



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**“CARACTERIZACIÓN PVT PARA ACEITES  
PESADOS Y EXTRA-PESADOS EN MÉXICO”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTAN:

**ENRIQUE GRANADOS CARRASCO**

**LUIS ANTONIO GONZÁLEZ MÉNDEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

**ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS**

CODIRECTOR DE TESIS:

**M.I. HÉCTOR HERNÁNDEZ GARCÍA**

**ING. MARÍA BERENICE AGUILAR LÓPEZ**





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## AGRADECIMIENTOS.

Ofrezco mis más profundos y sinceros agradecimientos a mi gran familia.

Gracias por su apoyo a lo largo de mis estudios hasta ser concluidos, pues este logro obtenido también es suyo.

Gracias por su paciencia, gracias por sus enseñanzas y consejos que me brindaron en todo este tiempo. Gracias a ustedes mi gran familia.

Agradezco a mi compañero de investigación, por su paciencia y esfuerzo empleados para realizar este trabajo.

A todos ustedes muchas gracias.

Enrique G.C.

## AGRADECIMIENTOS

Como testimonio al término de esta etapa en mi vida quiero agradecer profundamente a quienes con su ayuda, consejos y dedicación hicieron posible este trabajo. Con un profundo aprecio quiero dedicar un especial reconocimiento a mi familia y a mi compañero de investigación, por qué gracias a sus apoyos eh logrado las más grandes de mis metas.

En verdad mil gracias...

Luis Antonio G.M.

## AGRADECIMIENTOS.

Presentamos nuestros más especiales agradecimientos a las personas que con su experiencia, conocimiento, orientación, seguimiento y supervisión nos ayudaron a realizar y concluir este trabajo de investigación:

M.I. Héctor Hernández García

Ing. María Berenice Aguilar López

Ing. Edgar Urquieta Saavedra

Ing. María de Jesús Saucedo García

Ing. Elvia Sofía Contreras Vizcaino

Ing. Juan Flores Gómez

Ing. María del Rocío Ríos Lira

Ing. Cesar Miranda Corona

Tec. Guido Sánchez Santana

Tec. Quim. Ind. Edith Alejandra Cruz Suarez

Ing. Rocio Teresita Ignorosa Luna

Ing. Luis Manuel Pizano Gallardo

Ing. Francisco Pulido Castañeda

Dr. Carlos Lira Galeana

Dr. David Nieto

M. en C. José Luis Mendoza de la Cruz

Quim. Rosalba Palma Sánchez

Quim. Francisco Guerrero Galicia

Quim. Juan Carlos Olivera Sánchez

Ing. Manuel Juan Villamar Viguera

Gracias por su paciencia, motivación y tiempo dedicado para con nosotros... Muchas Gracias.

---

## ÍNDICE

Página

LISTA DE FIGURAS	iv
LISTA DE GRÁFICAS	vi
LISTA DE TABLAS	ix

<b>OBJETIVOS</b>	x
<b>ABSTRACT</b>	xi
<b>RESUMEN</b>	xiii
<b>INTRODUCCIÓN</b>	xv

### **CAPÍTULO 1**

#### **CONCEPTOS GENERALES Y COMPOSICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS**

<b>INTRODUCCIÓN</b>	2
<b>1.1. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	3
1.1.1. DEFINICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS	4
1.1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS	4
1.1.3. DIFERENCIAS ENTRE ACEITE PESADO, ACEITE EXTRA-PESADO Y BITUMEN, RESPECTO A SUS °API Y VISCOSIDAD	6
<b>1.2. COMPOSICIÓN DE UN ACEITE PESADO Y DE UN EXTRA-PESADO</b>	7
1.2.1. CROMATOGRAFÍA DE GASES PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS	11
1.2.2. FRACCIONAMIENTO SARA	14
1.2.2.1. RESINAS	16
1.2.2.2. ASFALTENOS	16
<b>1.3. PANORAMA MUNDIAL DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	19
1.3.1. RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO	21
1.3.2. REGIÓN MARINA NORESTE, MÉXICO	26
<b>1.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE EXTRA-PESADO</b>	31

### **CAPÍTULO 2**

#### **ANÁLISIS PVT PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS**

<b>INTRODUCCIÓN</b>	33
---------------------	----

<b>2.1. CELDAS PVT NO-CONVENCIONALES. INICIOS</b>	35
<b>2.2. MECANISMOS QUE ORIGINAN EL FENÓMENO DE DISPERSIÓN DEL GAS EN LOS ACEITES PESADOS Y ACEITES EXTRA-PESADOS</b>	41
2.2.1. EFECTO DE LAS FUERZAS VISCOSAS	42
2.2.2. EFECTO DEL RITMO DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN	45
<b>2.3. PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES PVT DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	53
2.3.1. CELDA PVT VISUAL PARA ALTAS PRESIONES CON SISTEMA DE DETECCIÓN DE SÓLIDOS (SDS)	53
2.3.1.1. MEDICIÓN DE LA PRESIÓN EN LA CELDA PVT	53
2.3.1.2. MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE LA TEMPERATURA EN LA CELDA PVT	54
2.3.1.3. EQUIPO DE LA CELDA PVT VISUAL PARA ALTA PRESIÓN	54
<b>2.4. MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	59
2.4.1. DEFINICIÓN DE VISCOSIDAD	60
2.4.2. VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)	64
2.4.2.1. DESCRIPCIÓN Y PRINCIPIO DE OPERACIÓN	64
2.4.2.2. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)	64
2.4.2.3. CALIBRACIÓN DEL VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)	67
2.4.2.4. CALIBRACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL EXTREMO ALTO	67
2.4.2.5. CALIBRACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL EXTREMO BAJO	68
2.4.2.6. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL DEL VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)	68
<b>2.5. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL ACEITE</b>	70
2.5.1. DENSÍMETRO DE TUBO VIBRANTE	70
2.5.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL DENSÍMETRO DE TUBO VIBRANTE (DTV)	71
2.5.2.1. CALIBRACIÓN DEL DTV	73
2.5.2.2. DESCRIPCIÓN DE UN DENSÍMETRO DE TUBO VIBRANTE (DTV), ANTON PAAR DMA HPM	75
2.5.2.3. CIRCUITO DE MEDICIÓN	77
2.5.2.3.1. MEDICIÓN DE PRESIÓN	77
2.5.2.3.2. MEDICIÓN DE TEMPERATURA	77
2.5.2.4. MEDICIÓN DEL PERIODO DE VIBRACIÓN	78
2.5.2.5. LÍNEA ELECTRÓNICA DE ADQUISICIÓN DE DATOS	78
<b>2.6. EXPERIMENTOS DE LABORATORIO PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	80
2.6.1. EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE (CCE), PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS	81
2.6.2. LIBERACIÓN DIFERENCIAL (DL), PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS	84
<b>2.7. AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO PARA LAS PROPIEDADES PVT DEL LABORATORIO</b>	87



**CAPÍTULO 3**

**MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO**

<b>INTRODUCCIÓN</b>	91
<b>3.1. VALIDACIÓN PVT POR LA PRUEBA DE DENSIDAD</b>	93
<b>3.2. VALIDACIÓN PVT POR LA FUNCIÓN “Y”</b>	94
<b>3.3. CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA C7+</b>	98
3.3.1. EXTENSIÓN DE LA FRACCIÓN PESADA ORIGINAL	99
3.3.2. CARACTERIZACIÓN DEL COMPONENTE C40+	102
3.3.3. AGRUPACIÓN PARA LOS COMPONENTES DE LA EXTENSIÓN	104
<b>3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA EL PSEUDO-COMPONENTE DE LA FRACCIÓN C40+</b>	106
<b>3.5. AJUSTE DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE</b>	110
<b>3.6. AGRUPACIÓN DE LOS COMPONENTES LIGEROS</b>	113
<b>3.7. DIAGRAMA DEL MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO</b>	116
<b>3.8. GRÁFICAS DE LOS RESULTADOS</b>	119

**CAPÍTULO 4**

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	130
---------------------------------------	-----

<b>APÉNDICE A</b>	140
-------------------	-----

**COMPORTAMIENTO DEL ACEITE ESPUMANTE**

<b>APÉNDICE B</b>	151
-------------------	-----

**CORRELACIONES PVT PROPUESTAS PARA ACEITES EXTRA-PESADOS**

<b>APÉNDICE C</b>	168
-------------------	-----

**DISTRIBUCIÓN MOLAR PARA LA FRACCIÓN C7+**

**REGLAS DE MEZCLADO DE KAY**

**PROPIEDADES CRÍTICAS DE KESLER-LEE**

**CORRELACIÓN LOHRENZ-BRAY-CLARK**

**ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG-ROBINSON DE TRES PARÁMETROS (P-R)**

<b>GLOSARIO</b>	179
-----------------	-----

<b>NOMENCLATURA</b>	189
---------------------	-----

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	190
---------------------	-----

## LISTA DE FIGURAS

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>CONCEPTOS GENERALES Y COMPOSICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	<b>Página</b>
<b>Figura 1.1</b>	Aceite Extra-pesado (izquierda) y Aceite Pesado (derecha).	3
<b>Figura 1.2</b>	Rangos de viscosidad para diferentes aceites a presión atmosférica y temperatura de yacimiento y °API a condiciones estándar.	6
<b>Figura 1.3</b>	Resumen de las fracciones de Hidrocarburos esperadas en el aceite.	9
<b>Figura 1.4</b>	Porfirinas de Níquel (Ni) y Vanadio (V) en el Aceite Pesado y Extra-pesado.	10
<b>Figura 1.5</b>	Fraccionamiento SARA del aceite muerto.	15
<b>Figura 1.6</b>	En la foto, el matraz contiene la muestra de Aceite Pesado calentada. El tubo parado contiene la resina, el plato Petri contiene el asfálteno y los otros tubos contienen saturados y aromáticos.	17
<b>Figura 1.7</b>	Estructura molecular propuesta para el asfálteno.	18
<b>Figura 1.8</b>	Ubicación geográfica de los Activos en la Región Marina Noreste.	26
<b>Figura 1.9</b>	Plano de localización del campo Utsil.	27
<b>Figura 1.10</b>	Mapa estructural de la cima de la Brecha-Cretácico, correlación sísmica entre las estructuras Numán, Utsil y Tekel para la cima de la Brecha-Cretácico y la roca almacén de la Brecha-Cretácico Superior.	28
<b>Figura 1.11</b>	Área de Explotación al año 2012 en la Sonda de Campeche al norte del yacimiento de Ku-Maloob-Zaap en aguas un poco más profundas.	29
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>ANÁLISIS PVT PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	
<b>Figura 2.1</b>	Comparación esquemática de un PVT convencional y uno no convencional.	35
<b>Figura 2.2</b>	Comportamiento del Aceite Pesado Espumoso (Foamy Oil) en una celda no-convencional, sin agitación.	37
<b>Figura 2.3</b>	Diagrama esquemático de la celda PVT visual para altas presiones, DB Robinson.	55
<b>Figura 2.4</b>	Configuración del cilindro Pyrex.	57
<b>Figura 2.5</b>	Efecto de la agitación y el volumen de gas desprendido en un proceso de decremento de presión para Aceites Pesados y Extra-pesados.	58
<b>Figura 2.6</b>	Representación del fluido en movimiento.	61
<b>Figura 2.7</b>	Placas paralelas que contienen entre ellas una capa delgada de líquido.	61
<b>Figura 2.8</b>	Esquema interno del Viscosímetro Electromagnético (EMV).	65
<b>Figura 2.9</b>	Esquema de funcionamiento del Viscosímetro Electromagnético (EMV).	69
<b>Figura 2.10</b>	Componentes del DTV. Esquema de la celda del Densímetro de Tubo Vibrante.	72
<b>Figura 2.11</b>	Esquema del Densímetro de Tubo Vibrante (DTV), Anton Paar DMA HPM.	76

---

<b>Figura 2.12</b>	Expansión a Composición Constante (CCE) para Aceites Pesados y Extra-pasados.	82
<b>Figura 2.13</b>	Liberación Diferencial (DL).	84-85
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO</b>	
<b>Figura 3.1</b>	Combinaciones para formar los nuevos pseudo-componentes.	104
<b>Figura 3.2</b>	Determinación en la agrupación de los pseudo-componentes.	106
<b>Figura 3.3</b>	Diagrama del método para caracterizar la fracción pesada de un Aceite Pesado o Extra-Pesado	114

## LISTA DE GRÁFICAS

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>CONCEPTOS GENERALES Y COMPOSICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	<b>Página</b>
<b>Gráfica 1.1</b>	Análisis composicional de un Aceite Extra-pesado, determinado mediante Cromatografía de Gases.	12
<b>Gráfica 1.2</b>	Composición en porcentaje mol (% mol) típica de los Aceites Extra-pesados de México.	13
<b>Gráfica 1.3</b>	Correlación entre densidad API y contenido de resinas y asfáltenos a partir del análisis SARA.	15
<b>Gráfica 1.4</b>	Total de Reservas de Aceite del Mundo. El Aceite Pesado, Aceite Extra pesado y el Bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos hidrocarburos totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles.	19
<b>Gráfica 1.5</b>	Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.	21
<b>Gráfica 1.6</b>	Relación reserva-producción de México periodo 2009-2012.	22
<b>Gráfica 1.7</b>	Composición de las Reservas de Aceite en México al 2012.	25
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>ANÁLISIS PVT PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	
<b>Gráfica 2.1</b>	Volumen total vs presión, comportamiento espumoso del Aceite Extra-pesado.	38
<b>Gráfica 2.2</b>	Gráfica del tiempo de espera para alcanzar el equilibrio liquido-gas, en una celda no-convencional.	39
<b>Gráfica 2.3</b>	Comparación entre los puntos de burbuja y pseudo-burbuja para un Aceite Espumante, súper-saturación.	40
<b>Gráfica 2.4</b>	El factor del volumen de formación como una función de la velocidad de agotamiento y presión.	49
<b>Gráfica 2.5</b>	La densidad del aceite como una función de la velocidad de agotamiento y presión.	50
<b>Gráfica 2.6</b>	Relación de solubilidad como una función de la velocidad de agotamiento y presión.	51
<b>Gráfica 2.7</b>	La viscosidad del aceite, como una función de la velocidad de agotamiento de presión.	52
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO</b>	
<b>Gráfica 3.1</b>	Tendencia de la función "Y" a partir de sus puntos calculados con P y $V_r$ .	95
<b>Gráfica 3.2</b>	Valores de Pb obtenidos a partir de la función "Y".	96
<b>Gráfica 3.3</b>	Extensión de la fracción pesada C7+ por método de Whitson y CMF hasta C40+.	99
<b>Gráfica 3.4</b>	Extensión de la fracción pesada C7+ por método de Whitson hasta C40+.	100
<b>Gráfica 3.5</b>	Comparación entre fracción molar C7+ y la extensión de la fracción C40+.	100
<b>Gráfica 3.6</b>	Tendencia de la caracterización de la Facción Pesada C7+ para	101

