice que los asfaltenos están suspendidos en la fase líquida del crudo a través de una capa de resina que lo rodea en forma concéntrica. Este recubrimiento resinoso es lipofílico y están dispersas en la fase líquida (SPE N° 18892, 1989). Mientras más resina será más estable la solución coloidal, siendo las resinas sustancias semilíquidos (algunas veces casi sólidos) de colores oscuros (marrón o negro) que tienen una gravedad específica alrededor de 1 y pesos moleculares de 500 a 2000 (generalmente 600-1000). Las resinas son clasificadas como ácidas y neutras. A diferencia con los asfaltenos las resinas son solubles en n-heptano (T.F.Yen; G.V. Chilingarian, 1994).

A continuación se muestra en la figura 25 el modelo que representa la micela asfalteno-resina.



*Figura 25. Modelo de asfalto-resina*

### **3.4.- Composición y características de los Crudos Asfalténicos**

En muchos yacimientos del mundo, la composición del fluido varía con la ubicación y profundidad. En la mayoría de los casos la densidad del fluido aumenta con la profundidad. Se ha encontrado que las variaciones composicionales dentro de una columna de hidrocarburos se deben a la gravedad, siendo las fuerzas gravitacionales las responsables de la variación de la composición de los yacimientos. Estas variaciones han mostrado ser mayores en fluidos con grandes fracciones aromáticas. La segregación de asfaltenos ha sido identificada como un factor dominante en la variación composicional de una columna de fluidos de yacimientos (PDVSA-CIED, 1.998).

Los crudos asfalténicos son mezclas complejas formadas por compuestos que están en el rango desde los alifáticos no polares e hidrocarburos nafténicos a moléculas aromáticas altamente polares que contienen heteroátomos tales como oxígeno, nitrógeno y azufre. Así mismo contienen iones metálicos de transición formando complejos con diferentes moléculas polares como las porfirinas. Se suele caracterizar los crudos asfalténicos en grupos de compuesto altamente definidos, cuyas polaridades aumentan progresivamente: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (Análisis SARA) (PDVSA-CIED, 1.998)

### **3.5.- Importancia de la Precipitación de asfaltenos**

En las condiciones de yacimiento los asfaltenos son poco sensibles a la temperatura, pero muy sensibles a la presión. A altas presiones éstos se hallan disueltos en el crudo, pero a medida que la presión va descendiendo, se forma cristales de asfaltenos, ocasionando problemas bastantes serios en la explotación de un yacimiento. En algunos casos este proceso es reversible, es decir, que al disminuir aún más la presión, los asfaltenos vuelven a entrar en solución (Hirschberg et al, 1.982).

La precipitación de los asfaltenos inducida por cambios composicionales o por variación de presión puede tener un efecto considerable en el flujo de los fluidos del yacimiento. Se ha encontrado que la cantidad de asfaleno soluble en un crudo pasa por un mínimo a la presión de burbuja. Esto implica que los problemas relacionados con la deposición de asfaltenos corresponden primordialmente a los yacimientos subsaturados (Hirschberg et al, 1.982).

La probabilidad de que ocurra deposición de asfaltenos se incrementa para los crudos livianos. Para presiones por debajo del punto de burbuja, la despresurización del crudo puede causar un rápido incremento en la solubilidad de los asfaltenos, ocasionando cambios en la composición de la fase líquida. En general, los crudos pesados presentan pocos problemas de deposición de asfaltenos a nivel de yacimiento, a pesar de tener un mayor contenido de éstos que los crudos livianos, debido a la relación de su contenido de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos que hace que se comporte más estable a la precipitación (Boer, 1.992).

La tendencia a que ocurra precipitación de asfaltenos se debe a cuatro parámetros:

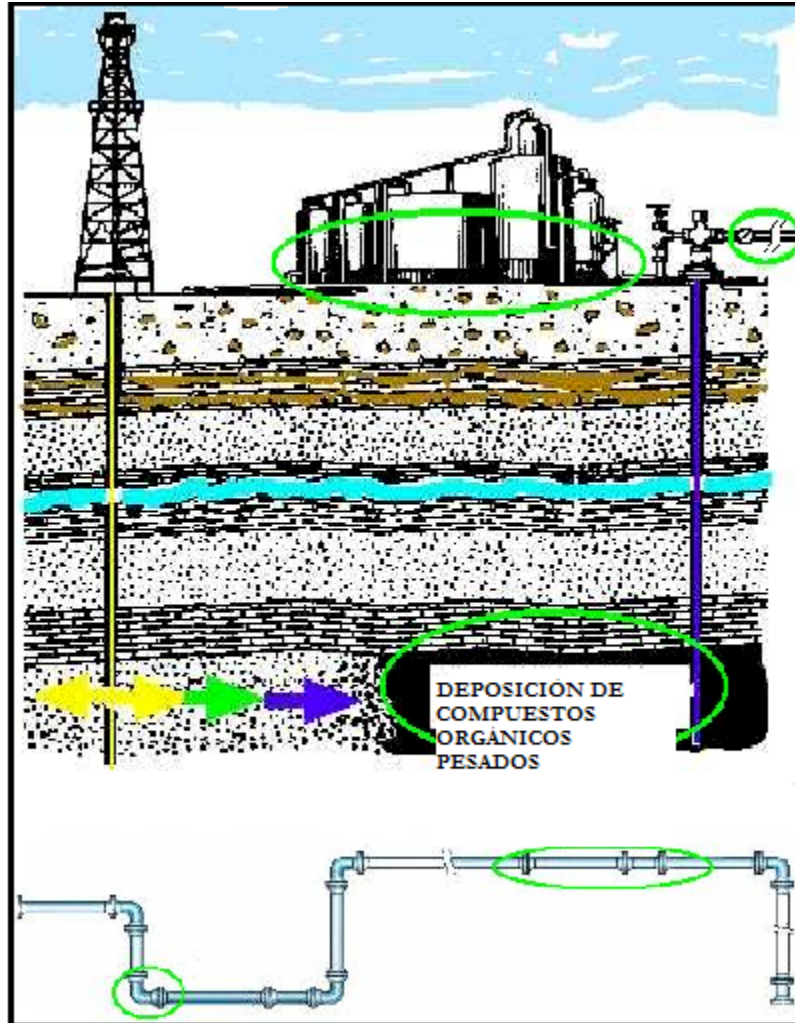
- ◆ El grado en el que el crudo está subsaturado de gas.
- ◆ La densidad del crudo a las condiciones de yacimiento.
- ◆ La saturación del crudo con asfaltenos a las condiciones del yacimiento.
- ◆ El nivel de la presión en el yacimiento.

Los problemas asociados a la precipitación de asfaltenos ocurren tanto en el subsuelo como en la superficie, afectando la explotación efectiva de los yacimientos petrolíferos. A continuación se presentan los problemas típicos ocasionados por la precipitación de los asfaltenos:

- ◆ Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo.
- ◆ Taponamiento de la tubería de producción.
- ◆ Taponamiento de las líneas de flujo y demás equipos de superficie.
- ◆ Deterioro de la calidad del crudo por la formación de emulsiones estables.
- ◆ Ensuciamiento y obstrucción en los intercambiadores de calor.
- ◆ Deposición y taponamiento en sistemas de transmisión de gas (PDVSA-CIED, 1.998).

En la figura 26 se muestra los lugares específicos donde la precipitación de asfalteno ocasiona problemas, en la estación de flujo, en las líneas de flujo y en el yacimiento.





*Figura 26. Deposición de asfaltenos en el yacimiento, líneas de flujo y estación de flujo*

### **3.6.- Precipitación de asfaltenos.**

Este es uno de los estudios especiales que se realizan en el laboratorio PVT y requiere la conjugación de varios métodos convencionales. Para su realización es indispensable una muestra de fondo del yacimiento que haya sido mantenida a la presión original, dada la sensibilidad de la precipitación de asfaltenos a la variación de la presión. Con este estudio es posible determinar con métodos gravimétricos la curva de dispersión de asfaltenos de la muestra, estudiando el líquido proveniente de los equilibrios a varias presiones y manteniendo la temperatura constante (temperatura de yacimiento).

Inicialmente la muestra se homogeneiza a las condiciones del yacimiento (presión y temperatura) durante un tiempo determinado. En los puntos donde la presión es mayor a la de burbuja, se hace una sola inyección a la celda de equilibrio a temperatura de yacimiento, se estabiliza a cada punto de presión y se realiza una liberación flash a diferentes presiones.

Para los puntos donde la presión es inferior a la de burbuja, se hace una nueva inyección de muestra estabilizada para cada punto, se realiza una estabilización del equilibrio para efectuar un proceso diferencial donde se desplaza el gas producido y luego se lleva a cabo una liberación flash de la muestra a diferentes presiones de carga.

Después se introduce una muestra y se repite el procedimiento para la determinación del contenido de asfaltenos (% p/p) se determina utilizando la norma IP/143 y se considera el peso de gas a cada punto. En este estudio pueden obtenerse los siguientes resultados:

- ◆ El contenido de asfaltenos permanezca aproximadamente constante o dentro del error experimental del método, en cuyo caso no hay precipitación.

- ◆ Que el contenido de asfaltenos descienda hasta llegar a un mínimo en las cercanías del punto de burbuja, existiendo la posibilidad de que el proceso sea reversible, es decir, que los asfaltenos pueden redisolverse a presiones inferiores al punto de burbuja o al regresar a la presión inicial.

Es importante señalar el hecho que la cantidad de asfaltenos en solución o suspensión pase por un mínimo, indica que la cantidad de asfaltenos que han precipitado en ese punto es máxima.

En la figura 27 se puede observar el comportamiento de un fluido de yacimiento donde el contenido de asfaltenos permanece aproximadamente constante, lo que permite inferir que no existe precipitación cuando se disminuya la presión a temperatura constante.

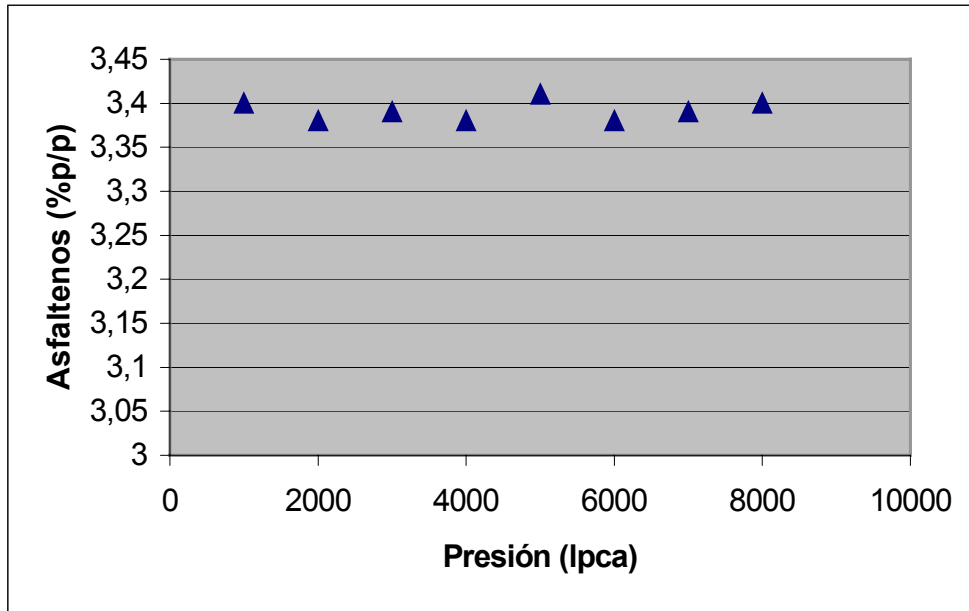


Figura 27. Contenido de asfaltenos en solución sin precipitación de sólidos

En la figura 28 se presenta que el contenido de asfaltenos en solución o suspensión es menor cuando se disminuye la presión, observándose que después de un valor de presión comienzan a redisolverse el contenido de asfaltenos presente en la muestra.

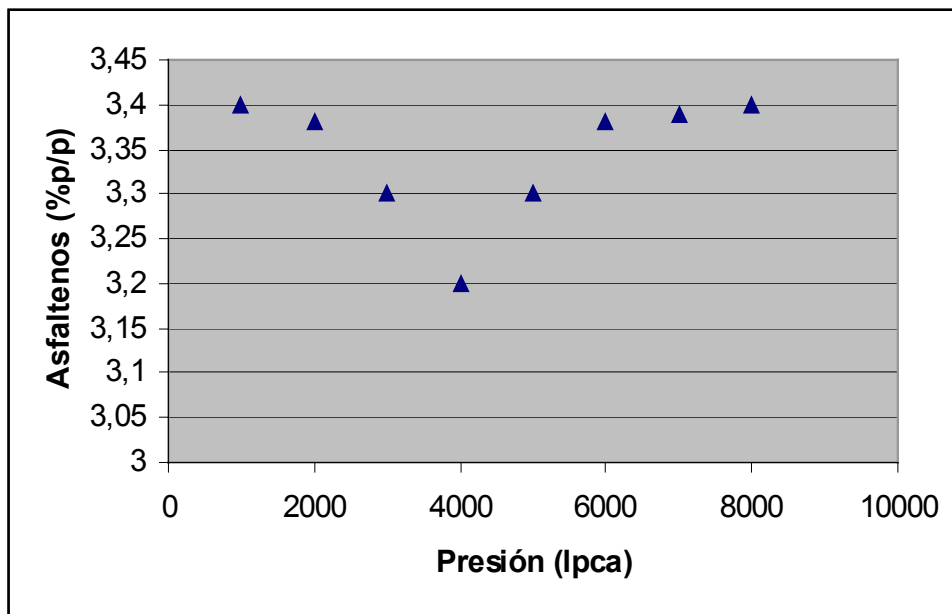


Figura 28. Contenido de asfaltenos en solución con precipitación de sólidos

### 3.7.- Umbral de floculación.

El umbral de floculación primario es el punto en el cual el contenido de asfaltenos presentes en un fluido de fondo del yacimiento comienza a precipitar cuando desciende la presión a temperatura constante. Por encima de este punto de presión (a una temperatura establecida) el contenido de asfaltenos presente permanecerá en solución.

Hay algunos casos en los que una vez que los asfaltenos han comenzado a redisolverse (es decir, a presiones inferiores a la correspondiente al punto de burbuja), se llega a un punto en el que la precipitación toma lugar nuevamente. Este punto se conoce como umbral de floculación secundario. En la figura 29 se puede observar el umbral de floculación primaria y secundario.

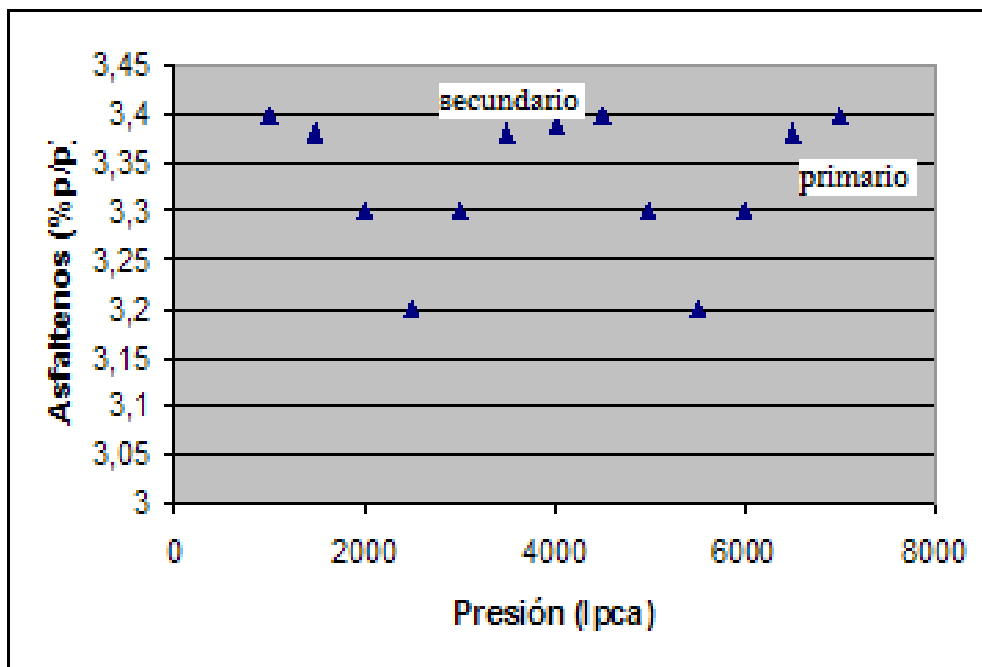


Figura 29. Umbral de floculación primario y secundario

#### 4.- PVTsim

El PVTsim es un programa de simulación versátil creado en Noruega, desarrollado para los ingenieros de yacimientos, especialistas de flujos y procesos de ingeniería. Un análisis composicional estándar de un fluido es todo lo que se necesita para simular el comportamiento PVT teórico de petróleos y mezclas de gases condensados. Una gran cantidad de información de fluidos de yacimientos pueden ser caracterizados y agrupados a un único juego de pseudocomponentes de una manera rápida y eficiente.

El PVTsim a través de los módulos de: hidratos, parafinas (ceras), asfaltenos y escamas, permiten evaluar el riesgo de la precipitación de sólidos durante el transporte del fluido en las tuberías y líneas de flujo. Este programa también permite cuantificar la simulación de la distribución de los componentes y el comportamiento de fases de gas, petróleo y agua en un rango de condiciones desde yacimiento a superficie.

Actualmente PDVSA Intevep solo cuenta con la licencia para los módulos PVT y MMP (presión mínima de miscibilidad). En este trabajo se utilizará el módulo de PVT; por ello se hará referencia solo a éste.

El módulo PVT permite simular los siguientes experimentos:

- ◆ Expansión a composición constante.
- ◆ Agotamiento diferencial.
- ◆ Agotamiento a volumen constante.
- ◆ Pruebas de hinchamiento.
- ◆ Pruebas de separadores.
- ◆ Medidas de viscosidad en función de la presión.

Esta versión de PVTsim utiliza las siguientes ecuaciones de estado y unas combinaciones de estas para predecir el comportamiento termodinámico teórico de los fluidos:

- ◆ Soave-Redlich-Kwong (SRK).
- ◆ SRK-Peneloux.
- ◆ Peng-Robinson.
- ◆ PR-Peneloux

A continuación se presentan una revisión bibliográfica de los desarrollos de las distintas ecuaciones de estados utilizados por PVTsim.

#### 4.1.- Ecuaciones de estado usadas por PVTsim

##### 4.1.1.- Soave-Redlich-Kwong (SRK)

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{aT}{V(V+b)}$$

Punto de inflexión: Es el cambio del volumen con respecto a la presión en la temperatura crítica, siendo éste igual a cero.

$$\left(\frac{\delta P}{\delta V}\right)_{T_c} = \left(\frac{\delta^2 P}{\delta^2 V}\right)_{T_c} = 0$$

Con la ecuación original de Redlich-Kwong evaluada en el punto crítico y calculando la primera y segunda derivada, obtendremos tres ecuaciones con tres incógnitas, las cuales son: “a”, “b” y “V<sub>c</sub>”, despejando queda de la siguiente manera:

$$b = \frac{0.08664RT_c}{P_c}$$

$$a = \frac{0.42748R^2T_c^2}{P_c} \left(1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right)^2$$

$$\alpha = \left( 1 + m \left( 1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right)^2$$

Tomando en cuenta que el parámetro “a” está modificado por Soave que introdujo el término que está entre el paréntesis “ $\alpha$ ” y es función de la  $T_c$  y de el factor acéntrico “w”. Soave calculó este término usando una  $T_r=0.4$  hasta 1 para un número de hidrocarburos livianos y encontró que  $\alpha^{0.5}$  es función lineal de  $T_r^{0.5}$  con una pendiente negativa para cada fluido estudiado, la cual está expresado de la siguiente manera:

$$m = 0.480 + 1.574w - 0.176w^2$$

Donde:

P= Presión de trabajo

R= Constante de los gases

T= Temperatura de trabajo

V= Volumen a la presión P y temperatura T

$T_c$ = Temperatura Crítica

$P_c$ = Presión crítica

El punto crítico está caracterizado por la  $P_c$  y la  $T_c$  donde ocurre un cambio físico en la sustancia en estudio. Una tercera característica del punto crítico es el volumen crítico ( $V_c$ ), que es el volumen que ocuparía un mol de gas a su temperatura y presión críticas. Éstas tres se denominan conjuntamente constantes críticas de una sustancia.

w = El factor acéntrico, representa la acentricidad de una molécula. Es usado como parámetro para medir la complejidad de una molécula con respecto a la geometría y polaridad. Para gases monofásicos es cero, para el metano tiene valores muy pequeños mientras que para hidrocarburos con pesos moleculares más grandes el valor de “w” se incrementa. Es una de las constantes más comunes de los componentes puros y se define como:

$$w = -\log\left(\frac{P^s}{P_c}\right) - 1.0$$

Donde  $P^s/P_c$  representa la presión de vapor reducida a la temperatura reducida igual

a:

$$T_r = \frac{T}{T_c} = 0.7$$

$P^s$  = Presión de vapor a la temperatura  $T_r=0.7$

$T_r$  = Temperatura reducida

Aplicación de SRK para mezclas:

◆ Para una mezcla a y b son encontradas de la siguiente manera:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N Z_i Z_j a_{ij}$$

Donde “ $a_{ij}$ ” se obtiene como se muestra a continuación:

$$a_{ij} = \sqrt{a_i \cdot a_j} (1 - k_{ij})$$

luego “ $b$ ” se obtiene de esta manera:

$$b = \sum_{i=1}^N Z_i b_i$$

Donde,

$Z_i$  y  $Z_j$  son fracciones de moles

◆  $k_{ij}$  es el coeficiente de interacción binario, éste es una constante que caracteriza la interacción química de dos componentes. El coeficiente de interacción binario es usualmente obtenido desde data experimental del equilibrio vapor líquido en mezclas binarias (dos componentes), este también puede ser obtenido desde otras fuentes de data experimental tales como coeficientes virial secundarios de mezclas binarias.



En la siguiente tabla 1 se propone una larga lista de parámetro  $k_{ij}$  para SRK y PR:

	<b>H<sub>2</sub>O</b>	<b>N<sub>2</sub></b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>H<sub>2</sub>S</b>
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0.00	-0.48	-0.14	0.03
<b>N<sub>2</sub></b>	-0.48	0.00	0.00	0.00
<b>CO<sub>2</sub></b>	-0.14	0.00	0.00	0.12
<b>H<sub>2</sub>S</b>	0.03	0.00	0.12	0.00
<b>C<sub>1</sub></b>	0.45	0.02	0.12	0.08
<b>C<sub>2</sub></b>	0.45	0.06	0.12	0.07
<b>C<sub>3</sub></b>	0.53	0.08	0.12	0.07
<b>iC<sub>4</sub></b>	0.52	0.08	0.12	0.06
<b>nC<sub>4</sub></b>	0.52	0.08	0.12	0.06
<b>iC<sub>5</sub></b>	0.50	0.08	0.12	0.06
<b>nC<sub>5</sub></b>	0.50	0.08	0.12	0.06
<b>C<sub>6</sub></b>	0.50	0.08	0.12	0.05
<b>C<sub>7+</sub></b>	0.50	0.08	0.10	0.00

*Tabla 1. Parámetros  $k_{ij}$  para SRK y PR*

#### 4.1.2.- Peng-Robinson

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{aT}{V^2 + 2bV - b^2}$$

Punto de inflexión:

$$\left(\frac{\delta P}{\delta V}\right)_{T_c} = \left(\frac{\delta^2 P}{\delta V^2}\right)_{T_c} = 0$$

Con la ecuación original evaluada en el punto crítico y calculando la primera y segunda derivada, obtendremos tres ecuaciones con tres incógnitas, las cuales son: “a”, “b” y “V<sub>c</sub>”, despejando queda de la siguiente manera:

$$b = \frac{0.07780RT_c}{P_c}$$

$$a = \frac{0.45724R^2T_c^2}{P_c} \left(1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right)^2$$

Peng y Robinson encontraron la misma modificación que Soave para el parámetro “a”, pero el término de “m” que está en función del factor acéntrico les quedó de la siguiente manera:

$$m = 0.375 + 1.542w - 0.267w^2$$

Donde:

P= Presión de trabajo

R= Constante de los gases

T= Temperatura de trabajo

V= Volumen a la presión P y temperatura T

T<sub>c</sub>= Temperatura Crítica

P<sub>c</sub>= Presión crítica

w = Factor acéntrico, se calcula de la misma forma que la ecuación anterior.

La aplicación de esta ecuación para las mezclas, se tiene que “b” para la mezcla se obtiene de la misma manera como en la ecuación anterior, mientras que “a” para la mezcla se determina de la siguiente manera:

$$a = \sum_i^N \sum_j Z_i Z_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij})$$

Donde  $k_{ij}$  es el coeficiente de interacción binario que es calculado como se explicó anteriormente.

En la tabla 2 se muestran los porcentajes de desviación de la densidad del líquido para las ecuaciones de estado SRK y PR, a diferentes presiones y temperaturas.

T (°C)	Presión (atm)	SRK	PR
-50	10-100	16	6
-25	10-100	16	6
0	10-318 (Pc)	14	4
25	10-318 (Pc)	14	4
50	10-318 (Pc)	14	4
75	10-313 (Pc)	14	4
100	10-100	14	3
150	10-100	14	3

*Tabla2. % de desviación de la densidad del líquido para las ecuaciones de estado SRK y PR*

#### 4.1.3.- SRK-Peneloux

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{aT}{(V + c)(V + b + 2c)}$$

Donde:

P= Presión de trabajo

R= Constante de los gases

T= Temperatura de trabajo

V= Volumen a la presión P y temperatura T

T<sub>c</sub>= Temperatura Crítica

P<sub>c</sub>= Presión crítica

◆ En esta ecuación se introduce un termino de corrección de volumen “c”.

◆ El error de volúmenes de líquido viene dado por la siguiente diferencia:

$$V^{PEN} = V^{SRK} - c$$

◆ Para una mezcla “c” es encontrada como:

$$c = \sum_{i=1}^N Z_i c_i$$

Donde Z<sub>i</sub> es la fracción en mol y c<sub>i</sub> se determina de la siguiente manera:

$$c_i = 0.40768 \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} (0.29441 - (Z_{RA})_i)$$

$$(Z_{RA})_i = 0.29056 - 0.08775w_i$$

w = Factor acéntrico, se calcula de la misma forma que en las ecuaciones anteriores.

Los parámetros “a” y “b” se determinan a través del punto de inflexión nombrado anteriormente, resultando un sistema de ecuaciones de donde son despejados.

#### 4.1.4.- PR-Peneloux

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{aT}{(V+c)(V+2c+b) + (b+c)(V-b)}$$

Donde:

P= Presión de trabajo

R= Constante de los gases

T= Temperatura de trabajo

V= Volumen a la presión P y temperatura T

T<sub>c</sub>= Temperatura Crítica

P<sub>c</sub>= Presión crítica

Donde, el error de volúmenes de líquido “c” viene dado por la siguiente diferencia:

$$V^{PEN} = V^{PR} - c$$

Para determinar los parámetros de “a” y “b” se utilizan los mismos artificios matemáticos que son usados en las ecuaciones anteriores (EDMISTER, Wayne y IK LEE, Byung)(Calsep In, 2000).

Para el usar el programa PVTsim se necesita conocer la composición total del fluido del yacimiento, ya que esta es la información de entrada del mismo, por ello se hizo una revisión teórica de los parámetros utilizados para obtener la composición.

#### **4.2.- Procedimiento para la determinación de la composición del fluido total de yacimiento.**

Las técnicas usadas en la determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluyen cromatografía y destilación. Las muestras gaseosas son analizadas únicamente por cromatografía desde C<sub>1</sub> hasta el C<sub>11</sub>. Muchas veces dependiendo del enriquecimiento del gas el análisis sólo alcanza hasta el C<sub>6+</sub> o C<sub>7+</sub>.

La composición total de una muestra de fondo o recombinada se puede obtener haciendo una liberación instantánea (flash) en el laboratorio con la finalidad de obtener la composición del líquido y el gas asociado a éste. En este caso es necesario hacer recombinaciones para obtener la composición total de la muestra del yacimiento.

En Core Laboratories, Inc. se determina la composición de las muestras de líquido por medio de la destilación fraccionada a baja temperatura. La fracción remanente del C<sub>7+</sub> se caracteriza a través de su gravedad API y de su peso molecular.

Otros métodos usados en la determinación de la composición del líquido de la composición flash es por medio de la destilación simulada por cromatografía y espectrometría de masa (PDVSA-CIED, 2003).

Actualmente en PDVSA-Intevep el proceso experimental para obtener la composición total de un fluido de yacimiento es por medio de los análisis al líquido (destilación simulada, PNA (parafina, naftas y aromáticos) y peso molecular) producido de la liberación instantánea (flash) y del análisis cromatográfico al gas asociado al líquido, desde C<sub>1</sub> hasta C<sub>11</sub>. Además se utiliza la información obtenida de la liberación flash tales como RGP y °API, los cuales son los datos de entrada del programa Sistema PVT el cual realiza los cálculos necesarios para obtener la composición del fluido. A continuación se explicará brevemente los métodos experimentales para obtener la destilación simulada, PNA y peso molecular.

#### **4.2.1.- Destilación simulada**

*La destilación simulada es el término utilizado para designar los resultados obtenidos por cromatografía de gases, equivalentes a los calculados por destilación analítica. Ambas técnicas sirven para determinar la distribución de intervalos de ebullición de gasolinas, fracciones de petróleo y crudos. El método ANSI/ASTM D2887 se emplea para fracciones y productos de petróleo diferentes de las gasolinas. Los métodos de destilación simulada utilizan la cromatografía de gases, pero no en forma convencional de lograr una separación óptima de los componentes de una mezcla. Por el contrario las condiciones cromatográficas son seleccionadas de tal manera que la resolución y eficiencia de la separación de los componentes de la mezcla es limitada. Estos métodos se fundamentan en que los hidrocarburos eluyen de columnas cromatográficas no polares, en un orden acorde con sus puntos de ebullición. Debido a la regularidad de este orden de elución, los tiempos de retención pueden ser correlacionados con temperatura de ebullición o destilación, cuya representación gráfica es una línea recta. La correlación empírica entre tiempo de retención y punto de ebullición se establece mediante una mezcla de n-parafinas que cubra el intervalo de ebullición deseado. La respuesta acumulada del detector, para cada intervalo de ebullición, es proporcional a la cantidad destilada en ese intervalo y es equivalente al porcentaje de esa respuesta con respecto al respuesta total de toda la mezcla analizada. Éste método es conocido como normalización del área (Revista Técnica Intevep, 1983).*

#### **4.2.2.- PNA (Parafinas, Naftenos y Aromáticos)**

Para determinar el PNA (Parafinas, Naftenos y Aromáticos) existen varios métodos, uno de ellos es el método FIA (ASTM D-1319) y otro es un método basado en espectrometría de masas (ASMT D-2789). El primero, reporta como un solo valor (saturados) a la suma de parafinas y naftenos; además es muy vulnerable a la vigencia de los reactivos. El segundo es un método rápido y preciso, pero no solo requiere personal especializado e instrumentación adecuada, sino además depentanización previa de la muestra. El método más comúnmente usado en las refinerías de la IPPCN es el de

cromatografía de gases de alta resolución (CGAR). Esta técnica, que emplea columnas capilares, se basa en la separación completa de la muestra en sus componentes individuales, identificación y cuantificación de cada uno de ellos y posterior agrupación por familia química y número de átomos de carbono (Estudio especial de PNA en una nafta virgen, 1989).

#### **4.2.3.- Peso molecular**

El peso molecular es una constante física fundamental que puede ser usada en conjunto con otras propiedades para caracterizar hidrocarburos puros y sus mezclas. El peso molecular se determina mediante el método de la crioscopia o a través de un osmómetro de presión de vapor. La técnica de crioscopia está basada en el descenso de temperatura de congelación de un líquido provocado por la disolución de otra sustancia (solvente) en ese líquido. La diferencia entre la temperatura del solvente puro y la temperatura inicial de congelación de la mezcla esta relacionada con la cantidad de moles disueltos en el solvente. Éste método es recomendado para pesos moleculares menores a 500 gr/gr-mol.

El método del osmómetro de presión de vapor (VPO) estudia el descenso de la presión de vapor de un líquido provocado por la disolución de otra sustancia (solvente) en ese líquido. La resultante del cambio de temperatura alcanzado para la presión de vapor del solvente puro y el del líquido inicial permite determinar el peso molecular de la muestra por referencia a una curva de calibración preparada previamente en el rango de pesos moleculares estudiados. Éste método es recomendado para pesos moleculares mayores a 500 gr/gr-mol (American society for testing and materials D2503-92, 1997).



## CAPÍTULO II

### METODOLOGÍA

En este capítulo se presentará la metodología experimental usada para la evaluación de las muestras de petróleo y en segundo lugar se presentará la metodología de la simulación de todas las muestras estudiadas.

#### 1.- METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

A continuación se presentará la descripción de los ensayos experimentales PVT realizados a los fluidos de fondo correspondientes a los pozos FN-19 (15666'-15680'), CHL-6X (15593'-15526'), CHL-6X Naricual Superior I (14734'-14763'), CHL-6X Naricual Superior II (14597'-14641'), los cuales incluyen: Proceso de Liberación Instantánea (flash) en una etapa y Proceso de Expansión a Composición Constante a temperatura de yacimiento (PV). Estos experimentos se realizan en el laboratorio de análisis PVT libre de Mercurio pertenecientes al departamento de Métodos de Recuperación de Exploración y Producción (PDVSA Intevep). A continuación se dará una descripción detallada del equipo para análisis PVT modelo 2370, libre de mercurio y de la celda donde se realizan los experimentos PVT.

##### **1.1.- Descripción del equipo para análisis PVT libre de mercurio, Ruska modelo 2370.**

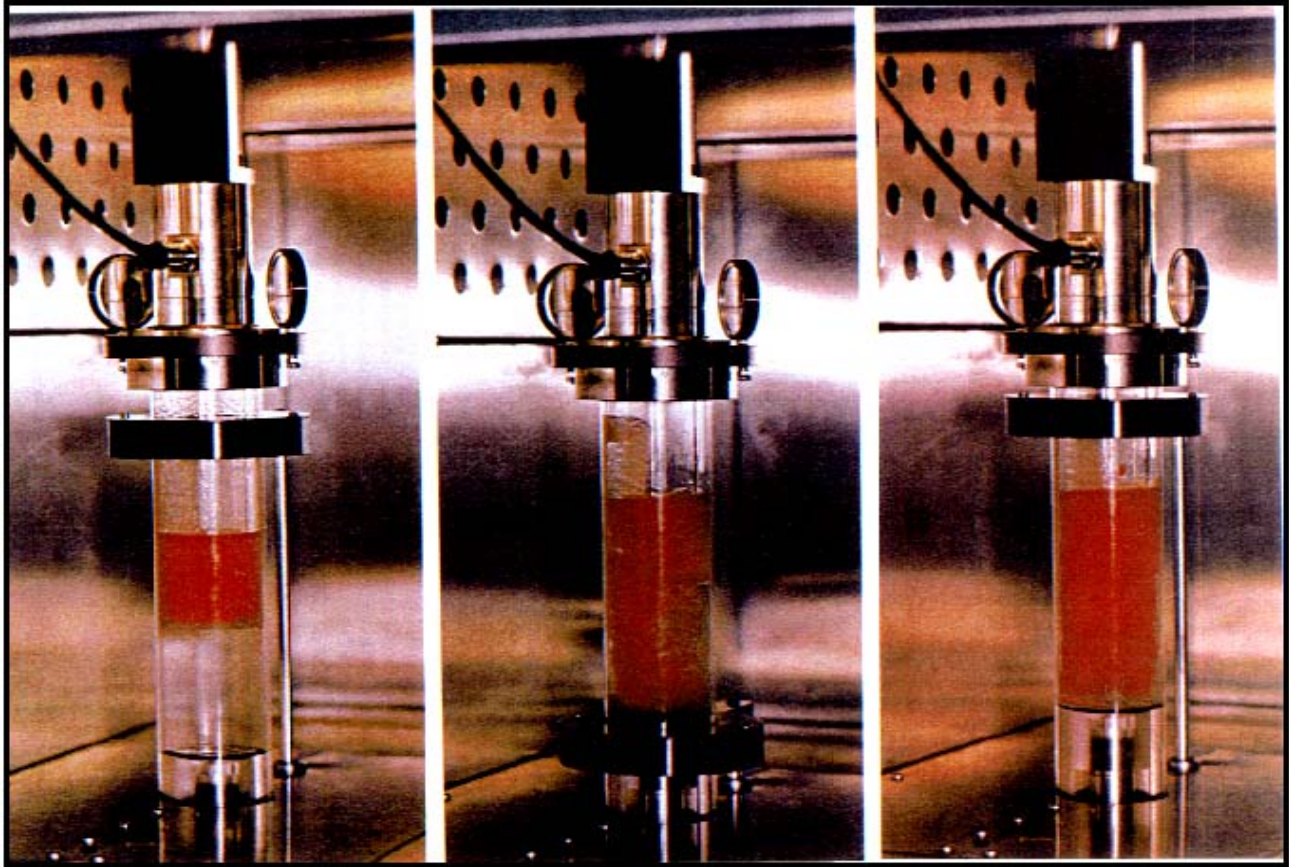
En el equipo de *Chandler Engineering (Ruska) modelo 2370*, se realizan los estudios para petróleo negro (livianos y medianos), con una presión máxima de trabajo de 10000 lpca y temperatura máxima de 400 °F. El equipo consta de dos celdas, una llamada celda bomba cuyo volumen es de 400 cc, y la otra, celda de pistón flotante cuyo volumen es de 600 cc. La celda bomba tiene un pistón en el fondo que tiene un movimiento vertical, accionado por un motor cuyo manejo es automático, el pistón permite variar el volumen de muestra correspondiente a cada presión seleccionada en la computadora. La celda de pistón flotante es accionada por una bomba volumétrica de desplazamiento positivo. Ambas

celdas tienen un sistema de agitación magnética. El equipo tiene un sistema automatizado de presiones, volúmenes y temperaturas. La muestra se carga en la celda bomba a la temperatura de yacimiento, la temperatura la genera un horno con baño de aire, éste valor se introduce en la computadora. Los volúmenes de muestra los reporta la computadora en cada etapa de las pruebas, de acuerdo a la presión introducida a la misma. Los cambios de fase son observados a través de un visor que se encuentra dentro de la celda, en ésta se observa el punto de burbuja del petróleo. El equipo tiene un volumen muerto de 8 cc, lo que hace limitativo el estudio para gas condensado, ya que no se podría medir el volumen del líquido condensado menor a éste dentro de la misma. Dentro del horno se dispone de un viscosímetro capilar que permite determinar valores de viscosidad. La figura 30 es el equipo Ruska modelo 2370 que se encuentra en el laboratorio libre de mercurio de análisis de PVT en PDVSA Intevep.