	Aceites Nacionales, generada por el Grupo de Simulación de Yacimientos, IMP 2013.	
<b>Gráfica 3.7</b>	Envolvente de Fases para la extensión hasta C40+.	102
<b>Gráfica 3.8</b>	Análisis de las tendencias en la extensión de la fracción C7+ a C40+.	103
<b>Gráfica 3.9</b>	Ajuste de la Viscosidad del Aceite por la correlación de LBC Modificada.	110
<b>Gráfica 3.10</b>	Envolvente Ajustada con 3 pseudo-componentes en la fracción pesada, no se agrupan los componentes ligeros.	117
<b>Gráfica 3.11</b>	Envolvente Ajustada Agrupada con los 7 pseudo-componentes, se agrupan los componentes ligeros. Agrupación_1.	118
<b>Gráfica 3.12</b>	Comparación de la Envolverte Ajustada (3 pseudo-componentes de la fracción pesada) vs Envolverte Ajustada Agrupación_1 (7 pseudo-componentes).	119
<b>Gráfica 3.13</b>	Comparación entre la Envolverte de Fases medida en el Laboratorio (curva roja) y la calculada por el Simulador de Flujo (curva morada).	120
<b>Gráfica 3.14</b>	Ajuste de la Densidad del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).	121
<b>Gráfica 3.15</b>	Ajuste del Factor de Volumen del Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).	122
<b>Gráfica 3.16</b>	Ajuste de la Relación Gas Disuelto-Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).	122
<b>Gráfica 3.17</b>	Ajuste de la Viscosidad del Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).	123
<b>Gráfica 3.18</b>	Ajuste de la Densidad del Aceite con la presión (7 pseudo-componentes).	124
<b>Gráfica 3.19</b>	Ajuste del Factor de Volumen del Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).	125
<b>Gráfica 3.20</b>	Ajuste de la Relación Gas Disuelto-Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).	125
<b>Gráfica 3.21</b>	Ajuste de la Viscosidad del Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).	126
<b>Gráfica 3.22</b>	Ajuste de la Densidad del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).	127
<b>Gráfica 3.23</b>	Ajuste del Factor de Volumen del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).	128
<b>Gráfica 3.24</b>	Ajuste de la Relación Gas Disuelto-Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).	128
<b>Gráfica 3.25</b>	Ajuste de la Viscosidad del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).	129
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
<b>Gráfica 4.1</b>	Comportamiento de la Envolverte de Fases para un Aceite Pesado vs Aceite Extra-pesado.	133
<b>Gráfica 4.2</b>	Comportamiento de la Viscosidad para Aceites Extra-pesados en función de la Temperatura @ Presión Atmosférica.	135
<b>Gráfica 4.3</b>	Cromatografía de gases extendido, para la fracción pesada C7+ de los aceites extra-pesados vs Extensión de Whitson.	136

---

<b>Gráfica 4.4</b>	Cromatografía de gases extendida, Extensión de Whitson, Ajuste de la Extensión de Whitson por el parámetro alfa, $\alpha$ , para la fracción pesada C7+.	136
<b>Gráfica 4.5</b>	Comportamiento molar de la curva en la cromatografía de gases extendida hasta C26 y la extensión por el método de Whitson hasta C37.	137
<b>Gráfica 4.6</b>	Comportamiento molar de la curva en la cromatografía de gases extendida hasta C27+, extensión por el método de Whitson hasta C38+.	138

## LISTA DE TABLAS

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>CONCEPTOS GENERALES Y COMPOSICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS</b>	<b>Página</b>
<b>Tabla 1.1</b>	Clasificación de los tipos de aceite muerto.	4
<b>Tabla 1.2</b>	Composiciones típicas para cada tipo de fluido de Yacimiento.	13
<b>Tabla 1.3</b>	Distribución histórica de las reservas remanentes totales por tipo de hidrocarburo y región.	23
<b>Tabla 1.4</b>	Clasificación de las reservas totales, o 3P, de acuerdo al tipo de aceite en las regiones productoras de México.	24
<b>Tabla 1.5</b>	Comparativa de algunas características de los Campos de Aceite Extra-pesado en México y otras naciones del mundo.	31
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO</b>	
<b>Tabla 3.1</b>	Datos en la prueba de separador.	93
<b>Tabla 3.2</b>	Combinación de los valores promedio de Pb.	96
<b>Tabla 3.3</b>	Composición del fluido original.	98
<b>Tabla 3.4</b>	Análisis de Sensibilidad para los pseudo-componentes al ajustar la Ecuación de Estado.	106
<b>Tabla 3.5</b>	Composición y Fracción pesada en tres pseudo-componentes.	107
<b>Tabla 3.6</b>	Comparación entre la fracción C7+ del Laboratorio y el pseudo-componente de la Extensión.	108
<b>Tabla 3.7</b>	Propiedades de los componentes ligeros y los no-hidrocarburos.	111
<b>Tabla 3.8</b>	Combinaciones para agrupar los componentes ligeros de acuerdo a su Peso Molecular.	112
<b>Tabla 3.9</b>	Análisis de sensibilidad para la agrupación de los componentes ligeros.	112
<b>Tabla 3.10</b>	Pseudo-componentes resultantes de la Composición Extendida.	113
<b>Tabla 3.11</b>	Comparación de Pb medida en el Laboratorio y la ajustada.	120
<b>APÉNDICE A</b>	<b>COMPORTAMIENTO DEL ACEITE ESPUMANTE</b>	
<b>Tabla A.1</b>	Comparación de los procesos de gas en solución: Dispersión del gas respecto al gas en solución convencional a nivel de poro.	143
<b>APÉNDICE B</b>	<b>CORRELACIONES PVT PROPUESTAS PARA ACEITES EXTRA-PESADOS</b>	
<b>Tabla B.1</b>	Valores de las constantes $C_1$ , $C_2$ , $C_3$ , y $C_4$ de la correlación de la TOTAL para el cálculo de la $R_s$	154
<b>Tabla B.2</b>	Valores de las constantes $C_1$ , $C_2$ , $C_3$ , y $C_4$ de la correlación de la TOTAL para el cálculo de $P_b$ .	156
<b>Tabla B.3</b>	Valores de las constantes $C_1$ , $C_2$ , y $C_3$ , de la correlación de Vázquez, M.E y Beggs, H.D. para el cálculo de $P_b$ .	157
<b>Tabla B.4</b>	Rango para las propiedades PVT de las muestras. AGIP.	166
<b>Tabla B.5</b>	Rango para las propiedades PVT de las muestras. Millán, E. <sup>4</sup> .	167
<b>Tabla B.6</b>	Sugerencias en el Análisis PVT para Aceites Pesados.	167

---

## **OBJETIVOS GENERALES:**

1. Presentar la definición y clasificación de los Aceites Pesados y Extra-pesados, que enuncia la literatura técnica, además mostrar la composición química que presentan estos tipos de aceites en México y algunas de las características de sus yacimientos.
2. Proponer equipos y procedimientos de medición utilizados en el laboratorio PVT para determinar las propiedades físicas y volumétricas de los Aceites Pesados y Extra-pesados.
3. Se propone la caracterización termodinámica de los Aceites Pesados y Extra-pesados mediante un programa de Ecuación de Estado (ajuste de la Ecuación de Estado), utilizado en un simulador de flujo. Se presenta el análisis del comportamiento de fases, volumétrico y composicional para este tipo de aceites.



---

## **Abstract**

*Extra-heavy and Heavy Oils are very viscous oils, low-density ° API, low pressures of saturation, besides difficult and expensive to produce. Therefore is a great challenge in their PVT Analysis and characterization for its composition, as well as one challenge for the production, transportation and refining.*

*Now a days we find that this kind of challenges presented by Extra-heavy and Heavy Oils for analysis, are being overcome with improvements in the technical equipment PVT and modifications to the methods for the PVT characterization that until recently were used for conventional oils.*

*In this work is presented the definition and classification for the Heavy Oils and Extra-heavy, as well as a general overview on the composition for the Heavy Oils and Extra-heavy observed the distribution of his light and heavy fractions (in mol percent), generating a database from reports PVT for oils national, in addition to knowledge about the percentage arising from metal components and the distribution of percent weight of resins and asphaltenes reported for oils of similar nature, result of the literary technique.*

*The slow evolution of gas during the exhaustion pressure process, due to the nature of the heavy and Extra-heavy oils, do necessary the requirement of technologies to characterize and model the behavior of equilibrium of phases for such hydrocarbons PVT analysis reported. So we present three proposals for equipments in order to determine their properties PVT. Due to the minimum volume of sample oil requirement and because goodness in the acquisition of data we propose, the DB-Robinson Cell to characterize the equilibrium behavior of the phases, the Electromagnetic Viscometer for modeling the behavior of the curve at high pressures, temperatures, and Vibrating Tube Densimeter for modeling the behavior of curve the density the oil at high pressures and temperatures.*

*As part of the work we propose a methodology to discretized and characterize the heavy fraction C7 +, reported in the PVT analysis, by means of a program of equation of*

---

*State (adjust the Peng-Robinson equation of State of 3 parameters), used in a flow Simulator, because good or bad results in numerical models on the Thermodynamics of the Heavy Oil characterization and Extra-heavy its depends on much of the heavy fraction because in this there are groups of components with different properties, and this is why it's so important to characterize it. For our case study of characterization will be at the level of reservoir with 11 ° API oil and was based on the reduction of the pseudo-components obtained from the extension of the original composition.*

---

# RESUMEN

En este trabajo se presenta la Caracterización PVT para los Aceites Pesados y Extra-pesados en México.

El trabajo se desarrolla en cuatro Capítulos, en los cuales se presenta:

En el Capítulo 1, **Conceptos Generales y Composición de los Aceites Pesados y Extra-pesados** se presenta la definición y clasificación para los Aceites Pesados y Extra-pesados propuesta por destacadas compañías Petroleras, así como la diferencia entre este tipo de aceites marcada por su densidad en °API y su viscosidad. En este mismo capítulo, se muestran las tendencias observadas de la composición para los Aceites Pesados y Extra-pesados obtenidas en los resultados de cromatografía de gases (número de carbono vs %mol), además del comportamiento de las resinas y asfáltenos en el fraccionamiento SARA (Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfáltenos). Como última parte del capítulo, se presenta el panorama mundial de las reservas de Aceite Pesado y Extra-pesado, incluyendo las reservas de estos tipos de hidrocarburos localizadas en México, también se muestran algunas de las características de los Yacimientos de Aceite Extra-pesado en México y otras naciones del mundo.

En el Capítulo 2, **Análisis PVT para Aceites Pesados y Extra-pesados** se expone el fenómeno de dispersión del gas en los Aceites Pesados y Extra-pesados, observado en los experimentos de separación diferencial llevado a cabo en Celdas PVT con agitación y sin agitación, destacando el efecto de la viscosidad y el ritmo de agotamiento de presión, como principales mecanismos que originan dicho fenómeno. En este mismo capítulo, además se describen tres Equipos Técnicos para determinar las propiedades PVT en los Aceites Pesados y Extra-pesados. Se presentan, debido al mínimo requerimiento de volumen de muestra de aceite necesario para el análisis y a la bondad en la adquisición de datos, la Celda DB-Robinson para caracterizar el comportamiento de equilibrio de las fases, el Viscosímetro Electromagnético para modelar el comportamiento de la curva de viscosidad del aceite a altas presiones y temperaturas y el Densímetro de Tubo Vibrante para modelar el comportamiento de la curva de densidad

---

del aceite a altas presiones y temperaturas. Al final del capítulo se muestran los esquemas de la técnica utilizada en la Celda PVT DB-Robinson con la cual se realizan los Experimentos de Expansión a Composición Constante y Liberación Diferencial para los Aceites Extra-pesados.

En el Capítulo 3, **Método para Caracterizar la Fracción Pesada de un Aceite Pesado o Extra-pesado** se presenta una metodología para discretizar y caracterizar la fracción pesada,  $C_{n+}$ , de los Aceites Pesados o Extra-pesados reportada en el Análisis PVT, mediante un programa de Ecuación de Estado (ajuste de la Ecuación de Estado de Peng-Robinson de 3 parámetros) en un simulador de flujo. La práctica en la caracterización PVT muestra que obtener buenos o malos resultados en modelos numéricos sobre la caracterización termodinámica para los Aceites Pesados o Extra-pesados depende de la fracción pesada. Para este trabajo el estudio de caracterización PVT, se hizo a nivel de yacimiento, con un Aceite de 11 °API y se basó en la reducción de los pseudo-componentes obtenidos de la extensión de la composición original.

En el Capítulo 4, se presentan las **Conclusiones** de los capítulos anteriores, así como un análisis de la extensión de la composición original en los Aceites Extra-pesados por el método Whitson, en la parte de las **Recomendaciones**.

Al final del trabajo se presentan los **Apéndices A, B y C**, además de un **Glosario** y **Nomenclatura**, utilizados como apoyo para una mejor comprensión, seguidos por la **Bibliografía** consultada para la realización de este trabajo.