*Figura 30. Equipo libre de mercurio para el análisis de PVT, Ruska modelo 2370*

En la figura 31 se muestra la parte interna de la celda bomba, en éste se observa el sistema de agitación magnética y el espejo (visor) donde se refleja el cambio de fase, es decir, el punto de burbuja.



*Figura 31. Parte interna de la celda del equipo Ruska modelo 2370*

### **1.2.- Proceso de Liberación instantánea (flash) en una etapa.**

Se realiza el estudio para determinar el comportamiento del fluido en los separadores a condiciones de campo.

El equipo utilizado para realizar este experimento es el siguiente:

- Equipo PVT Ruska libre de mercurio modelo 2370.
- Gasómetro de doble celda Marca: Ruska. Modelo 2331. Capacidad Total: 3000 cc. Capacidad de la cámara izquierda: 2000 cc. Capacidad de la cámara derecha: 1000 cc.

Presión máxima de trabajo: 50 plg de agua. Rango de temperatura: 70 a 80 °F.  
Apreciación cámara izquierda: 2 cc.preciación cámara derecha 1 cc.

- Cilindro para recolección de gas para análisis, cuyo volumen máximo es 150 cc y la presión máxima es 1800 lpca.
- Líneas y conexiones.
- Vial (que servirá como separador atmosférico).
- Balanza electrónica.
- Bomba de vacío.
  - Marca: Leybold/Trivac. Modelo D8B. Presión límite: 0.0001 mbar. Flujo volumétrico: 8 m<sup>3</sup>.
- Helio.
- Nitrógeno líquido.

Para efectuar este ensayo en el laboratorio se realizan los siguientes pasos:

- Limpieza de la celda.
- Evacuar el aire del sistema.
- Inyección de la muestra de crudo a la celda utilizando una bomba de desplazamiento positivo generadora de presión.
- Verificar que la celda se estabilice a condiciones de presión y temperatura de yacimiento durante un tiempo prudente.
- Homogeneizar la muestra ( para ello debe agitarse muy bien).
- Conectar la aguja de salida del crudo a uno de los puertos de salida.
- Pesar un vial y anotar su peso.
- Conectar el vial a la aguja de salida de la celda.
- Verificar que todas las válvulas estén cerradas.
- Preparar el gasómetro y el cilindro para contener la muestra de gas ( el gasómetro, es un instrumento que permite medir el volumen de gas liberado en el separador).
- Conectar el cilindro recolector del gas al gasómetro para su análisis cromatográfico.
- Hacerle vacío a todo el sistema.
- Hacerle vacío a la línea que soporta alta presión.
- Hacerle vacío al cilindro recolector de la muestra.

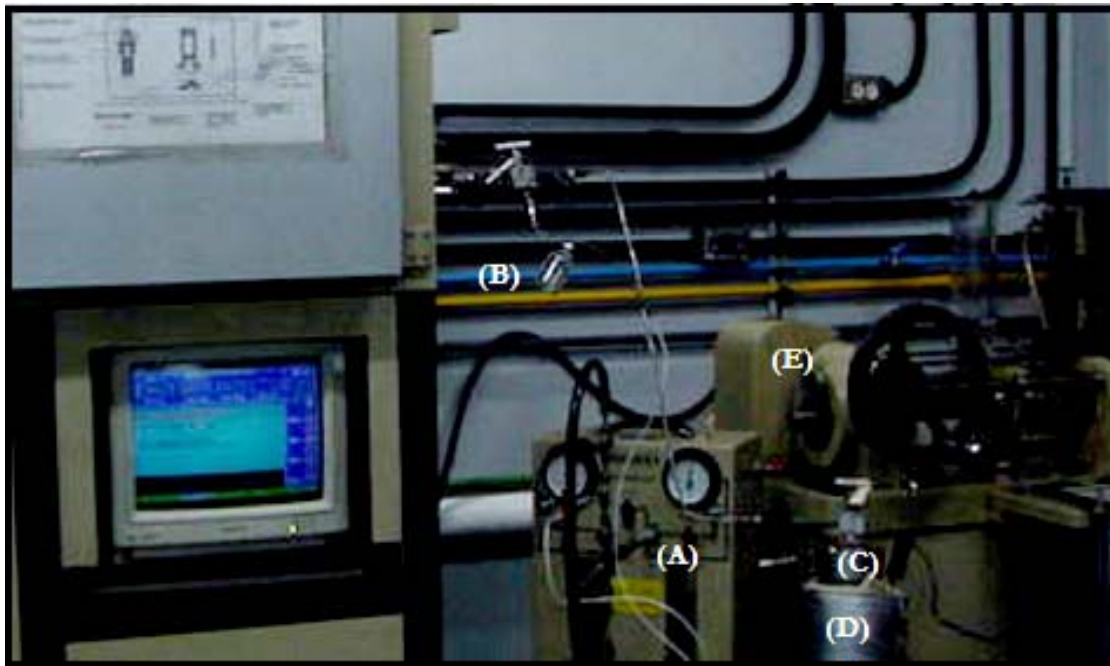
- Curar las cámaras del gasómetro contenedoras de gas con helio (el helio es el gas de arrastre de los cromatografos).
- Cerrar la válvula para desconectarla al vacío.
- Abrir las válvulas de paso del gasómetro y enviar helio a la línea que soporta alta presión y al vial.
- Asegurarse de que las cámaras del gasómetro indiquen volumen igual a cero.
- Verificar que la presión sea constante.
- Realizar un purgue de líneas.
- Verificar que la válvula de paso al gasómetro esté abierta a fin de permitir el paso de gas a liberar.
- Verificar el volumen del fluido ya que este será el volumen inicial de la bomba.
- Desplazar un volumen apropiado al separador 10, 15 ó 20 cc.
- Anotar el volumen de la bomba ( lectura Final).

Si se quiere analizar cual es el gas liberado se debe de seguir los siguientes pasos:

- Abrir la válvula de paso del gasómetro al cilindro recolector de la muestra.
- Abrir la válvula del cilindro contenedor de gas, sumergido en nitrógeno líquido para bajar la temperatura del mismo y esto provoca el paso del gas del gasómetro al cilindro contenedor de gas el cual tiene un volumen menor al gas liberado.
- Cerrar la válvula del cilindro contenedor de gas.
- Luego se retira el cilindro y se le coloca una etiqueta de identificación.
- Retirar el vial de las agujas y se pesa, luego se le coloca una etiqueta de identificación.

En la figura 32 se muestra la prueba de liberación flash de una etapa, además se puede observar los instrumentos utilizados para realizar esta prueba, tales como: el gasómetro (A), aparato utilizado para medir el gas asociado al petróleo que sale de la celda a través de una válvula conectada a las líneas, se observa el vial (B) que es un frasco de vidrio donde se recoge la muestra de petróleo a condiciones atmosférica. Se observa un cilindro metálico (C) contenedor de la muestra de hidrocarburo representativa del yacimiento, cubierto por la manta de calentamiento (D), que como su nombre lo dice se

encarga de mantener a temperatura de yacimiento la muestra que se encuentra dentro del cilindro metálico. El generador de calor es un controlador de temperatura digital, y la bomba de desplazamiento positivo (F), la encargada de generar la presión en el momento de realizar la transferencia del fluido que se encuentra dentro del cilindro metálico a la celda donde se realiza los experimentos PVT, a través de un fluido desplazante (aceite)



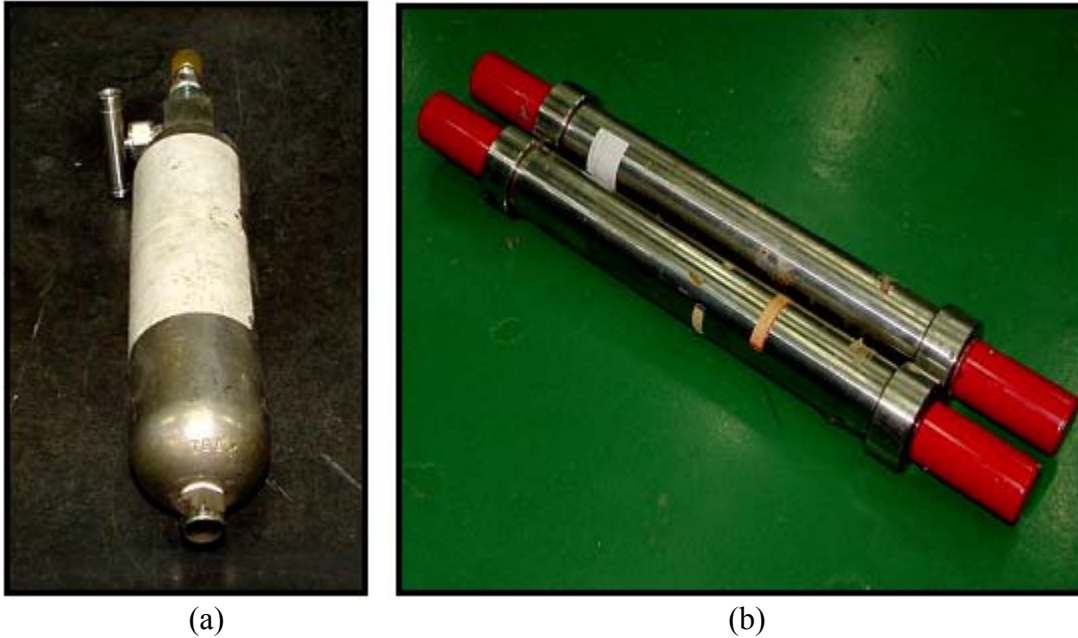
*Figura 32 .Experimento de liberación flash de una etapa desde el Equipo Ruska de PVT libre de mercurio*

En la figura 33 se observa como se transfiere el gas que se encuentra en el gasómetro (B) al cilindro recolector de gas que se encuentra sumergido en nitrógeno líquido (A).



*Figura 33. Transferencia del gas del gasómetro al cilindro recolector de gas sumergido en nitrógeno líquido*

En la figura 34 se muestra el cilindro recolector de gas (a) y los cilindros para almacenar muestras de hidrocarburo a alta presión (b).



*Figura 34. Cilindro recolector de gas (a), Cilindros para almacenar muestras de hidrocarburo a presión (b)*

La liberación flash también se puede realizar directamente del cilindro recolector de muestra como se puede observar en la figura 35.





*Figura 35. Experimento de liberación flash desde el cilindro colector de muestras de hidrocarburo*

En esta figura 35 también se observa la bomba ISCO Modelo 260 D (A), la cual sirve para controlar la presión del fluido que se encuentra dentro del cilindro que almacena muestra a presión (C) a través del fluido desplazante (agua). Se observa además la prensa que sostiene el cilindro (B), el gasómetro (E) y por último el vial que contiene el crudo muerto (D) que sale del cilindro el cual es pesado por la balanza electrónica (Mettler Toledo, modelo AT 4000) antes (A) y después (B) de tomar la muestra. La balanza y los viales se muestran en la figura 36.



*Figura 36. Balanza digital y viales*

La liberación instantánea (flash) se realiza con la finalidad de obtener entre otros parámetros PVT (RGP, densidad del crudo muerto) la composición total del fluido de yacimiento, ya que esta es la información de entrada utilizada en el simulador PVTsim. A través del proceso de liberación flash se obtiene una muestra de crudo muerto ( sin gas en solución), y el gas asociado al mismo. Ambas muestras son enviadas al departamento de análisis y evaluación (ATAE) donde son sometidas a los análisis de cromatografía de líquido y gas respectivamente. Se realizan también los análisis del PNA (parafinas, naftas y aromáticos), destilación simulada y peso molecular para la muestra de líquido y a la muestra de gas se le determina la composición por medio de análisis cromatográfico. Antes de enviar la muestra a ATAE se le determina la densidad en el laboratorio de análisis de PVT a través de un densímetro digital, este procedimiento se explica a continuación.

### **1.2.1.- Determinación de la densidad del líquido.**

La densidad del crudo es importante ya que nos permite caracterizar el crudo por su calidad, debido a que mediante ésta se obtiene el valor de la gravedad API, además la densidad es un dato de entrada del módulo de cálculo flash en el programa Sistema PVT

que será explicado más adelante. A continuación se presentan los pasos que se deben de seguir para determinar la densidad a través de un densímetro capilar.

El equipo utilizado para determinar la densidad es el siguiente:

- Densímetro capilar (marca DMA 35).
- Inyectadora
- Manguera de goma.
- Hexano o diclorometano.
- Guantes y servilletas.

En la figura 37 se muestra el densímetro digital y de la inyectadora que se utilizan para tomar la muestra a la cual se le va a medir la densidad.



*Figura 37. Densímetro digital*

Para efectuar la medición de la densidad en el laboratorio se deben seguir los siguientes pasos:

- Se enciende el densímetro digital, y se espera a que se estabilice la lectura.
- Se toma con una inyectora un pequeño volumen de muestra que no contiene gas en solución, se encuentra a la presión atmosférica.
- Se ajusta la boquilla de la inyectora al conector derecho del densímetro digital.
- Se hace fluir el crudo a través del capilar del densímetro hasta que este se llene por completo sin burbujas de aire intercaladas ya que esto arrojaría error.
- Se continua inyectando crudo de forma que unas cuantas gotas salgan por el orificio izquierdo del densímetro, hasta que se estabilice la lectura de la pantalla.
- Se anota el valor de la densidad así como el de la temperatura a la cual se realizó la medición.
- Se retira la inyectora y se llena el diclorometano o hexano.
- Se coloca la boquilla de la inyectora nuevamente en el conector y se hace fluir diclorometano o hexano para limpiar el densímetro y para que no queden residuos de petróleo.
- El paso anterior se repite dos o tres veces de ser necesario
- Se inyecta aire a través de la boquilla para secar bien el capilar del densímetro digital.

Después de obtener el valor de la densidad del líquido y la temperatura correspondiente a la medida, se calcula la gravedad API del crudo a condiciones estándar ( T = 60°F) a través de unas correlaciones matemáticas que serán explicadas a continuación y con la utilización de la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \dots\dots\dots ( A)$$

Donde:

°API : Es la gravedad API del crudo a la temperatura que fue medida la densidad del crudo.

GE : es la gravedad específica del crudo, la cual se determina de la siguiente manera.

$$GE = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Donde:

$\rho_o$ : es la densidad del crudo a la temperatura que reportó el densímetro.

$\rho_w$ : es la densidad del agua a la temperatura que fue medida la densidad del crudo. Este valor se obtiene a través de una tabla que contiene las densidades de las sustancias puras, la cual se introduce la temperatura en °C y se obtiene la densidad del agua a la temperatura que se requiera.

Después que se introduce la GE en (A) se procede a corregirla por la temperatura a 60 °F, a través de una correlación que se encuentra en el manual RUSKA, que consiste en una tabla clasificada por los grados API, de las normas ASTM. En esta se introduce la temperatura a la cual fue medida la densidad en °F y el valor de los °API que se obtuvo de (A) con esto se obtiene la °API correspondiente a una temperatura de 60 °F. Estos cálculos son comparados con los resultados que se obtendrán del programa sistema PVT que será explicado a continuación.

### **1.2.2.- Determinación de la composición total del fluido de yacimiento.**

Para determinar la composición total del fluido de yacimiento se utilizan los datos de la liberación instantánea y los resultados de los análisis realizados a las muestras de líquido (PNA, destilación simulada, PM) y gas (composición hasta C<sub>11+</sub>) recolectadas del flash, los cuales son introducidos en el programa Sistema PVT, éste consta de los siguientes módulos: módulo del flash, de la función “Y”, de la liberación diferencial y módulo composición.

Para el módulo flash se necesitan los siguientes datos de entrada:

- Presión barométrica ( pulg hg).
- Temperatura ambiente ( °F).
- Presión de carga ( lpca).
- Temperatura de la celda ( °F).
- Lectura final de la bomba (mm).
- Lectura inicial (mm).
- Volumen de gas liberado ( cc).
- Peso del separador vacío (g).
- Peso del separador lleno (g).
- Densidad del crudo producido. (g/cc).
- Temperatura de la medida de la densidad del crudo ( °F).
- Gravedad específica del gas ( adimensional ).
- Volumen relativo a la presión de carga ( adimensional ).
- Temperatura a condiciones normales.

Los resultados obtenidos en el módulo flash son los siguientes:

- Factor volumétrico de formación del petróleo a la presión de carga y a la presión de burbujeo ( BY/ BN).
- Densidad del crudo a la presión de carga y a la presión de burbujeo ( g/ ml).
- RGP : relación gas – petróleo ( PCN / BN).
- Gravedad API a la temperatura de la medida de la densidad del crudo (adimensional).
- Gravedad específica a 60/ 60 ( adimensional).
- Gravedad API a 60 °F ( adimensional).
- Volumen de gas a condiciones de base ( ml).
- Peso molecular del gas (g/mol).
- Peso del gas (g).
- Factor de corrección del gas ( adimensional).
- Densidad del aire a condiciones ambientales ( g/ ml).

En la figura 38 se muestra la hoja del programa Sistema PVT donde se le introducen los datos experimentales de la liberación instantánea, luego se ejecuta y se obtienen los resultados.

**Sistema PVT**

PROGRAMA: FLASH (libre Hg)      ARCHIVO: CHL-6X NAC SUP (I)

**DATOS DE ENTRADA**

Título:	CHL-6X NAC SUP (I)		
Compañía:	PDVSA	Campo:	CHAGUARAMAL
Pozo:	CHL-6X NAC SUP (I)	Fecha:	02/10/03
Presión barométrica pulg. de Hg:	26,02	Temperatura ambiente (°F):	72
Presión (lpca):	9500	Temperatura de la celda (°F):	270
Volumen de muestra inicial (cc)	79,4	Volumen de muestra final (cc):	69,47
Volumen de gas producido (cc):	2682	Densidad del crudo producido (g/cc):	0,854
Peso del frasco vacío (g):	53,1385	Peso del frasco lleno (g):	55,9704
Temperatura de la medida de la densidad del crudo (°F):	76		
Gravedad específica del gas:	0,806	Temperatura a C.N. °F:	60
Factor de la bomba:	1	Volumen relativo a presión de carga:	1

**RESULTADOS**

Factor volumétrico :	3,016	BL/BN	Densidad al Punto de Burbujeo:	0,5116	g/ml
Razón gas-petróleo:	3885,59	PCN/BN	Gravedad API a 60 °F:	32,7	

Salir    Regresar    Ejecutar    Salvar    Imprimir    Iniciar    Resultados Excel

Figura 38. Ventana del programa Sistema PVT, donde se introducen los datos del flash y se obtienen los resultados.

Entre estos resultados se encuentra la °API a la temperatura la cual fue medida la densidad del crudo y la gravedad API a 60°F, los cuales serán comparados como se expreso anteriormente.

Luego se utiliza el módulo composición para determinar la composición del fluido total de yacimiento. Entre los datos de entrada se encuentran los resultados del módulo flash. Los datos de entrada son los siguientes

- Peso molecular del gas.
- Peso molecular del líquido.
- Relación gas- petróleo.
- Densidad del crudo. Gravedad específica del gas.
- Gravedad API del petróleo.
- Condiciones de separación: P ( lpcm); T ( °F);
- Composición del gas.
- Datos de la destilación simulada.
- Datos del PNA ( parafinas, naftenos y aromáticos).

En la figura 39 se muestra la hoja donde se introducen los datos para obtener la composición del fluido.



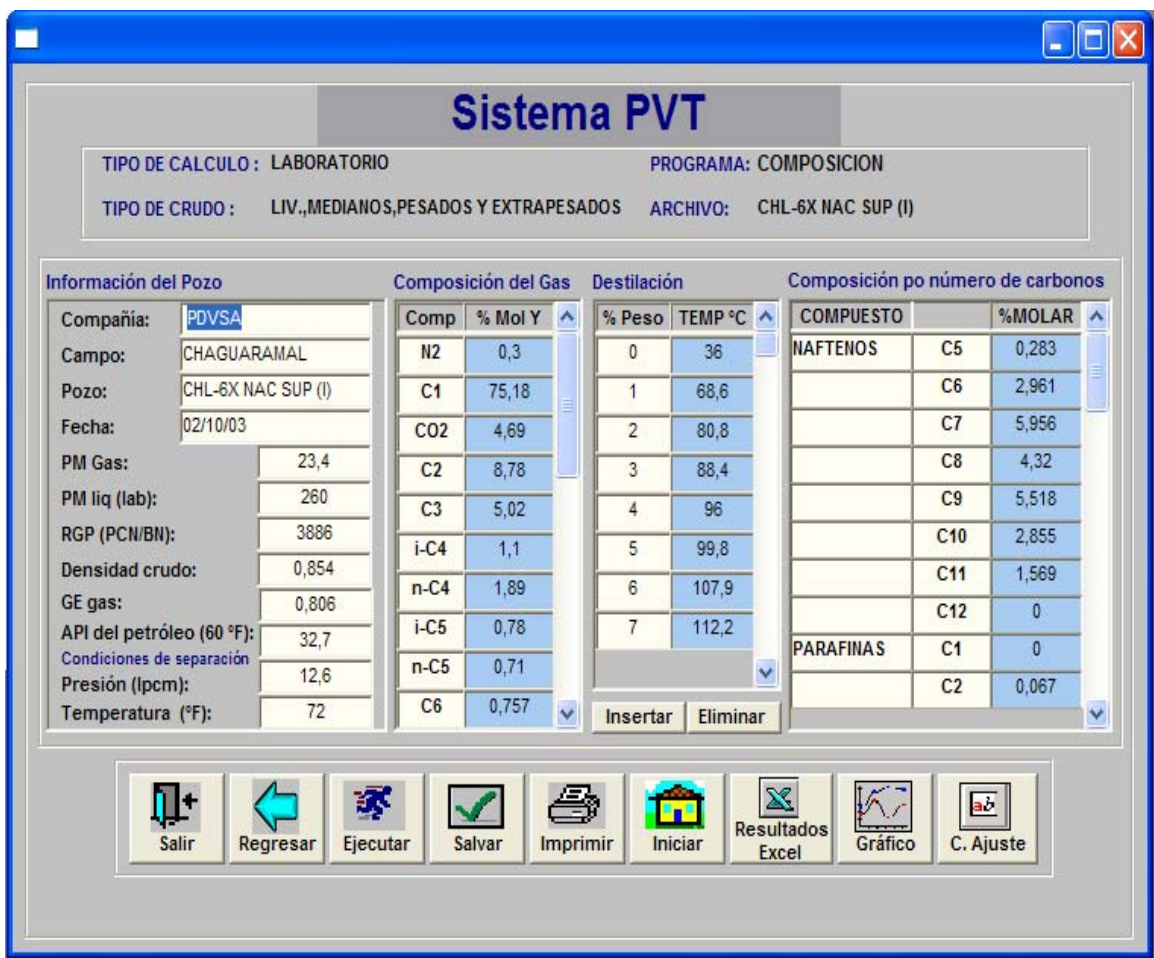


Figura 39. Ventana del programa Sistema PVT donde se introducen los datos para obtener la composición del fluido.

El resultado obtenido a partir de este módulo es la composición del fluido total de yacimiento (% molar) hasta C<sub>20+</sub> incluyendo la gravedad específica y el peso molecular del pseudo-componente C<sub>20+</sub>, la forma en que el programa reporta este resultado se muestra en los resultados experimentales (Capítulo III).

En la figura 40 se presenta un esquema descriptivo, donde se puede observar los pasos a seguir para obtener la composición del fluido total del yacimiento, a través de la liberación instantánea y del Sistema PVT.

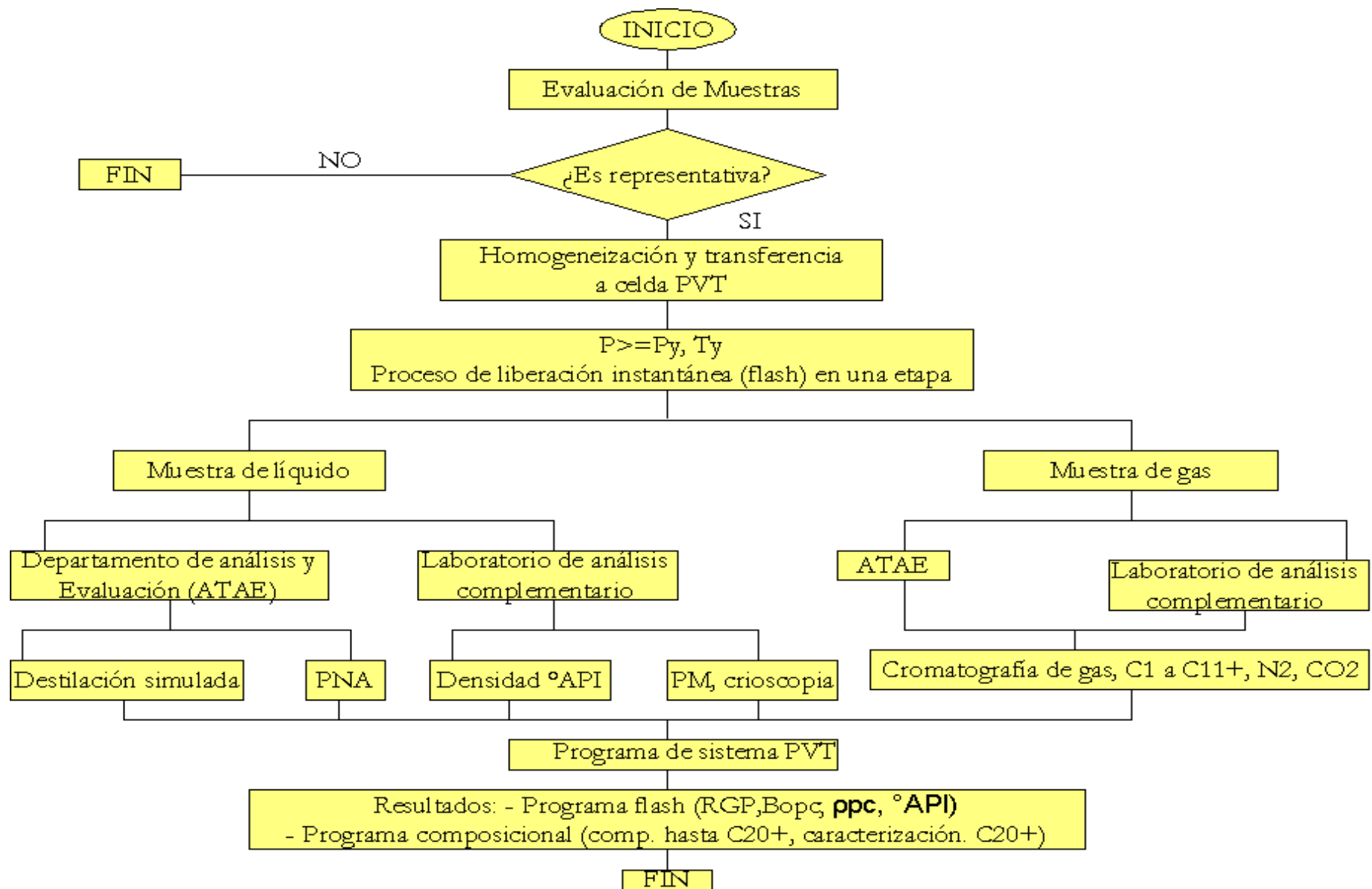


Figura 40. Esquema descriptivo del procedimiento para obtener la composición total del fluido del yacimiento

### 1.3.- Expansión a composición constante (P-V) para el petróleo negro:

Se determina el punto de burbuja ( presión de saturación) de un fluido de yacimiento mediante la variación del volumen de muestra en función de la presión a temperatura constante e igual a la del yacimiento.

El equipo utilizado para realizar este experimento es el siguiente:

- Equipo PVT Ruska libre de mercurio.
- Bomba de vacío.

Para efectuar esta prueba también conocida como PV o CCE (constant composition expansion) se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Verificar que la temperatura en la celda sea igual a la temperatura de yacimiento.
- Agitar suficientemente la muestra de fluido de yacimiento.
- Fijar el sistema a presión constante ( superior a la presión de burbuja).
- Esperar hasta que la muestra se estabilice, es decir, la presión y el volumen no varíen. Observar por el visor la fase del fluido ya que esta debe estar monofásica (homogénea).
- Registrar la presión y el volumen en el cuaderno del laboratorio.
- Disminuir la presión del sistema. Esperar el equilibrio entre la presión y el volumen. Registrar ambos datos.
- Esperar el equilibrio entre la presión y el volumen. Registrar ambos datos.

Nota: Al observarse el punto de burbuja, se debe tomar aproximadamente ocho o más puntos por debajo de éste.

- Repetir desde el paso 6 hasta el último valor de presión más cercano a la presión atmosférica ( tomar la mayor cantidad de puntos posibles. Por encima y debajo de la presión de saturación.

Los valores presiones con sus respectivos volúmenes de muestra son graficados ( P vs Vm), donde se genere el punto de quiebre entre la recta y la curva ( región bifásica) como se muestra en la figura 8 ( teórico) y en los resultados experimentales, será el punto de burbuja del petróleo, la cual es optimizado con el uso de la función “Y”, como se explica en el Capítulo I, el punto de burbuja que se obtiene después de la función “Y” será cotejado más adelante con el simulador PVTsim.

## 2.- METODOLOGÍA DE LA SIMULACIÓN

La figura 41 muestra el menú de opciones de los módulos a simular, en este informe sólo se tomará en cuenta el módulo PVT simulation, ya que PDVSA-Intevep actualmente posee dicha licencia. Además se puede observar en la figura los botones de las distintas ecuaciones de estado que caracterizan el comportamiento del fluido, las cuales son: (1) SRK-Peneloux, (2) SRK, (3) SRK-Peneloux (T), (4) PR-Peneloux, (5) PR, (6) PR-Peneloux (T), (7) PR78-Peneloux, (8) PR78, (9) PR78-Peneloux (T). También se observa el botón de la base de datos (oil/gas),

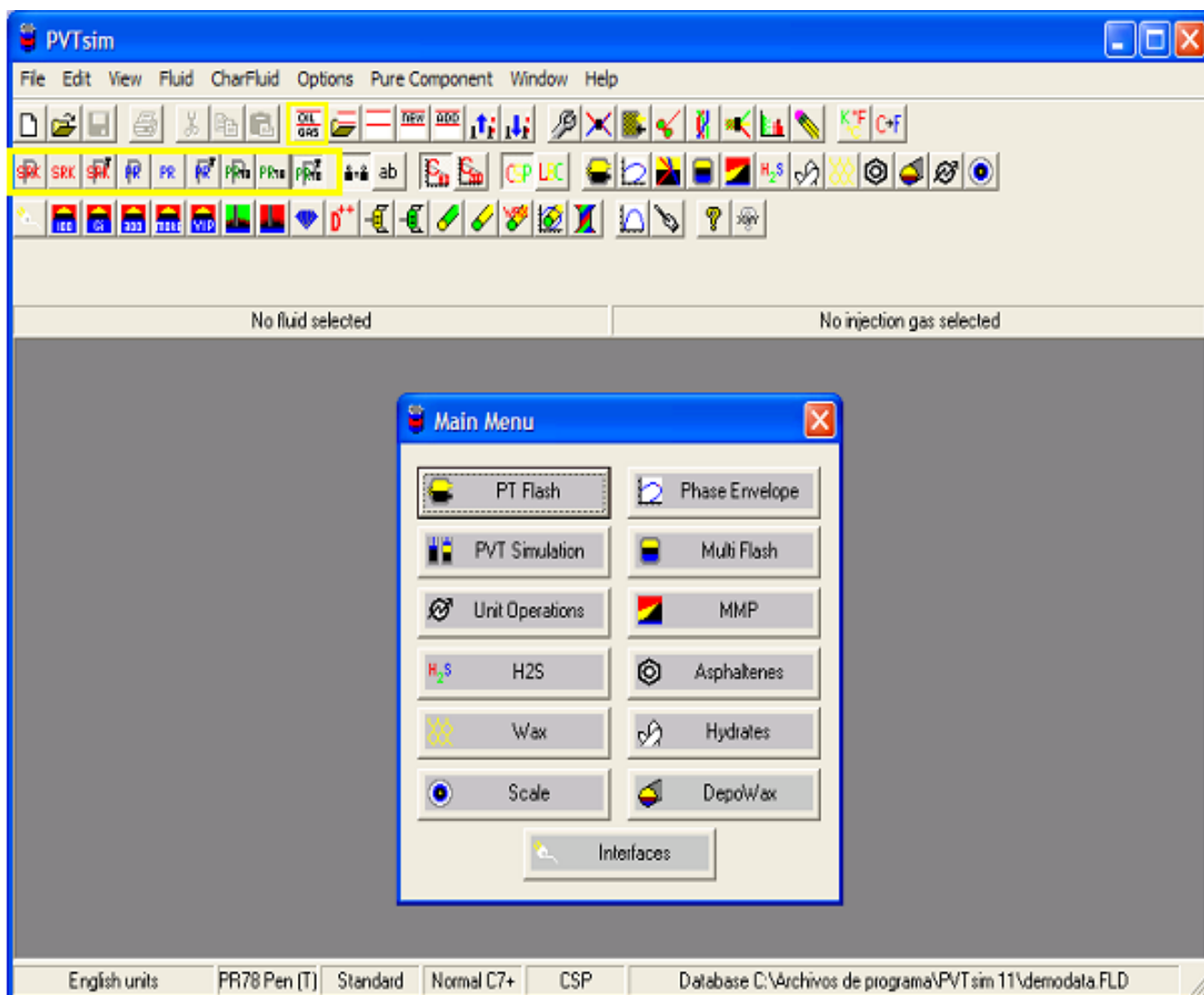


Figura 41. Ventana del Menú de opciones de los modulos a simular, programa PVTsim.

al presionar éste, se abre la ventana que se puede observar a través de la figura 42. En esta ventana se muestra la base de datos donde se guardan todos los archivos creados; para crear uno nuevo se presiona NEW.

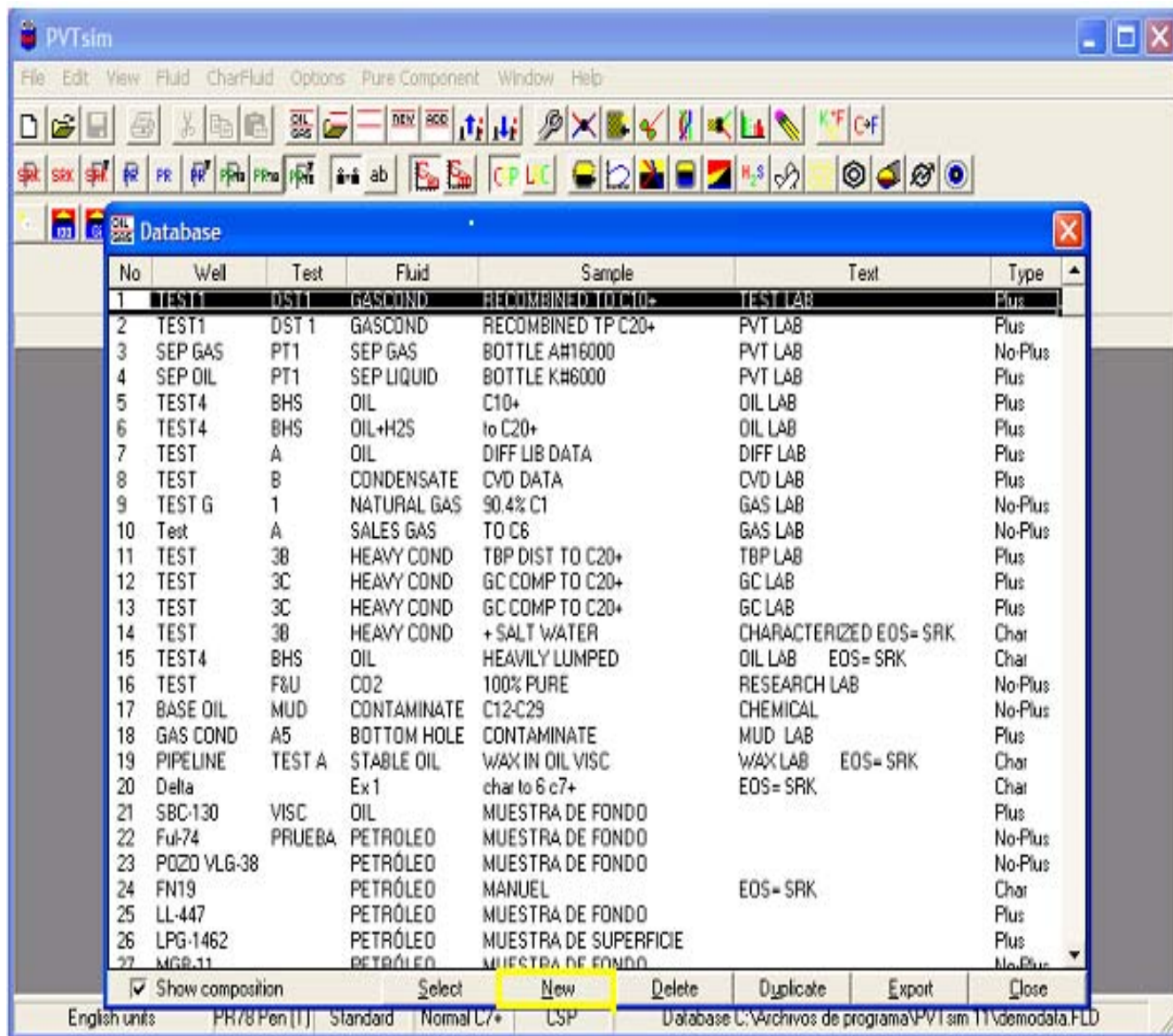


Figura 42. Ventana de la base de datos del programa PVTsim

De inmediato se abre la siguiente ventana que esta representada por la figura 43, en la cual se coloca el nombre del pozo (Well), la fase de la muestra (Fluid), y si la muestra es de fondo o de superficie o es un fluido de inyección (Sample) y alguna acotación respecto

de la muestra (Text). Además se introducen la composición molar del fluido total del yacimiento y se caracteriza el pseudo componente a través de su peso molecular y su densidad; luego se presiona la opción “plus fraction” y OK. En el caso de no caracterizar el pseudo componente se presiona la opción “save char fluid”, luego OK, y el programa lo caracteriza de acuerdo a la ecuación seleccionada.

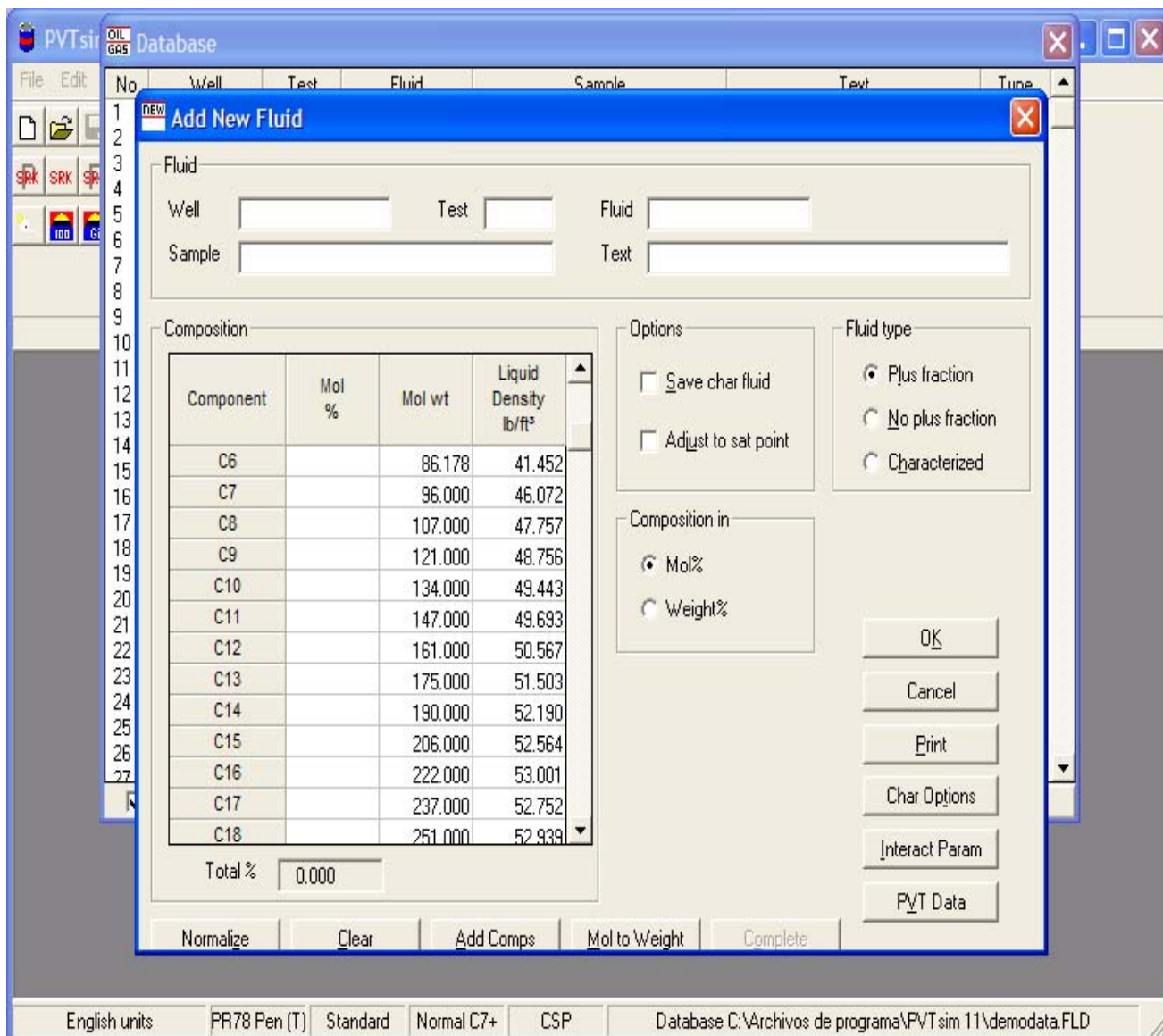


Figura 43. Ventana para introducir los datos del pozo y la composición total del fluido de yacimiento

Luego se presiona el PVT Simulation que se encuentra en el menú de los módulos a simular, y se abre la ventana que se muestra a través de la figura 44, donde se observan los experimentos PVT que se pueden simular, estos son los siguientes: Punto crítico, punto de saturación, prueba de separadores, expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante, liberación diferencial, viscosidad, prueba de hinchamiento y gradiente de profundidad.

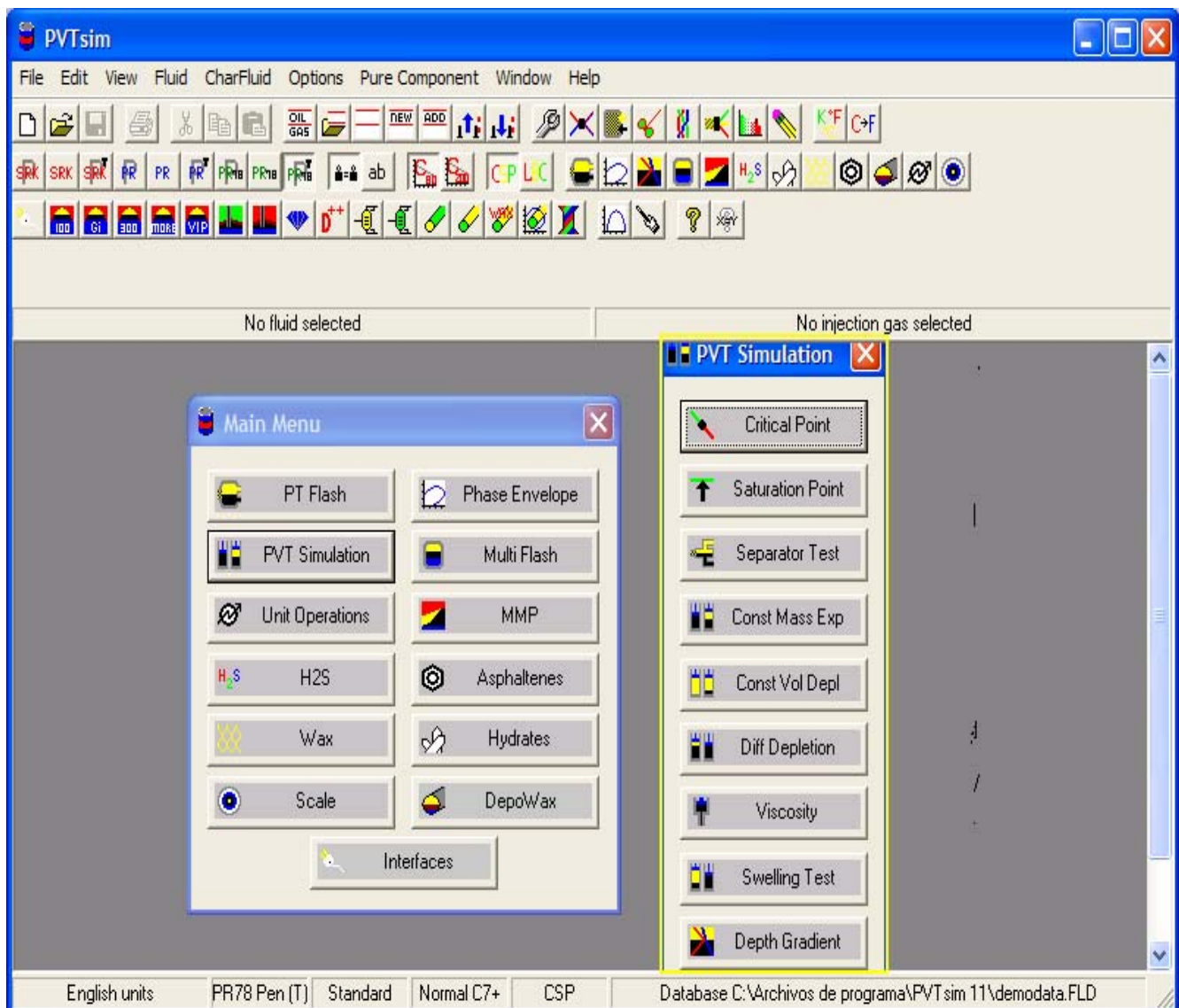


Figura 44. Ventana donde se presentan los experimentos PVT que se pueden simular.



Los parámetros a cotejar son: Presión de saturación ( $P_{sat}$ ), relación gas-petróleo (RGP), °API, factor volumétrico de petróleo ( $B_o$ ) los cuales son evaluados en “separator test”, al seleccionar esta opción se abre la siguiente ventana representada por la figura 45, donde se introduce la presión y la temperatura a la que se realiza la separación y la temperatura de yacimiento (Res. Temp/°F), luego se presiona OK.

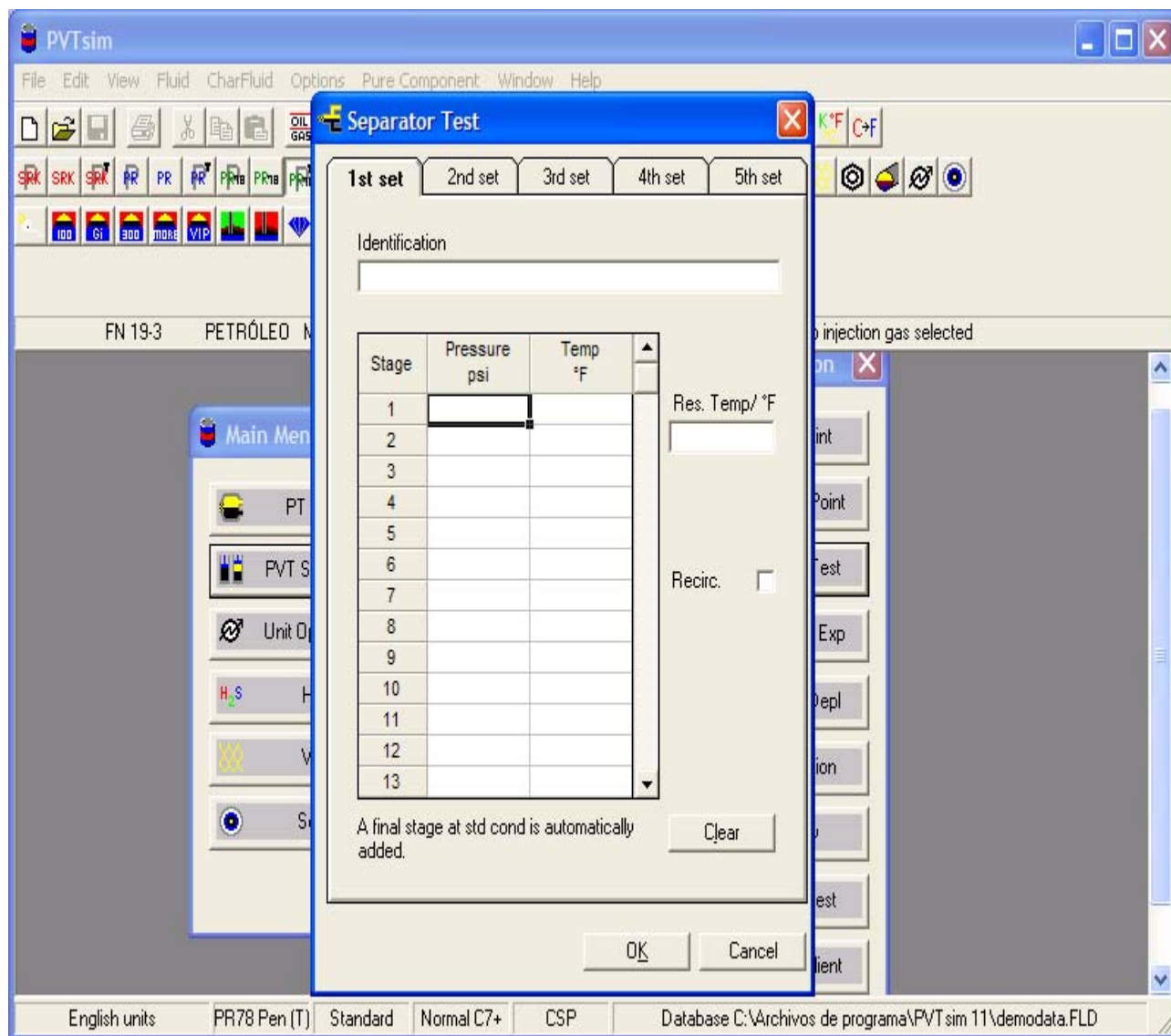


Figura 45. Ventana para introducir los datos de las condiciones de separación (presión y temperatura) y la temperatura de yacimiento.

Automáticamente se abre la ventana con los resultados como se muestra en la figura 46, donde los valores que están dentro del recuadro son los parámetros evaluados nombrados anteriormente.

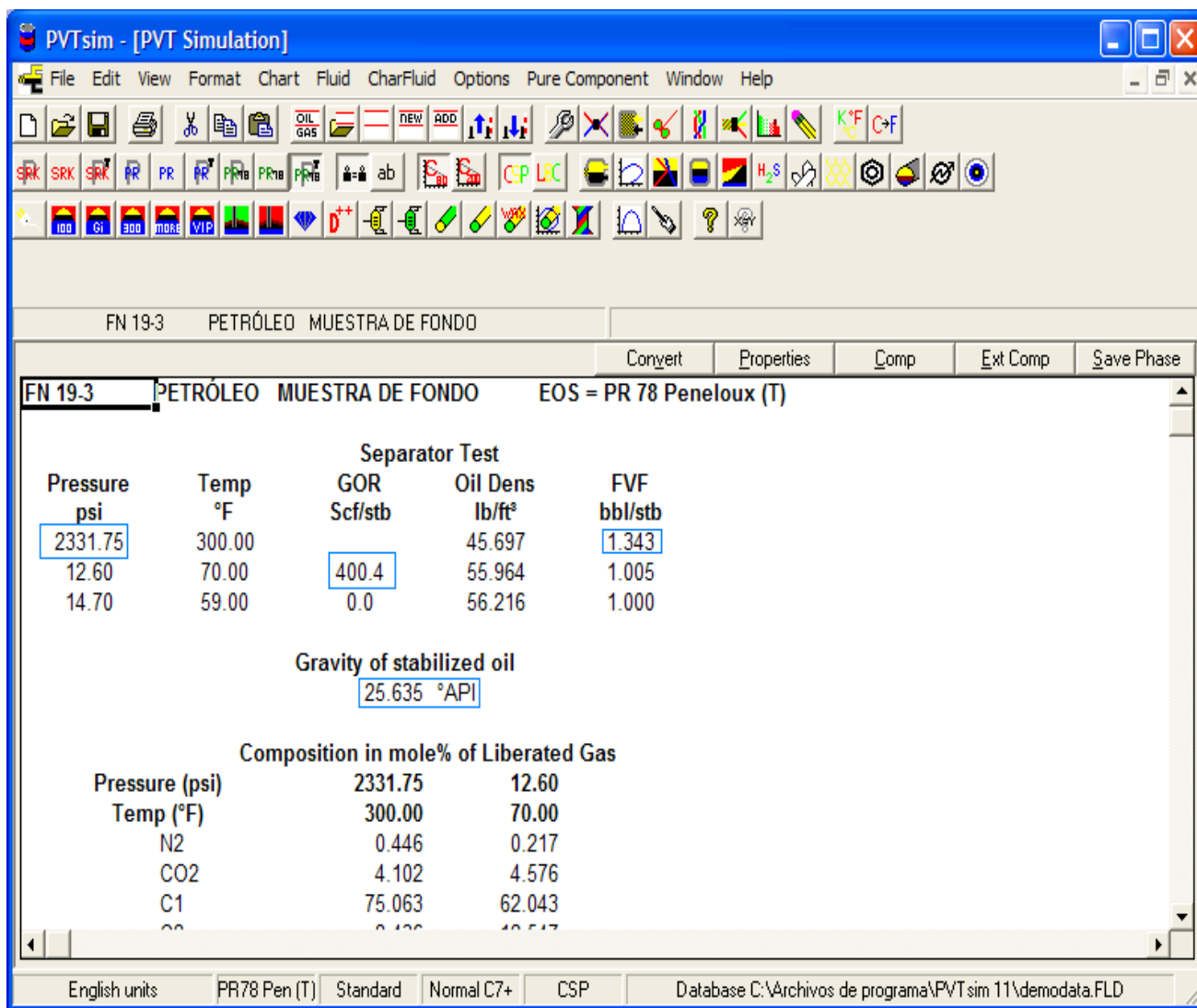
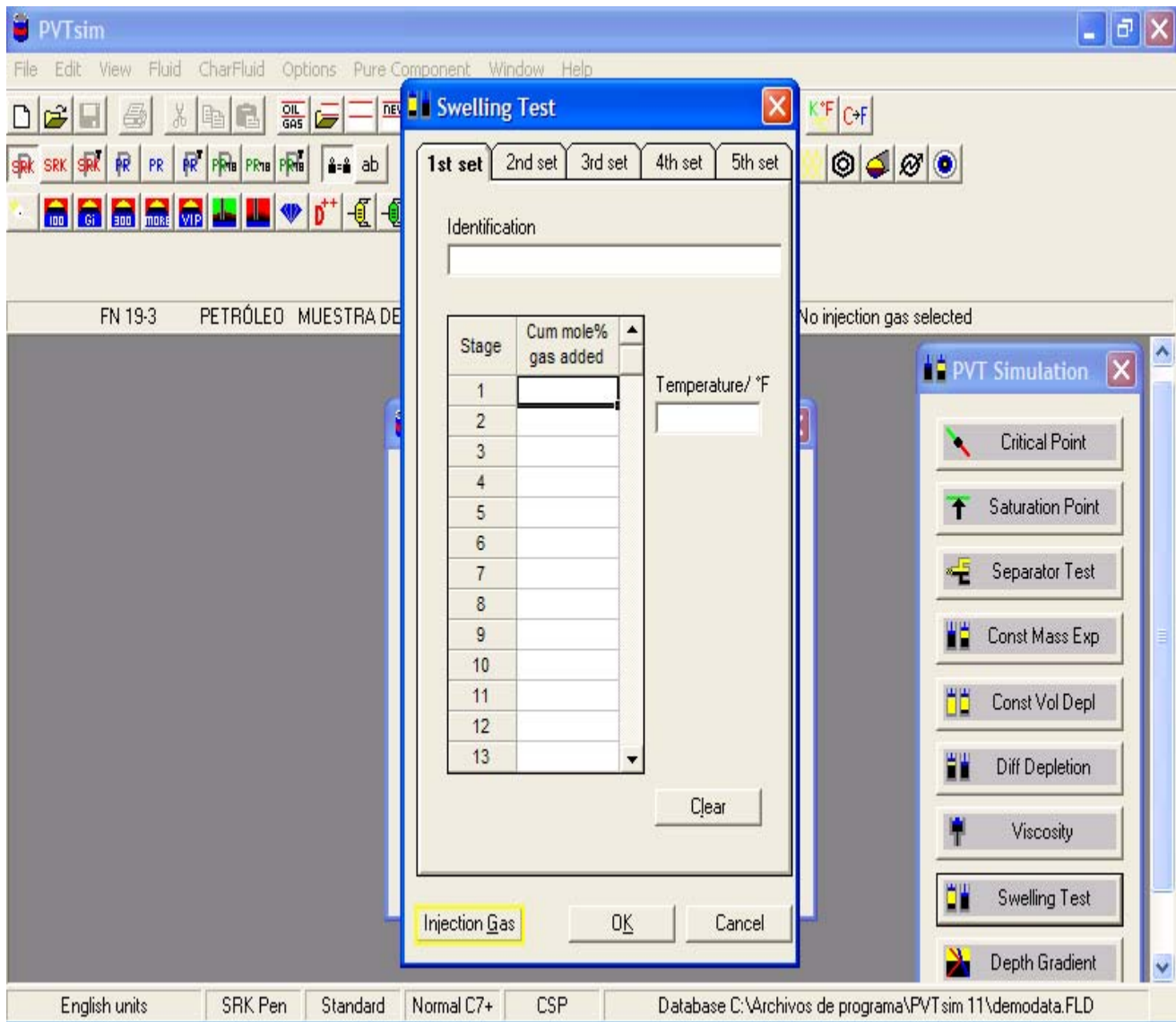


Figura 46. Ventana donde se presentan los resultados de los parámetros simulados.

Para simular las pruebas de hinchamiento, se caracteriza el fluido del yacimiento con la ecuación de estado seleccionada, se presiona la opción “swelling test” y se abre la ventana que se muestra en la figura 47, donde se introducen los porcentajes molares del gas añadido a la muestra y la temperatura de yacimiento. Después se presiona la opción “injection gas”, seguidamente se abre la ventana de la base de datos para seleccionar el gas

inyectado previamente introducido en la misma como un archivo nuevo. Luego se presiona “ok” y se abre la ventana de los resultados.



*Figura 47. Ventana donde se introducen los porcentajes de gas inyectados en la prueba de hinchamiento*

La figura 48 muestra los resultados simulados de la prueba de hinchamiento, estos son: la relación gas petróleo (GOR), la presión de saturación (Sat P), el factor de hinchamiento (swollen volume) y la densidad de la fase líquida (density) para cada valor de porcentaje molar de gas inyectado.

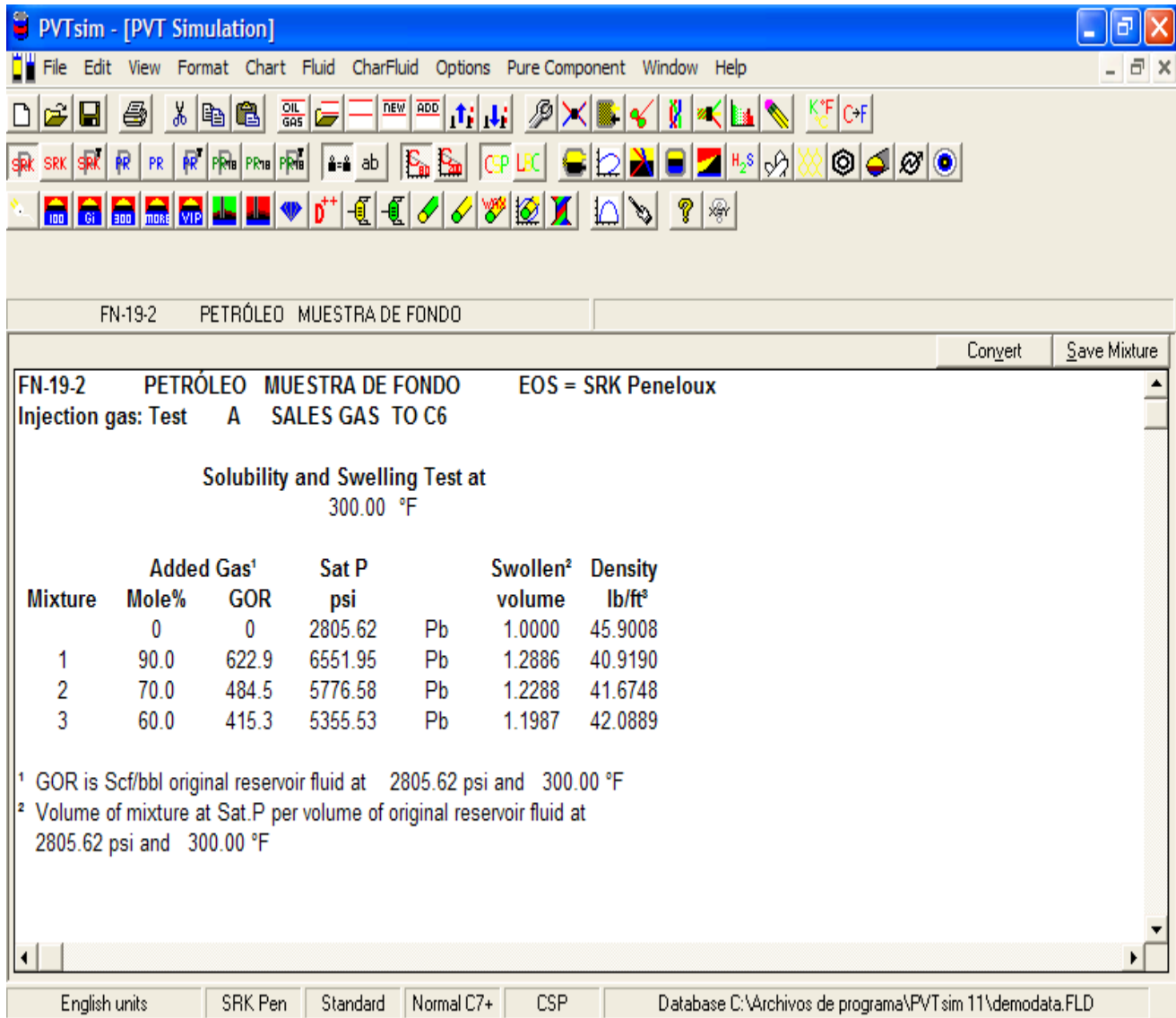


Figura 48. Ventana donde se presentan los resultados obtenidos en la prueba de hinchamiento

## **CAPÍTULO III**

### **RESULTADOS**

En este capítulo se presentarán los resultados experimentales obtenidos de los ensayos PVT realizados a las muestras de petróleo y en segundo lugar se presentarán los resultados de la simulación de los parámetros PVT de todas las muestras estudiadas, arrojados por el programa PVTsim.

#### **1.- RESULTADOS EXPERIMENTALES**

En esta parte se presentarán los resultados experimentales obtenidos a partir de los experimentos PVT, liberación instantánea (flash) y expansión a composición constante (PV), realizados a cuatro (4) muestras, las cuales son: CHL-6X (Naricual Superior I), CHL-6X (Caratas), CHL-6X (Naricual Superior II) pertenecientes al campo Chaguaramal y FN-19 perteneciente al campo el Furrial. La liberación instantánea se realizó con la finalidad de obtener algunos parámetros PVT tales como: relación gas-petróleo (RGP), densidad del crudo ( $\rho_o$ ), factor volumétrico ( $B_o$ ) y la gravedad API; además se puede obtener la composición total del fluido del yacimiento de cada muestra, siendo esta la información de entrada del simulador; mientras que de la expansión a composición constante se obtendrán los puntos de burbuja de cada una, los cuales serán comparados posteriormente con los resultados del simulador PVTsim.

##### **1.1.- Muestra CHL-6X (Naricual Superior I). Intervalo (14734'-14763')**

En la tabla 3 se muestra los datos experimentales de la liberación instantánea.

DATOS EXPERIMENTALES	
Presión barométrica	26.02 "Hg
Temperatura ambiente	72.00 °F
Presión de carga	9500 lpca
Temperatura de la celda	270.0 °F
Volumne de muestra inicial	77.010 cc
Volumne de muestra final	69.310 cc
Volumen de gas liberado	2110.0 cc
Peso del separador vacío	53.0307 g
P. del separador con petróleo	55.3812 g
Densidad del petróleo	0.8540 g/ml a 76 °F
Gravedad específica del gas	0.8060 a 60 °F
Factor de la bomba	0.9990 ml/mm

*Tabla 3. Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra CHL-6X Naricual Superior I*

Los datos experimentales de la tabla 3 se introducen en el sistema PVT, en el módulo flash y se obtienen los resultados que se muestra en la tabla 4.

RESULTADOS DEL MÓDULO FLASH	
<b>Factor volumétrico de formación del petróleo:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	2.817 BL/BN
A punto de burbuja y Temperatura de celda	3.075 BL/BN
<b>Densidad de la muestra:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	0.5350 g/ml
A punto de burbuja y Temperatura de celda	0.4902 g/ml
<b>Relación gas-petróleo</b>	3682.69 PCN/BN
°API a T de la medida de la densidad del crudo	33,9
<b>°API a 60 °F</b>	32,7
Gravedad específica a 60/60	0,8618

*Tabla 4. Resultados del módulo flash de la muestra CHL-6X Naricual Superior I.*

De la liberación instantánea se obtiene una muestra de líquido y el gas asociado al mismo, los cuales son enviados al departamento de Evaluación y Análisis de PDVSA Intevep (ATAE). Al líquido se le realizan las pruebas de PNA (parafinas, naftas y aromáticos), destilación simulada y peso molecular; al gas se le determina la composición

hasta C<sub>11+</sub>, por cromatografía de gases. La tabla 5 muestra el PNA del CHL-6X Naricual Superior I.

		PNA	
		Componente	% Molar
NAFTAS	C5	0,283	
	C6	2,961	
	C7	5,956	
	C8	4,32	
	C9	5,518	
	C10	2,855	
	C11	1,569	
	C12	0	
PARAFINAS	C1	0	
	C2	0,067	
	C3	0,387	
	C4	0,942	
	C5	1,579	
	C6	2,366	
	C7	3,031	
	C8	3,374	
	C9	2,727	
	C10	2,363	
	C11	2,07	
	C12	0,861	
	C13	0	
	C14	0	
	C15	0	
I PARAFINAS	C4	0,311	
	C5	0,199	
	C6	2,641	
	C7	3,073	
	C8	5,224	
	C9	5,161	
	C10	3,736	
	C11	3,553	
	C12	1,845	
C13	0		
AROMÁTICOS	C6	1,392	
	C7	4,536	
	C8	6,309	
	C9	5,552	
	C10	6,833	
	C11	1,898	
	C12	2,059	

*Tabla 5. PNA de la muestra CHL-6X Naricual Superior I.*

En la tabla 6 se muestra la destilación simulada del líquido CHL-6X Naricual Superior I.

DESTILACIÓN SIMULADA							
% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)
IBP	36	29	211,5	58	334,6	87	482,4
1	68,6	30	216	59	338,7	88	489,1
2	80,8	31	220,6	60	342	89	496,1
3	88,4	32	223,7	61	347,1	90	503,3
4	96	33	227,3	62	352,1	91	510,7
5	99,8	34	231,1	63	356,6	92	518,7
6	107,9	35	236,7	64	362,1	93	527,1
7	112,2	36	240,8	65	366,8	94	535,7
8	115,7	37	243,9	66	372,1	95	545
9	121,7	38	246,6	67	377,5	96	554,9
10	127,7	39	251,2	68	382,3	97	565,6
11	132,2	40	256	69	388,2	98	578,2
12	134,6	41	260,7	70	393	99	596,8
13	138,1	42	264,5	71	398	FBP	610,4
14	143,6	43	269,5	72	403		
15	147,6	44	274,8	73	408,4		
16	152,6	45	279,9	74	413		
17	156,6	46	283,7	75	418,2		
18	160,6	47	289,2	76	422,8		
19	165,6	48	293,8	77	427,8		
20	168,7	49	298,5	78	432,4		
21	173,5	50	301,7	79	437,6		
22	178,9	51	306,1	80	442,3		
23	184	52	310,7	81	447,5		
24	188	53	314,3	82	452,6		
25	193,2	54	317,8	83	458		
26	198,5	55	322,3	84	463,9		
27	203,4	56	326,7	85	469,9		
28	208,2	57	330,3	86	476		

Tabla 6. Destilación Simulada de la muestra CHL-6X Naricual Superior I.

El peso molecular del líquido se determinó por la norma ASTM D-2503, por el método del osmómetro de presión de vapor. El valor del peso molecular es 350 g/mol.

Al gas se le determinó la composición que se muestra en la tabla 7 y la gravedad específica (a 60 °F), cuyo valor es 0.80



Los resultados del módulo flash, el PNA, la destilación simulada, el peso molecular y los resultados de los análisis realizados al gas, se introducen en el sistema PVT y se obtiene la composición total del fluido del yacimiento hasta  $c_{20+}$ , las propiedades del fluido total y del pseudo-componente. La composición total del fluido de yacimiento de la muestra CHL-6X Naricual Superior I se puede observar en la tabla 7.