---

# INTRODUCCIÓN

Hasta hace unos años los Aceites Pesados y Extra-pesados sólo representaban fluidos hidrocarburos de alto costo de producción, bajo poder calorífico y por ende de bajo interés para el mercado. En la actualidad la balanza ha cambiado, y ahora la producción de estos aceites, representa una necesidad para cubrir la gran demanda energética de los países.

Las dos extensiones más grandes e importantes del mundo donde existen las acumulaciones de Aceites Pesados y Extra-pesados son los Yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela y las Arenas Petrolíferas de Alberta en Canadá, pero otras acumulaciones importantes se encuentran en Rusia, Medio Oriente (Omán), México (Costa del Golfo de México), Brasil, China (Bahía de Bohai), entre otros, y además es sabido que en estos últimos países el trabajo de desarrollo ha sido limitado, ya que los esfuerzos se centran más en la recuperación de Aceites Convencionales.

Los Aceites Pesados y Extra-pesados son aceites muy viscosos, de baja densidad en °API, bajas presiones de saturación, además de difíciles y caros de producir. Por ello presentan grandes desafíos en sus Análisis PVT y de caracterización para su composición, así como retos para su producción, transporte y refinación.

En la actualidad encontramos que los desafíos que presentan los Aceites Pesados y Extra-pesados para su análisis, están siendo superados con propuestas de equipos técnicos PVT y modificaciones a los métodos para la caracterización PVT que se desarrollaban para los Aceites Convencionales, ya que se cree los Aceites Pesados y Extra-pesados prometen desempeñar un rol muy importante en el futuro de la Industria Petrolera.

Hacer uso de los Aceites Pesados y Extra-pesados de la forma más benéfica, implica desarrollar un gran conocimiento sobre ellos, además del estudio de los componentes no hidrocarburos que los acompañan, pues conocer las propiedades PVT de estos hidrocarburos, tanto de forma individual como mezclados con otros fluidos, constituyen los principios de la Ingeniería de Yacimientos.

# **CAPÍTULO 1**

## **CONCEPTOS GENERALES Y COMPOSICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS**

## INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente demanda de energía y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de Aceite Convencional, la atención de la Industria Petrolera en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la exploración y explotación de Aceite Pesado y Extra-pesado. Hoy en día, los Aceites Pesados y Extra-pesados parecen ser la fuente de energía capaz de compensar la producción en declive de los Aceites Convencionales.

La mayor parte de los Recursos de Hidrocarburos del Mundo corresponden a aceites viscosos y de bajos °API, que son difíciles y caros de producir, además de refinar. Si bien los aceites con bajos °API y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y retos especiales para su producción, transporte y refinación, dichos desafíos están siendo actualmente superados con tecnologías propuestas y modificaciones a los métodos desarrollados para los Aceites Convencionales, y los Aceites Pesados y Extra-pesados prometen desempeñar un rol muy importante en el futuro de la Industria Petrolera.

En este capítulo se presenta la definición y clasificación para los Aceites Pesados y Extra-pesados propuesta por destacadas Compañías Petroleras, además de su diferencia entre este tipo de hidrocarburos. Las fracciones más ligeras del aceite, derivadas del proceso de destilación son las más valiosas. Pero en los Aceites Pesados y Extra-pesados se tiende a poseer una mayor concentración de las fracciones pesadas, lo cual requiere de esfuerzos mayores para su caracterización. Se mostrará la distribución de la composición para los Aceites Pesados y Extra-pesados, generada de una base de datos obtenida de reportes PVT, para aceites nacionales, además de una revisión sobre el porcentaje que se presenta de los componentes metálicos y la distribución de las resinas y asfáltenos en hidrocarburos de naturaleza similar.

En la última parte del capítulo se muestra un panorama general de la abundancia del Aceite Pesado y del Extra-pesado a nivel mundial y nacional, haciendo énfasis en la región nacional de mayor categoría para estos tipos de aceites hidrocarburo, presentando algunas de sus características de estos yacimientos.

## DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

Si bien la densidad del aceite es importante para evaluar el valor del recurso, existen diferentes tipos de aceite dependiendo de sus propiedades físicas y químicas; sin embargo, para clasificar un aceite muerto generalmente se expresa en una escala normalizada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) que se denomina gravedad en grados API ( $^{\circ}\text{API}$ ). Dicha gravedad muestra el valor de la densidad del aceite muerto a condiciones de presión y temperatura estándar dictadas por la NIST (National Institute of Standards and Technology), con valor de  $14.69 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$  y  $60^{\circ}\text{F}$  ( $1 \text{ atm}$  y  $15.55^{\circ}\text{C}$ ) respectivamente, la cual se evalúa mediante la siguiente correlación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\frac{sg_{60^{\circ}\text{F}}}{60^{\circ}\text{F}}} - 131.5$$

Donde  $sg$  ( $60^{\circ}\text{F}/60^{\circ}\text{F}$ ) se refiere a la gravedad específica (specific gravity en inglés) o densidad relativa  $\gamma_o$ , que es la gravedad que relaciona la densidad de la muestra  $\rho_o$ , a  $60^{\circ}\text{F}$  respecto a la densidad del agua  $\rho_w$ , también a  $60^{\circ}\text{F}$ . Entonces:

$$sg = \frac{\rho_o}{\rho_w} ; [\text{adimensional}]$$

La densidad de un aceite es una característica fundamental, ya que refleja su composición química, de la cual dependen todas las principales propiedades del fluido. Por esta razón, la gravedad  $^{\circ}\text{API}$  es usada como parámetro para clasificar los diferentes tipos de aceite<sup>1,2</sup>. La **Figura 1.1**, muestra dos aceites pasados con diferente  $^{\circ}\text{API}$ .



**Figura 1.1.-** Aceite Extra-pesado (izquierda) y Aceite Pesado (derecha).



### 1.1.1. DEFINICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

De Ghetto y colaboradores definieron por primera vez el Aceite Pesado en términos de gravedad API. Más tarde, dividieron el Aceite Pesado en dos grupos: Aceite Pesado ( $10 < \text{°API} < 22.3$ ) y el Aceite Extra-pesado ( $\text{°API} \leq 10$ )<sup>3</sup>. Los aceites muertos de  $10 \text{ °API}$ , o menor densidad se conocen como; Aceites Extra-pesados, Ultra-pesados o Súper-pesados, porque son más densos que el agua. El Aceite Extra-pesado, es un aceite muerto con fracciones relativamente altas de componentes pesados (principalmente asfáltenos y parafinas), alta densidad relativa (baja gravedad API) y alta viscosidad a condiciones de yacimiento<sup>4</sup>.

### 1.1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

Con base en la gravedad API, el aceite muerto se clasifica en los diferentes tipos de acuerdo a su densidad como se muestran en la **Tabla 1.1**. Mientras menor sean los grados  $\text{°API}$ , el aceite es más pesado (más denso).

Aceite Muerto	Gravedad $\text{°API}$	Densidad $\left[ \frac{\text{g}}{\text{cc}} \right]$
Extra-pesado	$\text{°API} \leq 10$	$\rho \geq 1$
Pesado	$10 < \text{°API} \leq 22.3$	$1 > \rho \geq .921$
Mediano	$22.3 < \text{°API} \leq 31.1$	$.921 > \rho \geq .871$
Ligero	$31.1 < \text{°API} \leq 39$	$.871 > \rho \geq .829$
Súper-ligero	$\text{°API} > 39$	$\rho < .829$

**Tabla 1.1.-** Clasificación de los tipos de aceite muerto<sup>1,2</sup>.

Para los Aceites Extra-pesados la clasificación se basa en un estudio que marca las siguientes razones:

- La variación en las propiedades en este tipo de aceites depende principalmente de la presencia de un mayor número de componentes pesados.

- En los últimos años, las compañías petroleras se han interesado cada vez más en yacimientos de Aceites Extra-pesados.
- Recursos Hidrocarburos abundantes en el planeta.
- La confiabilidad de las correlaciones para este tipo de aceites ( $^{\circ}\text{API} \leq 10$ ).
- Avances tecnológicos para una mejor recuperación del Hidrocarburo.

Con el mismo fin de distinguir los diferentes tipos de Aceite Pesado, la empresa TOTAL S.A ideó una clasificación basada en la viscosidad<sup>5</sup>:

Clase A. Aceites Pesados son considerados como aquellos con viscosidad de 10 a 100 centipoises [cP].

Clase B. Los Aceites Extra-pesados se han ubicado en un rango de viscosidad de 100 a 10,000 [cP].

Estas dos categorías, abarcan un rango de 6 a 10  $^{\circ}\text{API}$  para los Aceites Extra-pesados y de 10 a 25  $^{\circ}\text{API}$  para los Aceites Pesados, incluyendo los aceites móviles que pueden ser recuperados por la producción en frío.

Clase C. Hidrocarburos con viscosidad superior a 10,000 [cP], se cuentan como Bitúmenes de menos de 6  $^{\circ}\text{API}$ , inmóviles a las condiciones del yacimiento y por lo tanto requieren métodos de recuperación térmica, como la inyección de vapor, o las técnicas de minería.

Clase D. Comprende las Lutitas Bituminosas, consideradas como roca madre. Estos recursos se obtienen mediante técnicas de minería in-situ.

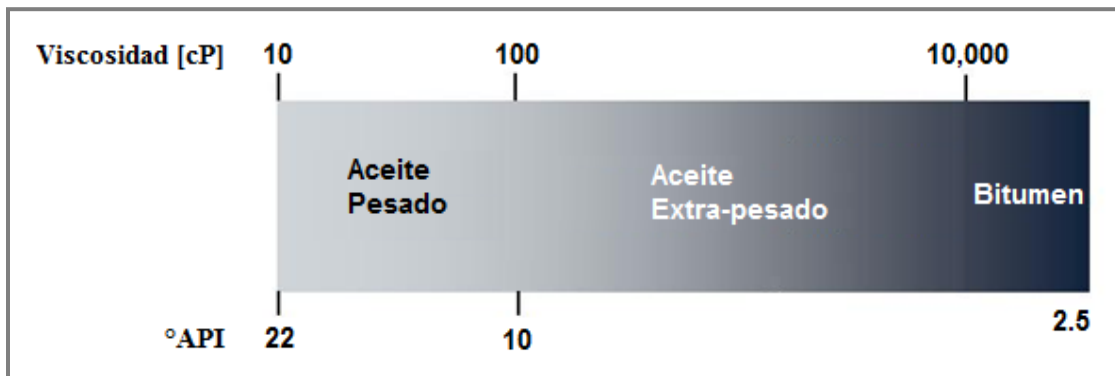
### 1.1.3. DIFERENCIAS ENTRE ACEITE PESADO, ACEITE EXTRA-PESADO Y BITUMEN, RESPECTO A SUS °API Y VISCOSIDAD<sup>6,7</sup>.

Aceite Pesado, con una densidad mayor a 10 °API y menor o igual a 22.3 °API, y una viscosidad para el aceite de 10-100 [cP] a temperatura de yacimiento y presión atmosférica.

Aceite Extra-Pesado, con una densidad menor o igual a 10 °API y viscosidad del aceite menor a los 10,000 [cP] a temperatura de yacimiento y presión atmosférica.

Bitumen, son aceites cuyos °API son menores a 10 y su viscosidad excede los 10,000 [cP] a temperatura de yacimiento y presión atmosférica.

Una comparación de la viscosidad del aceite y densidad °API entre los diferentes tipos de aceite se indica en la **Figura 1.2**.



**Figura 1.2.-** Rangos de viscosidad para diferentes aceites a presión atmosférica y temperatura de yacimiento y °API a condiciones estándar.

Entonces la distinción entre el Bitumen y el Aceite Muerto Extra-pesado no es un asunto de gravedad específica o de composición química, sino de viscosidad. El Bitumen es más viscoso que el Aceite Extra-pesado a la presión atmosférica y temperatura del yacimiento. Por lo que el Bitumen es prácticamente inmóvil a la temperatura del yacimiento, y los Aceites Extra-pesados tienen un cierto grado de movilidad. La propiedad que más afecta la producción y recuperación del hidrocarburo es la viscosidad. Así que cuanto más viscoso es el aceite, más difícil resultará producirlo.

## 1.2. COMPOSICIÓN DE UN ACEITE PESADO Y DE UN EXTRA-PESADO

Distintas teorías ofrecen explicaciones sobre el origen y formación del Petróleo a través del tiempo geológico;

- Una teoría describe al yacimiento como un reactor gigantesco de altas temperaturas y altas presiones con superficies de rocas catalíticas (rocas que aumentan o disminuyen la velocidad de una reacción química) que lentamente convierten la materia orgánica depositada en aceite y gas.
- Otras teorías hipotetizan que el aceite y gas son el resultado de una acción bacteriana que transformó el depósito de materia orgánica del yacimiento.
- Por otro lado, investigadores sostienen que el aceite y gas se pudo haber formado en la misma formación geológica, pero que cada fluido emigró a trampas de diferente elevación, debido a la diferencia de densidad de los fluidos y fuerzas gravitacionales.

Pero no es suficiente una simple teoría para explicar cómo el aceite y gas fueron formados en todos los yacimientos.

La naturaleza y composición del fluido del yacimiento depende en cierta medida del ambiente de depósito de la formación de la cual el fluido es producido. Del grado de madurez (equilibrio molecular alcanzado, debido a la difusión de las moléculas al paso del tiempo geológico) alcanzado antes de la explotación, de los procesos migratorios experimentados para llegar a la roca almacenadora, y de los procesos de lavado por agua y biodegradación sufridos durante la permanencia en el yacimiento

El aceite y el gas natural están compuestos de muchos componentes químicos de un amplio rango de peso molecular. Algunas estimaciones indican que cerca de 3,000 componentes orgánicos pueden existir en un solo yacimiento. El gas natural está compuesto principalmente de alcanos de bajo peso molecular (metano ( $\text{CH}_4$ ) hasta butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), y en algunos casos cantidades muy pequeñas de helio (He), hidrógeno (H), y monóxido de carbono (CO).