Componente	Gas	Líquido	%	Fluido total
	% molar	% molar	%	% molar
Nitrógeno	0,300	0		0,268
Metano	75,180	0		67,193
Dióxido de Car	4,690	0		4,192
Etano	8,780	0,021		7,850
Propano	5,020	0,123		4,500
i-Butanos	1,100	0,098		0,994
n-Butanos	1,890	0,300		1,721
i-Pentanos	0,780	0,469		0,747
n-Pentanos	0,710	0,502		0,688
Hexanos	0,757	2,963		0,991
Heptanos	0,545	5,253		1,045
Octanos	0,212	6,086		0,836
Nonanos	0,026	6,001		0,661
Decanos	0,004	4,997		0,534
Undecanos	0	2,877		0,306
Dodecanos	0	1,907		0,203
Tridecanos	0	3,124		0,332
Tetradecanos	0	2,845		0,302
Pentadecanos	0	2,603		0,277
Hexadecanos	0	2,343		0,249
Heptadecanos	0	2,175		0,231
Octodecanos	0	1,862		0,198
Nonadecanos	0	1,798		0,191
C20+	0	51,650		5,487
<b>% molar</b>				
	89,40	10,60		100,00
<b>Peso Molecular</b>				
	23,40	260,00		48,54
<b>PROPIEDADES C20+ (Calculadas)</b>				
Gravedad específica a 60 °F				0,891
Peso Molecular				361
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL</b>				
Peso Molecular				48,54
Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)				3683
Gravedad específica del gas a 60 °F				0,806
Gravedad API del petróleo de tanque a 60 °F				32,7
<b>CONDICIONES DE SEPARACIÓN</b>				
Presión (lpca)				12,6
Temperatura (°F)				72

Tabla 7. Composición del fluido total del yacimiento, muestra CHL-6X Naricual Superior I.

En la tabla 8 se presentan los datos experimentales de la expansión a composición constante, donde el volumen de la muestra que se encuentra en la celda varía con el cambio de la presión.

PRESIÓN (lpca)	VOLUMEN DE MUESTRA (cc)
9500	69,34
9000	70,18
8500	71,02
8000	72,01
7500	73,09
7000	74,34
6800	74,95
6600	75,70
6400	76,48
6200	77,33
6000	78,22
5500	80,89
5000	84,30
4500	88,88
4000	94,87
3500	103,02
3000	114,70
2500	132,70
2000	159,97
1500	208,29
1000	307,68

*Tabla 8. Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra CHL-6X Naricual Superior I.*

Luego, se obtienen los volúmenes relativos, que es la relación entre el volumen de cada una de las presiones y el volumen a la presión de saturación ( $V_{\text{relativo}}=V/V_{\text{sat}}$ ). La tabla 9 muestra los volúmenes relativos correspondientes a cada presión.

Presión (lpca)	Vrelativo (ad)
9500	0,9163
9000	0,9274
8500	0,9385
8000	0,9516
7500	0,9659
7000	0,9824
6800	0,9905
6615	1
6400	1,0107
6200	1,0217
6000	1,0337
5500	1,069
5000	1,114
4500	1,1746
4000	1,2537
3500	1,3614
3000	1,5158
2500	1,7493
2000	2,114
1500	2,7526
1000	4,0661

Tabla 9. Volúmenes relativos para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior I.

Se grafican los valores de presión vs volumen relativo, obteniéndose una parte recta y otra curva donde la intersección es el punto de burbuja, en la figura 49 se puede observar la presión de burbuja de la muestra CHL-6X Naricual Superior I, el cual tiene un valor de 6615 lpca.

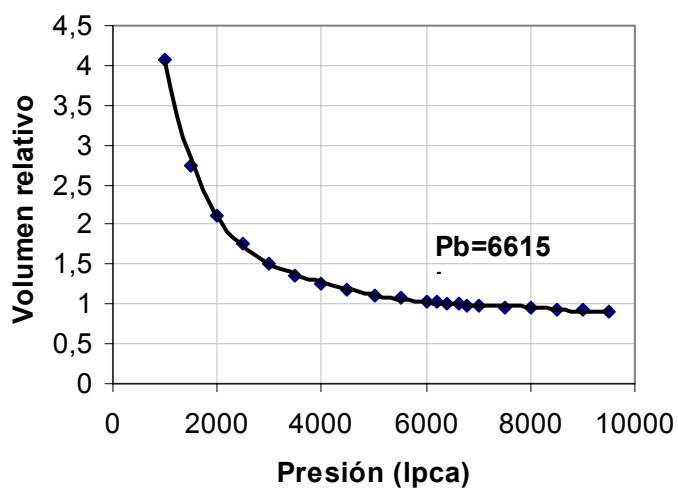


Figura 49. Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra CHL-6X Naricual Superior I.

Luego, el punto de burbuja es optimizado por la función “Y”; se grafican estos valores con las presiones por debajo del punto de burbuja, la tabla 10 muestra los valores de la función “Y” que se obtienen por la fórmula explicada en el Capítulo I.

Presión (lpca)	Función "Y"
6400	3,1383
6200	3,0884
6000	3,0416
5500	2,9388
5000	2,8321
4500	2,6923
4000	2,5765
3500	2,4624
3000	2,3362
2500	2,1967
2000	2,0713
1500	1,9457
1000	1,8313

Tabla 10. Valores de la función “Y” para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior I.

La figura 50 muestra la gráfica de la presión vs función “Y”, al linealizar los puntos se puede observar un error de 0.9992, por lo tanto no fue necesario ajustar la recta, es decir que el punto de burbuja obtenido del laboratorio es bastante preciso.

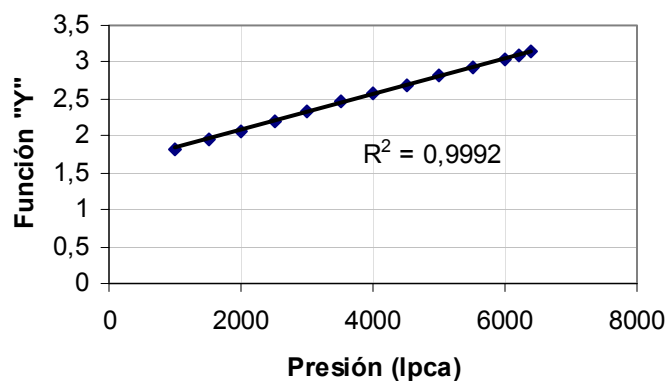


Figura 50. Gráfica de presión vs función “Y”, muestra CHL-6X Naricual Superior I.

Es importante destacar que el punto de burbuja se observó a través del visor que tiene la celda en su interior.

Este procedimiento se realizó de la misma manera a las tres muestras restantes, por ello solo se presentaran las tablas de los resultados y los gráficos.

### 1.2.- Muestra CHL-6X (Caratas). Intervalo (15593'-15526')

En la tabla 11 se muestra los datos experimentales de la liberación instantánea.

DATOS EXPERIMENTALES	
Presión barométrica	26.02 "Hg
Temperatura ambiente	72.00 °F
Presión de carga	9500 lpca
Temperatura de la celda	270.0 °F
Volumne de muestra inicial	79,4 cc
Volumne de muestra final	69,47 cc
Volumen de gas liberado	2682 cc
Peso del separador vacío	53,0385 g
P. del separador con petróleo	55,9704 g
Densidad del petróleo	0.8540 g/ml a 76 °F
Gravedad específica del gas	0.853 a 60 °F
Factor de la bomba	0.9990 ml/mm

Tabla 11. Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra CHL-6X Caratas.

La tabla 12 muestra los resultados del módulo flash del programa Sistema PVT.

RESULTADOS DEL MÓDULO FLASH	
<b>Factor volumétrico de formación del petróleo:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	1,822 BL/BN
A punto de burbuja y Temperatura de celda	1,969 BL/BN
<b>Densidad de la muestra:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	0.6063 g/ml
A punto de burbuja y Temperatura de celda	0.0,561 g/ml
<b>Relación gas-petróleo</b>	
	1429 PCN/BN
°API a T de la medida de la densidad del crudo	32,4
°API a 60 °F	31,6
Gravedad específica a 60/60	0,853

Tabla 12. Resultados del módulo flash de la muestra CHL-6X Caratas.

En la tabla 13 se puede observar el PNA.

	PNA	
	Componente	% Molar
NAFTAS	C5	0,518
	C6	3,901
	C7	6,322
	C8	3,923
	C9	5,255
	C10	2,999
	C11	1,262
	C12	0
PARAFINAS	C1	0
	C2	0,211
	C3	1,048
	C4	2,201
	C5	3,106
	C6	3,375
	C7	3,228
	C8	3,013
	C9	2,283
	C10	1,968
	C11	1,722
	C12	1,578
	C13	0
	C14	0
	C15	0
I PARAFINAS	C4	1,673
	C5	2,333
	C6	3,984
	C7	3,481
	C8	5,078
	C9	4,079
	C10	3,495
	C11	2,823
	C12	1,07
	C13	0
AROMÁTICOS	C6	1,55
	C7	3,412
	C8	4,443
	C9	4,506
	C10	6,956
	C11	1,912
	C12	2,031

Tabla 13. PNA de la muestra CHL-6X Caratas.

En la tabla 14 se puede observar la destilación simulada del líquido .

DESTILACIÓN SIMULADA							
% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)
IBP	26,7	29	228,2	58	352,9	87	494,1
1	56	30	232,6	59	356,8	88	500,1
2	75,1	31	236,6	60	361,6	89	506,2
3	86,6	32	242,1	61	366,6	90	512,7
4	95,4	33	247,1	62	370,5	91	519,9
5	102	34	250,4	63	375,3	92	527,2
6	108,1	35	253,6	64	379,9	93	534,7
7	113,1	36	259	65	384,3	94	542,4
8	116,9	37	263,8	66	389,4	95	551,1
9	125,3	38	267,7	67	393,6	96	560,3
10	131,6	39	270,8	68	399	97	569,6
11	135,4	40	276,2	69	403,2	98	579,8
12	138,8	41	281,3	70	408,5	99	592
13	143,7	42	286,4	71	412,9	FBP	598,9
14	150,8	43	290,4	72	417,8		
15	157,3	44	294,8	73	422		
16	160,6	45	299,3	74	426,4		
17	166	46	302,5	75	430,8		
18	172,6	47	305,8	76	435,5		
19	176,2	48	310,5	77	440,3		
20	180,9	49	315,2	78	444,9		
21	186,9	50	317,8	79	450		
22	194	51	322,1	80	455		
23	198	52	326,8	81	459,7		
24	203,5	53	330,4	82	465,2		
25	209,3	54	335	83	470,5		
26	215,2	55	339,4	84	476		
27	218,7	56	343,5	85	481,6		
28	224,3	57	348,2	86	487,9		

Tabla 14. Destilación Simulada de la muestra CHL-6X Caratas.

El valor del peso molecular del líquido es 230 g/mol.

La composición del gas asociado al líquido se muestra en la tabla 15, la gravedad específica (a 60 °F) es 0.853.

La composición total del fluido de yacimiento se presenta en la tabla 15.

<b>Componente</b>	<b>Gas</b>	<b>%</b>	<b>Líquido</b>	<b>%</b>	<b>Fluido total</b>
	<b>molar</b>		<b>molar</b>		<b>% molar</b>
Nitrógeno	0,280		0		0,207
Metano	70,419		0		52,133
Dióxido de Car	3,043		0		20253,000
Etano	10,832		0,114		8,049
Propano	7,547		0,569		5,735
i-Butanos	1,452		0,364		1,236
n-Butanos	2,932		1,192		2,480
i-Pentanos	1,028		1,543		1,162
n-Pentanos	0,937		1,681		1,130
Hexanos	0,744		6,934		2,351
Heptanos	0,467		8,901		2,657
Octanos	0,187		8,909		2,452
Nonanos	0,039		8,728		2,295
Decanos	0,004		8,487		2,207
Undecanos	0		4,178		1,085
Dodecanos	0		2,625		0,682
Tridecanos	0		4,006		1,040
Tetradecanos	0		3,578		0,929
Pentadecanos	0		3,218		0,836
Hexadecanos	0		2,852		0,740
Heptadecanos	0		2,610		0,678
Octodecanos	0		2,205		0,573
Nonadecanos	0		2,104		0,546
C20+	0		25,202		6,544
<b>% molar</b>					
	74,00		26,00		100,00
<b>Peso Molecular</b>					
	24,70		230,00		62,50
<b>PROPIEDADES C20+ (Calculadas)</b>					
Gravedad específica a 60 °F					0,955
Peso Molecular					494,54
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL</b>					
Peso Molecular					62,5
Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)					1429
Gravedad específica del gas a 60 °F					0,853
Gravedad API del petróleo de tanque a 60 °F					31,6
<b>CONDICIONES DE SEPARACIÓN</b>					
Presión (lpca)					12,8
Temperatura (°F)					70

Tabla 15. Composición del fluido total del yacimiento, muestra CHL-6X Caratas.



En la tabla 16 se presentan los datos experimentales de la expansión a composición constante.

PRESIÓN (lpca)	VOLUMEN DE MUESTRA (cc)
9500	99,90
9000	100,70
8500	101,55
8000	102,38
7500	103,27
7000	104,20
6500	105,19
6000	106,28
5800	106,73
5600	107,21
5400	107,70
5200	108,22
5000	108,78
4800	109,39
4705	109,74
4600	110,51
4500	111,30
4250	113,49
4000	116,06
3750	119,13
3500	122,82
3000	132,68
2500	147,57
2000	171,54
1500	213,97
1000	302,65

*Tabla 16. Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra CHL-6X Caratas.*

La tabla 17 muestra los volúmenes relativos correspondientes a cada presión.

Presión (lpca)	Vrelativo (ad)
9500	0,9103
9000	0,9176
8500	0,9254
8000	0,9329
7500	0,941
7000	0,9495
6500	0,9585
6000	0,9685
5800	0,9726
5600	0,9769
5400	0,9814
5200	0,9861
5000	0,9913
4800	0,9968
4705	1
4600	1,007
4500	1,0142
4250	1,0342
4000	1,0576
3750	1,0856
3500	1,1192
3000	1,209
2500	1,3447
2000	1,5631
1500	1,9498
1000	2,7579

Tabla 17. Volúmenes relativos para cada presión, muestra CHL-6X Caratas.

En la figura 51 se puede observar la presión de burbuja de la muestra CHL-6X (Caratas), el cual tiene un valor de 4705 lpca.

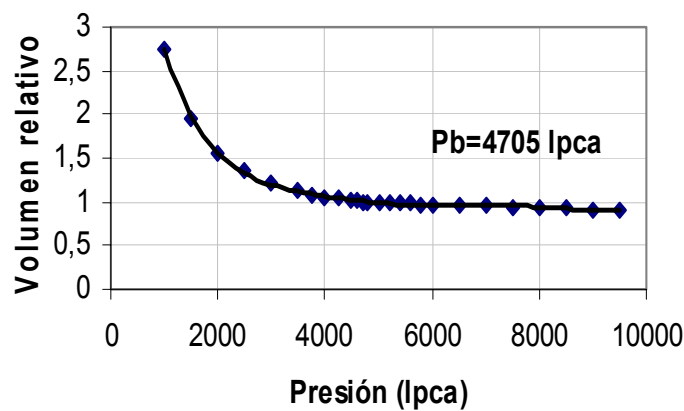


Figura 51. Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra CHL-6X Caratas

La tabla 18 muestra los valores de la función “Y”.

Presión (lpca)	Función "Y"
4600	3,25
4500	3,2
4250	3,13
4000	3,06
3750	2,98
3500	2,89
3000	2,72
2500	2,56
2000	2,4
1500	2,25
1000	2,11

Tabla 18. Valores de la función “Y” para cada presión, muestra CHL-6X Caratas

La figura 52 muestra la gráfica de la presión vs función “Y”, al linealizar los puntos se puede observar un error de 0.9993, por lo tanto no fue necesario ajustar la recta, es decir que el punto de burbuja obtenido del laboratorio es bastante preciso.

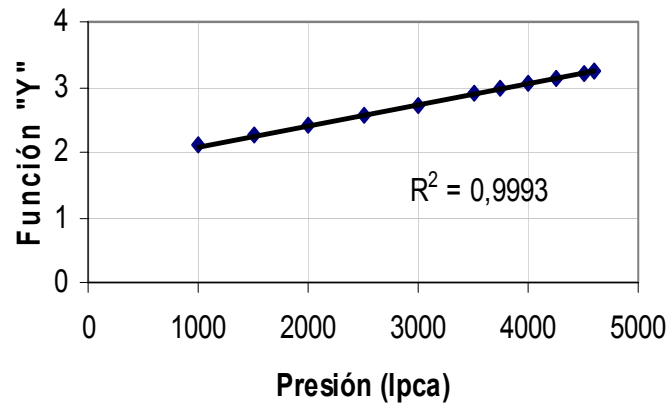


Figura 52. Gráfica de presión vs función “Y”, muestra CHL-6X Caratas.

### 1.3.- Muestra CHL-6X (Naricual Superior II). Intervalo (14597'-14641')

En la tabla 19 se muestra los datos experimentales de la liberación instantánea.

DATOS EXPERIMENTALES	
Presión barométrica	26.02 "Hg
Temperatura ambiente	72.00 °F
Presión de carga	9500 lpca
Temperatura de la celda	275.0 °F
Volumne de muestra inicial	101.520 cc
Volumne de muestra final	75.200 cc
Volumen de gas liberado	6358.0 cc
Peso del separador vacío	102.7895 g
P. del separador con petróleo	112.2405 g
Densidad del petróleo	0.8520 g/ml a 76 °F
Gravedad específica del gas	0.8140 a 60 °F
Factor de la bomba	0.9990 ml/mm

Tabla 19. Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra CHL-6X Naricual Superior II.

La tabla 20 muestra los resultados del módulo flash del programa Sistema PVT.

RESULTADOS DEL MÓDULO FLASH	
<b>Factor volumétrico de formación del petróleo:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	2.389 BL/BN
A punto de burbuja y Temperatura de celda	2.389 BL/BN
<b>Densidad de la muestra:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	0.5636 g/ml
A punto de burbuja y Temperatura de celda	0.5636 g/ml
<b>Relación gas-petróleo</b>	2751.72 PCN/BN
°API a T de la medida de la densidad del crudo	34,3
°API a 60 °F	33,1
Gravedad específica a 60/60	0,8597

Tabla 20. Resultados del módulo flash de la muestra CHL-6X Naricual Superior II.

En la tabla 21 se puede observar el PNA .

		PNA	
		Componente	% Molar
NAFTAS	C5	0,218	
	C6	2,362	
	C7	5,094	
	C8	3,995	
	C9	6,053	
	C10	3,187	
	C11	1,812	
	C12	0	
PARAFINAS	C1	0,093	
	C2	0,22	
	C3	0,599	
	C4	0,913	
	C5	1,253	
	C6	1,742	
	C7	2,469	
	C8	3,105	
	C9	2,848	
	C10	2,649	
	C11	2,386	
	C12	2,139	
	C13	0	
	C14	0	
	C15	0	
I PARAFINAS	C4	0,336	
	C5	0,984	
	C6	1,929	
	C7	2,375	
	C8	4,625	
	C9	4,929	
	C10	4,029	
	C11	4,401	
	C12	1,762	
	C13	0	
AROMÁTICOS	C6	1,145	
	C7	4,115	
	C8	6,544	
	C9	6,24	
	C10	8,111	
	C11	2,254	
	C12	2,65	

Tabla 21. PNA de la muestra CHL-6X Naricual Superior II.

En la tabla 22 se puede observar la destilación simulada del líquido.

DESTILACIÓN SIMULADA							
% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)
IBP	37	29	225,9	58	343,3	87	482,4
1	70,6	30	229,3	59	348,3	88	488,6
2	88,3	31	233,6	60	352,8	89	495
3	97,8	32	239,1	61	356,9	90	501,6
4	107,8	33	242,7	62	361,9	91	508,3
5	112,9	34	245,7	63	366,5	92	515,5
6	117,4	35	248,5	64	371,1	93	523,2
7	125,9	36	253,3	65	376,1	94	531,2
8	131	37	258,1	66	380,5	95	539,7
9	134,9	38	262,6	67	385,6	96	548,7
10	138,6	39	266,1	68	390,6	97	558,5
11	144,3	40	270,8	69	395,1	98	570,8
12	148,7	41	275,8	70	400	99	588,3
13	154,3	42	280,7	71	404,2	FBP	600,3
14	158,5	43	284,3	72	409,2		
15	162,5	44	289,6	73	413,5		
16	167,6	45	293,8	74	418,3		
17	171,3	46	298,6	75	422,5		
18	175,8	47	301,6	76	427,2		
19	181,5	48	305,2	77	431,5		
20	187,2	49	309,6	78	436,1		
21	190,8	50	313,6	79	440,5		
22	195,7	51	316,5	80	445,2		
23	201,2	52	320,5	81	449,8		
24	206,2	53	324,8	82	454,9		
25	210,2	54	328,4	83	459,8		
26	213,8	55	332,1	84	465,3		
27	219	56	336,3	85	470,8		
28	222,6	57	339,9	86	476,4		

Tabla 22. Destilación Simulada de la muestra CHL-6X Naricual Superior II.

El valor del peso molecular del líquido es 364 g/mol.

La composición del gas asociado al líquido se muestra en la tabla 23, la gravedad específica (a 60 °F) es 0.814.

La composición total del fluido de yacimiento.

<b>Componente</b>	<b>Gas molar</b>	<b>% Líquido molar</b>	<b>% Fluido total % molar</b>
Nitrógeno	0,140	0	0,125
Metano	74,560	0	66,492
Dióxido de Car	4,870	0	4,343
Etano	8,950	0,059	7,988
Propano	5,230	0,162	4,681
i-Butanos	1,150	0,090	1,035
n-Butanos	1,960	0,246	1,774
i-Pentanos	0,810	0,346	0,760
n-Pentanos	0,740	0,338	0,696
Hexanos	0,779	1,875	0,898
Heptanos	0,569	3,759	0,914
Octanos	0,219	4,886	0,724
Nonanos	0,022	5,368	0,601
Decanos	0,003	4,808	0,523
Undecanos	0	2,903	0,314
Dodecanos	0	1,782	0,193
Tridecanos	0	2,698	0,292
Tetradecanos	0	2,457	0,266
Pentadecanos	0	2,248	0,243
Hexadecanos	0	2,023	0,219
Heptadecanos	0	1,879	0,203
Octododecanos	0	1,608	0,174
Nonadecanos	0	1,553	0,168
C20+	0	58,910	6,374
<b>% molar</b>			
	89,20	10,80	100,00
<b>Peso Molecular</b>			
	23,60	224,55	45,35
<b>PROPIEDADES C20+ (Calculadas)</b>			
Gravedad específica a 60 °F			0,887
Peso Molecular			274
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL</b>			
Peso Molecular			45,35
Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)			2751,72
Gravedad específica del gas a 60 °F			0,814
Gravedad API del petróleo de tanque a 60 °F			33,1
<b>CONDICIONES DE SEPARACIÓN</b>			
Presión (lpca)			12,6
Temperatura (°F)			72

Tabla 23. Composición del fluido total del yacimiento, muestra CHL-6X Naricual Superior  
II

En la tabla 24 se presentan los datos experimentales de la expansión a composición constante.

PRESIÓN (lpca)	VOLUMEN DE MUESTRA (cc)
9500	75,16
9000	76,08
8500	77,08
8000	78,15
7500	79,34
7000	80,65
6800	81,23
6700	81,50
6600	81,85
6500	82,30
6400	82,79
6000	84,76
5500	87,66
5000	91,33
4500	96,10
4000	102,68
3500	111,73
3000	124,35
2500	143,09
2000	173,42
1500	225,83
1000	332,23

*Tabla 24. Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra CHL-6X Naricual Superior II.*

La tabla 25 muestra los volúmenes relativos correspondientes a cada presión.



Presión (lpca)	Vrelativo (ad)
9500	0,9138
9000	0,925
8500	0,9371
8000	0,9502
7500	0,9646
7000	0,9805
6800	0,9872
6700	0,9906
6600	0,9951
6530	1
6400	1,0066
6000	1,0294
5500	1,0653
5000	1,1104
4500	1,1684
4000	1,2484
3500	1,3584
3000	1,5119
2500	1,7397
2000	2,1084
1500	2,7457
1000	4,0393

Tabla 25. Volúmenes relativos para cada presión, muestra CHL-6X Naricual Superior II

En la figura 53 se puede observar la presión de burbuja de la muestra CHL-6X Naricual Superior II, el cual tiene un valor de 6530 lpca.

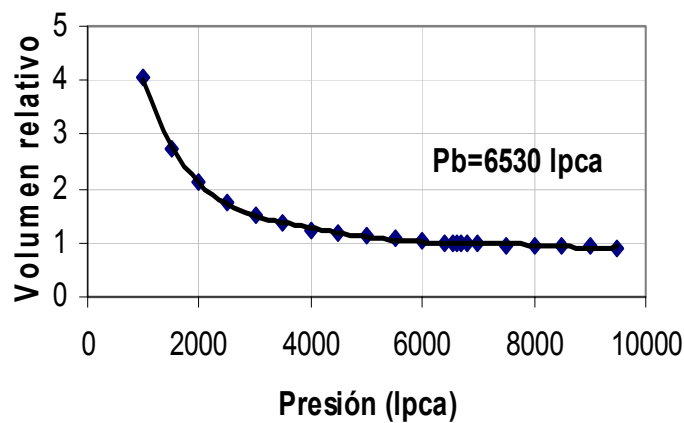


Figura 53. Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra CHL-6X Naricual Superior II

La tabla 26 muestra los valores de la función “Y”.

Presión (lpca)	Función "Y"
6400	3,0939
6000	3,0022
5500	2,8684
5000	2,7719
4500	2,679
4000	2,5464
3500	2,4154
3000	2,2988
2500	2,1793
2000	2,0434
1500	1,921
1000	1,8195

Tabla 26. Valores de la función “Y” para cada presión, muestra CHL-6X Naricular Superior II

La figura 54 muestra la grafica de la presión vs función “Y”, al linealizar los puntos se puede observar un error de 0.999, por lo tanto no fue necesario ajustar la recta, es decir que el punto de burbuja obtenido del laboratorio es bastante preciso.

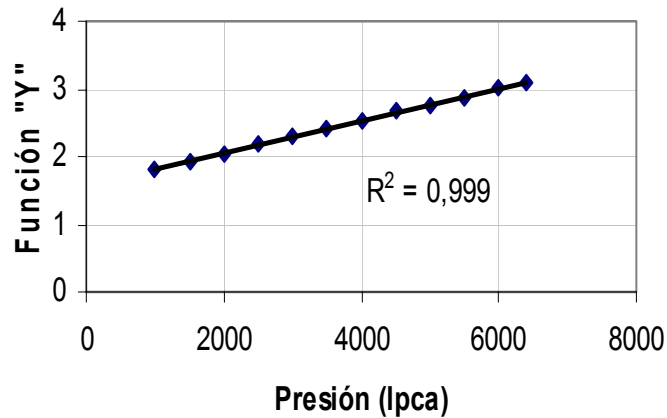


Figura 54. Gráfica de presión vs función “Y”, muestra CHL-6X Caratas.

#### 1.4.- Muestra FN-19

En la tabla 27 se muestra los datos experimentales de la liberación instantánea.

DATOS EXPERIMENTALES	
Presión barométrica	26.02 "Hg
Temperatura ambiente	72.00 °F
Presión de carga	8000 lpca
Temperatura de la celda	300 °F
Volumne de muestra inicial	148,19 cc
Volumne de muestra final	133 cc
Volumen de gas liberado	6358.0 cc
Peso del separador vacío	53,79 g
P. del separador con petróleo	64,6798 g
Densidad del petróleo	0,911 g/ml a 72 °F
Gravedad específica del gas	0.979 a 60 °F
Factor de la bomba	0.9990 ml/mm

Tabla 27. Datos experimentales de la liberación instantánea de la muestra FN-19

La tabla 28 muestra los resultados del módulo flash.

RESULTADOS DEL MÓDULO FLASH	
<b>Factor volumétrico de formación del petróleo:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	1,314 BL/BN
A punto de burbuja y Temperatura de celda	1,413 BL/BN
<b>Densidad de la muestra:</b>	
A presión de carga y Temperatura de celda	0.7528 g/ml
A punto de burbuja y Temperatura de celda	0.7 g/ml
<b>Relación gas-petróleo</b>	
	419 PCN/BN
°API a T de la medida de la densidad del crudo	26,3
°API a 60 °F	25,6
Gravedad específica a 60/60	0,901

Tabla 28. Resultados del módulo flash de la muestra FN-19.

En la tabla 29 se puede observar el PNA.

	PNA	
	Componente	% Molar
NAFTAS	C5	0,403
	C6	3,184
	C7	5,895
	C8	4,263
	C9	6,005
	C10	3,114
	C11	1,407
	C12	0
PARAFINAS	C1	0
	C2	0,248
	C3	1,079
	C4	1,906
	C5	2,58
	C6	2,948
	C7	3,209
	C8	3,218
	C9	2,578
	C10	2,237
	C11	2,014
	C12	1,908
	C13	0
	C14	0
	C15	0
I PARAFINAS	C4	0,51
	C5	1,783
	C6	3,238
	C7	3,194
	C8	5,261
	C9	4,996
	C10	4,275
	C11	3,863
	C12	1,37
C13	0	
AROMÁTICOS	C6	0,708
	C7	1,831
	C8	3,342
	C9	4,415
	C10	7,995
	C11	2,443
C12	2,582	

*Tabla 29. PNA de la muestra FN-19*

En la tabla 30 se puede observar la destilación simulada del líquido.

DESTILACIÓN SIMULADA					
% Off	PE (C)	% Off	PE (C)	% Off	PE (C)
IBP	48,8	29	279,6	58	423,5
1	54,2	30	285,3	59	428,4
2	81,9	31	289,7	60	433,1
3	98,7	32	294,5	61	438,3
4	108,5	33	299,2	62	443,4
5	118,3	34	302,9	63	448,4
6	130,5	35	307,5	64	454,2
7	137,2	36	312,3	65	459,5
8	147,9	37	316,5	66	465,2
9	156,2	38	320,6	67	470,9
10	162,8	39	325,7	68	476,6
11	172,7	40	330,2	69	482,5
12	178,6	41	335,1	70	488,8
13	186,2	42	340,4	71	495,3
14	195,7	43	345	72	501,2
15	201,3	44	350,2	73	507,2
16	209,4	45	355,4	74	514
17	216,6	46	360,3	75	521,2
18	221,5	47	365,8	76	528,3
19	227,5	48	370,6	77	535,7
20	233,3	49	376,1	78	543
21	238,3	50	381,4	79	551,2
22	244,7	51	387	80	559,6
23	249,6	52	392,3	81	567,8
24	254,4	53	398	82	575,9
25	259,4	54	403,2	83	584,4
26	264,4	55	408,7	84	593,4
27	269	56	413,8	85	603,1
28	273,4	57	418,8	86	613

*Tabla 30. Destilación Simulada de la muestra FN-19.*

El valor del peso molecular del líquido es 381 g/mol.

La composición del gas asociado al líquido se muestra en la tabla 31, la gravedad específica (a 60 °F) es 0.979.

La composición total del fluido de yacimiento se presenta en la tabla 31.

Componente	Gas molar	%	Líquido molar	%	Fluido total % molar
Nitrógeno	0,210		0		0,104
Metano	59,940		0		29,783
Dióxido de Car	4,460		0		2,216
Etano	12,330		0,105		6,180
Propano	11,000		0,459		5,697
i-Butanos	2,060		0,216		1,133
n-Butanos	4,800		0,809		2,792
i-Pentanos	1,600		0,928		1,262
n-Pentanos	1,570		1,095		1,331
Hexanos	1,225		4,277		2,760
Heptanos	0,636		5,996		3,332
Octanos	0,160		6,825		3,513
Nonanos	0,015		7,636		3,849
Decanos	0		7,477		3,761
Undecanos	0		4,128		2,077
Dodecanos	0		2,576		1,296
Tridecanos	0		4,355		2,191
Tetradecanos	0		3,974		1,999
Pentadecanos	0		3,639		1,831
Hexadecanos	0		3,274		1,647
Heptadecanos	0		3,037		1,528
Octodecanos	0		2,596		1,306
Nonadecanos	0		2,503		1,259
C20+	0		34,095		17,152
<b>% molar</b>					
	49,40		50,30		100,00
<b>Peso Molecular</b>					
	28,40		281,00		84,36
<b>PROPIEDADES C20+ (Calculadas)</b>					
Gravedad específica a 60 °F					0,973
Peso Molecular					530,49
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO TOTAL</b>					
Peso Molecular					179,7
Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)					419
Gravedad específica del gas a 60 °F					0,979
Gravedad API del petróleo de tanque a 60 °F					25,6
<b>CONDICIONES DE SEPARACIÓN</b>					
Presión (lpca)					12,8
Temperatura (°F)					70

Tabla 31. Composición del fluido total del yacimiento, muestra FN-19.

En la tabla 32 se presentan los datos experimentales de la expansión a composición constante.

PRESIÓN (lpca)	VOLUMEN DE MUESTRA (cc)
9000	131,58
8500	132,20
8000	132,81
7500	133,43
7000	134,07
6500	134,74
6000	135,43
5500	136,14
5000	136,89
4800	137,20
4600	137,52
4400	137,84
4200	138,16
4000	138,50
3900	138,67
3800	138,86
3700	139,04
3600	139,23
3500	139,42
3400	139,62
3300	139,82
3200	140,02
3100	140,21
3000	140,41
2900	140,61
2800	140,81
2700	140,01
2600	141,22
2500	141,44
2400	141,65
2300	141,86
2220	142,21
2200	142,60
2190	142,81
2150	143,69
2100	144,95
2000	147,64
1900	150,70
1800	154,22
1700	158,22
1600	162,80
1500	168,11
1300	181,71
1000	214,86
200	253,14

*Tabla 32. Datos experimentales de la expansión a composición constante, muestra FN-19.*

La tabla 33 muestra los volúmenes relativos correspondientes a cada presión.

<b>Presión (lpca)</b>	<b>Vrelativo (ad)</b>
9500	0.9214
8500	0.9257
8000	0.93
7500	0.9343
7000	0.9388
6500	0.9435
6000	0.9483
5500	0.9533
5000	0.9585
4600	0.963
4200	0.9674
3800	0.9723
3400	0.9778
3000	0.9832
2900	0.9846
2800	0.986
2700	0.9874
2600	0.9889
2500	0.9904
2400	0.9919
2300	0.9933
2190	1
2000	1.0338
1900	1.0552
1800	1.0799
1700	1.1079
1600	1.14
1500	1.1772
1300	1.2724
1000	1.5045
800	1.7726

*Tabla 33. Volúmenes relativos para cada presión, muestra FN-19*

En la figura 55 se puede observar la presión de burbuja de la muestra FN-19, el cual tiene un valor de 2190 lpca.



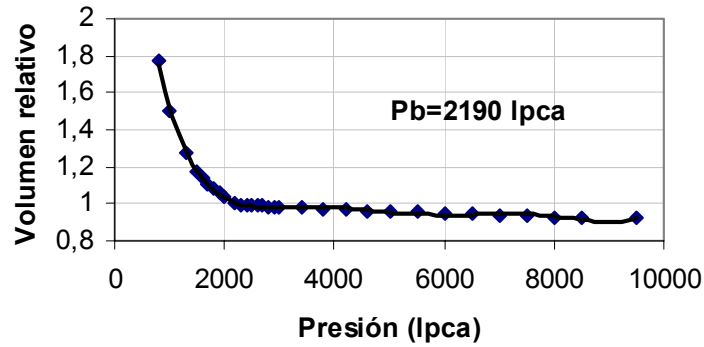


Figura 55. Gráfica de presión vs volumen relativo, muestra FN-19

La tabla 34 muestra los valores de la función “Y”.

Presión (lpca)	Función "Y"
2000	2,81
1900	2,76
1800	2,71
1700	2,67
1600	2,63
1500	2,6
1300	2,51
1000	2,36
800	2,25

Tabla 34. Valores de la función “Y” para cada presión, muestra FN-19

La figura 56 muestra la grafica de la presión vs función “Y”, al linealizar los puntos se puede observar un error de 0.9965, por lo tanto no fue necesario ajustar la recta, es decir que el punto de burbuja obtenido del laboratorio es bastante preciso.