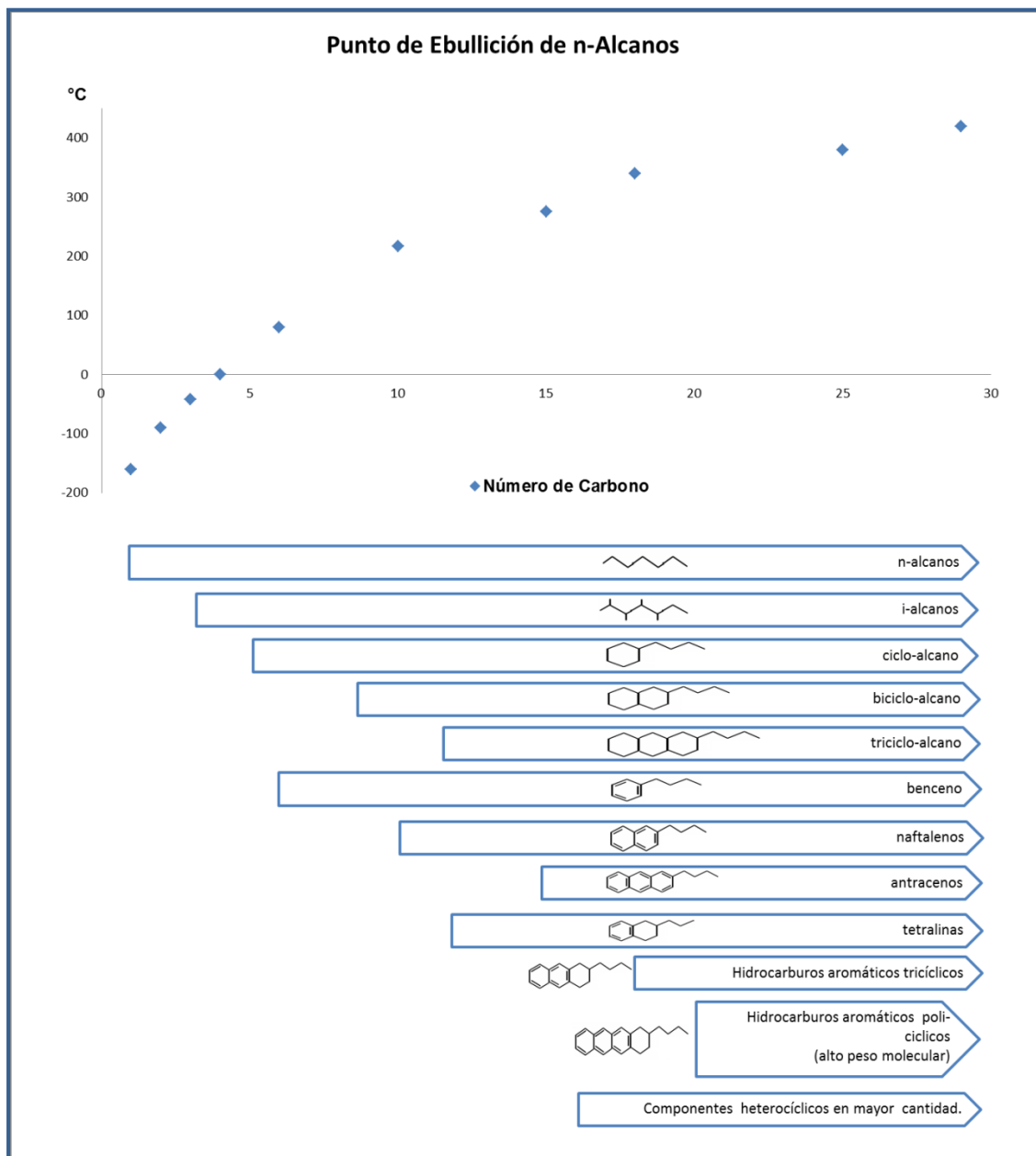
La composición y los gradientes de presión y de temperatura en el yacimiento como función de la profundidad, pueden causar variaciones en las propiedades del fluido del yacimiento.

La fórmula empírica  $C_nH_{2n+h}S_aN_bO_c$  se puede utilizar para clasificar casi todos los componentes encontrados en el aceite. La mayor porción del aceite está compuesta de hidrocarburos de número de carbón,  $n$ , con rangos que van de 1 hasta 60 y  $h$  que puede variar de  $h=+2$  para hidrocarburos parafínicos (alcanos) de bajo peso molecular a una  $h=-20$  para componentes orgánicos (por ejemplo: hidrocarburos aromáticos poli-cíclicos) con altos pesos moleculares. Ocasionalmente, se producen sustituciones de azufre (S), nitrógeno (N) y oxígeno (O) en los componentes orgánicos de alto peso molecular, con  $a$ ,  $b$ , y  $c$  de rangos que usualmente varían entre 1 a 3.

Dentro y fuera de cada clase de hidrocarburos, muchos isómeros comparten  $h$  y  $n$  números. Las series de los alcanos (parafinas) con  $h=2$  tienen sus cadenas de hidrocarburos completamente saturados y además son químicamente estables. Las series de los alquenos (olefinas) de  $h=0$  y alquinos (acetileno) con  $h=-2$ , son compuestos insaturados, de cadenas lineales con doble y triple enlace entre carbonos, respectivamente. Debido a que los alquenos y alquinos son compuestos reactivos, estos no son usualmente encontrados en los yacimientos petroleros.

La serie de los naftenos (ciclo-parafinas o parafinas de cadena cerrada) con  $h=0$ , son anillos saturados, que se encuentran en casi todos los aceites. La serie de los aromáticos o "bencenos" con  $h=-6$ , son componentes cíclicos insaturados, su punto de ebullición es bajo (80 °C), también es un componente reactivo y existen concentraciones relativamente bajas en los aceites. **Figura 1.3.**

Los Aceites Pesados y Extra-pesados se caracterizan por contener hidrocarburos aromáticos poli-cíclicos insaturados con un número  $h$  cada vez más negativo. Conforme el peso molecular se incrementa en el aceite, estos componentes muestran diferentes grados de saturación en sus anillos fusionados con cadenas laterales de hidrocarburos.



**Figura 1.3.-** Resumen de las fracciones de Hidrocarburos esperadas en el aceite. (Neumann y colaboradores).

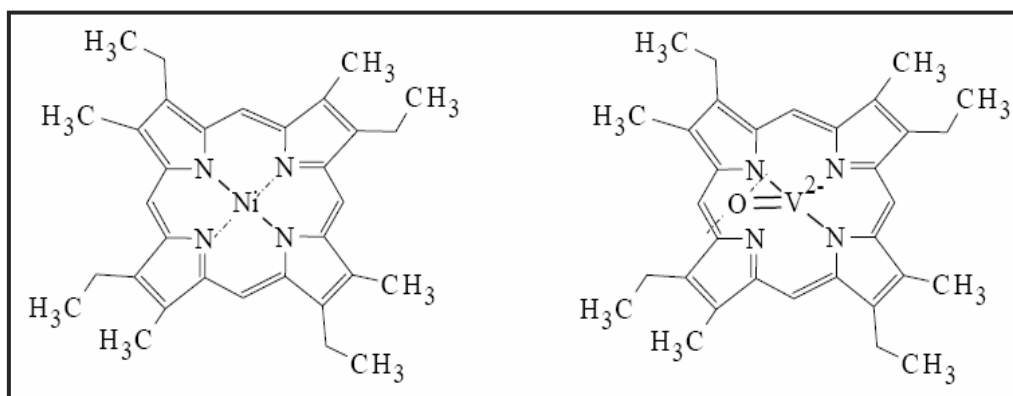
Los Aceites Extra-pesados están compuestos principalmente de hidrocarburos, componentes de hidrógeno (H) y carbono (C). Además de una amplia gama de no hidrocarburos que han sido encontrados entre sus compuestos, como son cantidades de azufre (S), nitrógeno (N), oxígeno (O), y en estos casos existen cantidades de ciertos metales como: vanadio (V) y níquel (Ni)<sup>8</sup>.

El contenido elemental de los Aceites Extra-pesados en comparación con los Aceites Convencionales en general, es:

Aceite Extra-pesado $^{\circ}\text{API} \leq 10$ <sup>15,16,17,19</sup>	Aceite Convencional 25-35 $^{\circ}\text{API}$ <sup>18</sup>
C: 82 - 86 %	C: 83 - 87%
H: 7.5 - 13%	H: 11 - 14%
S: 1.3 - 4.8%	S: 0.01 – 0.8%
O: 0.2- 1.7%	O: 0.4 - 2%
N: 0.3- 1.5%	N: 0.01 – 1.3%

La comparación muestra el bajo contenido de Hidrogeno (H) y un alto contenido de Azufre (S) en el Aceite Extra-pesado, adicionalmente estos aceites contienen Vanadio (V) y Níquel (Ni) en cantidades de 0.8% y 0.1%, respectivamente.

Los metales como el Níquel (Ni) y el Vanadio (V) pueden formar compuestos organometálicos (porfirinas) en el aceite<sup>8</sup>. Una característica importante del vanadio en la porfirina es que está enlazado a un átomo de oxígeno, mientras que el níquel no tiene esta particularidad. Todos los aceites contienen metales y generalmente su concentración se incrementa en los Aceites Pesados y Extra-pesados. **Figura 1.4.**



**Figura 1.4.** - Porfirinas de Níquel (Ni) y Vanadio (V) en el Aceite Pesado y Extra-pesado<sup>13,14</sup>.

### 1.2.1. CROMATOGRAFÍA DE GASES PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

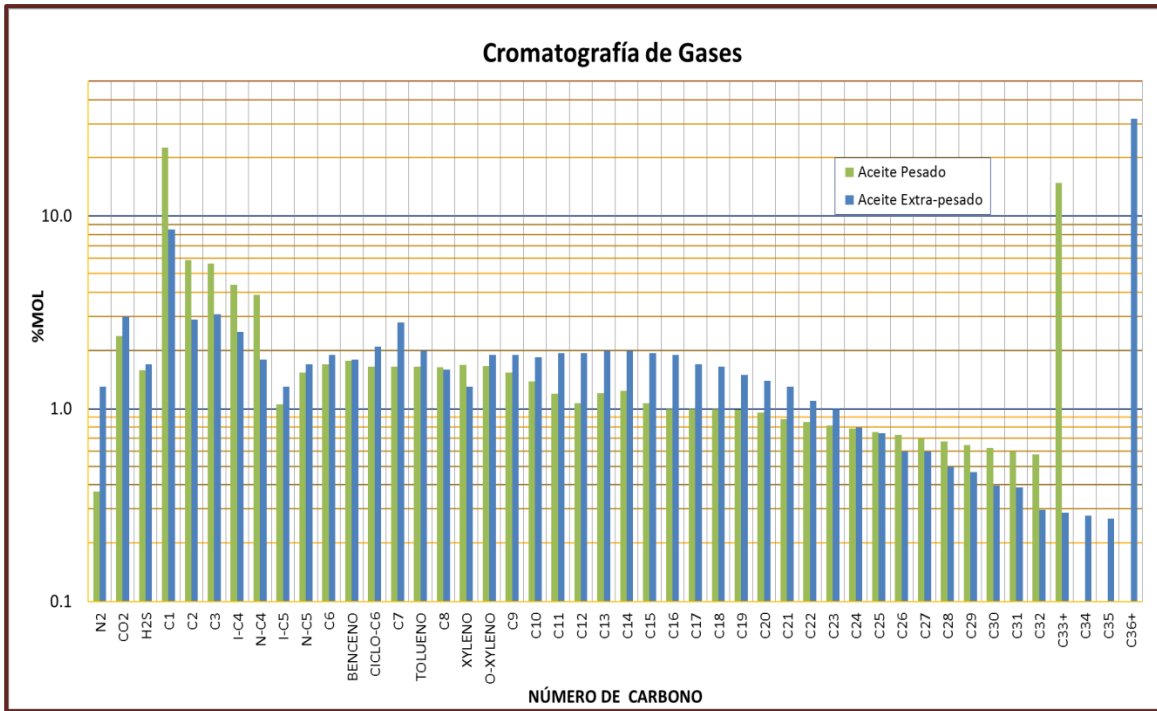
Comparadas con los Aceites Convencionales, las muestras de Aceite Pesado y Extra-pesado viscoso no sólo son más difíciles de adquirir sino que plantean diversos desafíos en el análisis de fluidos de laboratorio. Con la utilización de procedimientos tradicionales de análisis para las propiedades de fluidos, probablemente no se logren caracterizar en forma completa las muestras de este tipo de aceites. Para resolver este problema, se han desarrollado diversas técnicas de laboratorio para describir la composición química y el comportamiento de fase para este tipo de hidrocarburos.

Las técnicas de análisis composicional utilizadas actualmente con los Aceites Convencionales han sido aplicadas a los Aceites Pesados y Extra-pesados, con el propósito de conocer las limitaciones e identificar posibles mejoras. Para describir la composición química de los hidrocarburos, la técnica más común es la Cromatografía de Gases (GC). Este tipo de análisis describe la naturaleza química del petróleo con suficiente grado de detalle como para captar las diferencias existentes entre los hidrocarburos<sup>9</sup>.

Para el análisis composicional, un volumen de fluido hidrocarburo medido con precisión es transferido isobárica e isotérmicamente a un picnómetro especial para medir su masa y su densidad. Luego, la muestra de aceite se enfría hasta alcanzar la temperatura ambiente y se descomprime hasta la presión del medio ambiente.