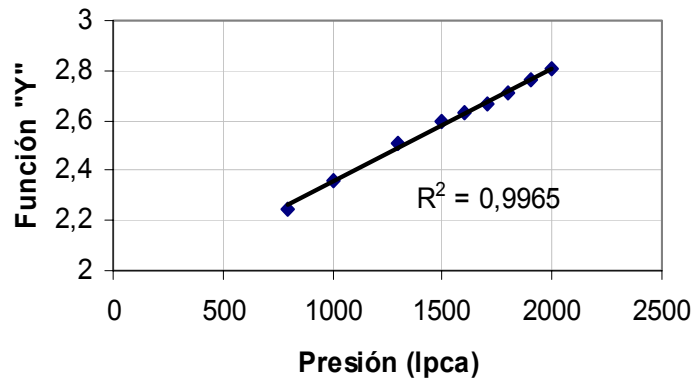


Figura 56. Gráfica de presión vs función “Y”, muestra FN-19.

## 2.- RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

### 2.1.- Resultados de la simulación de las muestras de Oriente

En las tablas que se muestran a continuación están los datos experimentales, los datos simulados por el programa PVTsim por las nueve ecuaciones de estado, los errores absolutos y la sumatoria de los mismos, de cada una de las muestras estudiadas.

#### Muestra FUL-66

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1953
RGP	395,4
°API	38,8
Bosat	1,3127

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim (Caracterizado)									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2473	2473	2473	2456	2456	2456	2456	2456	2456
RGP	628	549	628	632	586	632	632	586	632
°API	39,1	63,8	39,1	39	52,2	39	39	52,2	39
Bosat	1,487	1,434	1,522	1,472	1,416	1,519	1,473	1,416	1,519

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	26,63	26,63	26,63	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76	25,76
RGP	58,83	38,85	58,83	59,84	48,20	59,84	59,84	48,20	59,84
°API	0,77	64,43	0,77	0,52	34,54	0,52	0,52	34,54	0,52
Bosat	13,28	9,24	15,94	12,14	7,87	15,72	12,21	7,87	15,72
SUMATORIA	99,50	139,15	102,17	98,24	116,36	101,82	98,32	116,36	101,82

Tabla 35. Resultados de la simulación de la muestra Ful-66

### Muestra FUL-73

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2005
RGP	334,4
°API	19,9
Bosat	1,3568

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2836	2836	2836	2352	2352	2352	2351	2351	2351
RGP	342	371	342	336	340	336	336	340	336
°API	19,2	7,3	19,2	19,8	18	19,8	19,8	18	19,8
Bosat	1,233	1,261	1,284	1,237	1,227	1,292	1,237	1,227	1,292

ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	41,45	41,45	41,45	17,31	17,31	17,31	17,26	17,26	17,26
RGP	2,27	10,94	2,27	0,48	1,67	0,48	0,48	1,67	0,48
°API	3,52	63,32	3,52	0,50	9,55	0,50	0,50	9,55	0,50
Bosat	9,12	7,06	5,37	8,83	9,57	4,78	8,83	9,57	4,78
SUMATORIA	56,36	122,77	52,60	27,12	38,10	23,06	27,07	38,05	23,01

Tabla 36. Resultados de la simulación de la muestra Ful-73

### Muestra CRC-9(C)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	3985
RGP	1017,3
°API	27,7
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	4416	4416	4416	3978	3978	3978	3972	3972	3972
RGP	1016	995	1016	1009	975	1009	1009	974	1009
°API	26,7	30,02	26,7	27,2	32,8	27,3	27,3	32,8	27,3
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	10,82	10,82	10,82	0,18	0,18	0,18	0,33	0,33	0,33
RGP	0,13	2,19	0,13	0,82	4,16	0,82	0,82	4,26	0,82
°API	3,61	8,38	3,61	1,81	18,41	1,44	1,44	18,41	1,44
Bosat									
SUMATORIA	14,55	21,38	14,55	2,80	22,75	2,44	2,59	22,99	2,59

Tabla 37. Resultados de la simulación de la muestra CRC-9(C)

**Muestra MUC-12(C)**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6780
RGP	2234
°API	28,3
Bosat	2,3665

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	10247	10247	10247	8382	8382	8382	8343	8343	8343
RGP	6277	6004	6277	6293	6023	6293	6293	6022	6293
°API	28,4	35,7	28,4	28,6	35,8	28,6	28,7	35,8	28,7
Bosat	4,077	4,027	4,118	4,382	4,006	4,43	4,387	4,011	4,436

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	51,14	51,14	51,14	23,63	23,63	23,63	23,05	23,05	23,05
RGP	180,98	168,76	180,98	181,69	169,61	181,69	181,69	169,56	181,69
°API	0,35	26,15	0,35	1,06	26,50	1,06	1,41	26,50	1,41
Bosat	72,28	70,17	74,01	85,17	69,28	87,20	85,38	69,49	87,45
SUMATORIA	304,74	316,21	306,48	291,55	289,02	293,58	291,54	288,61	293,61

*Tabla 38. Resultados de la simulación de la muestra Muc-12 (C)*

**Muestra MUC-25(F)**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6580
RGP	1542,7
°API	27,8
Bosat	2,4887

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7056	7056	7056	6367	6367	6367	6357	6357	6357
RGP	1541	1472	1541	1540	1460	1540	1540	1460	1540
°API	27,2	34,5	27,2	27,4	36,05	27,4	27,4	36,06	27,4
Bosat	1,787	1,767	1,829	1,818	1,72	1,868	1,819	1,721	1,868

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7,23	7,23	7,23	3,24	3,24	3,24	3,39	3,39	3,39
RGP	0,11	4,58	0,11	0,18	5,36	0,18	0,18	5,36	0,18
°API	2,16	24,10	2,16	1,44	29,68	1,44	1,44	29,71	1,44
Bosat	28,20	29,00	26,51	26,95	30,89	24,94	26,91	30,85	24,94
SUMATORIA	37,70	64,92	36,01	31,80	69,16	29,79	31,91	69,31	29,94

*Tabla 39. Resultados de la simulación de la muestra Muc-25 (F)*

### Muestra FUL-48

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2835
RGP	646
°API	26,9
Bosat	1,4778

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim (Caracterizado)									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2623	2623	2623	2606	2606	2606	2606	2606	2606
RGP			660	663	615	663	663	615	663
°API			37,7	37,5	50,7	37,5	37,5	50,7	37,5
Bosat			1,523	1,473	1,414	1,521	1,473	1,414	1,521

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7,48	7,48	7,48	8,08	8,08	8,08	8,08	8,08	8,08
RGP			2,17	2,63	4,80	2,63	2,63	4,80	2,63
°API			40,15	39,41	88,48	39,41	39,41	88,48	39,41
Bosat			3,06	0,32	4,32	2,92	0,32	4,32	2,92
SUMATORIA	7,48	7,48	52,85	50,44	105,67	53,04	50,44	105,67	53,04

Tabla 40. Resultados de la simulación de la muestra Ful-48

### Muestra SBC-20

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4060
RGP	950
°API	26
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5238	5238	5238	4706	4706	4706	4701	4701	4701
RGP	954	981	954	948	963	948	948	963	948
°API	25,4	21,07	25,4	25,9	23,4	25,9	25,9	23,4	25,9
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	29,01	29,01	29,01	15,91	15,91	15,91	15,79	15,79	15,79
RGP	0,42	3,26	0,42	0,21	1,37	0,21	0,21	1,37	0,21
°API	2,31	18,96	2,31	0,38	10,00	0,38	0,38	10,00	0,38
Bosat									
SUMATORIA	31,74	51,24	31,74	16,51	27,28	16,51	16,38	27,16	16,38

Tabla 41. Resultados de la simulación de la muestra SBC-20

### Muestra MUC-25(C)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6850
RGP	2014,1
°API	28,3
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7798	7798	7798	7082	7082	7082	7070	7070	7070
RGP	2016	1911	2016	2013	1908	2013	2012	1908	2012
°API	27,9	36,6	27,9	28,1	36,8	28,1	28,1	36,8	28,1
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	13,84	13,84	13,84	3,39	3,39	3,39	3,21	3,21	3,21
RGP	0,09	5,12	0,09	0,05	5,27	0,05	0,10	5,27	0,10
°API	1,41	29,33	1,41	0,71	30,04	0,71	0,71	30,04	0,71
Bosat									
SUMATORIA	15,35	48,29	15,35	4,15	38,69	4,15	4,02	38,51	4,02

Tabla 42. Resultados de la simulación de la muestra Muc-25 (C)

### Muestra FUL-52

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2800
RGP	656
°API	25,3
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim (Caracterizado)									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2940	2940	2940	2925	2925	2925	2925	2925	2925
RGP	980	864	980	991	926	991	991	926	991
°API	40,5	63,8	40,5	40,3	52,4	40,3	40,3	52,4	40,3
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5,00	5,00	5,00	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46	4,46
RGP	49,39	31,71	49,39	51,07	41,16	51,07	51,07	41,16	51,07
°API	60,08	152,17	60,08	59,29	107,11	59,29	59,29	107,11	59,29
Bosat									
SUMATORIA	114,47	188,88	114,47	114,82	152,74	114,82	114,82	152,74	114,82

Tabla 43. Resultados de la simulación de la muestra Ful-52

### Muestra FUL 131 (F)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2920
RGP	642,7
°API	23,8
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	3600	3600	3600	3059	3059	3059	3056	3056	3056
RGP	650	668	650	640	619	640	639	619	639
°API	22,2	17,9	22,2	23	28	23	23,1	28	23,1
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	23,29	23,29	23,29	4,76	4,76	4,76	4,66	4,66	4,66
RGP	1,14	3,94	1,14	0,42	3,69	0,42	0,58	3,69	0,58
°API	6,72	24,79	6,72	3,36	17,65	3,36	2,94	17,65	2,94
Bosat									
SUMATORIA	31,15	52,01	31,15	8,54	26,09	8,54	8,17	25,99	8,17

Tabla 44. Resultados de la simulación de la muestra Ful 131(F)

### Muestra FUL131 (C)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2840
RGP	626,7
°API	24,4
Bosat	1,533

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	3983	3683	3683	3117	3117	3117	3115	3115	3115
RGP	599	624	599	592	582	592	592	582	592
°API	22,3	16,2	22,3	23,1	25,6	23,1	23,1	25,6	23,1
Bosat	1,391	1,42	1,435	1,402	1,373	1,449	1,402	1,373	1,45

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	40,25	29,68	29,68	9,75	9,75	9,75	9,68	9,68	9,68
RGP	4,42	0,43	4,42	5,54	7,13	5,54	5,54	7,13	5,54
°API	8,61	33,61	8,61	5,33	4,92	5,33	5,33	4,92	5,33
Bosat	9,26	7,37	6,39	8,55	10,44	5,48	8,55	10,44	5,41
SUMATORIA	62,54	71,09	49,10	29,16	32,24	26,10	29,09	32,17	25,96

Tabla 45. Resultados de la simulación de la muestra Ful 131(C)

**Muestra FUL-8 (F)**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4745
RGP	1296,3
°API	28,1
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5364	5364	5364	4918	4918	4918	4910	4910	4910
RGP	1294	1269	1294	1287	1261	1287	1287	1261	1287
°API	27,5	30,6	27,5	27,9	31,1	27,9	27,9	31,1	27,9
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	13,05	13,05	13,05	3,65	3,65	3,65	3,48	3,48	3,48
RGP	0,18	2,11	0,18	0,72	2,72	0,72	0,72	2,72	0,72
°API	2,14	8,90	2,14	0,71	10,68	0,71	0,71	10,68	0,71
Bosat									
SUMATORIA	15,36	24,05	15,36	5,08	17,05	5,08	4,91	16,88	4,91

Tabla 46. Resultados de la simulación de la muestra Ful 8 (F)

**Muestra FUL13S (C)**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4070
RGP	1024,9
°API	26,8
Bosat	1,7125

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5472	5472	5472	4963	4963	4963	4956	4956	4956
RGP	1026	1010	1026	1023	997	1023	1022	997	1022
°API	26	28,5	26	26,4	30,4	26,4	26,4	30,4	26,4
Bosat	1,567	1,572	1,613	1,58	1,527	1,634	1,581	1,527	1,634

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	34,45	34,45	34,45	21,94	21,94	21,94	21,77	21,77	21,77
RGP	0,11	1,45	0,11	0,19	2,72	0,19	0,28	2,72	0,28
°API	2,99	6,34	2,99	1,49	13,43	1,49	1,49	13,43	1,49
Bosat	8,50	8,20	5,81	7,74	10,83	4,58	7,68	10,83	4,58
SUMATORIA	46,04	50,45	43,35	31,36	48,93	28,20	31,22	48,76	28,13

Tabla 47. Resultados de la simulación de la muestra Ful 13S (C)



### Muestra BOQ-5(F)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6435
RGP	2855,2
°API	29,4
Bosat	2,6339

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	8566	8566	8566	7355	7355	7355	7334	7334	7334
RGP	2797	2717	2797	2811	2731	2811	2810	2731	2811
°API	28,8	33,6	28,8	29,1	33,7	29,1	29,1	33,7	29,1
Bosat	2,42	2,418	2,461	2,522	2,375	2,57	2,524	2,376	2,572

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	33,12	33,12	33,12	14,30	14,30	14,30	13,97	13,97	13,97
RGP	2,04	4,84	2,04	1,55	4,35	1,55	1,58	4,35	1,55
°API	2,04	14,29	2,04	1,02	14,63	1,02	1,02	14,63	1,02
Bosat	8,12	8,20	6,56	4,25	9,83	2,43	4,17	9,79	2,35
SUMATORIA	45,32	60,44	43,76	21,11	43,10	19,29	20,75	42,74	18,89

Tabla 48. Resultados de la simulación de la muestra BOQ-5(F)

### Muestra TEJERO 1X NC2

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	5000
RGP	1218
°API	23,8
Bosat	1,8272

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	6030	6030	6030	5172	5172	5172	5165	5165	5165
RGP	1168	1192	1168	1164	1138	1164	1164	1138	1164
°API	24,4	21,2	24,4	24,7	28,2	24,7	24,7	28	24,7
Bosat	1,654	1,686	1,7	1,686	1,628	1,735	1,686	1,629	1,735

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	20,60	20,60	20,60	3,44	3,44	3,44	3,30	3,30	3,30
RGP	4,11	2,13	4,11	4,43	6,57	4,43	4,43	6,57	4,43
°API	2,52	10,92	2,52	3,78	18,49	3,78	3,78	17,65	3,78
Bosat	9,48	7,73	6,96	7,73	10,90	5,05	7,73	10,85	5,05
SUMATORIA	36,71	41,39	34,19	19,38	39,40	16,70	19,24	38,36	16,56

Tabla 49. Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1X NC2

### Muestra TEJERO 1X NC2

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6770
RGP	2088
°API	23,8
Bosat	2,2005

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	9228	9228	9228	7648	7648	7648	7633	7633	7633
RGP	2097	2131	2097	2108	2049	2108	2108	2049	2108
°API	23,6	21,1	23,6	23,7	28,1	23,7	23,7	28,1	23,7
Bosat	2,011	2,052	2,057	2,101	1,993	2,151	2,102	1,994	2,152

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	36,31	36,31	36,31	12,97	12,97	12,97	12,75	12,75	12,75
RGP	0,43	2,06	0,43	0,96	1,87	0,96	0,96	1,87	0,96
°API	0,84	11,34	0,84	0,42	18,07	0,42	0,42	18,07	0,42
Bosat	8,61	6,75	6,52	4,52	9,43	2,25	4,48	9,38	2,20
SUMATORIA	46,19	56,46	44,10	18,87	42,33	16,60	18,60	42,07	16,33

Tabla 50. Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1X NC2.

### Muestra FUL-12

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4600
RGP	1163,1
°API	25,8
Bosat	1,7732

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5976	5976	5976	5222	5222	5222	5214	5214	5214
RGP	1170	1153	1170	1170	1125	1170	1170	1125	1170
°API	25,3	27,6	25,3	25,5	31,7	25,5	25,5	31,8	25,5
Bosat	1,615	1,619	1,654	1,643	1,575	1,689	1,644	1,575	1,69

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	29,91	29,91	29,91	13,52	13,52	13,52	13,35	13,35	13,35
RGP	0,59	0,87	0,59	0,59	3,28	0,59	0,59	3,28	0,59
°API	1,94	6,98	1,94	1,16	22,87	1,16	1,16	23,26	1,16
Bosat	8,92	8,70	6,72	7,34	11,18	4,75	7,29	11,18	4,69
SUMATORIA	41,37	46,45	39,17	22,62	50,84	20,03	22,39	51,06	19,80

Tabla 51. Resultados de la simulación de la muestra Ful-12

**Muestra FUL-11**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4650
RGP	1075,5
°API	26,7
Bosat	1,6716

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5568	5568	5568	5091	5091	5091	5085	5085	5085
RGP	1076	1083	1076	1078	1084	1078	1078	1084	1078
°API	27,3	26,3	27,3	27,5	26,6	27,5	27,5	26,6	27,5
Bosat	1,598	1,618	1,649	1,617	1,578	1,674	1,617	1,578	1,674

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	19,74	19,74	19,74	9,48	9,48	9,48	9,35	9,35	9,35
RGP	0,05	0,70	0,05	0,23	0,79	0,23	0,23	0,79	0,23
°API	2,25	1,50	2,25	3,00	0,37	3,00	3,00	0,37	3,00
Bosat	4,40	3,21	1,35	3,27	5,60	0,14	3,27	5,60	0,14
SUMATORIA	26,44	25,14	23,39	15,98	16,25	12,86	15,85	16,12	12,73

*Tabla 52. Resultados de la simulación de la muestra Ful-11*

**Muestra FUL-1**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4015
RGP	1073,8
°API	26,8
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	3362	3363	3363	2565	2565	2565	2564	2564	2564
RGP	1086	1055	1086	1071	951	1071	1071	951	1071
°API	25,1	29,6	25,1	26,2	46	26,2	26,2	46	26,2
Bosat									

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	16,26	16,24	16,24	36,11	36,11	36,11	36,14	36,14	36,14
RGP	1,14	1,75	1,14	0,26	11,44	0,26	0,26	11,44	0,26
°API	6,34	10,45	6,34	2,24	71,64	2,24	2,24	71,64	2,24
Bosat									
SUMATORIA	23,74	28,44	23,72	38,61	119,19	38,61	38,64	119,22	38,64

*Tabla 53. Resultados de la simulación de la muestra Ful-1*

### Muestra TEJERO 1X C3

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4400
RGP	1045
°API	24,6
Bosat	1,5314

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5153	5153	5153	4272	4272	4272	4267	4267	4267
RGP	1042	1044	1042	1039	969	1039	1039	969	1039
°API	22,4	22,1	22,4	23	34,2	23	23	34,2	23
Bosat	1,619	1,636	1,653	1,657	1,576	1,695	1,658	1,576	1,695

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	17,11	17,11	17,11	2,91	2,91	2,91	3,02	3,02	3,02
RGP	0,29	0,10	0,29	0,57	7,27	0,57	0,57	7,27	0,57
°API	8,94	10,16	8,94	6,50	39,02	6,50	6,50	39,02	6,50
Bosat	5,72	6,83	7,94	8,20	2,91	10,68	8,27	2,91	10,68
SUMATORIA	32,06	34,20	34,28	18,19	52,12	20,67	18,37	52,23	20,78

Tabla 54. Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1X NC3

### Muestra TEJERO 1X JABILLO

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	3600
RGP	920
°API	24
Bosat	1,6024

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	4455	4455	4455	3795	3795	3795	3792	3792	3792
RGP	923	915	923	915	847	915	915	847	915
°API	22,5	24	22,5	23,2	35,7	23,2	23,2	35,7	23,2
Bosat	1,594	1,603	1,63	1,618	1,539	1,658	1,618	1,539	1,658

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	23,75	23,75	23,75	5,42	5,42	5,42	5,33	5,33	5,33
RGP	0,33	0,54	0,33	0,54	7,93	0,54	0,54	7,93	0,54
°API	6,25	0,00	6,25	3,33	48,75	3,33	3,33	48,75	3,33
Bosat	0,52	0,04	1,72	0,97	3,96	3,47	0,97	3,96	3,47
SUMATORIA	30,85	24,33	32,05	10,27	66,06	12,76	10,18	65,97	12,68

Tabla 55. Resultados de la simulación de la muestra TEJERO 1X JABILLO

### Muestra de Superficie FUL-86

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2290
RGP	466
°API	25,6
Bosat	1,4115

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2389	2389	2389	2183	2183	2183	2183	2183	2183
RGP	428	406	428	425	395	425	425	395	425
°API	26,3	34,5	26,3	26,7	38,9	26,7	26,8	38,9	26,8
Bosat	1,316	1,307	1,353	1,312	1,274	1,357	1,312	1,274	1,357

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	4,32	4,32	4,32	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67
RGP	8,15	12,88	8,15	8,80	15,24	8,80	8,80	15,24	8,80
°API	2,73	34,77	2,73	4,30	51,95	4,30	4,69	51,95	4,69
Bosat	6,77	7,40	4,14	7,05	9,74	3,86	7,05	9,74	3,86
SUMATORIA	21,98	59,37	19,36	24,82	81,60	21,63	25,21	81,60	22,02

Tabla 56. Resultados de la simulación de la muestra de superficie Ful-86

### Muestra de Fondo FUL-86

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2430
RGP	429,7
°API	20,5
Bosat	1,4179

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2684	2684	2684	2073	2073	2073	2072	2072	2072
RGP	405	459	405	4177	4942	4177	4185	4951	4185
°API	20,4	2,7	20,4	7,9	-13,7	7,9	7,9	-13,716	7,9
Bosat	1,288	1,337	1,336	13,68	15,36	14,217	13,712	15,39	14,24

ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	10,45	10,45	10,45	14,69	14,69	14,69	14,73	14,73	14,73
RGP	5,75	6,82	5,75	872,07	1050,10	872,07	873,94	1052,20	873,94
°API	0,49	86,83	0,49	61,46	166,83	61,46	61,46	166,91	61,46
Bosat	9,16	5,71	5,78	864,81	983,29	902,68	867,06	985,41	904,30
SUMATORIA	25,85	109,81	22,46	1813,04	2214,92	1850,91	1817,20	2219,25	1854,43

Tabla 57. Resultados de la simulación de la muestra de fondo Ful-86

### Muestra SBC-130X

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4750
RGP	1212
°API	30,4
Bosat	1,765

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	4734	4734	4734	4507	4506	4507	4505	4505	4505
RGP	1179	1115	1179	1183	1125	1183	1183	1125	1183
°API	29,9	39,1	29,9	30,1	38,4	30,1	30,1	38,4	30,1
Bosat	1,712	1,691	1,753	1,721	1,643	1,77	1,721	1,643	1,77

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	0,34	0,34	0,34	5,12	5,14	5,12	5,16	5,16	5,16
RGP	2,72	8,00	2,72	2,39	7,18	2,39	2,39	7,18	2,39
°API	1,64	28,62	1,64	0,99	26,32	0,99	0,99	26,32	0,99
Bosat	3,00	4,19	0,68	2,49	6,91	0,28	2,49	6,91	0,28
SUMATORIA	7,71	41,15	5,38	10,99	45,54	8,78	11,03	45,56	8,82

Tabla 58. Resultados de la simulación de la muestra SBC-130X

### Muestra SBC-29

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	5145
RGP	1942
°API	34,4
Bosat	2,475

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	4729	4729	4729	4446	4446	4446	4444	4444	4444
RGP	1950	1740	1950	1947	1785	1947	1947	1785	1947
°API	34,4	54,4	34,4	34,6	49,6	34,6	34,6	49,6	34,6
Bosat	2,174	2,071	2,202	2,197	2,027	2,234	2,197	2,027	2,234

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	8,09	8,09	8,09	13,59	13,59	13,59	13,62	13,62	13,62
RGP	0,41	10,40	0,41	0,26	8,08	0,26	0,26	8,08	0,26
°API	0,00	58,14	0,00	0,58	44,19	0,58	0,58	44,19	0,58
Bosat	12,16	16,32	11,03	11,23	18,10	9,74	11,23	18,10	9,74
SUMATORIA	20,66	92,95	19,53	25,66	83,96	24,16	25,70	84,00	24,20

Tabla 59. Resultados de la simulación de la muestra SBC-29

**Muestra FUL-74**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2832
RGP	977
°API	30,9
Bosat	1,5347

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5433	5433	5433	5325	5325	5325	1575	1575	1575
RGP	978	951	978	987	978	978	978	978	978
°API	30,3	34,9	30,3	30,5	29	30,5	30,5	29	30,5
Bosat	1,546	1,543	1,603	1,545	1,512	1,611	1,545	1,512	1,612

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	91,84	91,84	91,84	88,03	88,03	88,03	44,39	44,39	44,39
RGP	0,10	2,66	0,10	1,02	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
°API	1,94	12,94	1,94	1,29	6,15	1,29	1,29	6,15	1,29
Bosat	0,74	0,54	4,45	0,67	1,48	4,97	0,67	1,48	5,04
SUMATORIA	94,62	107,99	98,34	91,02	95,76	94,40	46,45	52,12	50,82

*Tabla 60. Resultados de la simulación de la muestra FUL-74*

**Muestra CHL-6X NAC SUP (I)**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6615
RGP	3683
°API	32,7
Bosat	3,075

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7128	7128	7128	7531	7531	7531	7526	7526	7526
RGP	3587	3271	3587	3634	3560	3634	3634	3560	3560
°API	36,7	53	36,7	36,3	39,8	36,3	36,3	39,8	39,8
Bosat	2,916	2,788	2,963	2,92	2,744	2,92	2,92	2,745	2,745

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7,76	7,76	7,76	13,85	13,85	13,85	13,77	13,77	13,77
RGP	2,61	11,19	2,61	1,33	3,34	1,33	1,33	3,34	3,34
°API	12,23	62,08	12,23	11,01	21,71	11,01	11,01	21,71	21,71
Bosat	5,17	9,33	3,64	5,04	10,76	5,04	5,04	10,73	10,73
SUMATORIA	27,76	90,35	26,24	31,23	49,66	31,23	31,15	49,56	49,56

*Tabla 61. Resultados de la simulación de la muestra CHL-6X NAC SUP I*

### Muestra CHL-6X (CARATAS)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	4705
RGP	1429
°API	31,6
Bosat	2,0009

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	5685	5685	5685	4918	4918	4918	4911	4911	4911
RGP	1458	1436	1458	1467	1443	1467	1467	1443	1467
°API	30	32,5	30	30,3	33	30,3	30,3	33	30,3
Bosat	1,839	1,849	1,877	1,888	1,818	1,933	1,888	1,818	1,933

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	20,83	20,83	20,83	4,53	4,53	4,53	4,38	4,38	4,38
RGP	2,03	0,49	2,03	2,66	0,98	2,66	2,66	0,98	2,66
°API	5,06	2,85	5,06	4,11	4,43	4,11	4,11	4,43	4,11
Bosat	8,09	7,59	6,19	5,64	9,14	3,39	5,64	9,14	3,39
SUMATORIA	36,01	31,76	34,11	16,94	19,08	14,69	16,79	18,93	14,54

Tabla 62. Resultados de la simulación de la muestra CHL-6X Caratas

### Muestra CHL-6X NAC SUP (II)

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	6530
RGP	2752
°API	33,1
Bosat	2,389

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	6044	6044	6044	5751	5751	5751	5751	5751	5751
RGP	4027	3594	4027	4080	3752	4080	4080	3752	4080
°API	33,6	53,5	33,6	33,4	47,8	33,4	33,4	47,8	33,4
Bosat	3,355	3,148	3,39	3,451	3,11	3,494	3,451	3,11	3,494

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	7,44	7,44	7,44	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93	11,93
RGP	46,33	30,6	46,33	48,26	36,34	48,26	48,26	36,34	48,26
°API	1,51	61,63	1,51	0,91	44,41	0,91	0,91	44,41	0,91
Bosat	40,44	31,77	41,9	44,45	30,18	46,25	44,45	30,18	46,25
SUMATORIA	95,72	131,44	97,18	105,55	122,86	107,35	105,55	122,86	107,35

Tabla 63. Resultados de la simulación de la muestra CHL-6X NAC SUP II



**Muestra FN-19**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2190
RGP	419
°API	25,6
Bosat	1,4161

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2651	2651	2651	2333	2333	2333	2332	2332	2332
RGP	403	415	403	400	401	400	400	401	400
°API	25	20,3	25	25,6	25,3	25,6	25,6	25,3	25,6
Bosat	1,288	1,305	1,334	1,291	1,276	1,343	1,291	1,276	1,343

% ERROR ABSOLUTO									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	21,05	21,05	21,05	6,53	6,53	6,53	6,48	6,48	6,48
RGP	3,82	0,95	3,82	4,53	4,3	4,53	4,53	4,3	4,53
°API	2,34	20,7	2,34	0	1,17	0	0	1,17	0
Bosat	9,05	7,85	5,8	8,83	9,89	5,16	8,83	9,89	5,16
SUMATORIA	36,26	50,55	33,01	19,9	21,89	16,23	19,85	21,85	16,18

Tabla 64. Resultados de la simulación de la muestra FN-19

Se graficaron las presiones de saturación, los RGP y los  $B_0$  vs °API, para observar las tendencias de los valores teóricos y de los experimentales de las muestras de oriente esto se explicará en detalle en el Capítulo IV.

En la figura 57 se muestra la gráfica de los °API vs las presiones de saturación, se puede observar dos tendencia, una de los datos teóricos y otra de los datos experimentales.

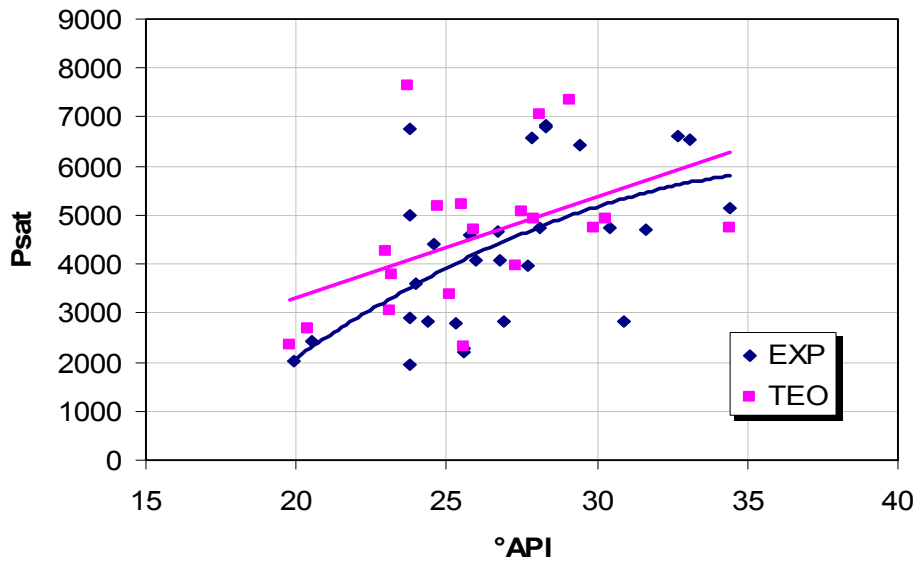


Figura 57. Gráfica de presión vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Oriente

En la figura 58 se muestra la gráfica de los  $^{\circ}\text{API}$  vs los RGP, se puede observar dos tendencia, una de los datos teóricos y otra de los datos experimentales.

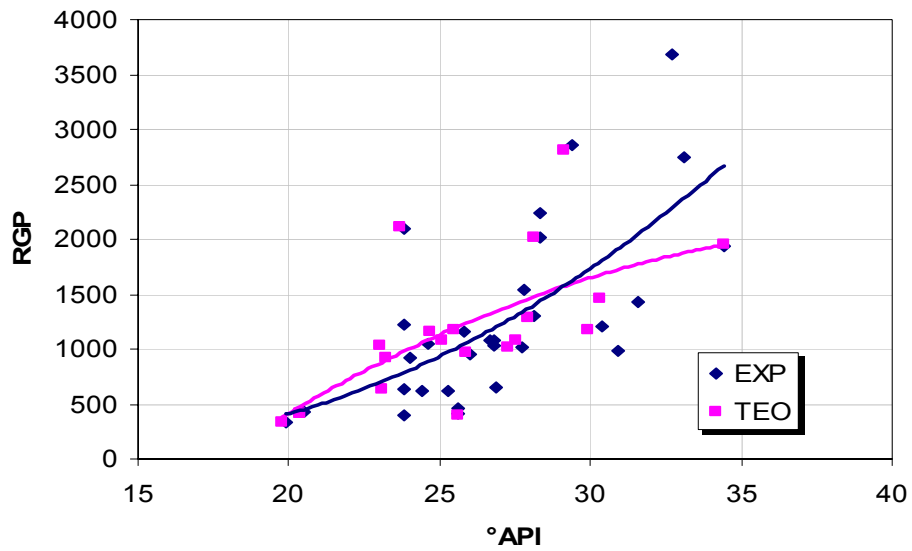


Figura 58. Gráfica de RGP vs  $^{\circ}\text{API}$  (teóricos y experimentales), muestras de Oriente

En la figura 59 se muestra la gráfica de los  $^{\circ}\text{API}$  vs los  $B_o$ , se puede observar dos tendencia, una de los datos teóricos y otra de los datos experimentales.

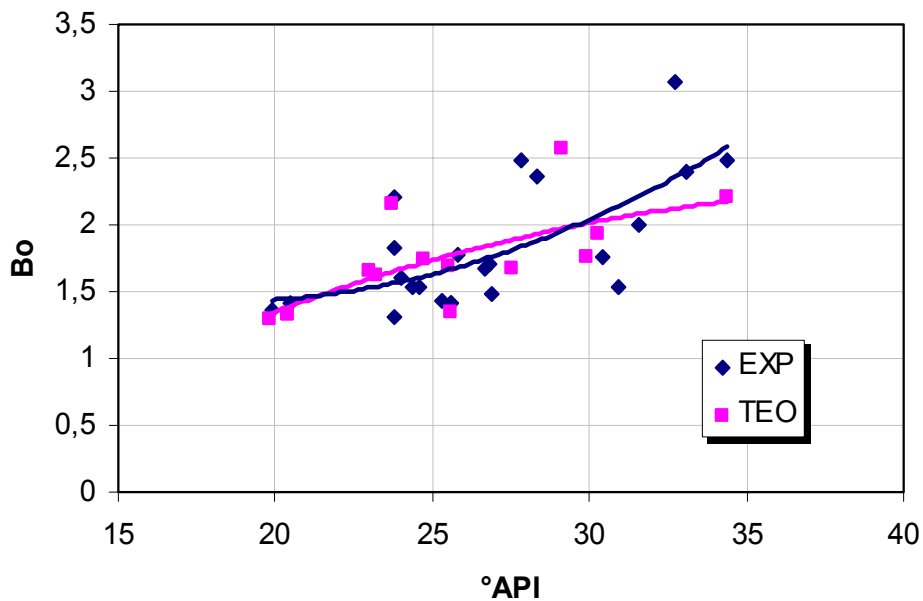


Figura 59. Gráfica de  $B_o$  vs  $^{\circ}\text{API}$  (teóricos y experimentales), muestras de Oriente

En la figura 60 se observa la tendencia del peso molecular teórica (Petroleum Engineering Handbook, 1.992) y la del peso molecular experimental vs los °API de las muestras de Oriente.

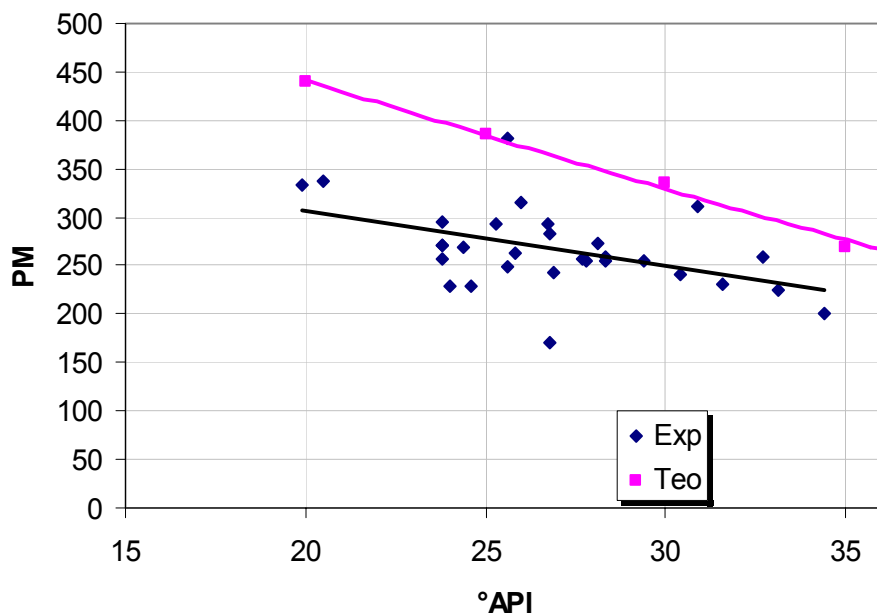


Figura 60. Gráfica de PM vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Oriente

En la figura 61 se observa la tendencia del % de asfaltenos vs los °API de las muestras de Oriente.

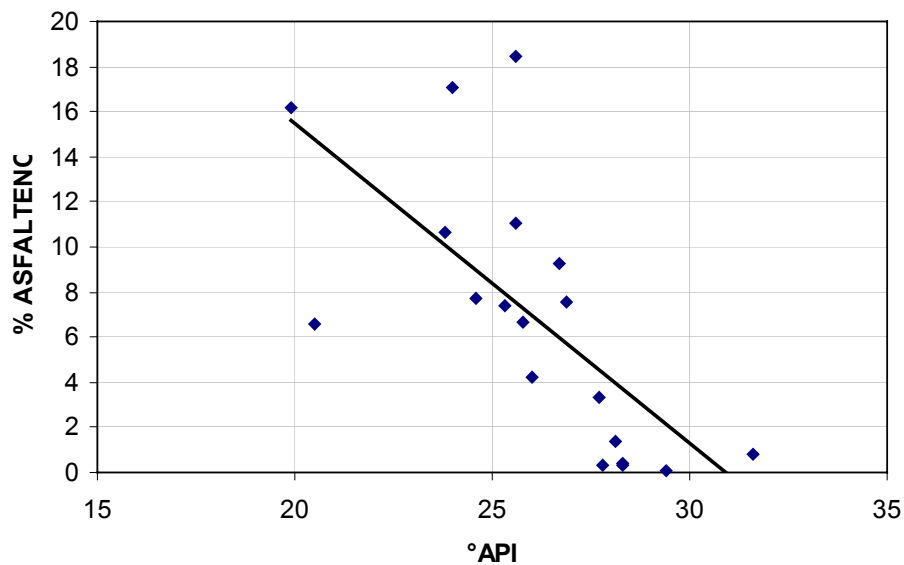


Figura 61. Gráfica del % de Asflt. vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Oriente

## 2.2.- Resultados de la simulación de las muestras de Occidente

### Muestra LPG-1462

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1480
RGP	351
°API	28,7
Bosat	1,3159

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1670	1670	1670	1502	1502	1502	1501	1501	1501
RGP	326	310	326	322	303	322	322	303	322
°API	28,8	37,3	28,8	29,4	39,2	29,4	29,4	39	29,4
Bosat	1,239	1,234	1,267	1,235	1,21	1,268	1,235	1,21	1,268

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	12,84	12,84	12,84	1,49	1,49	1,49	1,42	1,42	1,42
RGP	7,12	11,68	7,12	8,26	13,68	8,26	8,26	13,68	8,26
°API	0,35	29,97	0,35	2,44	36,59	2,44	2,44	35,89	2,44
Bosat	5,84	6,22	3,72	6,15	8,05	3,64	6,15	8,05	3,64
SUMATORIA	26,15	60,71	24,02	18,34	59,79	15,83	18,27	59,03	15,76

Tabla 65. Resultados de la simulación de la muestra LPG-1462

### Muestra MGB-11

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1335
RGP	311
°API	22,7
Bosat	1,2243

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1632	1632	1632	1595	1595	1595	1595	1595	1595
RGP	355	310	355	357	331	357	357	331	357
°API	40,2	65	40,2	40	53,4	40	40	53,4	40
Bosat	1,295	1,262	1,322	1,282	1,249	1,319	1,282	1,249	1,319

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	22,25	22,25	22,25	19,48	19,48	19,48	19,48	19,48	19,48
RGP	14,15	0,32	14,15	14,79	6,43	14,79	14,79	6,43	14,79
°API	77,09	186,34	77,09	76,21	135,24	76,21	76,21	135,24	76,21
Bosat	5,77	3,08	7,98	4,71	2,02	7,74	4,71	2,02	7,74
SUMATORIA	119,26	211,99	121,47	115,19	163,17	118,21	115,19	163,17	118,21

Tabla 66. Resultados de la simulación de la muestra MGB-11

### Muestra MGB-26

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1250
RGP	174
°API	19,4
Bosat	1,1602

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim (Caracterizado)									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2112	2112	2112						
RGP	537	469	537						
°API	40,1	65	40,1						
Bosat	1,397	1,354	1,423						

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	68,96	68,96	68,96						
RGP	208,62	169,54	208,62						
°API	106,70	235,05	106,70						
Bosat	20,41	16,70	22,65						
SUMATORIA	404,69	490,26	406,93						

Tabla 67. Resultados de la simulación de la muestra MGB-26

### Muestra VLG-3803

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2160
RGP	664
°API	33,6
Bosat	1,687

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat				3033	3033	3033	3031	3031	3031
RGP				789	693	789	789	693	789
°API				8,9	28,4	8,9	8,9	28,5	8,9
Bosat				1,547	1,454	1,567	1,548	1,454	1,567

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat				40,42	40,42	40,42	40,32	40,32	40,32
RGP				18,83	4,37	18,83	18,83	4,37	18,83
°API				73,51	15,48	73,51	73,51	15,18	73,51
Bosat				8,30	13,81	7,11	8,24	13,81	7,11
SUMATORIA				141,05	74,07	139,87	140,90	73,68	139,77

Tabla 68. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3803

### Muestra UD- 493

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1965
RGP	354
°API	25,5
Bosat	1,3095

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim (Caracterizado)									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1372	1372	1372	1305	1305	1305	1305	1305	1305
RGP	676	582	676	676	625	676	676	625	676
°API	52,5	82	52,5	53	68,1	53	53	68,1	53
Bosat	1,684	1,602	1,69	1,674	1,598	1,693	1,674	1,598	1,693

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	30,18	30,18	30,18	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59	33,59
RGP	90,96	64,41	90,96	90,96	76,55	90,96	90,96	76,55	90,96
°API	105,88	221,57	105,88	107,84	167,06	107,84	107,84	167,06	107,84
Bosat	28,60	22,34	29,06	27,84	22,03	29,29	27,84	22,03	29,29
SUMATORIA	255,62	338,49	256,08	260,23	299,23	261,68	260,23	299,23	261,68

Tabla 69. Resultados de la simulación de la muestra UD-493

### Muestra VLG 3693

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2195
RGP	755,1
°API	34,2
Bosat	1,6334

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	3565	3565	3565	3606	3606	3606	3602	3602	3602
RGP	748	725	748	749	767	749	749	767	749
°API	33,7	38,9	33,7	33,9	29,9	33,9	33,9	29,9	33,9
Bosat	1,5	1,499	1,559	1,488	1,471	1,556	1,489	1,471	1,556

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	62,41	62,41	62,41	64,28	64,28	64,28	64,10	64,10	64,10
RGP	0,94	3,99	0,94	0,81	1,58	0,81	0,81	1,58	0,81
°API	1,46	13,74	1,46	0,88	12,57	0,88	0,88	12,57	0,88
Bosat	8,17	8,23	4,55	8,90	9,94	4,74	8,84	9,94	4,74
SUMATORIA	72,98	88,37	69,37	74,87	88,37	70,71	74,63	88,19	70,52

Tabla 70. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3693

### Muestra UD- 502

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1820
RGP	317
°API	28
Bosat	1,3634

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1531	1532	1532	1512	1512	1512	1512	1512	1512
RGP	397	347	397	398	370	398	398	370	398
°API	39,7	64,4	39,7	39,6	52,9	39,6	39,6	52,9	39,6
Bosat	1,359	1,32	1,391	1,342	1,303	1,385	1,342	1,303	1,385

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	15,88	15,82	15,82	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92
RGP	25,24	9,46	25,24	25,55	16,72	25,55	25,55	16,72	25,55
°API	41,79	130,00	41,79	41,43	88,93	41,43	41,43	88,93	41,43
Bosat	0,32	3,18	2,02	1,57	4,43	1,58	1,57	4,43	1,58
SUMATORIA	83,22	158,47	84,87	85,47	127,00	85,49	85,47	127,00	85,49

Tabla 71. Resultados de la simulación de la muestra UD-502

### Muestra VLG - 3804

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2380
RGP	476,7
°API	31
Bosat	1,6912

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2295	2295	2295	2184	2184	2184	2182	2182	2182
RGP	483	450	483	480	451	480	480	451	480
°API	30,1	41,9	30,1	30,5	40,9	30,5	30,5	40,9	30,5
Bosat	1,379	1,362	1,42	1,369	1,329	1,419	1,369	1,33	1,419

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	3,57	3,57	3,57	8,24	8,24	8,24	8,32	8,32	8,32
RGP	1,32	5,60	1,32	0,69	5,39	0,69	0,69	5,39	0,69
°API	2,90	35,16	2,90	1,61	31,94	1,61	1,61	31,94	1,61
Bosat	18,46	19,47	16,04	19,05	21,42	16,10	19,05	21,36	16,10
SUMATORIA	26,26	63,80	23,83	29,59	66,98	26,64	29,68	67,00	26,72

Tabla 72. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3804

### Muestra VLG-3878

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1295
RGP	284
°API	24,2
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2268	2268	2268	1909	1909	1909	1908	1908	1908
RGP	315	342	315	311	323	311	311	323	311
°API	23,3	11,4	23,3	24,2	18,7	24,2	24,2	18,7	24,2
Bosat									

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	75,14	75,14	75,14	47,41	47,41	47,41	47,34	47,34	47,34
RGP	10,92	20,42	10,92	9,51	13,73	9,51	9,51	13,73	9,51
°API	3,72	52,89	3,72	0,00	22,73	0,00	0,00	22,73	0,00
Bosat									
SUMATORIA	89,77	148,45	89,77	56,92	83,87	56,92	56,84	83,80	56,84

Tabla 73. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3878

### Muestra VLG-3882

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1380
RGP	244
°API	22,9
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2098	2098	2098	1786	1786	1786	1785	1785	1785
RGP	257	275	257	254	258	254	254	258	254
°API	22,1	12,1	22,1	22,7	20,1	22,7	22,7	20,1	22,7
Bosat									

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	52,03	52,03	52,03	29,42	29,42	29,42	29,35	29,35	29,35
RGP	5,33	12,70	5,33	4,10	5,74	4,10	4,10	5,74	4,10
°API	3,49	47,16	3,49	0,87	12,23	0,87	0,87	12,23	0,87
Bosat									
SUMATORIA	60,85	111,90	60,85	34,39	47,39	34,39	34,32	47,31	34,32

Tabla 74. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3882



**Muestra VLG-3886**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1250
RGP	228
°API	22,8
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1781	1781	1781	1552	1525	1525	1524	1524	1524
RGP	231	246	231	228	231	228	228	231	228
°API	22,8	12,8	22,1	22,8	20,8	22,8	22,9	20,8	22,9
Bosat									

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	42,48	42,48	42,48	24,16	22,00	22,00	21,92	21,92	21,92
RGP	1,32	7,89	1,32	0,00	1,32	0,00	0,00	1,32	0,00
°API	0,00	43,86	3,07	0,00	8,77	0,00	0,44	8,77	0,44
Bosat									
SUMATORIA	43,80	94,23	46,87	24,16	32,09	22,00	22,36	32,01	22,36

*Tabla 75. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3886*

**Muestra VLG-3857**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1567
RGP	284
°API	24,2
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1567	1569	1569	1485	1485	1485	1484	1484	1484
RGP	421	400	421	421	419	421	421	419	421
°API	40,3	49,4	40,3	40,8	41,7	40,8	40,8	41,7	40,8
Bosat									

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	0,00	0,13	0,13	5,23	5,23	5,23	5,30	5,30	5,30
RGP	48,24	40,85	48,24	48,24	47,54	48,24	48,24	47,54	48,24
°API	66,53	104,13	66,53	68,60	72,31	68,60	68,60	72,31	68,60
Bosat									
SUMATORIA	114,77	145,10	114,90	122,07	125,08	122,07	122,13	125,15	122,13

*Tabla 76. Resultados de la simulación de la muestra VLG-3857*

**Muestra LL-447**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	1717
RGP	256
°API	23,2
Bosat	

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	1525	1525	1525	1576	1576	1575	1575	1575	1575
RGP	256	243	256	257	274	257	257	274	257
°API	409	50,9	40,9	40,9	30,1	40,9	40,9	30,1	40,9
Bosat									

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	11,18	11,18	11,18	8,21	8,21	8,27	8,27	8,27	8,27
RGP	0,00	5,08	0,00	0,39	7,03	0,39	0,39	7,03	0,39
°API	1662,93	119,40	76,29	76,29	29,74	76,29	76,29	29,74	76,29
Bosat									
SUMATORIA	1674,11	135,66	87,48	84,90	44,98	84,95	84,95	45,04	84,95

*Tabla 77. Resultados de la simulación de la muestra LL-447*

**Muestra LL-447**

PRUEBA EXPERIMENTAL	
Psat	2520
RGP	359
°API	23,2
Bosat	1,1823

PRUEBA SIMULADA EN PVTsim									
PROPIEDAD	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	2039	2039	2039	1830	1830	1830	1830	1830	1830
RGP	736	642	738	737	669	737	737	669	737
°API	42,7	68,5	42,7	43	60,8	43	43	60,8	43
Bosat	1,448	1,4	1,456	1,457	1,389	1,469	1,457	1,389	1,469

% ERRORES ABSOLUTOS									
ERROR (%)	Ec. 1	Ec. 2	Ec. 3	Ec. 4	Ec. 5	Ec. 6	Ec. 7	Ec. 8	Ec. 9
Psat	19,09	19,09	19,09	27,38	27,38	27,38	27,38	27,38	27,38
RGP	105,01	78,83	105,57	105,29	86,35	105,29	105,29	86,35	105,29
°API	84,05	195,26	84,05	85,34	162,07	85,34	85,34	162,07	85,34
Bosat	22,47	18,41	23,15	23,23	17,48	24,25	23,23	17,48	24,25
SUMATORIA	230,63	311,59	231,86	241,25	293,28	242,27	241,25	293,28	242,27

*Tabla 78. Resultados de la simulación de la muestra LL-447*

Se graficaron las presiones de saturación, los RGP y los  $B_0$  vs  $^{\circ}\text{API}$ , para observar las tendencias de los valores teóricos y de los experimentales de las muestras de Occidente esto se explicará en detalle en el Capítulo IV.

En la figura 62 se muestra la gráfica de los  $^{\circ}\text{API}$  vs las presiones de saturación, se puede observar dos tendencia, una de los datos teóricos y otra de los datos experimentales.

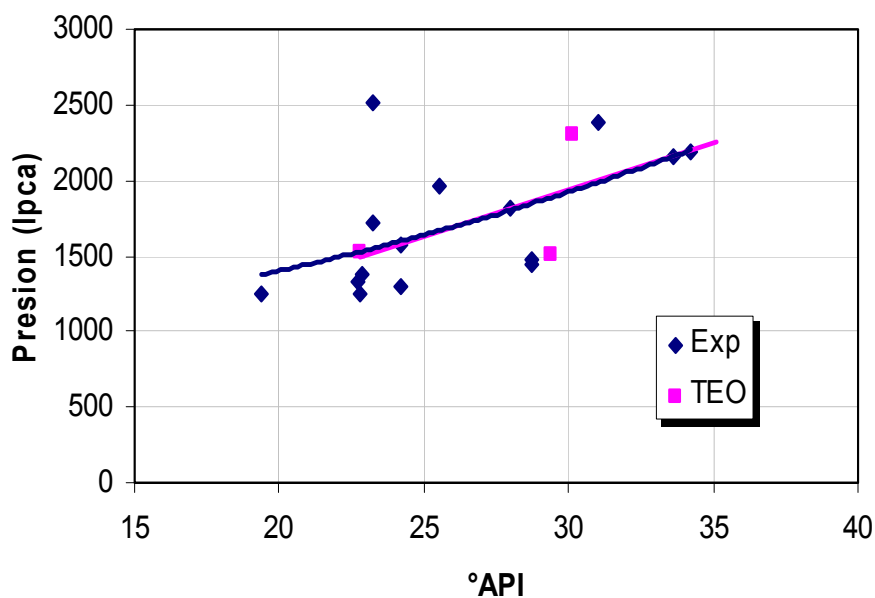


Figura 62. Gráfica de presión vs  $^{\circ}\text{API}$  (teóricos y experimentales), muestras de Occidente

En la figura 63 se muestra la gráfica de los  $^{\circ}\text{API}$  vs los RGP, se puede observar dos tendencia, una de los datos teóricos y otra de los datos experimentales.

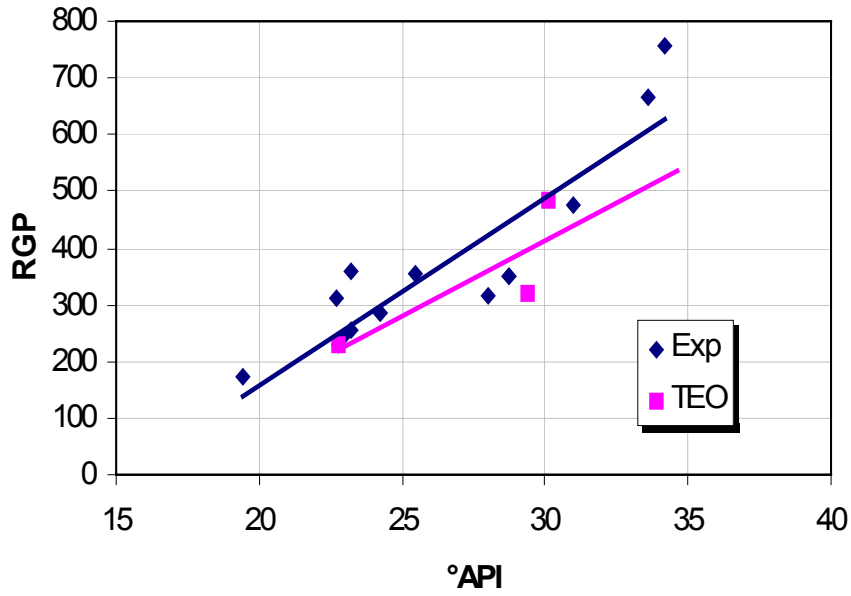


Figura 63. Gráfica de RGP vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Occidente

En la figura 64 se muestra la gráfica de los °API vs los  $B_o$ , se puede observar dos tendencia, una de los datos teóricos y otra de los datos experimentales.

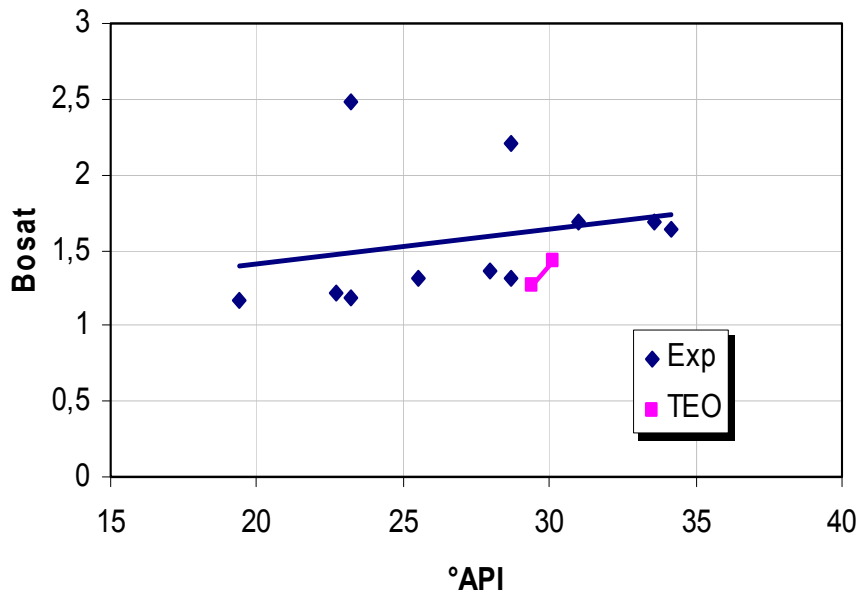


Figura 64. Gráfica de  $B_o$  vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Occidente

En la figura 65 se observa la tendencia del peso molecular teórica (Petroleum Engineering Handbook, 1.992) y la del peso molecular experimental vs los °API de las muestras de Occidente.

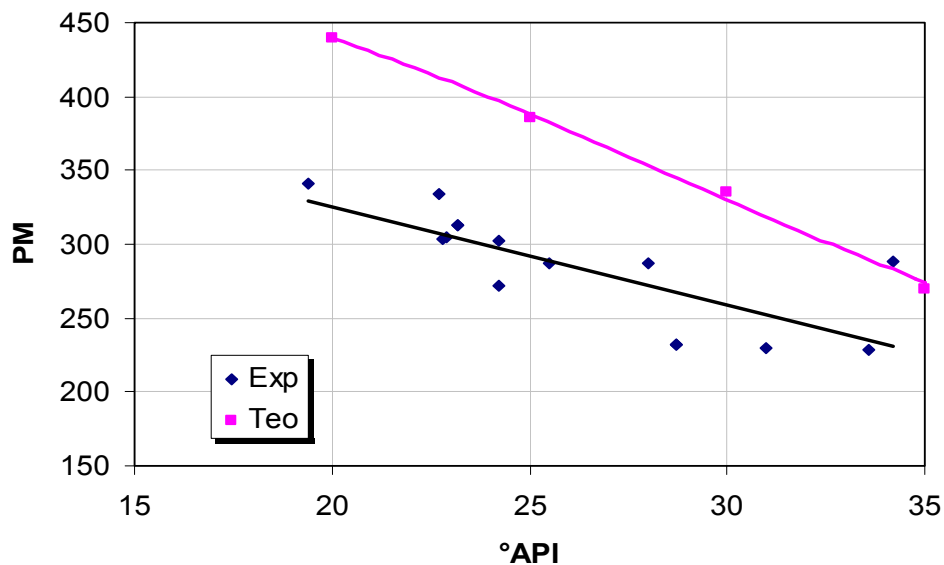


Figura 65. Gráfica de PM vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Occidente

En la figura 66 se observa la tendencia del % de asfaltenos vs los °API de las muestras de occidente.

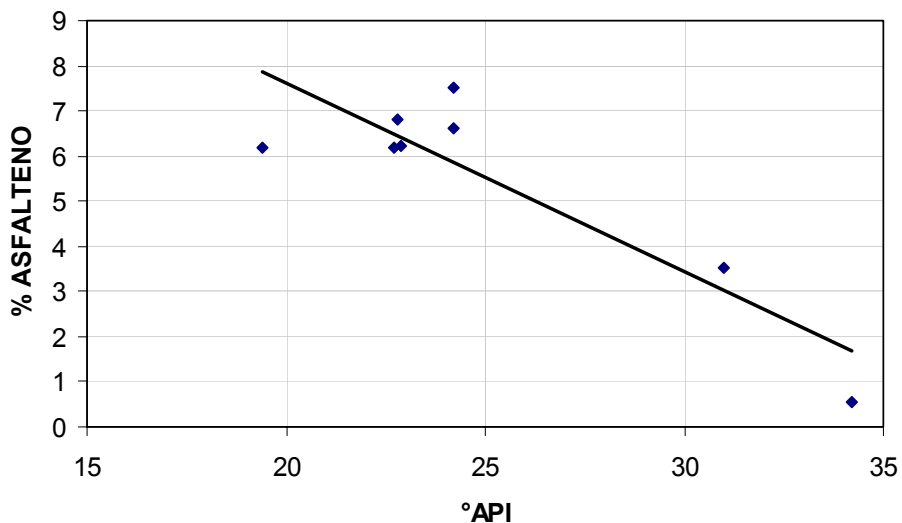


Figura 66. Gráfica del % de Asflt. vs °API (teóricos y experimentales), muestras de Occidente

### 2.3.- Resultados de la simulación de las Pruebas de Hinchamiento

En estas tablas se presentan las presiones de saturación experimentales y teóricas para cada porcentaje molar de gas inyectado, el error entre ambas presiones y el promedio de todos los errores. Estos resultados son de las ecuaciones de estado que generaron menor error en cada una de las muestras.

#### LL-447 @ 170°F Gas TJ-4

P sat exp	P sat teo	% molar de inyección	% Error
2595	1847	15,2	28,82
3010	2010	23	33,22
3327	2173	30	34,69
3615	2250	35	37,76
3980	2324	40,6	41,61
ERROR (Prom)			35,22

Tabla 79. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-4)

#### LL-447 @ 170°F Gas TJ-1

P sat exp	P sat teo	% molar de inyección	% Error
2321	1759	10	24,21
2912	2008	20	31,04
3665	2228	30	39,21
4240	2424	40	42,83
4900	2599	50	46,96
ERROR (Prom)			36,85

Tabla 80. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-1)

**FUL-74    296 °F    Gas wilpro**

P sat exp	P sat teo	% molar de inyección	% Error
3495	5795	10,25	65,81
4830	6417	25,52	32,86
5685	6739	34,44	18,54
6330	6975	41,52	10,19
6915	7152	47,17	3,43
7367	7291	51,81	1,03
ERROR (Prom)			21,98

*Tabla 81. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra Ful-74*

**SBC-29    Gas SBC-35**

P sat exp	P sat teo	% molar de inyección	% Error
5550	4938	8,12	11,03
5930	5139	17,09	13,34
6227	5341	25	14,23
6750	5458	34,65	19,14
7600	5574	42,41	26,66
ERROR (Prom)			16,88

*Tabla 82. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra SBC-29*

**LPG-1462 Gas Natural**

P sat exp.	P sat teo.	% molar de inyección	% Error
1600	2039	4,8	27,44
1800	2258	10,1	25,44
2100	2456	15,2	16,95
2420	2683	21,2	10,87
2850	2925	27,9	2,63
3845	3113	33,2	19,04
4500	3356	40,5	25,42
ERROR (Prom)			21,30

Tabla 83. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas natural)

**LPG-1462 Nitrogeno**

P sat exp.	P sat teo.	% molar de inyección	% Error
1995	2458	4,1	23,21
2586	3136	8,5	21,27
3350	3865	13,1	15,37
4200	4578	17,5	9,00
5002	5292	21,8	5,80
5868	5846	25,1	0,37
ERROR (Prom)			12,50

Tabla 84. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)

**FUL- 86 Muestra de Fondo**

Psat. Exp.	Psat. Teo.	% molar de inyección	% Error
2770	3377	10,31	21,91
3220	4140	20,58	28,57
3950	4920	30,16	24,56
4800	5684	39,78	18,42
7000	6475	50,18	7,50
7645	7157	59,56	6,38
ERROR (Prom)			17,89

Tabla 85. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra Ful-86 (F)



## FUL- 86 Muestra de Superficie

Psat. Exp.	Psat. Teo.	% molar de inyección	% Error
2630	2674	9,21	1,67
3000	2919	18,02	2,70
3600	3156	27,47	12,33
4500	3387	37,74	24,73
5500	3588	47,65	34,76
6600	3775	57,84	42,80
ERROR (Prom)			19,83

*Tabla 86. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra Ful-86 (S)*

A continuación se grafican las presiones de saturación y los porcentajes molares de gas inyectado, para observar la tendencia de los valores teóricos y experimentales de cada una de las pruebas estudiadas y descartar aquellas que no posean el error promedio de aceptación, en el Capítulo IV se explicará con más detalles.

En la figura 67 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra Ful-86 (fondo)

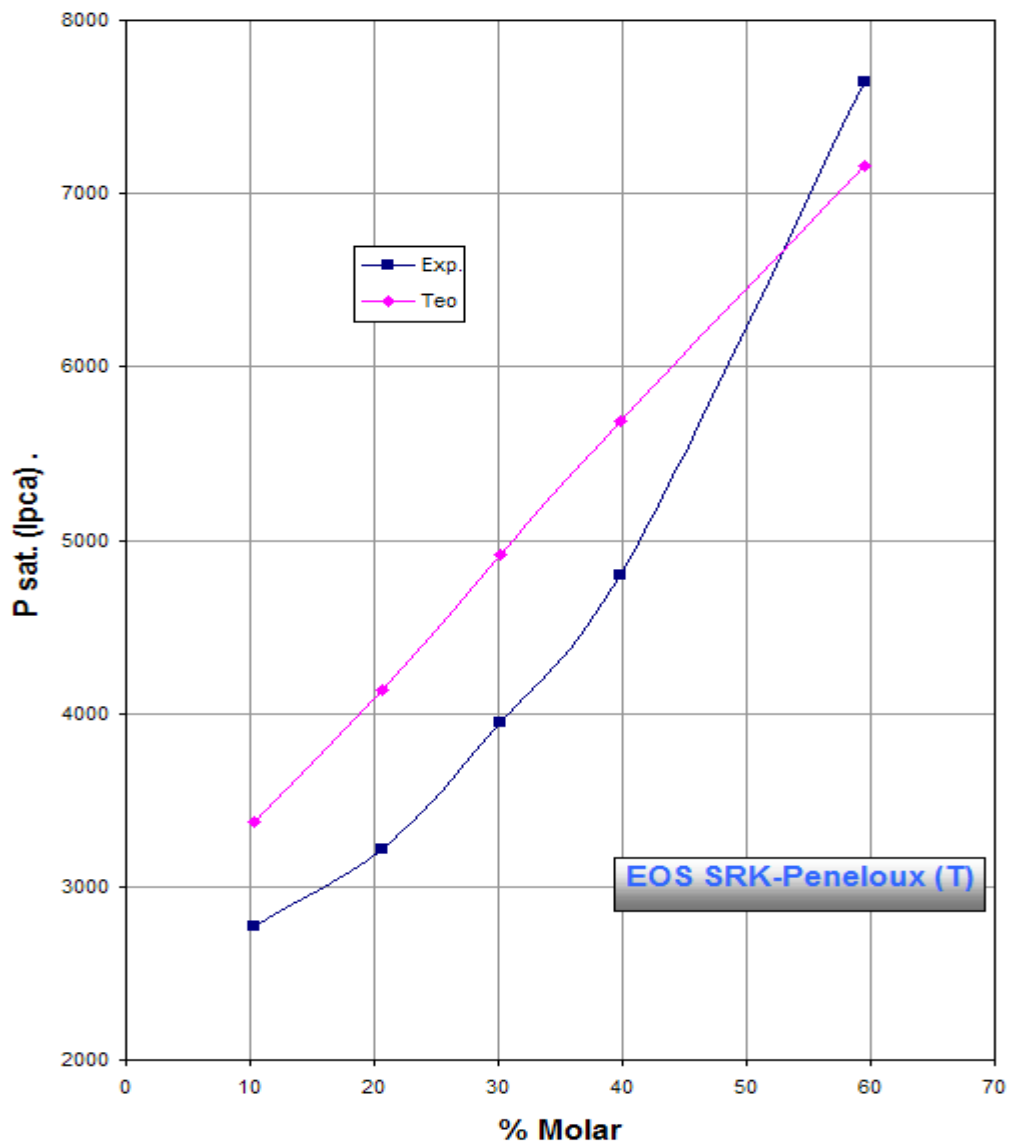


Figura 67. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra FUL-86 (F)

En la figura 68 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LL-447 (gas TJ4).

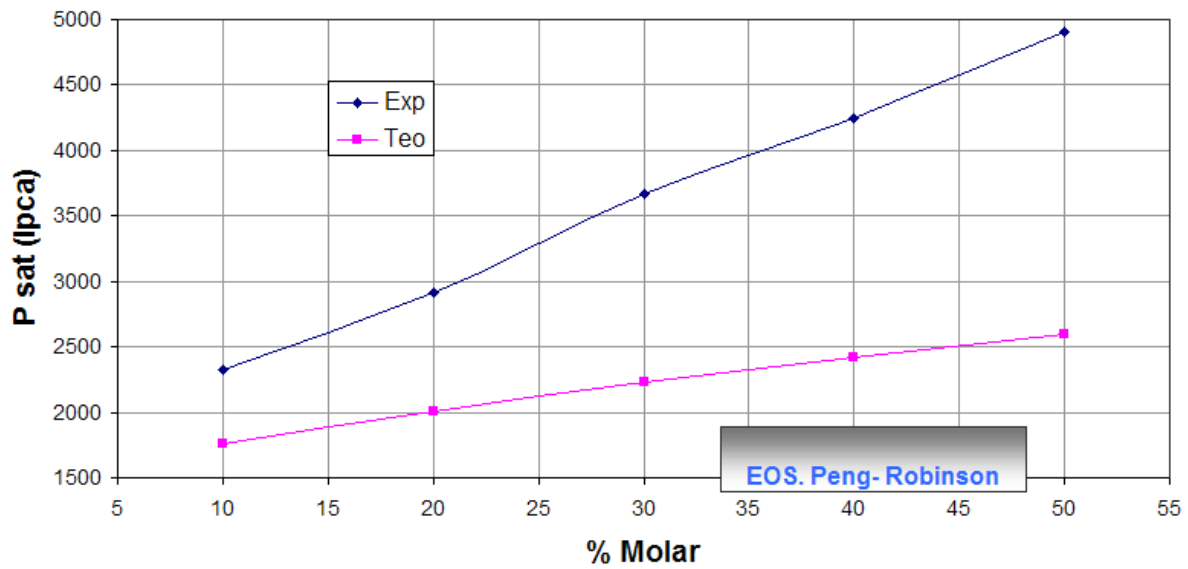


Figura 68. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ4)

En la figura 69 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LL-447 (gas TJ1).

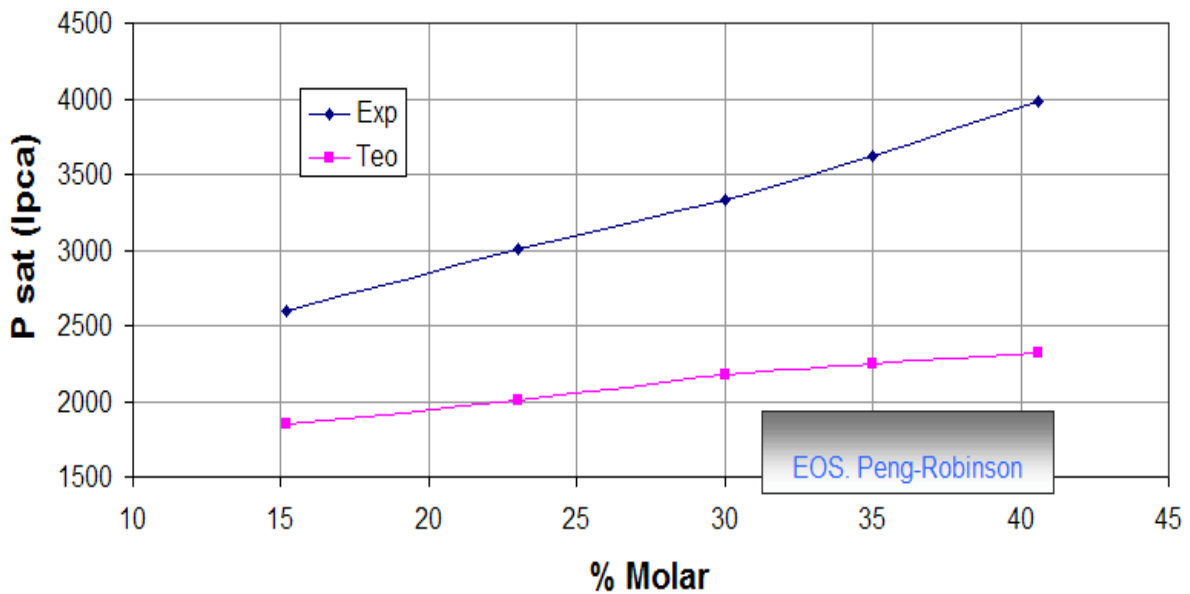


Figura 69. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ1)

En la figura 70 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra Ful-74.