El volumen de gas liberado mediante este procedimiento permite el cálculo de la relación gas-aceite de producción, RGA. La técnica de cromatografía en la fase gaseosa determina la composición de la fase vapor hasta C15+ y la composición de la fase líquida hasta C36+. La composición original del aceite se calcula a través de la suma de las contribuciones individuales de cada fase. **Gráfica 1.1**



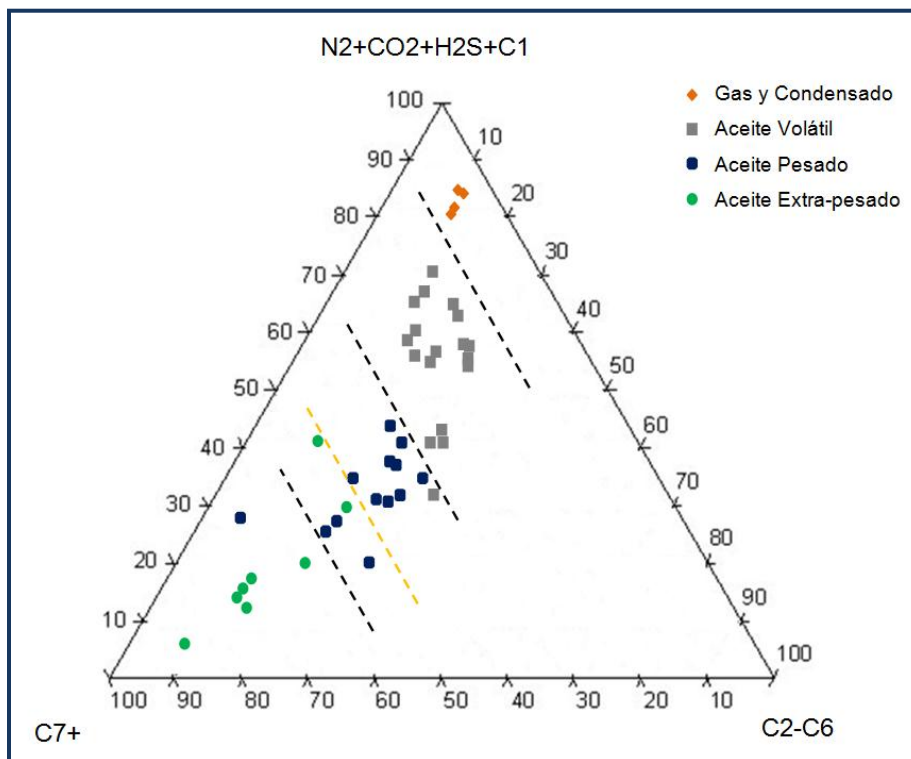


**Gráfica 1.1.-** Análisis composicional de un Aceite Extra-pesado, determinado mediante Cromatografía de Gases. La gráfica muestra la contribución de hidrocarburos desde C1 hasta C36+, además de las concentraciones de no-hidrocarburos.

El análisis GC estándar puede determinar la composición química de un aceite convencional hasta C36+. Su fortaleza radica en la detección de los componentes livianos de los aceites convencionales. Este procedimiento asegura que se disponga de una composición del fluido de yacimiento consistente para las operaciones siguientes de caracterización de las propiedades de los fluidos y simular la producción del yacimiento.

El análisis GC estándar no puede diferenciar el alto número de componentes de mayor peso molecular de los aceites pesados con suficiente grado de detalle como para ser utilizado en las operaciones de simulación<sup>10</sup>.

En la **Gráfica 1.2**, el diagrama ternario clasifica los diferentes tipos de aceite típicos de México, de acuerdo a su composición Molar (por ciento mol, %mol). La agrupación de los componentes se basa en la similitud de su Peso Molecular (MW).



Gráfica 1.2.- Composición en porcentaje mol (% mol) típica de algunos aceites de México.

La fortaleza de la técnica de GC también radica en que analiza la muestra entera, desde los compuestos livianos hasta los pesados, y de este modo permite comparar todos los aceites basándose en su porcentaje molar (% mol).

La **Tabla 1.2**, muestra composiciones típicas, en porcentaje mol (% mol), para algunos de los fluidos hidrocarburos nacionales<sup>11</sup>.

	Metano, C1 (% mol)	Intermedios, C2-C6 (% mol)	Heptano más, C7+ (% mol)
Aceite Extra-pesado*	25	15	60
Aceite Pesado	30	35	35
Aceite Volátil	55	30	15
Gas y Condensado	70	22	8

Tabla 1.2.-Composiciones típicas para algunos hidrocarburos nacionales.

\*Rango de composición observado

La diferenciación entre este tipo de fluidos no siempre es clara y precisa, y por lo tanto, las conclusiones acerca del comportamiento del yacimiento basadas únicamente en el tipo de fluidos presentes, deben considerarse como tentativas (medios apropiados pero no muy confiables). Solamente un estudio detallado de la naturaleza del sistema de hidrocarburos y el proceso de agotamiento del yacimiento, pueden producir resultados correctos en relación al tipo de fluidos y del yacimiento con el que se está tratando.

### 1.2.2. FRACCIONAMIENTO SARA

Además de la caracterización composicional para los Aceites Pesados, se ponen en práctica técnicas de análisis adicionales que examinan en forma más exhaustiva estos fluidos de alta densidad ( $\text{g/cm}^3$ ) y alta viscosidad. Entre estas técnicas se encuentran el análisis de las fracciones SARA. **Figura 1.5.**

El análisis SARA (Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfáltenos) fracciona el aceite hidrocarburo en condiciones de tanque en agregados químicos como son los saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, sobre la base de los elementos fundamentales; Carbono (C), Hidrógeno (H), Oxígeno (O), Nitrógeno (N) y Azufre (S), expresados como fracción masa o porcentaje en peso (WT %), por solubilidad y polaridad.

En el fraccionamiento SARA por solubilidad, los asfáltenos se separan de los otros componentes mediante el agregado de un n-alcano (insoluble en n-alcanos), tal como el n-pentano o el n-heptano. Los componentes remanentes, denominados máltenos, son fraccionados en forma posterior haciendo pasar la mezcla a través de una columna. Cada componente es removido de la columna mediante lavado con diversos solventes. Los saturados, son removidos mediante lavado con n-alcano. Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de Carbono y seis de Hidrogeno. La aromaticidad se da cuando los dobles enlaces resonantes de la molécula están conjugados. Las resinas constituyen el componente polar no volátil del aceite muerto que es insoluble en el propano líquido<sup>12</sup>.

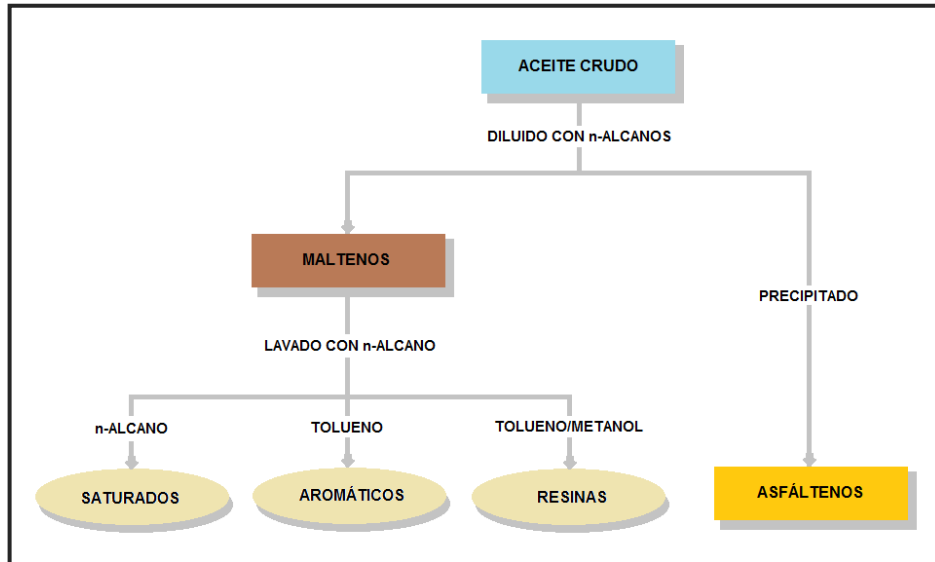
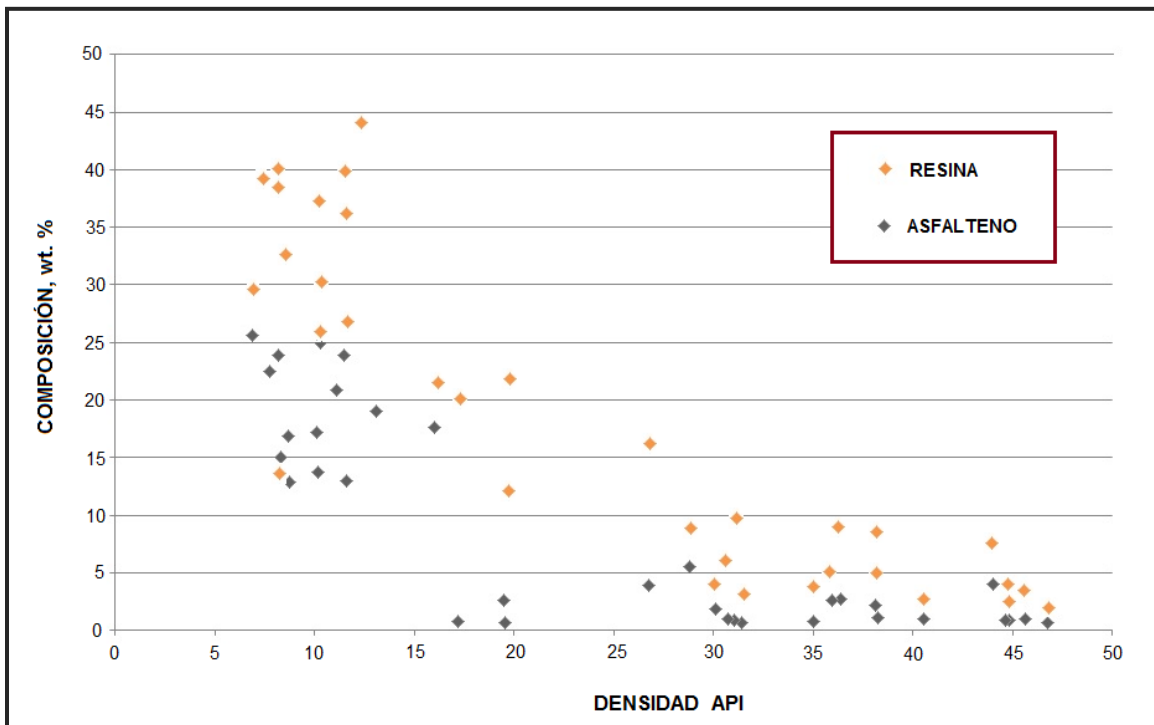


Figura 1.5.- Fraccionamiento SARA del aceite muerto.

El análisis SARA confirma el aumento esperado del contenido de resinas y asfáltenos con la disminución de la densidad API<sup>9</sup>. **Gráfica 1.3.**



Gráfica 1.3.- Correlación entre densidad API y contenido de resinas y asfáltenos a partir del análisis SARA.

Por lo que los Aceites Pesados y Extra-pesados tienden a tener un mayor contenido de resinas y asfáltenos, mientras que los Aceites Ligeros cuentan con una alta concentración de saturados y aromáticos.

#### 1.2.2.1. RESINAS

Las resinas son la fracción del aceite muerto constituidas por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, la cual es insoluble en propano líquido, pero soluble en n-heptano. Su estructura es similar a los asfáltenos, pero su peso molecular es menor.

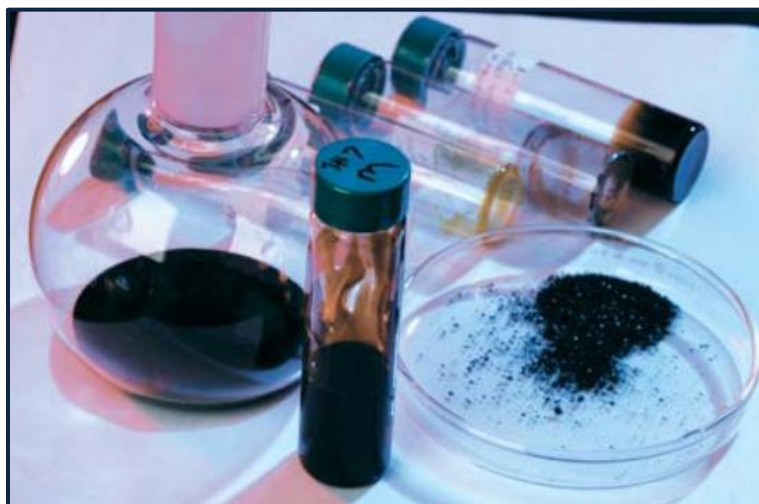
Poseen una relación más alta de cadenas parafínicas y anillos aromáticos. Por esta causa cuando los núcleos de asfáltenos, los cuales tienen una relación baja de cadenas parafínicas/anillos aromáticos, son recubiertos por las resinas, éstas se constituyen en una interface de transición entre el núcleo del asfálteno y el resto del aceite, la cual tiene una relación alta de parafinas aromáticos. La diferencia existente entre las resinas y los asfáltenos se basa en que éstas son solubles en algunas parafinas normales como el n-pentano, n-hexano y n-heptano, mientras que, los asfáltenos no lo son. **Figura 1.6.**

#### 1.2.2.2. ASFÁLTENOS

Los asfáltenos son moléculas de hidrocarburos que se encuentran presentes en el petróleo, poseen un alto peso molecular que varía entre 1000-50000  $\left[\frac{Kg}{Kmol}\right]$ . Se caracterizan por ser insolubles en alcohol y en las fracciones livianas de hidrocarburos parafínicos como el n-pentano y el n-heptano, son solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno, xileno, cloroformo y bisulfuro de carbono, además son ligeramente solubles en éter y acetona.