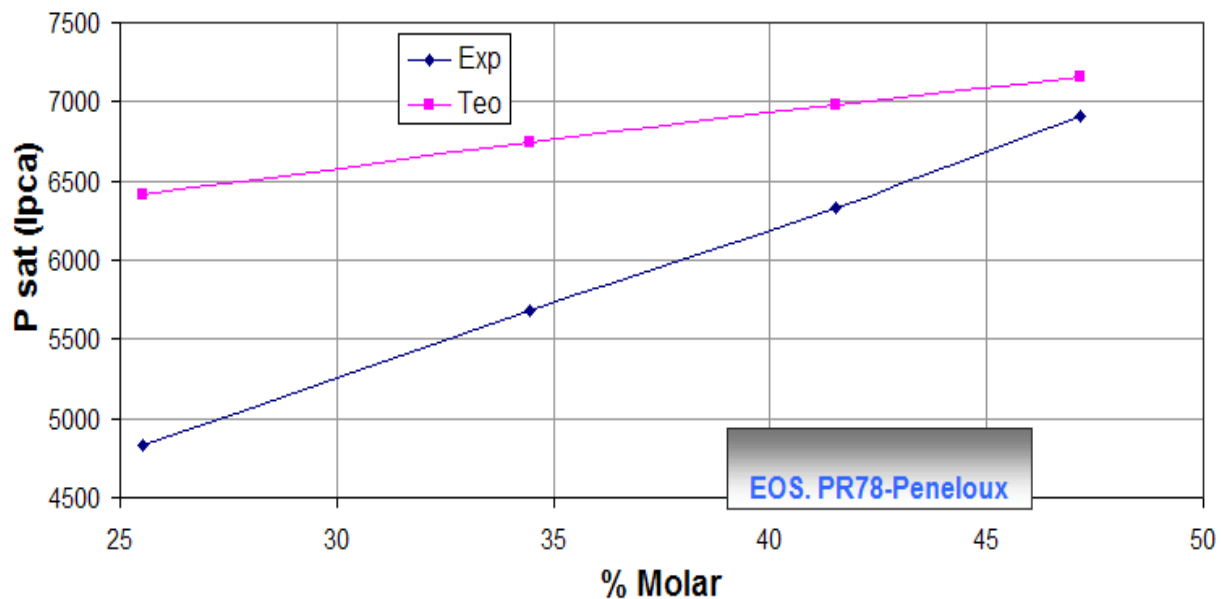


Figura 70. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra Ful-74

En la figura 71 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra SBC-29.

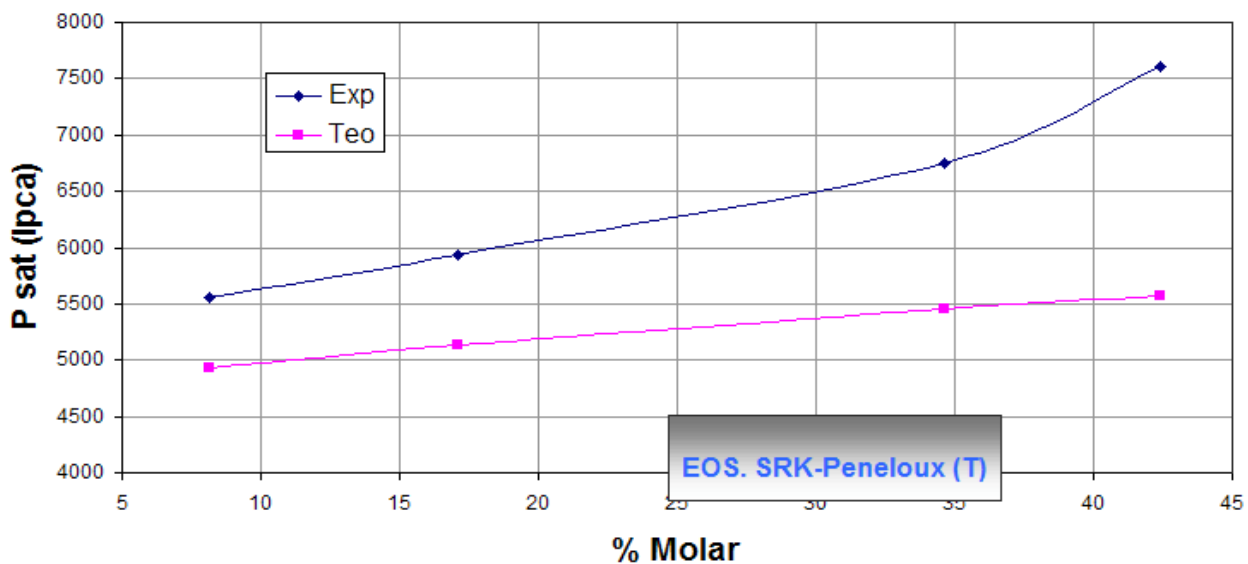


Figura 71. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra SBC-29

En la figura 72 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra Ful-86 (superficie).

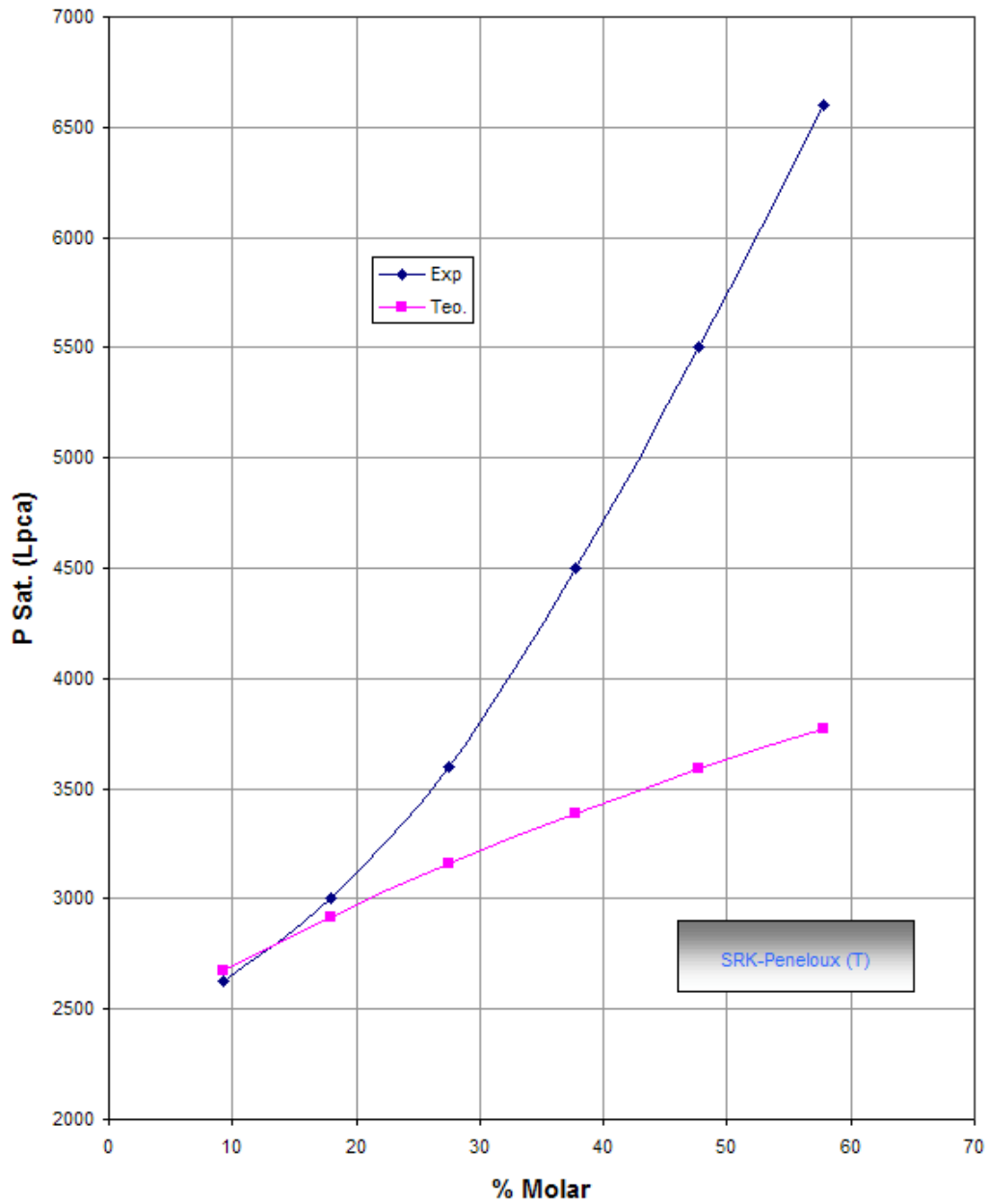


Figura 72. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra Ful-86 (S)

En la figura 73 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LPG-1462 (gas nitrógeno).

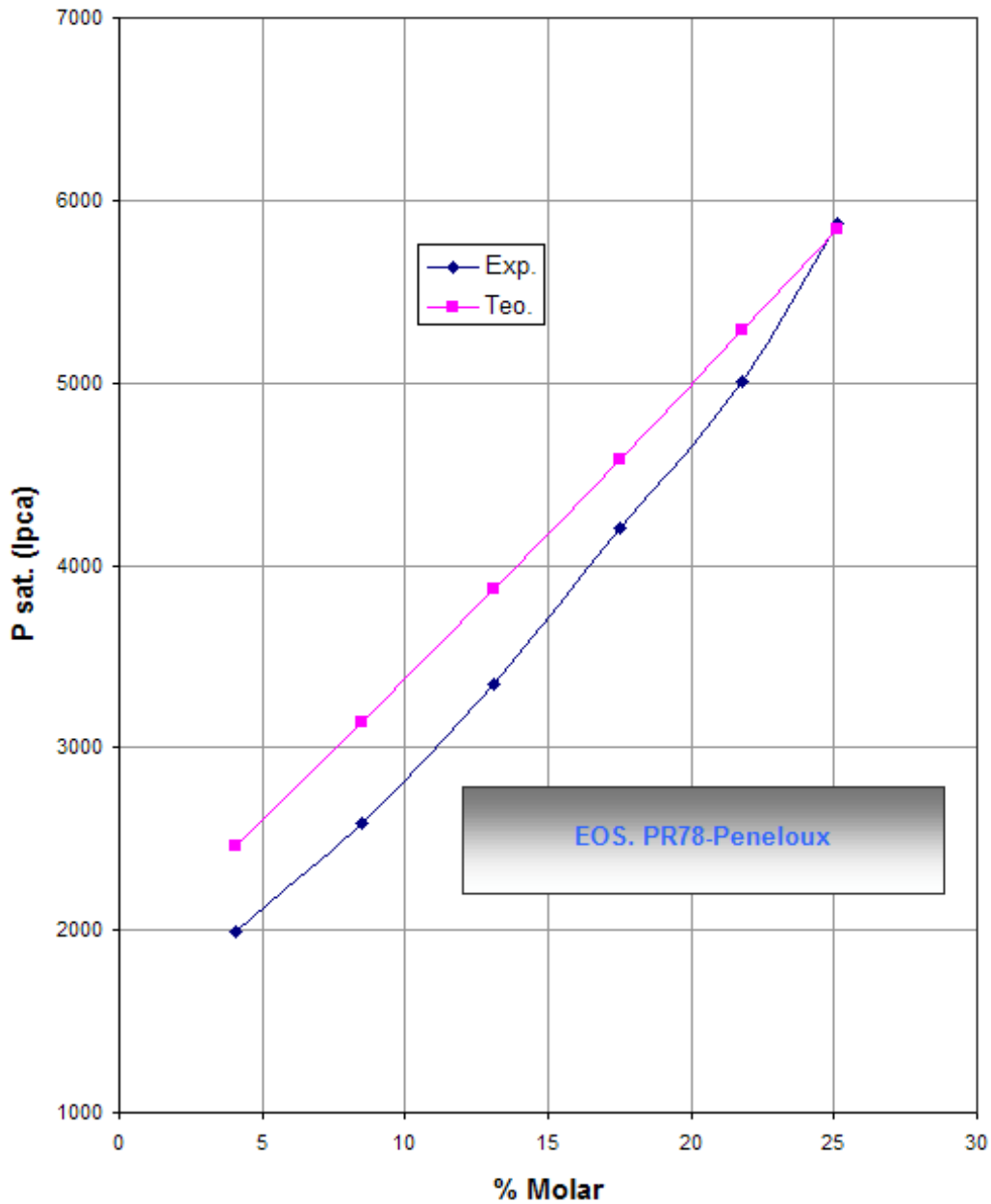


Figura 73. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)

En la figura 74 se muestra la gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LPG-1462 (gas natural).

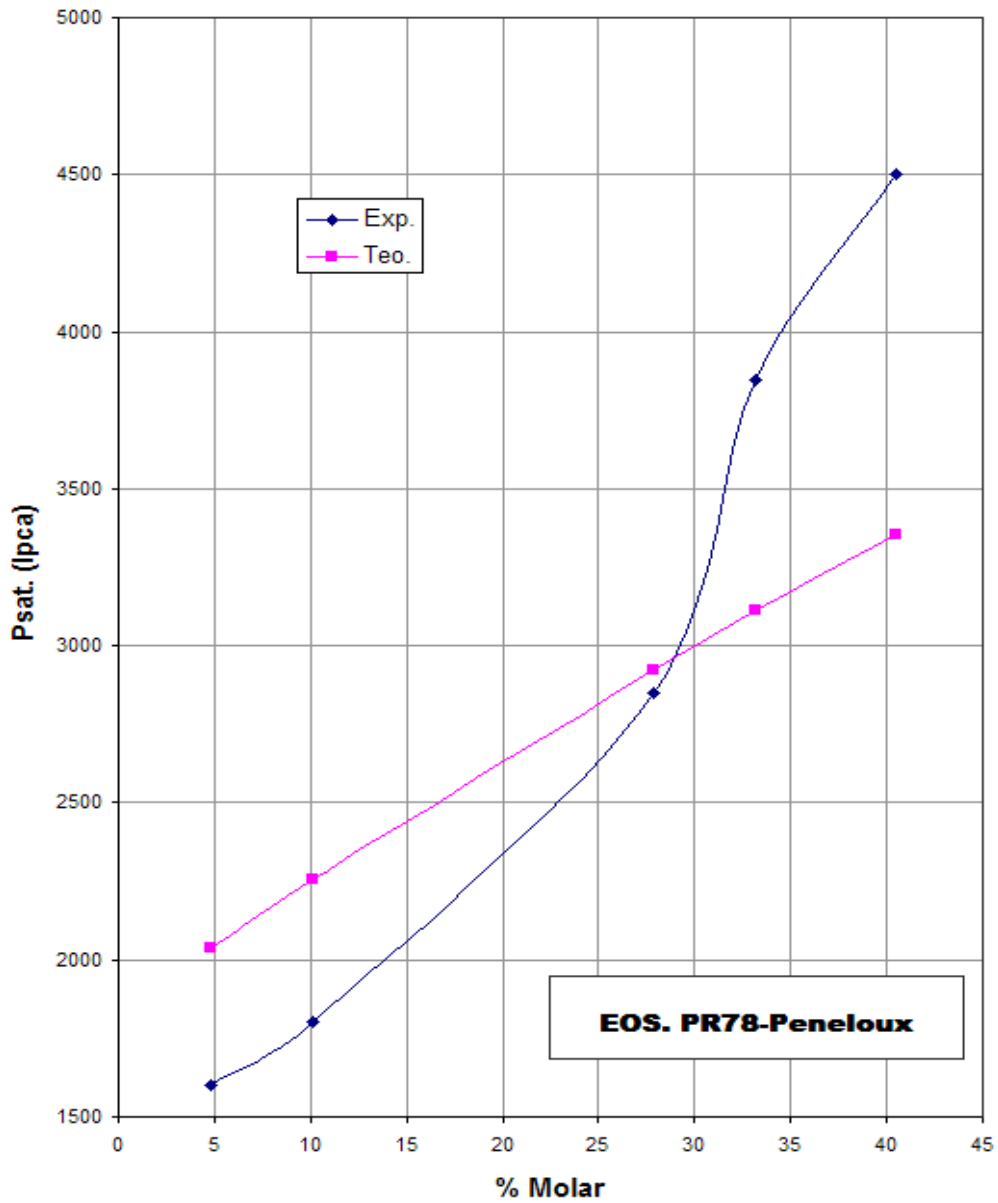


Figura 74. Gráfica de presión de saturación vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas natural)

En la tabla 87 se presentan los intervalos molares de gas inyectados que se aproximan a la realidad de un yacimiento.

Muestra	Intervalo de % Molar de Inyección de Gas Seleccionado	% Error de la $P_{sat}$ Promedio
LL-447 Gas TJ-4	0 – 23	31,02
LL-447 Gas TJ-1	0 – 20	27,6
FUL-74 Gas Wilpro	0 – 34,44	39,07
SBC-29 Gas SBC-35	0 – 17,09	12,18
LPG-1462 Gas Natural	0 – 21,2	20,17
LPG-1462 Nitrógeno	0 – 21,8	14,9
FUL-86 (F)	0-39,78	23,3
FUL-86 (S)	0-27,47	5,56

*Tabla 87. Porcentajes molares de gas de inyección que se aproximan a la realidad de un yacimiento*

En estas tablas se presentan los factores de hinchamiento experimentales y teóricos para cada porcentaje molar de gas inyectado, el error entre ambos factores y el promedio de todos los errores.

### LL-447 Gas TJ-4

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,0679	1,0763	15,2	0,79
1,0917	1,12	23	2,59
1,1451	1,2069	40,6	5,40
1,1634	1,2606	50,9	8,35
ERROR (Prom)			4,28

*Tabla 88. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-4)*



**LL-447 Gas TJ-1**

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,0578	1,0479	10	0,94
1,1059	1,0963	20	0,87
1,1411	1,1452	30	0,36
1,1649	1,1947	40	2,56
1,1843	1,2446	50	5,09
ERROR (Prom)			1,96

Tabla 89. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LL-447 (gas TJ-4)

**SBC-29**

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,0423	1,0517	8,12	0,90
1,1287	1,1092	17,09	1,73
1,2326	1,1673	26,12	5,30
1,3429	1,2224	34,65	8,97
1,4263	1,2728	42,41	10,76
ERROR (Prom)			5,53

Tabla 90. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra SBC-29

**LPG-1462 Gas Natural**

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,0177	1,0155	4,8	0,22
1,0497	1,0325	10,1	1,64
1,9655	1,0486	15,2	46,65
1,1038	1,0677	21,2	3,27
1,1638	1,0889	27,9	6,44
1,1989	1,1059	33,2	7,76
1,2699	1,1289	40,5	11,10
1,3312	1,1533	48,3	13,36
1,4158	1,1722	54,3	17,21
ERROR (Prom)			11,96

Tabla 91. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas natural)

**LPG-1462 Nitrogeno**

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,0101	1,006	4,1	0,41
1,016	1,0121	8,5	0,38
1,0183	1,0183	13,1	0,00
1,0314	1,0241	17,5	0,71
1,0377	1,0295	21,8	0,79
1,041	1,0336	25,1	0,71
ERROR (Prom)			0,50

Tabla 92. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra LPG-1462 (gas nitrógeno)

### FUL- 86 Muestra de Fondo

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,038	1,0254	10,31	1,21
1,069	1,0486	20,58	1,91
1,098	1,0686	30,16	2,68
1,152	1,0883	39,78	5,53
1,273	1,1093	50,18	12,86
1,366	1,1282	59,56	17,41
ERROR (Prom)			6,93

Tabla 93. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra Ful-86 (F)

### FUL- 86 Muestra de Superficie

F.H exp.	F.H teo.	% molar de inyección	% Error
1,027	1,0292	9,21	0,21
1,062	1,057	18,02	0,47
1,103	1,0866	27,47	1,49
1,154	1,1187	37,74	3,06
1,237	1,1494	47,65	7,08
1,435	1,1809	57,84	17,71
ERROR (Prom)			5,00

Tabla 94. Resultados de la simulación de hinchamiento de la muestra Ful-86 (S)

A continuación se grafican los factores de hinchamiento y los porcentajes molares de gas inyectado, para observar la tendencia de los valores teóricos y experimentales de cada una de las pruebas estudiadas y descartar aquellas que no posean el error promedio de aceptación, en el Capítulo IV se explicará con más detalles.

En la figura 75 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra Ful-86 (fondo).

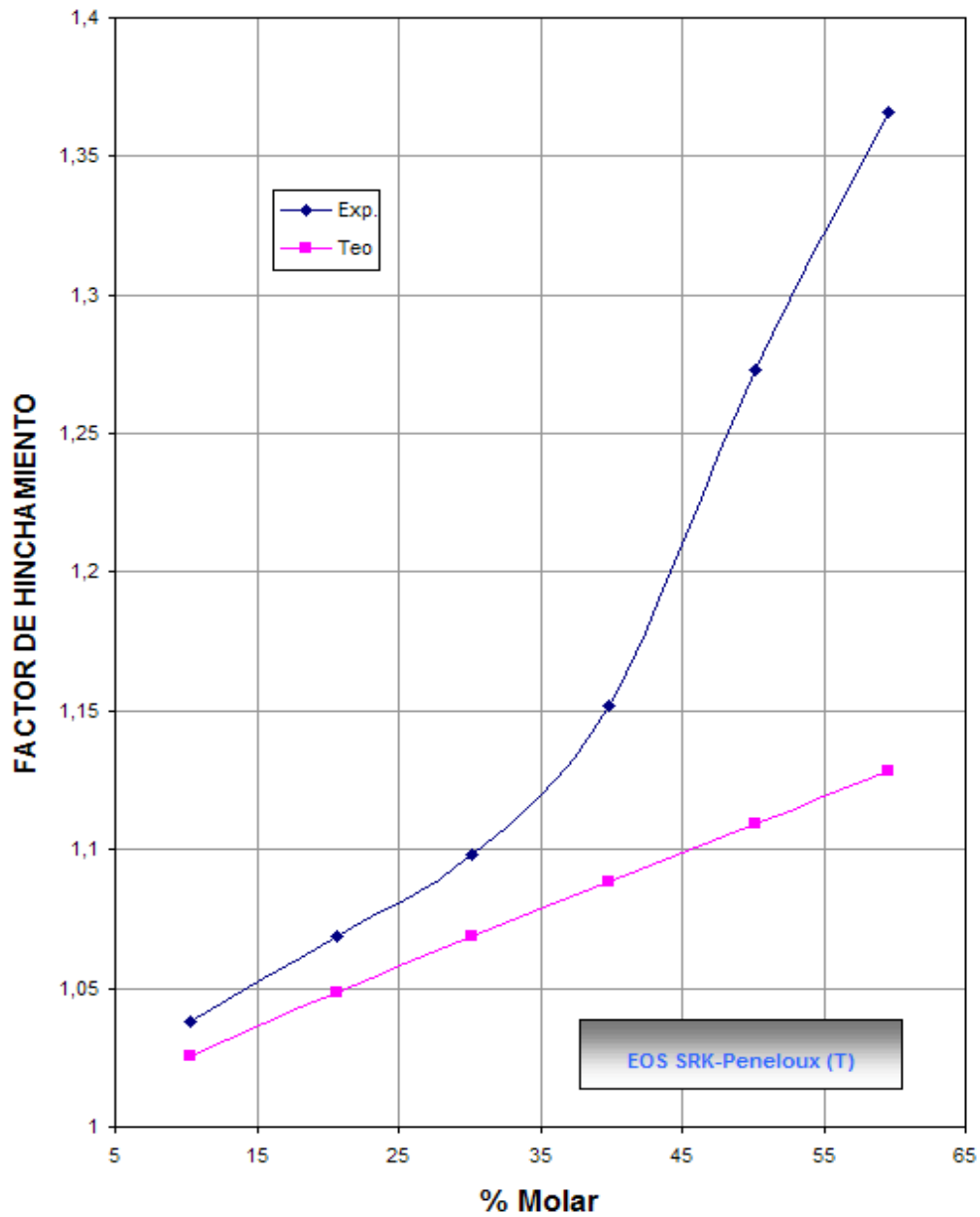


Figura 75. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra Ful-86 (F)

En la figura 76 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LL-447 (gas TJ4).

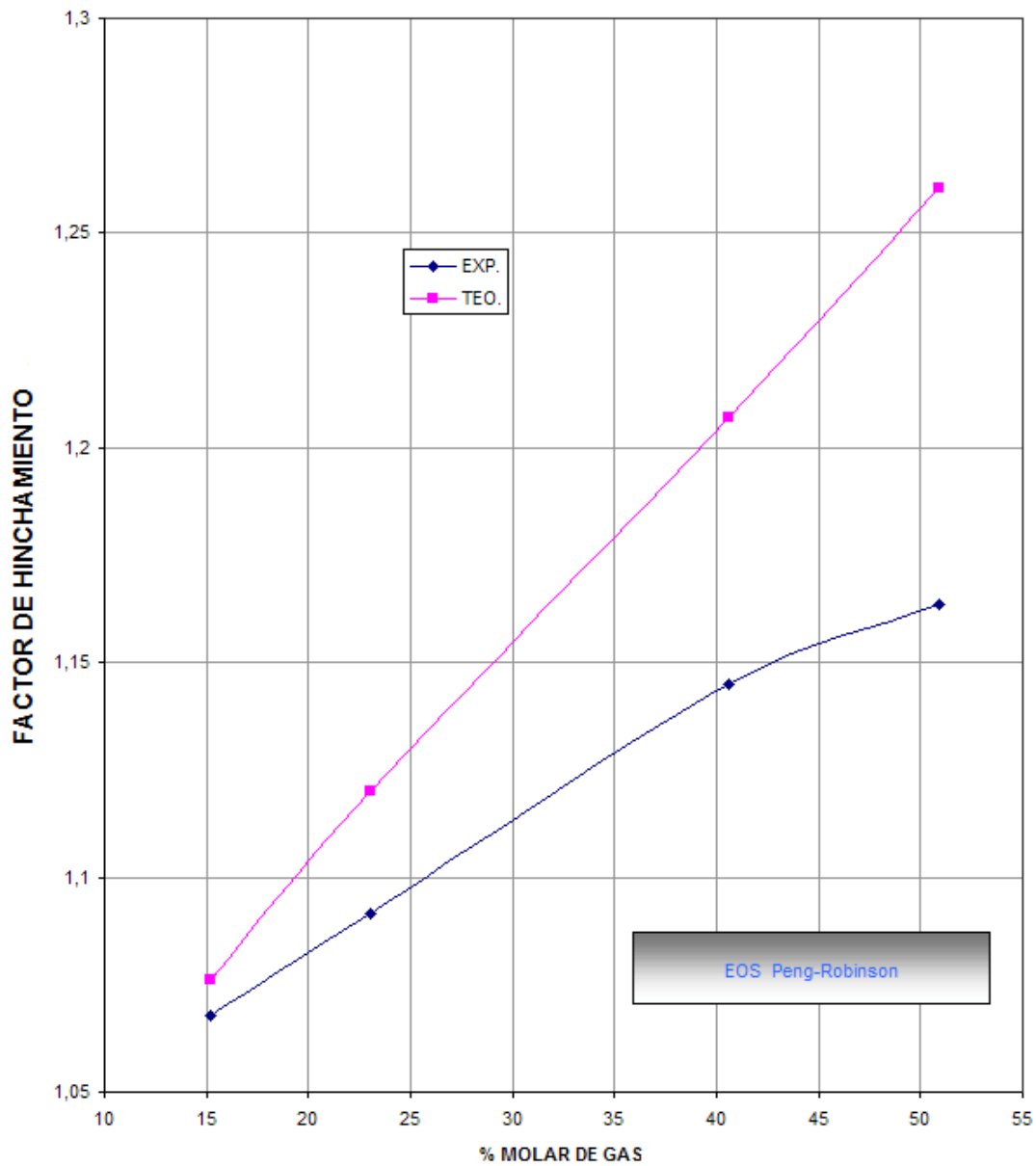


Figura 76. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJ4)

En la figura 77 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LL-447 (gas TJ1).

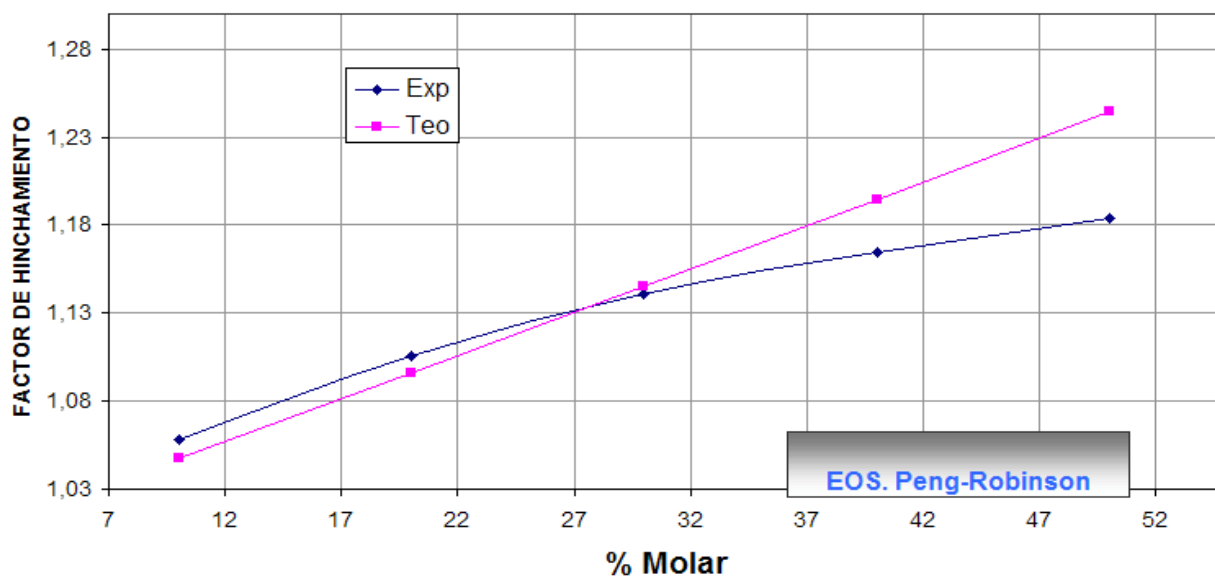


Figura 77. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LL-447 (gas TJI)

En la figura 78 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra Ful-74.

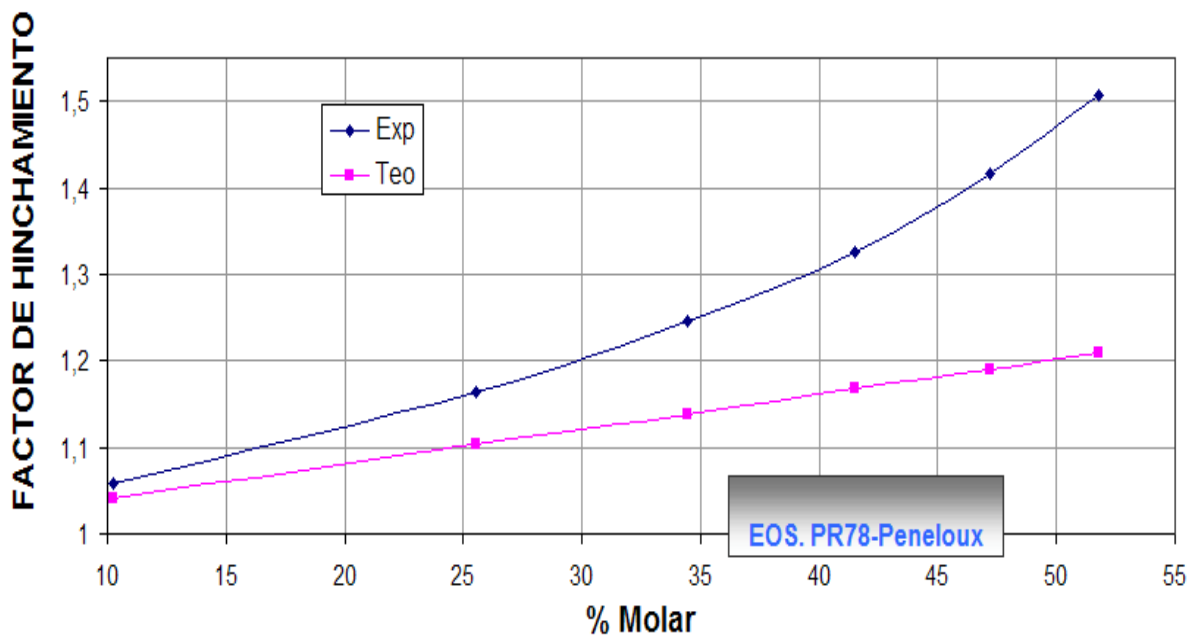


Figura 78. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra Ful-74

En la figura 79 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra SBC-29.

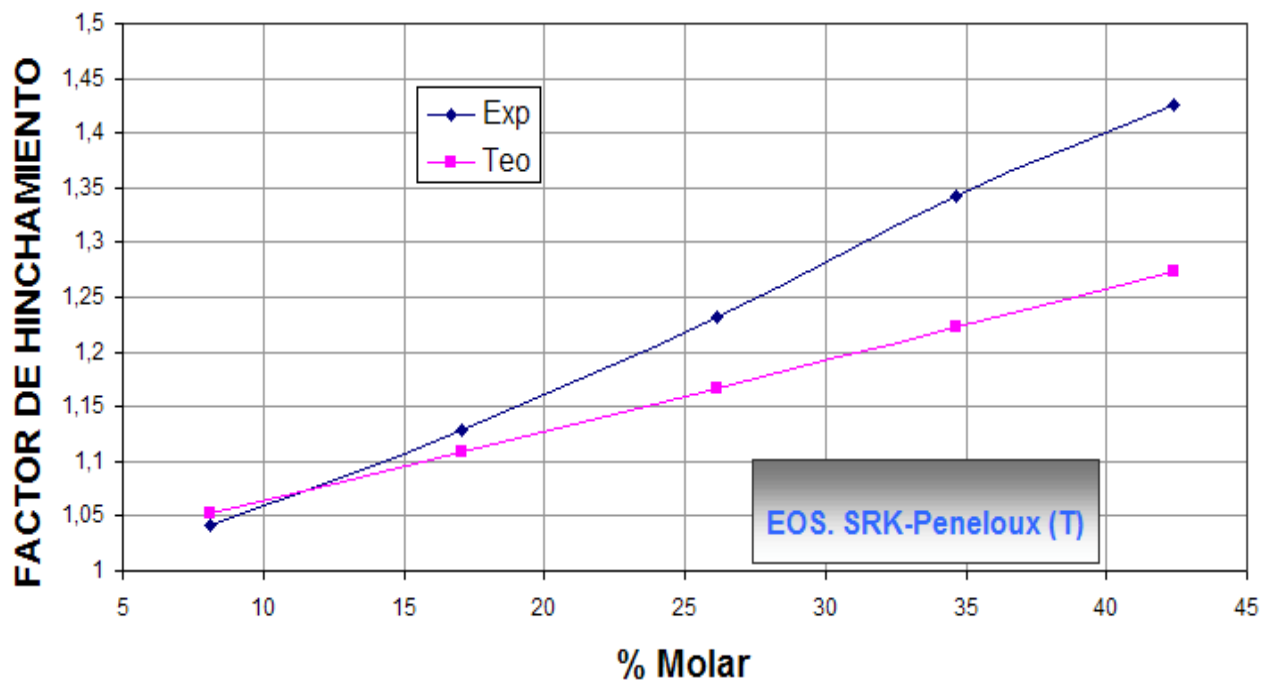


Figura 79. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra SBC-29

En la figura 80 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra Ful-86 (superficie).

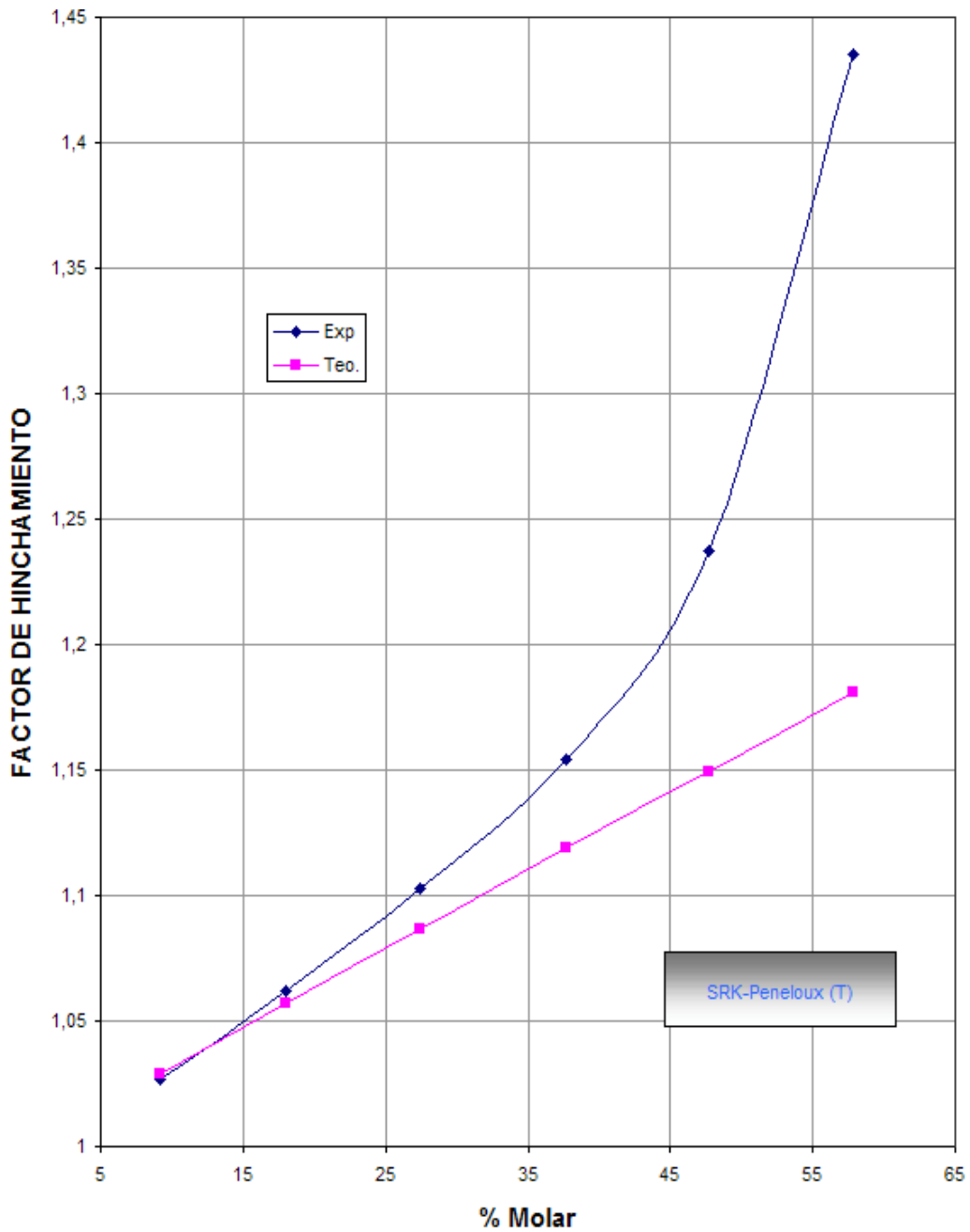


Figura 80. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra Ful-86 (S))

En la figura 81 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LPG-1462 (gas nitrógeno).



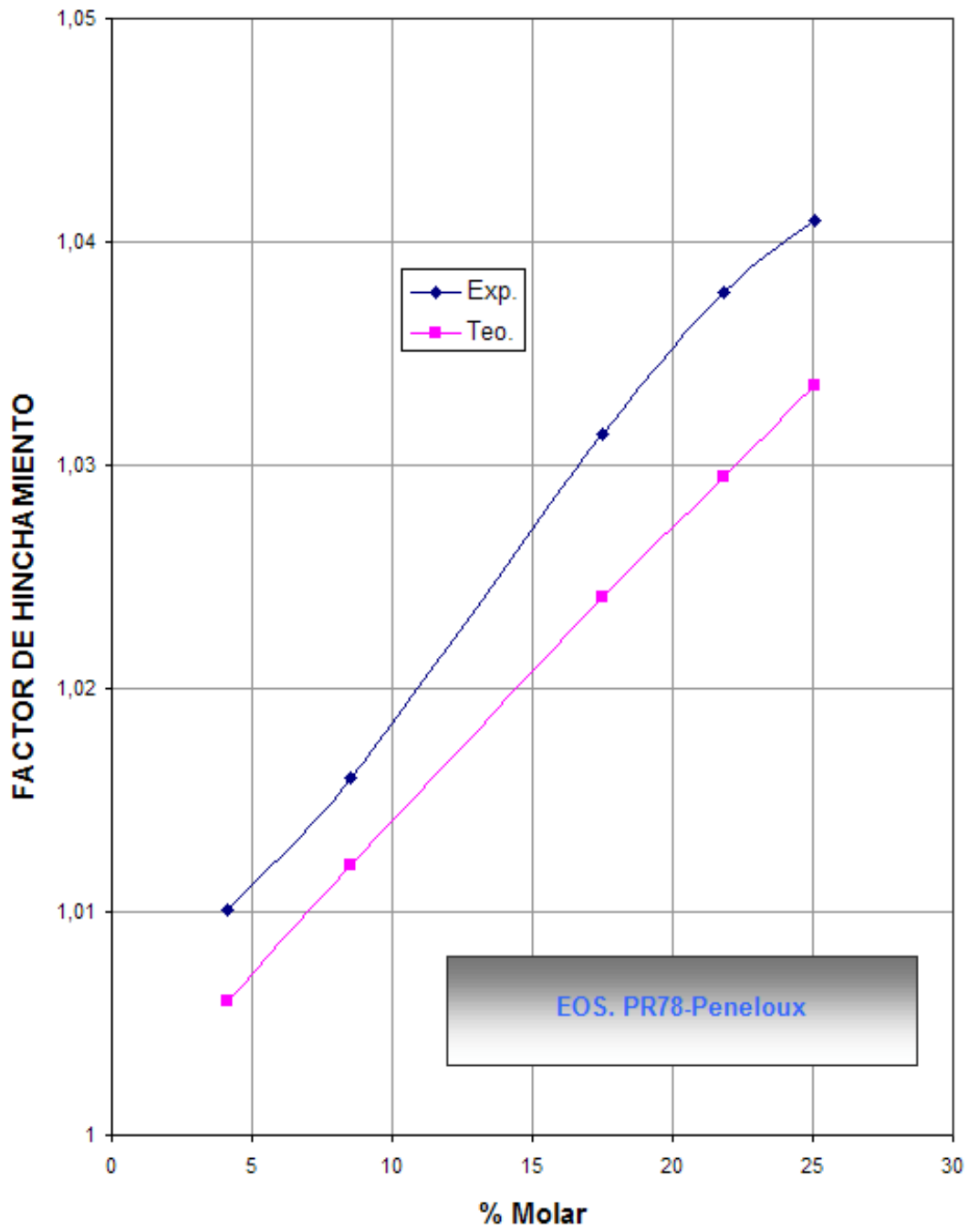


Figura 81. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, LPG-1462 (gas nitrógeno)

En la figura 82 se muestra la gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado con una tendencia teórica y otra experimental de la muestra LPG-1462 (gas natural).

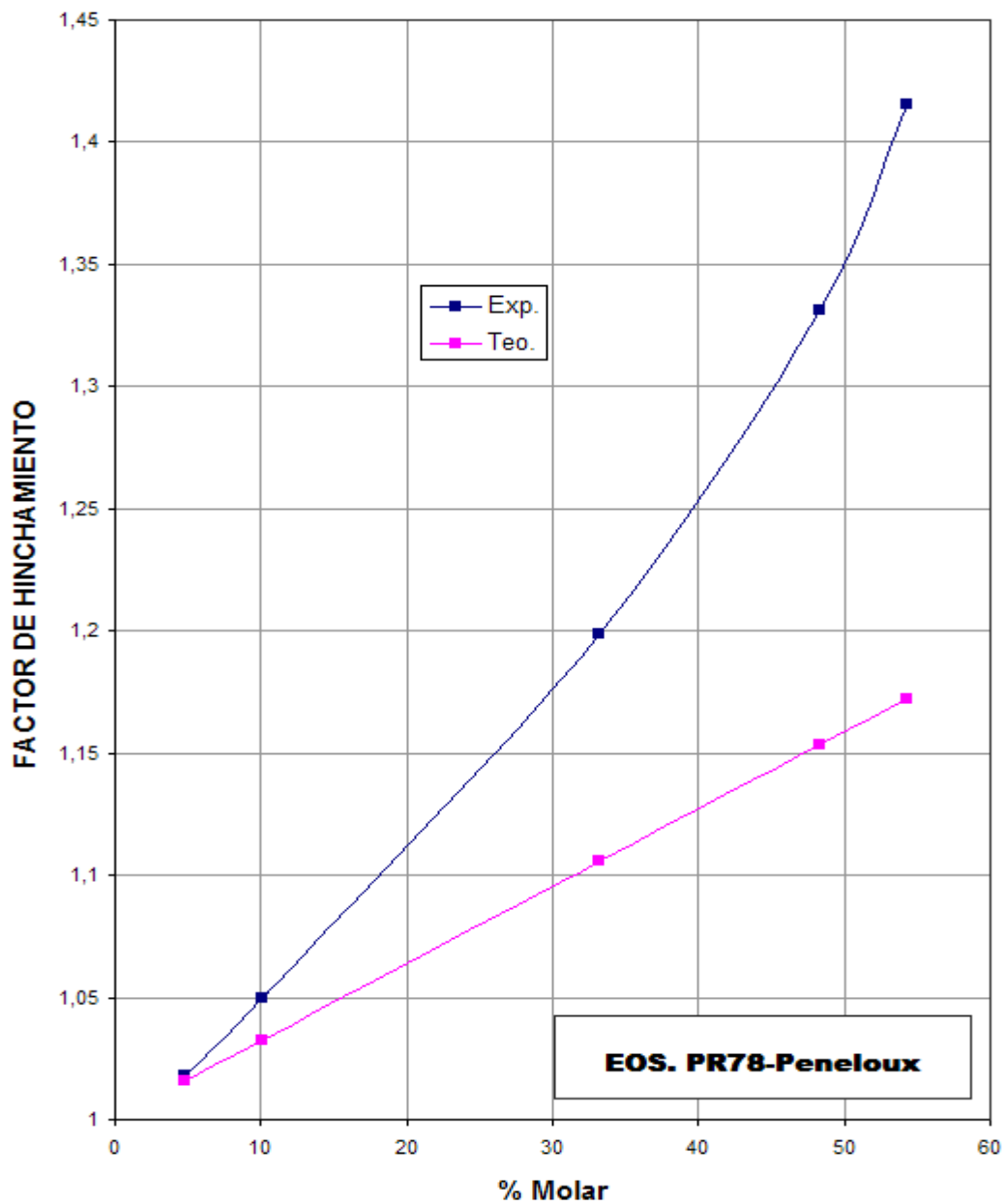


Figura 82. Gráfica de factor de hinchamiento vs % molar de gas inyectado, muestra LPG-1462 (gas natural)

En la tabla 95 se presentan los intervalos molares de gas inyectados que se aproximan más a la realidad de un yacimiento.

<b>Muestra</b>	<b>Intervalo de % Molar de Inyección de Gas Seleccionado</b>
FUL- 86 Muestra de Fondo	0 - 30,16
FUL- 86 Muestra de Superficie	0 - 27,47
LL-447 Gas TJ-1	0 - 30
LL-447 Gas TJ-4	0 - 23
FUL-74 Gas Wilpro	0 - 25,52
SBC-29 Gas SBC-35	0 - 26,12
LPG-1462 Gas Natural	0 - 21,2
LPG-1462 Nitrógeno	0 - 13,1

*Tabla 95. Porcentajes molares de gas de inyección que se aproximan a la realidad de un yacimiento*

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En este capítulo se presentará el análisis de los resultados obtenidos de la simulación de los parámetros PVT realizados a las muestras de Oriente y Occidente y en segundo lugar se presentará el análisis de los resultados de la simulación de las pruebas de hinchamiento de las muestras estudiadas.

Para obtener los cálculos teóricos de las propiedades termodinámicas y las pruebas hinchamiento de los fluidos, se utilizó el simulador PVTsim el cual emplea en sus cálculos nueve ecuaciones de estado las cuales son: SRK-Peneloux (ec.1), SRK (ec.2), SRK-Peneloux (T) (ec.3), PR-Peneloux (ec.4), PR (ec.5), PR-Peneloux (T) (ec.6), PR78-Peneloux (ec.7), PR78 (ec.8), PR78-Peneloux (T) (ec.9).

#### **1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS MUESTRAS DE ORIENTE Y OCCIDENTE**

Para este trabajo se evaluaron 44 informes de estudios de fluidos de yacimiento (análisis PVT), de los cuales 30 (68 % del estudio) corresponden al Oriente del país específicamente al Norte del Estado Monagas, los otros 14 (32 %) estudios pertenecen a la Región Occidental.

Al correr el PVTsim y aplicar cada una de sus ecuaciones de estado a la composición total de los fluidos se comparó la información teórica obtenida de dicho programa con la obtenida experimentalmente, comparando los parámetros: presión de saturación ( $P_{sat}$ ), la relación gas-petróleo (RGP), gravedad API y factor volumétrico de formación de petróleo (FVF ó Bo), para cada muestra.

Para comprobar la aplicabilidad del programa de cálculo (PVTsim) de propiedades PVT, se estimó un nivel de aceptación de error macro de 25 % en la sumatoria de los cuatro

parámetros PVT estudiados; con el objeto de considerar una cantidad apropiada de informes para los estudios PVT de fluidos de yacimientos.

### 1.1.- Muestras de Oriente

El 67 % de las muestras de Oriente (20 muestras) presentaron un nivel de aceptación de error menor al 25 % como se muestra en las tablas de resultados (desde la tabla 35 hasta la 64), las cuales se pueden distinguir por el sombreado. La ecuación de estado que mejor cotejó los parámetros estudiados ( $P_{sat}$ , RGP, °API,  $B_o$ ) de las muestras de oriente fue la ecuación de PR78-Peneloux (T) (Ec. 9), haciendo un total de 12 muestras representando un 60 % de las muestras de oriente escogidas. En segundo lugar está la ecuación SRK-Peneloux (T) (Ec. 3) que cotejó 6 muestras dentro el error admitido (menor al 25 %), representando este valor un 30 % de las 20 muestras seleccionadas inicialmente. La ecuación PR78-Peneloux cotejó en el rango de error admitido un 25 % de las muestras seleccionadas, siendo esta ecuación una modificación de la ecuación 9, ya que 4 muestras (de las 20) arrojaron el mismo resultado por estas dos ecuaciones.

De las muestras de Oriente 3 fueron caracterizadas a través del simulador, es decir que no se le introdujo las propiedades del pseudo componente (peso molecular, densidad) que en los otros casos fueron los experimentales, ocasionando errores que variaron entre el 98 % y 139 % para la muestra Ful-66, desde 50 % hasta 106 % para la muestra Ful-48 y de 115 % hasta 189 % para la muestra Ful-52, estos valores se pueden observar en las tablas 35, 40 y 43. Estos errores tan elevados se deben a que las ecuaciones de estado que contiene el simulador no toman en cuenta la fracción pesada del crudo conformada por los asfaltenos; estas ecuaciones solo toman en cuenta la fase líquida y vapor, además del equilibrio entre ambas fases y no la de una tercera fase que se considera semi-sólida (asfaltenos).

Para realizar el estudio analítico de los resultados obtenidos por el simulador y los datos experimentales se utilizó un programa estadístico para ajustar los datos matemáticamente con ecuaciones lineales y cuadráticas. Se graficaron las presiones de

saturación, RGP,  $B_o$ , PM, % de asfaltenos vs los  $^{\circ}$ API para observar el comportamiento de los datos experimentales y teóricos. A continuación se dará una explicación de cada una de ellas.

En la figura 57 se muestra las presiones de saturación vs los  $^{\circ}$ API, se obtuvieron dos tendencias una con los datos teóricos (resultados del simulador) y otra con los datos experimentales, en esta gráfica se puede observar que las tendencias se alejan a medida que los  $^{\circ}$ API disminuyen (de un valor de 25), lo que genera un mayor error entre los datos experimentales y teóricos; es decir mientras más pesados sea el crudo mayor será el porcentaje de error entre ambas tendencias. También se observa que a partir de 30  $^{\circ}$ API las tendencias se comienzan a separar.

En la figura 58 se muestra la gráfica de los RGP vs  $^{\circ}$ API, se puede observar dos tendencias una teórica y otra experimental, las cuales se alejan a partir de los valores 30  $^{\circ}$ API, generando mayor error entre ambas tendencias. También se puede observar que extrapolando las curvas, se alejan cuando los  $^{\circ}$ API son menores a 20.

En la figura 59 se muestra la gráfica de los  $B_o$  vs  $^{\circ}$ API donde se puede observar que las tendencias (teórica y experimental) se alejan a partir de los valores 30  $^{\circ}$ API, es decir hay mayor error en el cálculo de este parámetro por las ecuaciones de estado a medida que el crudo es más liviano. Si extrapolamos las curvas se puede observar que las tendencias también se alejan cuando los  $^{\circ}$ API son menores a 20.

En las tres gráficas descritas anteriormente (figura 57,58,59) se puede observar que las tendencias teóricas están por encima de las tendencias experimentales hasta los 30  $^{\circ}$ API, a partir de este valor las tendencias se invierten en las gráficas de RGP y  $B_o$  vs  $^{\circ}$ API, mientras que la de presión de saturación vs  $^{\circ}$ API permanece igual.

En la figura 60 se muestra la variación de los pesos moleculares teóricos y experimentales con respecto a los  $^{\circ}$ API. En esta gráfica se observa que a medida que el peso molecular aumenta, mayor es la desviación entre las tendencias (Teórica y

experimental), generando un error mayor entre estos datos. En la figura 61 se muestra la tendencia del % de asfalteno vs °API, se observa que a medida que el % de asfaltenos es mayor los valores de los °API disminuyen. De estas dos gráficas se puede inferir que mientras más alto es el % de asfalteno mayor será el peso molecular del crudo, además de generar mayor error entre los datos teóricos obtenidos de las ecuaciones de estado del programa PVTsim y los datos experimentales. Es importante destacar que la tendencia del peso molecular teórica fue extraída del Petroleum Engineering Handbook, (1.992).

## **1.2.- Muestras de Occidente**

De las 14 muestras de Occidente analizadas solamente 3 muestras (21%) presentaron un nivel de aceptación de error menor al 25 % como se muestra en las tablas de resultados (desde la tabla 65 hasta la 78), las cuales se pueden distinguir por el sombreado.

Las ecuaciones que cotejaron las tres muestras de Occidente seleccionadas fueron: PR78-Peneloux (T) (Ec. 9), PR-Peneloux (T) (Ec. 6), y SRK-Peneloux (T) (Ec.3).

De las muestras de Occidente 2 fueron caracterizadas a través del simulador, es decir que no se le introdujo las propiedades del pseudo componente (peso molecular, densidad) que en los otros casos fueron los experimentales, presentando errores desde 405 % hasta 490 % para la muestra MGB-26 y de 256 % hasta 338 % para la muestra UD-493, estos valores se pueden observar en las tablas 67 y 69. Una vez más se observa que se debe realizar la caracterización del pseudo componente de forma experimental, ya que el hacerlo con el programa conduce a errores muy grandes.

Para las muestras de Occidente también se utilizó el programa estadístico para ajustar los datos teóricos y experimentales con tendencias cuadráticas y lineales. Se graficaron los mismos parámetros que en las muestras de Oriente. A continuación se explicará cada una de las gráficas.

En la figura 62 se muestra la gráfica de las presiones de saturación vs los °API, en ésta se observa que la tendencia teórica y la experimental coinciden, también se observa que la cantidad de puntos teóricos es muy pequeña (3 puntos) para realizar un estudio estadístico que represente a todas las muestras de occidente, por lo tanto no se puede inferir más información de esta gráfica. Esto se debe a que los porcentajes de error generados entre los datos teóricos y experimentales fueron muy elevados sobrepasando el error de aceptación (25 %) en las 11 muestras restantes.

En la gráfica de los RGP vs °API (figura 63) se observa que las tendencias se alejan a medida que aumentan los °API, este resultado no es muy confiable ya que la cantidad de puntos teóricos es muy pequeña (3 puntos).

De la gráfica (figura 64) de los  $B_o$  vs los °API no se puede inferir mucha información ya que solo hay dos puntos teóricos por lo tanto esta tendencia no es representativa de todas las muestras de occidente.

La gráfica de los pesos moleculares teóricos vs °API (figura 65) muestra el mismo comportamiento que el de los crudos de Oriente; mientras más pesado sea un crudo mayor es la desviación entre los datos teóricos y experimentales. La gráfica de los % de asfaltenos vs °API (figura 66) también muestra el mismo comportamiento de las muestras de Oriente, mientras el % de asfalteno aumenta, menores son los valores de los °API, por lo tanto los crudos son más pesados y generan mayor porcentaje de error entre los datos teóricos (ecuaciones de estado) y los datos experimentales.

## **2.- ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE HINCHAMIENTO**

En esta parte se consideró la caracterización termodinámica (PVT) y los estudios de hinchamiento realizados a muestras de fondo y de superficie de crudo original, elaborado por PDVSA Intevep, S.A. Las pruebas de hinchamiento consisten en inyectar a las muestras un fluido en estado gaseoso y las mismas se evalúan en este trabajo a través de



dos parámetros termodinámicos; presión de saturación y el factor de hinchamiento en función del % molar de gas inyectado. El factor de hinchamiento consiste en la relación existente entre el volumen de saturación de la muestra para cada una de las etapas de inyección de gas y el volumen de saturación de la muestra original. De este modo, el factor de hinchamiento de la muestra original será igual a 1 y varía progresivamente a medida que se inyecta gas a la muestra.

Los datos experimentales constituidos por el análisis termodinámico (PVT) y los estudios de hinchamiento, pertenecen a ocho muestras de petróleo provenientes de los pozos FUL-86, FUL-74 y SBC-29 en el Oriente de Venezuela y los pozos LL-447 y LPG-1462 en el Occidente del mismo. Todos estos fluidos fueron sometidos a pruebas de hinchamiento; usando gas natural y gas nitrógeno para la muestra del pozo LPG-1462, gas natural TJ-1 y TJ-4 para el pozo LL-447, gas del pozo SBC-35 para el pozo SBC-29 y gas de la planta compresora WILPRO para los pozos FUL-86 y FUL-74.

Se seleccionó la ecuación de estado que generó el menor porcentaje de error en la sumatoria de los cuatro parámetros en cada una de las muestras, para realizar la corrida de las pruebas de hinchamiento. En los pozos de Oriente; las ecuaciones que presentaron menor porcentaje de error fueron la ec.3 con un 22 % para la muestra de fondo del pozo FUL-86 y 19 % para la muestra de superficie del mismo pozo, la ec.7 con un error de 46 % para la muestra del pozo FUL-74 y por último la ec.3 tuvo un error de 20 % para la muestra del pozo SBC-29, estos valores se pueden observar en las tablas 56,57, 59 y 60.

En cuanto a los pozos de Occidente las ecuaciones que presentaron menor porcentaje de error fueron la ec.5 con un error de 45 % para la muestra del pozo LL-447 y la ec.9 con 16 % para la muestra del pozo LPG-1462, estos valores se pueden observar en las tablas 65 y 77.

Se analizarán las variables estudiadas en las pruebas de hinchamiento, estas son la presión de saturación y el factor de hinchamiento.

## 2.1.- Presión de saturación

Se graficaron las presiones de saturación vs % molar experimentales y teóricos, estos valores se muestran desde la tabla 79 hasta la 86, observándose que los datos experimentales, presentan valores mayores que los teóricos obtenidos mediante el simulador PVT Sim, aplicando la ecuación de estado que generó menor error, en las muestras de los pozos; SBC-29, LL-447 (TJ-1, TJ-4) y la muestra de superficie del pozo FUL-86, mientras se observó lo contrario para las muestras de los pozos FUL-74, LPG-1462 (Gas Natural, Gas Nitrógeno), y en la muestra de fondo del pozo FUL-86. Este comportamiento se puede observar desde la figura 67 hasta la 74.

Para continuar con el estudio se seleccionaron los porcentajes molares iniciales de inyección de gas correspondientes a cada valor de presión de saturación, considerando que éstos son los valores que más se aproximan a los que en casos reales podrían ser inyectados en un yacimiento y que además permitieran observar el comportamiento de los datos experimentales y teóricos; en el tabla de resultados 87 se muestra hasta que porcentaje molar de inyección de gas fue analizada cada una de las muestras, observándose que la muestra de fondo del pozo FUL-86, se analizó hasta 39,78 % molar de inyección de gas, siendo este el mayor porcentaje molar de inyección considerado mientras que la muestra del Pozo LL-447 (Gas TJ-1) se analizó hasta un 20 % molar de inyección de gas, que fue el menor valor considerado.

Se estableció un rango de 0 a 25 % de error promedio permisible entre las presiones de saturación teóricas y experimentales, ya que se consideró que un error en este rango refleja un acercamiento aceptable entre lo teórico y lo experimental, permitiendo así la aplicación de la información teórica obtenida de la simulación para estudios futuros de los yacimientos. Dentro de este rango se seleccionaron 5 muestras de las 8 estudiadas inicialmente, que presentaron errores promedios desde un valor de 6% (FUL-86 Superficie) hasta 23% (FUL -86 Fondo), estos valores se pueden observar en la tabla 87.

Cuatro de las cinco pruebas de hinchamiento teóricas escogidas por el nivel de aceptación de error promedio, se realizaron con la ecuación 3, siendo esta la que más cotejó las presiones de saturación de las pruebas de hinchamiento experimentales.

Finalmente, se observó que el simulador se puede usar en los casos donde el porcentaje molar de gas inyectado varíe desde 0 hasta 20%, ya que genera menos error entre los valores obtenidos por el mismo y los obtenidos experimentalmente en este parámetro estudiado (presión de saturación correspondiente para cada % molar de gas inyectado).

## **2.2.- Factor de hinchamiento**

Se graficaron los factores de hinchamiento vs. Porcentajes molares de inyección de gas, estos valores se muestran desde la tabla 88 hasta la 94, observándose un crecimiento exponencial en los valores teóricos y los experimentales a medida que aumentaba el porcentaje de inyección de gas, este comportamiento se puede observar desde la figura 75 hasta la 82.

Al analizar los ya mencionados gráficos de factor de hinchamiento vs. Porcentaje molar de inyección de gas y cuantificar su error, se pudo observar que el mismo aumentaba a medida que se incrementaba el porcentaje de gas inyectado, esto se muestra desde la tabla 88 hasta la 94. La muestra del pozo LPG-1462 en la cual se usó gas nitrógeno durante la inyección presentó un 0,5 % de error promediado entre el factor de hinchamiento experimental y el teórico, siendo éste el menor valor obtenido, mientras que usando gas natural para la misma muestra se observó un 12% (error promedio) siendo éste el mayor error obtenido, estos valores y los de las otras muestras se pueden observar desde la tabla 88 hasta la 94.

Debido a que todas las muestras analizadas presentaron bajos valores de error, no fue necesario descartar ninguna y se pudo continuar el estudio con todas las muestras. Sin

embargo los intervalos molares de inyección de gas si fueron limitados, manteniendo la consideración hecha en el análisis de presión de saturación, de que estos son los que más se acercan a lo que podría ser inyectado realmente en un yacimiento. Por lo tanto en la tabla 95 se muestran los intervalos molares de inyección de gas que fueron estudiados para cada muestra, donde el mayor valor fue 30.1 % molar de la muestra de fondo del pozo FUL-86 y el menor porcentaje molar de inyección fue 13.1 % molar y lo tuvo la muestra del pozo LPG-1462 donde se uso nitrógeno como gas de inyección.

La ecuación de estado que más cotejó el factor de hinchamiento (FH) fue la de SRK-Peneloux (T) (Ec. 3), ya que ésta se repite en cinco de las ocho pruebas consideradas en el estudio de este parámetro (FH).

Finalmente, se observó que el simulador se puede usar en los casos donde el porcentaje molar de gas inyectado varíe desde 0 hasta 20%, ya que genera menos error entre los valores obtenidos por el mismo y los obtenidos experimentalmente en este parámetro estudiado (factor de hinchamiento correspondiente para cada % molar de gas inyectado).

### **2.3.- Relación Gas-Petróleo**

Para este parámetro termodinámico relación gas petróleo (volumen de gas/volumen de líquido a condiciones normales) no se dispone de información experimental para comparar los resultados prácticos con los teóricos, por lo que solo se presentaron los valores obtenidos con el simulador PVT sin aplicando la ecuación que mejor ajustó en los valores de presión de saturación y el factor de hinchamiento.

La variación de este parámetro en función del cambio porcentual de gas de inyección presenta una tendencia de proporcionalidad; es decir a medida que aumenta el gas de inyección aumenta la relación gas petróleo, como es de esperarse.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentarán las conclusiones de la aplicación del simulador a las muestras estudiadas (Oriente, Occidente) y a las pruebas de hinchamiento; en segundo lugar se presentarán las recomendaciones.

#### 1.- CONCLUSIONES

A través de la validación de los datos experimentales obtenidos en laboratorios de PDVSA Intevep, con fluidos de yacimientos con estudios de asfaltenos del Oriente (Norte de Monagas) y Occidente de Venezuela utilizando el programa PVTsim, se llegaron a las siguientes conclusiones:

\* De las muestras de Oriente seleccionadas (20 muestras) según el criterio evaluado de un error menor al 25 % en la sumatoria de los cuatro parámetros estudiados ( $P_{sat}$ , RGP,  $^{\circ}$ API,  $B_o$ ), el 60 % (12 muestras) fueron cotejadas por la ecuación de PR78-Peneloux (Ec. 9).

\* De las 30 muestras de Oriente 3 fueron caracterizadas por el simulador, presentando errores desde 98% hasta 189%.

\* En las tendencias experimentales y teóricas de los parámetros estudiados ( $P_{sat}$ , RGP,  $B_o$  vs  $^{\circ}$ API ) de las muestras de Oriente se observó que hay menor error entre los datos teóricos y experimentales para crudos en un rango de 20 a 30  $^{\circ}$ API.

\* De las 14 muestras de Occidente solo se seleccionaron 3 muestras según el criterio evaluado de un error menor al 25 % en la sumatoria de los cuatro parámetros estudiados ( $P_{sat}$ , RGP,  $^{\circ}$ API,  $B_o$ ). Las ecuaciones que cotejaron estas muestras fueron : PR78-Peneloux (T) (Ec. 9), PR-Peneloux (T) (Ec. 6), y SRK-Peneloux (T) (Ec.3). Las demás presentaron errores desde 35% hasta 490%.

\* De las 14 muestras de Occidente 2 fueron caracterizadas por el simulador, presentando errores desde 256% hasta 490%.

\* En las tendencias experimentales y teóricas de los parámetros estudiados de las muestras de Occidente se observó que hay muy pocos puntos teóricos, por lo tanto no se infiere mucha información.

\* Se concluye que generar la caracterización del pseudo componente a través del simulador siempre conduce a errores mayores a cuando se usan las caracterizaciones obtenidas experimentalmente.

\* Por los errores presentados en las caracterizaciones a través del simulador para los crudos de Oriente y Occidente de Venezuela, se puede decir que éste no toma en cuenta la presencia de asfaltenos (tercera fase).

\* Se determinó que mientras más pesado sea el crudo mayor será la desviación entre los datos teóricos y los experimentales para las muestras de Oriente y Occidente.

\* Se determinó que mientras más asfaltenos contenga un crudo mayor será el peso molecular para las muestras de Oriente y Occidente.

\* Se concluye que para las pruebas de hinchamiento la ecuación de estado que mejor cotejó los parámetros estudiados (presión de saturación y factor de hinchamiento) fue la ecuación de SKR-Peneloux (T) (Ec. 3), cotejando un promedio de 5 muestras de las 8 estudiadas según el criterio evaluado (error promedio menor al 25 %).

\* Se determinó que el programa PVTsim puede ser usado para simular pruebas de hinchamiento en un rango de % molar de gas inyectado de 0 a 20% generando errores entre los datos obtenidos por el mismo y los experimentales bastante aceptables.

\* Se determinó que para los crudos asfálticos el programa PVTsim tiene limitaciones que deben ser consideradas para el caso de simulaciones teóricas.

## **2.- RECOMENDACIONES**

Con la finalidad de obtener más información acerca de la aplicabilidad del simulador PVTsim en los crudos venezolanos, se recomiendan los siguientes aspectos:

- Realizar las corridas con el programa PVTsim de crudos que no ocurra precipitación de asfaltos y compararlos con aquellos donde ocurra una precipitación significativa.
- Realizar un estudio más completo utilizando toda la base de datos PVT de crudos de Venezuela, la cual posee la industria.
- Realizar las corridas con el programa PVTsim de todos los ensayos experimentales PVT, incluyendo las pruebas de viscosidad, pruebas de separadores y compresibilidades.
- Realizar un estudio más amplio donde se pueda observar la influencia del pseudo componente en las predicciones.
- Realizar un estudio más intenso donde se pueda conocer cuales son las ecuaciones de estado que mejor cotejan el comportamiento termodinámico de los crudos venezolanos, y poder así tener más información para cálculos de reserva, esquemas de explotación óptimas y recuperación mejorada en el futuro; a través de simuladores numéricos y composicionales.

## BIBLIOGRAFÍA

American Society for Testing and Materials D2503-92. **Standard Test Method for Relative Molecular Mass (Molecular Weight) of Hydrocarbons by Thermoelectric Measurement of Vapor Pressure:** 1.997.

BÁNZER, C. **Correlaciones Numéricas P.V.T.** Edición preliminar. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Caracas, Venezuela: 1.995.

BOER, R. B. **Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors.** Sociedad de Ingenieros de Petróleo de AIME (SPE). Número SPE 24987. Cannes, Francia: 1.992.

BORGES, A., VÉLIZ, D., PIÑA, G y KEY, E. **Sistema PVT Libre de Mercurio. Usos y Aplicaciones.** Cartelera informativa PDVSA Intevep. Los Teques, Venezuela: 1.996

CALSEP, Inc. **PVT Simulations, Theory and Practice.** Houston: 2.000.

CARNAHAN, N. **Asfaltenes in Venezuelan Petroleum Production.** CEPET Conferencia sobre asfaltenos. Maracaibo, Venezuela: 1.991.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo. PDVSA CIED. **Análisis PVT-Nivel Avanzado.** Puerto La Cruz, Venezuela: 2.003.

DANESH, Ali. **PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids.** Elsevier, Segunda Edición: 2.001.

EDMISTER, Wayne y IK LEE, Byung. **Applied Hydrocarbon Thermodynamics.** Volume 1. Segunda Edición. Texas. 1.984.



HIRSCHBERG, A., DE JONG, L., SCHIPPER, B. Y MEYERS, J.G. **Influence of Temperature and Pressure on Asphaltenes Flocculation.** Sociedad de Ingenieros de Petróleo de AIME (SPE). Número SPE 11202. Nueva Orleans, Estados Unidos: 1.982.

J.R, Barceló. **Diccionario Terminológico de Química.** Madrid. 1.982. Editorial Alhambra.

N, IRVING Sax y LEWIS, Richard. **Diccionario de Química.** Editorial Omega.

PDVSA-CIED. **Ingeniería de Gas. Nivel I.** Caracas, Venezuela: 1.998.

PDVSA Intevep. Informe Técnico. **Estudio Especial de PNA en una Nafta Virgen:** 1.989.

PDVSA Intevep. **Revista Técnica.** Enero: 1.983.

PERRY. **Manual del Ingeniero Químico.** Sexta Edición. Tomo I. Editorial McGraw-Hill, 1.992.

PERRY. **Manual del Ingeniero Químico.** Sexta Edición. Tomo II. Editorial McGraw-Hill, 1.992.

RICHARDSON, TX. **Petroleum Engineering Handbook.** Tercera Edición, U.S.A. 1992.

RUSKA, W. **Ruska Mercury-Free PVT School.** Ruska Instrument Corporation. Houston, Estados Unidos: 1.992.

Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE). **Asphaltene Deposition: A Comprehensive Description of Problem Manifestations and Modeling Approaches.** SPE 18892. Oklahoma: 1.989.

STANDING, M.B. **Volumetric and Phase Behavior of oil Field Hydrocarbon Systems**. Sociedad de Ingenieros de Petróleo de AIMWE. Dallas, estados Unidos: 1.997.

T.F, YEN y G.V. CHILIGARIAN. **Development in Petroleum Science, Asphaltenes and Asphalts**. Elsevier: 1.994.

VIDAL, Carolina. **Caracterización termodinámica (PVT) de fluidos de fondo y superficie provenientes del Norte del Estado Monagas**. PDVSA, Intevp: 2001.

Y. SHEU, Eric y STORM, David. **Asphaltenes: Fundamentals and Applications**. New York: 1.995.

<http://www.vdabol.edu.bo/biblioteca/mfq/química/puntocríticofusionebullsolidif>

<http://www.calsep.com/PVTsim/PVT.htm>

<http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule.html>