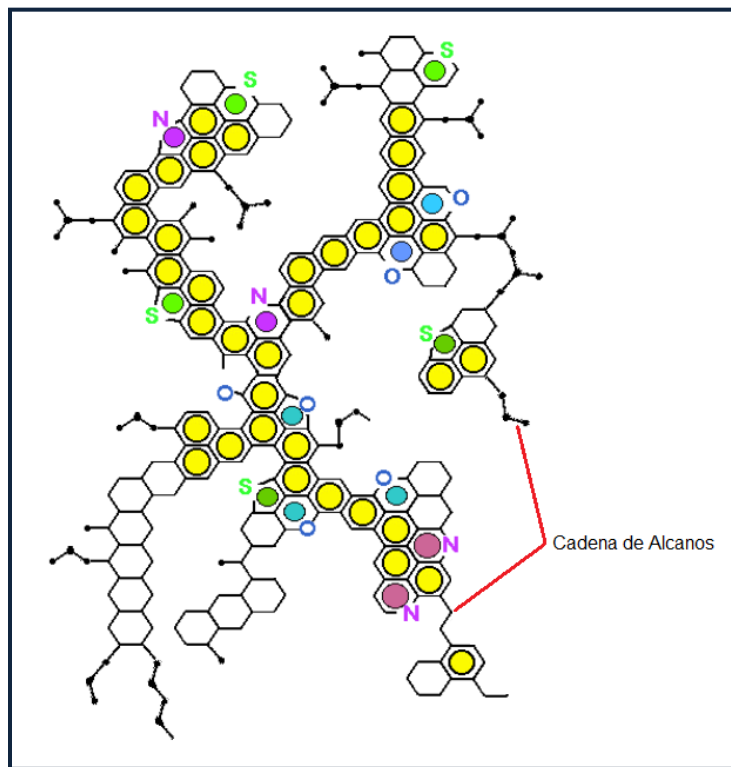
Los asfáltenos obtenidos por solubilidad son sólidos disgregables, de color obscuro, con una densidad de aproximadamente  $1.2 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ . Además son infusibles, lo que

significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso. **Figura 1.6.**



**Figura 1.6.-** En la foto, el matraz contiene la muestra de Aceite Pesado calentada. El tubo parado contiene la resina, el plato Petri contiene el asfálteno y los otros tubos contienen saturados y aromáticos<sup>9</sup>.

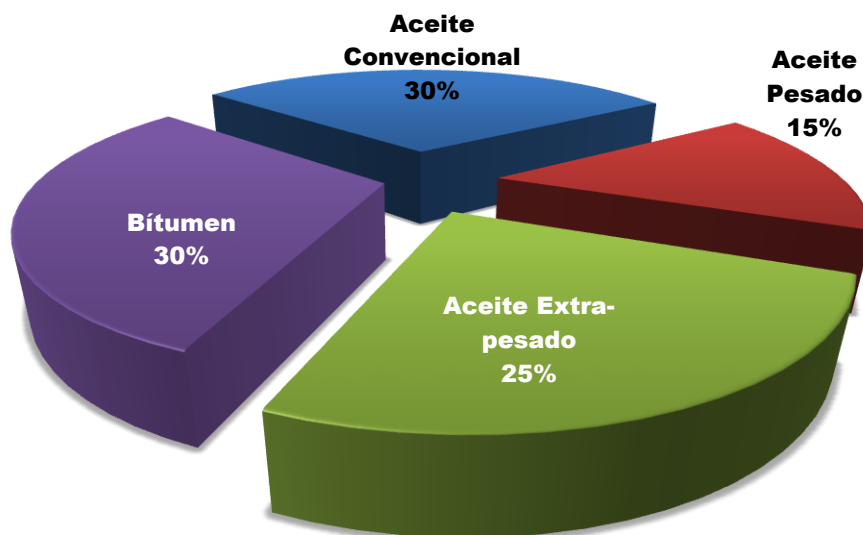
Los asfáltenos como una clase de solubilidad, más que una clase química, los ha vuelto más difíciles de estudiar que los componentes más ligeros. Los componentes más ligeros de los hidrocarburos -saturados y algunos aromáticos- poseen estructuras químicas bien conocidas. Por lo que la estructura química del asfálteno se ha tratado de explicar e ilustrar. Un análisis composicional del asfálteno muestra que su composición promedio está compuesta por Carbono (C) e Hidrogeno (H) en una relación aproximada de 1 a 1.2, mientras que dicha relación varía de 1 a 2 en los alcanos. Además, a diferencia de la mayoría de los otros componentes hidrocarburos, los asfáltenos contienen habitualmente un porcentaje bastante considerable de otros átomos, denominados heteroátomos, tales como azufre, oxígeno, nitrógeno, vanadio y níquel. En lo que respecta a la estructura de los asfáltenos, los especialistas coinciden en que algunos de los átomos de carbono e hidrógeno se ligan formando grupos aromáticos, tipo anillo, que además contienen a los heteroátomos. Mientras que las cadenas de alcanos y ciclo-alcanos contienen el resto de los átomos de carbono e hidrógeno, encontrándose ligados a los grupos de anillo. Esta caracterización composicional es aceptada por casi todos los especialistas en asfáltenos, pero deja un amplio margen para el debate sobre dicha estructura y el tamaño de las moléculas de asfáltenos individuales<sup>12</sup>. **Figura 1.7.**



**Figura 1.7.-** Estructura molecular propuesta para el asfálteno. Constituye una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados con cadenas de alcanos y ciclo-alcanos. Anillos fusionados, lo que implica que comparten al menos uno de sus lados. Los heteroátomos, pueden residir en los anillos aromáticos.

### 1.3. PANORAMA MUNDIAL DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

Los Aceites Extra-pesados constituyen un importante recurso energético, abundante e identificado en el mundo, pero aún no muy explotado ni estudiado a detalle. Las Reservas Probadas de Aceite Extra-pesado estimadas equivalen al 25% de las Reservas Probadas Mundiales de Aceites Convencionales al año 2006<sup>9</sup>. **Gráfica 1.4**



**Gráfica 1.4.-** El Total de Reservas de Aceite del Mundo, es de aproximadamente 9 a 13 trillones de barriles. El Aceite Pesado, Aceite Extra pesado y el Bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos hidrocarburos totales del mundo, que oscilan entre 6 y 9 trillones de barriles<sup>9,20</sup>.

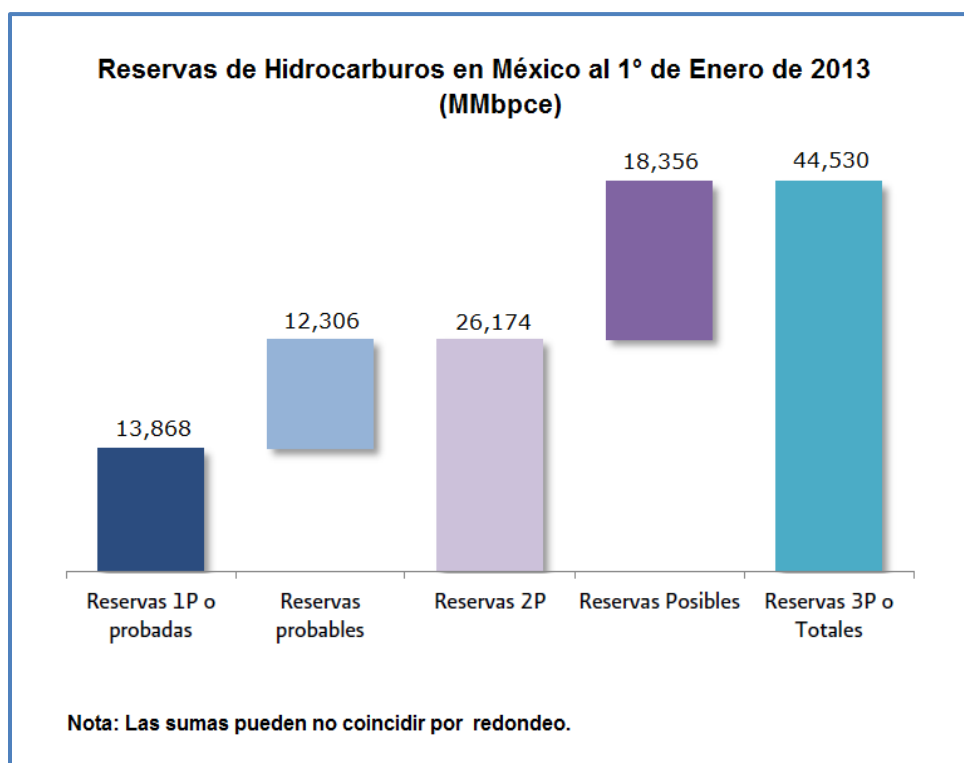


La producción de Aceite Pesado y Extra-pesado se ha desarrollado en los últimos 10 años y ocupa un lugar muy importante y cada vez más creciente en los Mercados Petroleros de la Costa del Golfo de México y de la Región Norte y Central de América.

Las dos extensiones más grandes e importantes del mundo donde existen las acumulaciones de Aceites Pesados, Extra-pesados y Bitumen son los Yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) en Venezuela y las Arenas Petrolíferas de Alberta (AOS) en Canadá, con 1.7 trillones de barriles y 0.5 trillones de barriles de Aceite Extra-pesado respectivamente, otras acumulaciones importantes se encuentran en; Rusia, Medio Oriente (Omán), México (Costa del Golfo de México), Brasil, China (Bahía de Bohai), entre otros<sup>21</sup>. En estos últimos lugares el trabajo de desarrollo ha sido limitado, ya que los esfuerzos se centran más en la recuperación de Hidrocarburos Convencionales.

### 1.3.1. RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO<sup>22</sup>

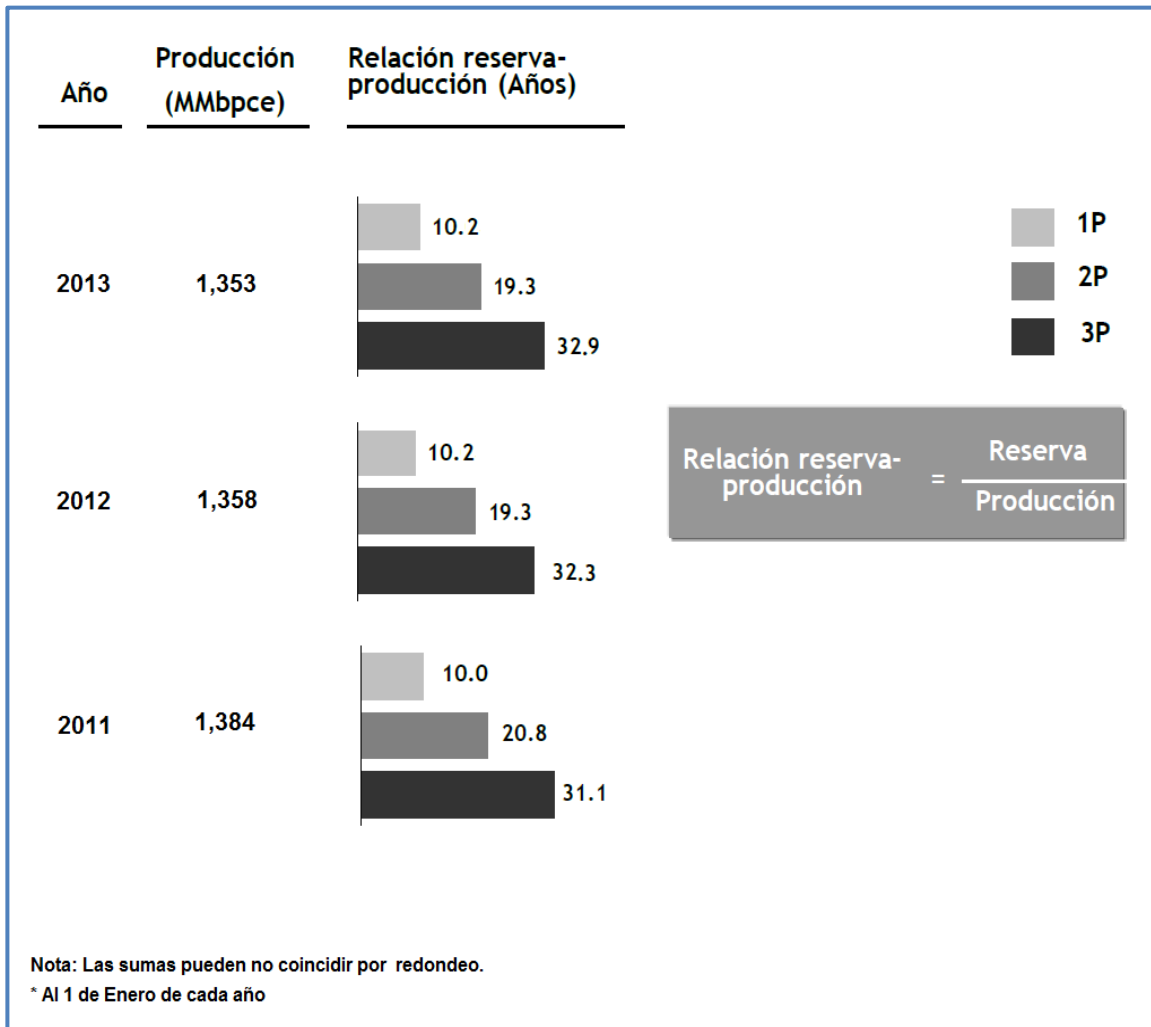
Al 1 de Enero del año 2013 las reservas totales del país, también denominadas 3P, ascienden a 44,530.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), correspondientes al 31.1 por ciento de reservas probadas, 27.7 por ciento de reservas probables y 41.2 por ciento de reservas posibles. En la **Gráfica 1.5**, se muestra la integración de las reservas en sus diferentes categorías.



**Gráfica 1.5.-** Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

Las reservas probadas ascienden a 13,868.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), lo que corresponde a una vida promedio de 10.2 años. Las reservas 2P ascienden a 26,174.2 MMbpce que corresponden a una vida promedio de 19.3 años. Las reservas 3P ascienden a 44,530 MMbpce que corresponden a una vida promedio de las reservas equivalentes a 32.9 años. Vida promedio se refiere a la relación reserva-producción.

La relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente, la cual se define como el cociente que resulta de dividir la reserva remanente total del 2013 entre la producción de 2012, es de 32.9 años para la reserva 3P, 19.3 años para la reserva 2P y 10.2 años para la reserva 1P. **Gráfica 1.6.**



**Gráfica 1.6.-** Relación reserva-producción\* de México periodo 2009-2012.

La **Tabla 1.3**, muestra la distribución por tipo de fluido de las reservas totales de petróleo crudo equivalente (reservas 3P) para el 2013, donde a nivel nacional tenemos que el aceite contribuye con el 69.3%, 9.7% de condensados y líquidos de planta, y 21.0% de gas seco equivalente a líquido. Asimismo, muestra la distribución regional de las reservas totales de petróleo crudo equivalente en los años 2010-2013.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos				Total mmbpce
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	
<b>2010</b>	<b>Total</b>	<b>30,497.3</b>	<b>417.3</b>	<b>3,563.1</b>	<b>8,597.0</b>	<b>43,074.7</b>
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3
<b>2011</b>	<b>Total</b>	<b>30,559.8</b>	<b>294.1</b>	<b>3,573.3</b>	<b>8,646.5</b>	<b>43,073.6</b>
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>30,612.5</b>	<b>367.8</b>	<b>3,953.1</b>	<b>8,903.9</b>	<b>43,837.3</b>
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>30,816.5</b>	<b>328.1</b>	<b>4,010.4</b>	<b>9,375.0</b>	<b>44,530.0</b>
	Marina Noreste	11,540.5	132.6	270.8	546.6	12,490.5
	Marina Suroeste	4,036.0	55.9	1,054.6	2,191.2	7,337.8
	Norte	11,753.9	21.4	1,892.5	5,346.0	19,013.7
	Sur	3,486.1	118.3	792.5	1,291.2	5,688.1

**Tabla 1.3.-** Distribución histórica de las reservas remanentes totales por tipo de hidrocarburo y región.

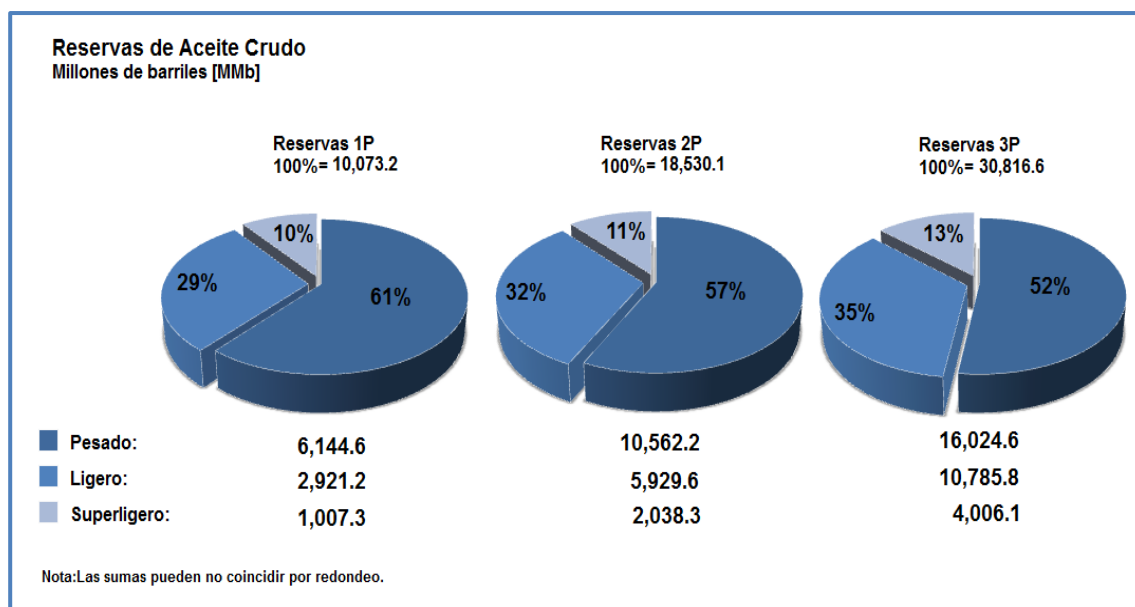
De acuerdo a la densidad del aceite, la reserva 3P alcanzó 30,816.5 MMb en las cuatro regiones del País, correspondiendo a 16,093.8 MMb de aceite pesado (52.23%), 10,888.2 MMb de aceite ligero (35.33%) y 3,834.5 MMb de aceite súper-ligero (12.44%). Como lo muestra la **Tabla 1.4**.

Año	Región	Aceite		
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
<b>2010</b>	<b>Total</b>	<b>15,997.9</b>	<b>10,763.2</b>	<b>3,736.2</b>
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0
<b>2011</b>	<b>Total</b>	<b>15,781.0</b>	<b>10,534.2</b>	<b>4,244.5</b>
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>16,026.8</b>	<b>10,797.8</b>	<b>3,787.9</b>
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>16,093.8</b>	<b>10,888.2</b>	<b>3,834.5</b>
	Marina Noreste	11,370.7	169.9	0.0
	Marina Suroeste	758.7	2,047.6	1,229.7
	Norte	3,671.0	6,790.9	1,291.9
	Sur	293.4	1,879.9	1,312.8

**Tabla 1.4.-** Clasificación de las reservas totales, o 3P, de acuerdo al tipo de aceite en las regiones productoras de México.

La mayor concentración de reservas totales de aceite pesado se encuentra en la Región Marina Noreste con el 70.6% del total nacional equivalente a 11,370.7 MMb, mientras que la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con 62.3%, el aceite súper-ligero se encuentra distribuido en las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur con 32.1%, 33.7% y 34.2%, respectivamente.

Las reservas probadas que integran el aceite crudo se sitúan en 10,073.2 millones de barriles (MMb), de los que el 61% equivalen a Aceite Pesado, 29% a Aceite Ligero y 10% a Aceite Súper-ligero. Las reservas probables de aceite se sitúan en 8,456.9 [MMb], de los que el 57% equivalen a Aceite Pesado, 32% Aceite Ligero y 11% Aceite Súper-ligero. Las reservas posibles de aceite se sitúan en 12,286.5 [MMb], de los que el 52% equivalen a Aceite Pesado, 35% Aceite Ligero y 13% a Aceite Súper-ligero. **Gráfica 1.7.**

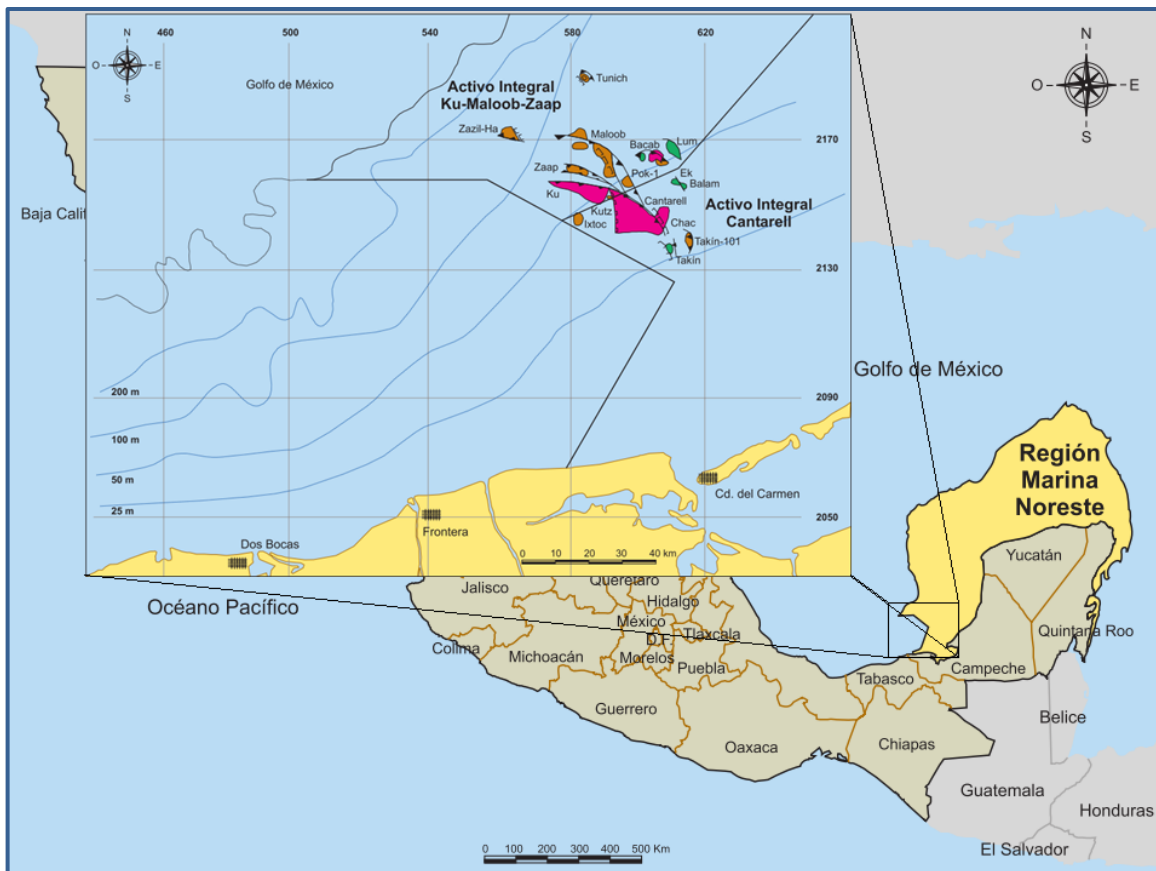


**Gráfica 1.7.-** Composición de las Reservas de Aceite en México al 2012.

### 1.3.2. REGIÓN MARINA NORESTE, MÉXICO<sup>23</sup>

Geográficamente, la Región Marina Noreste se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La Región Marina Noreste está constituida por los activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. La **figura 1.8**, indica los nombres de los activos integrales que componen a la Región.

Uno de los objetivos estratégicos en la exploración es la incorporación de volúmenes de hidrocarburos orientados a restituir la producción de los yacimientos existentes. Dicha incorporación por concepto de adiciones exploratorias, se ha concentrado de manera importante en la Región Marina Noreste.



**Figura 1.8.-** Ubicación geográfica de los Activos en la Región Marina Noreste.

Durante los últimos años se han desarrollado importantes descubrimientos de yacimientos de Aceite Pesado y Extra-pesado al norte de esta región, como dato sería que conforme se ha adentrado en estos yacimientos el aceite es cada vez más pesado, por lo que podemos resaltar la importancia de desarrollar nuevos y mejores procedimientos para la caracterización y explotación de estos tipos de aceites.

Durante el año 2010, resultó exitoso el descubrimiento del campo Utsil, además de incorporar volúmenes adicionales en los campos ya existentes. Del mismo modo, ha permitido colocar al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap como el primer productor de Aceite Pesado a nivel nacional.

El descubrimiento de campos de Aceite Pesado y Extra-pesado se dio en la subcuenca denominada Sonda de Campeche. En la Sonda de Campeche, con la perforación y terminación del pozo Utsil-1 y la identificación de un área con reservas posibles en el campo Kayab con el pozo Kayab-1ADL se incorporaron 254.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

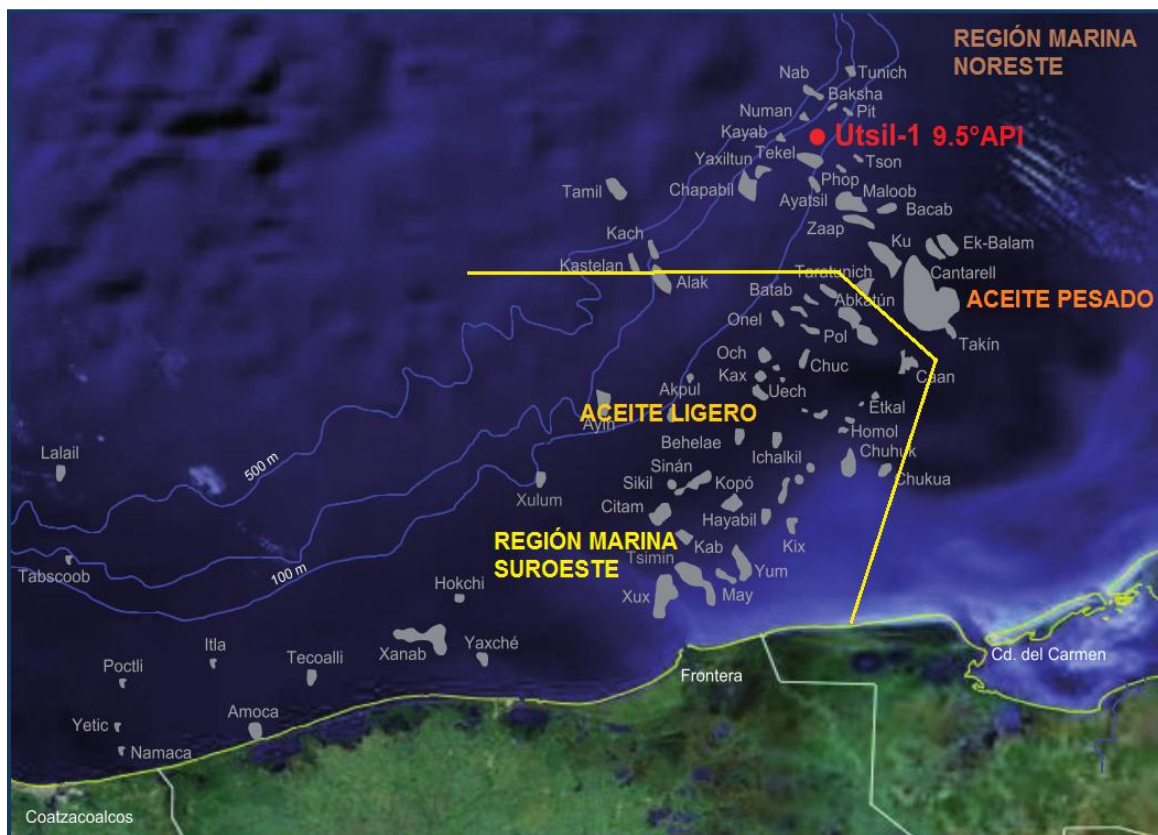
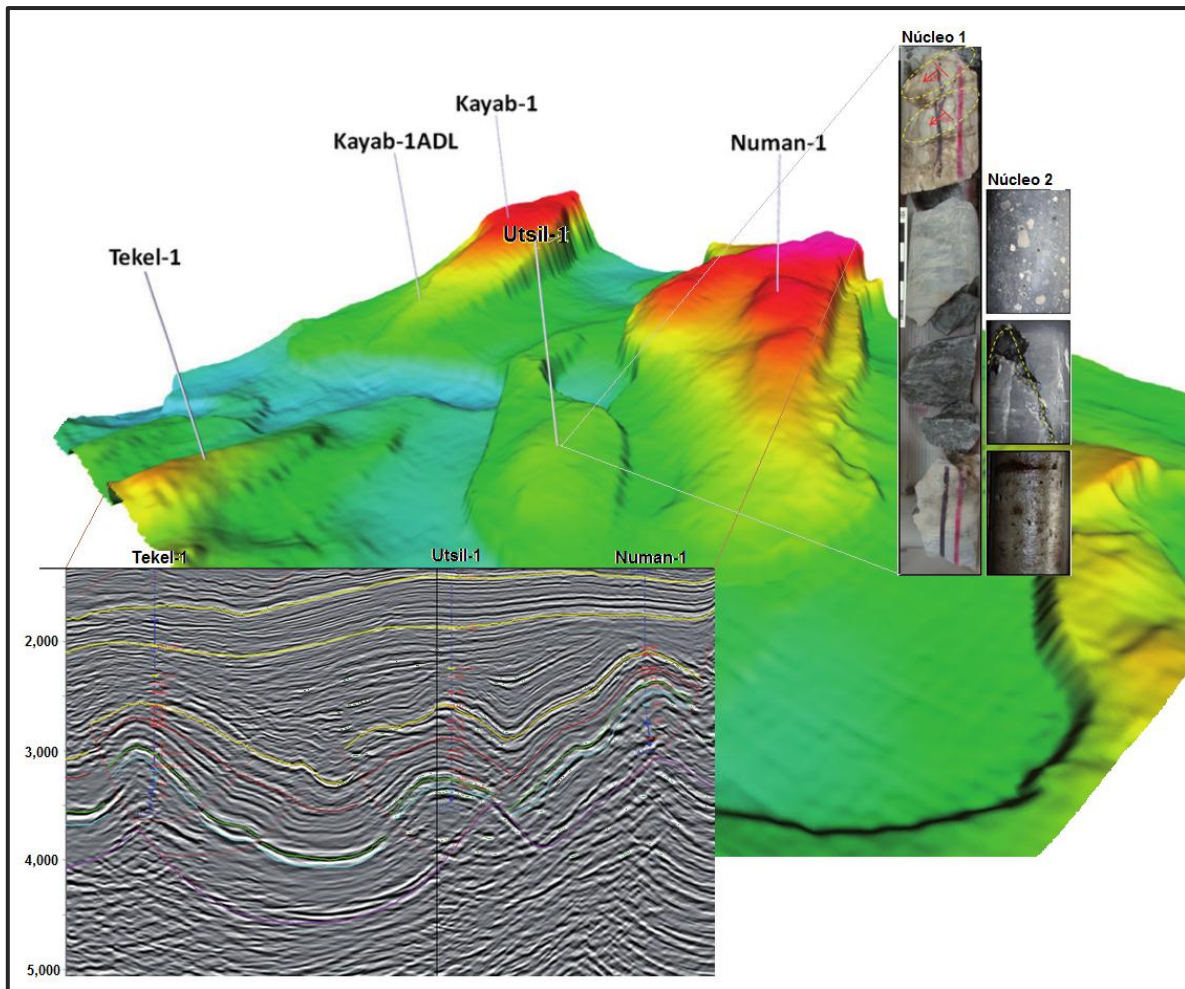


Figura 1.9.- Plano de localización del campo Utsil.



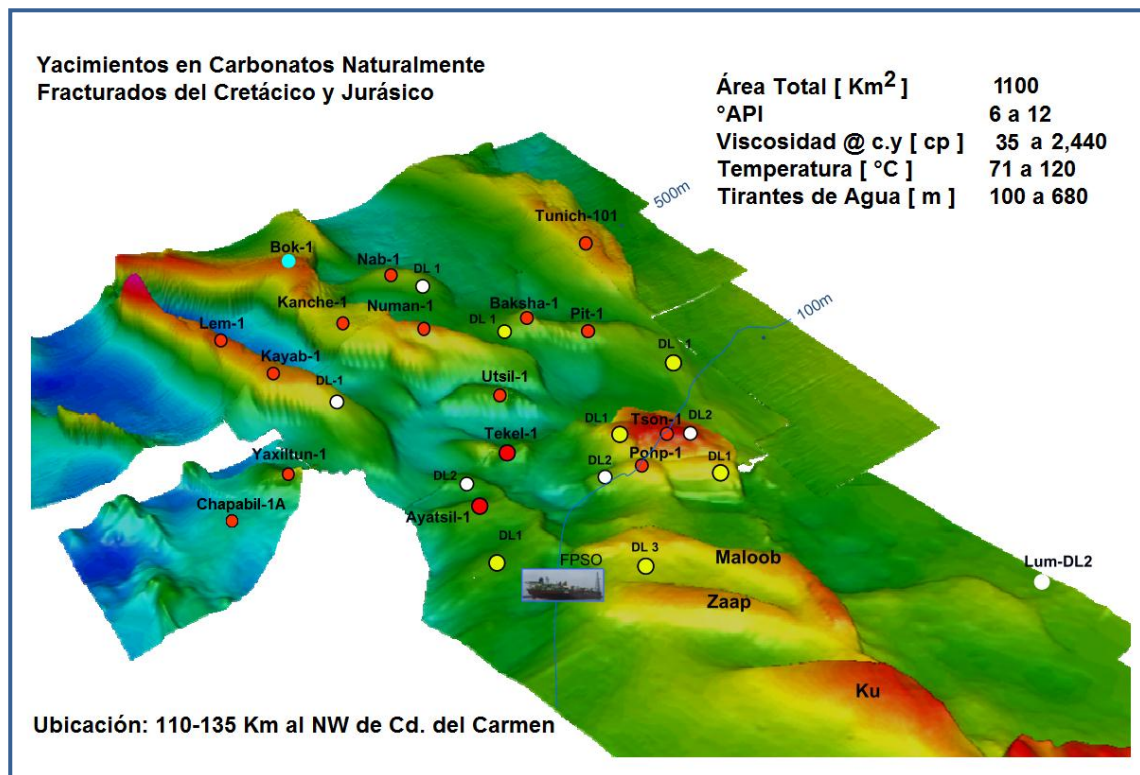
El pozo exploratorio Utsil-1, que se localiza a 132 km al Noroeste (NW) de Ciudad del Carmen, Campeche, y a 5.5 Km al noroeste de la Fosa de Comalcalco, en el borde con el Pilar de Akal, **figura 1.9**. Alcanzó la profundidad de 3,950 m, resultando productor de aceite de 9.5 grados API en rocas de Cretácico Medio y Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS) con un gasto de aceite de 3,207 barriles por día y 0.5 millones de pies cúbicos de gas por día con bombeo electro centrífugo.



**Figura 1.10.-** Mapa estructural de la cima de la Brecha-Cretácico, correlación sísmica entre las estructuras Numán, Utsil y Tekel para la cima de la Brecha-Cretácico y la roca almacén de la Brecha-Cretácico Superior.

La estructura donde se ubica el pozo Utsil-1 se define como un anticlinal angosto de 2.2 kilómetros de ancho por 5.7 kilómetros de longitud, orientado Este-Oeste y limitado en ambos flancos por fallas inversas. Un anticlinal adyacente a la estructura Numán, con una posición estructural más baja. La formación está constituida por una brecha sedimentaria en partes dolomitizada, compuesta por clastos de mudstone, wackestone y dolomías, con porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y en cavidades de disolución con buena impregnación de aceite, la permeabilidad se ve incrementada por fracturamiento y disolución, ver **figura 1.10**.

Las reservas probadas de petróleo crudo equivalente en Utsil ascienden a 26.8 millones de barriles y las reservas probadas más probables, 2P, equivalen a 46.8 millones de barriles, con un área de 5.8 km<sup>2</sup> y 8.2 km<sup>2</sup> respectivamente para cada tipo de reserva.



**Figura 1.11.-** Área de Explotación al año 2012 en la Sonda de Campeche al norte del yacimiento de Ku-Maloob-Zaap en aguas un poco más profundas. Este aceite es aún más pesado, 6 a 11 °API (Yaxiltun 9 °API, Kanche 6 °API, Kastelan 6.9 °API, Tson-DL1 10.2 °API), y viscoso que el de Zaap y Maloob, de 13 °API.

Los campos que no se encontraban en explotación al año 2011 son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil (10.5 °API), Baksha (9.6 °API), Chapabil, Kayab (8.1 °API), Nab (8.8 °API), Numán (9.2 °API), Pit (8.5 °API), Pohp (8.5 °API), Tekel (11 °API), Tson (8 °API), Utsil (9.5 °API) y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap.

En la última década los campos integrados por: Ayatsil, Tson, Pohp, Lem, Yaxiltun, Kanche, Kayab, Tunich, Nab, Baksha, Pit, Numán, Tekel, Chapabil y Utsil, con un área total de 1100 Km<sup>2</sup>, determinan el importante potencial que tiene la Región Marina Noreste para el desarrollo de proyectos de explotación de los Aceites Extra-pesados en el país.

**Figura 1.11.**

#### 1.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE EXTRA-PESADO

La **Tabla 1.5**, muestra la comparativa de algunas características de los Campos de Aceite Extra-pesado en México y otras naciones del mundo<sup>24-32</sup>.

La Tabla 1.5	Región Marina Noreste (Área norte)	Samaria Somero			
Proyecto	Aceite Extra-pesado	Samaria Extra pesado	Faja Orinoco, Venezuela	Sur de Monagas, Venezuela	Alberta, Canadá
Pi (Kg/cm <sup>2</sup> )	145-316	97	43-122	108	
Psat (Kg/cm <sup>2</sup> )	33-150	86-	44-50	103.3	
Tyac (°C)	71-122	45 - 47	38-60	64	
Profundidad (mbNM)	2400-4200	600 - 900	450-1200	488	0-396.24
Tipo de empuje	Expansión roca-fluidos, empuje hidráulico	Expansión de roca-fluidos	Expansión roca-fluidos, empuje hidráulico	Expansión roca-fluidos, empuje hidráulico	
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro viscoso	Aceite negro viscoso		
Litología	Carbonatos naturalmente fracturados	Arenas no consolidadas	Areniscas - Areniscas intercaladas con lutitas	Arenas-Intervalos de lutitas	
Espesor [m]	175	10-40	7-91	66	30-35
Formación	Brecha Cretácico Superior	Paraje solo	Merecure, Oligoceo-Mioseno Temprano	Oficina, Mioceno	
Porosidad (%)	10-30	20 - 40	25-40	30	30 - 35
Saturación de agua (%)	-----	10 - 20	10-20	27	
Permeabilidad (mD)	5000-7000	3000 - 5000	1000-20000	2500	500-5000
Tipo de Fluido	Extra-pesado	Extra-pesado	Extra pesado	Bitumen	Bitumen
Viscosidad (cP)	35-2240 @ Ty y Patm.	6000 – 45000	700-8000	1200-15000	>1000000
Densidad del aceite (°API)	6-13.6	5 - 10	7.5-10	8.1	8.5 - 9.5
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	16 - 22	1 - 10	10-17.8	19	-----

## **CAPÍTULO 2**

**ANÁLISIS PVT PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS.**

## INTRODUCCIÓN

Las pruebas PVT, son análisis de presión (P), volumen (V) y temperatura (T) que se realizan a nivel de laboratorio con el fin de determinar las propiedades de los fluidos hidrocarburos y no hidrocarburos. Las propiedades de los fluidos son parámetros que los caracterizan y los hacen diferentes unos de otros.

Las pruebas PVT sustentan los cálculos que permiten determinar las reservas de hidrocarburo y predecir el comportamiento PVT de los fluidos a través de todo el sistema de producción, a medida que el yacimiento se va explotando.

La creciente demanda de energía ha acrecentado el interés en la producción del Aceite Pesado y Extra-pesado en todo el mundo. Una de las claves para satisfacer esta demanda es la completa caracterización de los fluidos y la variabilidad del potencial de sus propiedades PVT.

La caracterización del Aceite Pesado y del Aceite Extra-pesado es necesaria para varios propósitos, incluyendo entre ellos: la calidad del aceite, evaluación, selección y optimización de los procesos de producción, planificación de instalaciones, transporte y control del proceso de refinación.

Particularmente, en las pruebas de Expansión a Composición Constante (CCE) y Liberación Diferencial (DL), la diferencia del comportamiento del Aceite Convencional con los Aceites Pesados y Extra-pesados, ha llevado a realizar pruebas en celdas PVT de ventana larga con agitación y sin agitación, conocidas como pruebas PVT Convencionales y No Convencionales, respectivamente, descritas en el presente Capítulo.

Uno de los mayores retos en la caracterización de los Aceites Pesados y Extra-pesados es capturar el verdadero comportamiento del equilibrio líquido-gas de los fluidos. Ya que la viscosidad de los aceites de baja densidad API, dificulta la separación del gas en solución por debajo de la presión de saturación, lo que resulta en la dispersión del gas en el aceite, en este Capítulo se presentará una descripción sobre los mecanismos que originan el fenómeno de dispersión del gas en los Aceites Pesados y Extra-pesados, ya que se ha observado que de no tomarse en cuenta el efecto de la lenta evolución del gas

en el aceite, el estudio del equilibrio de fases y las mediciones volumétricas del aceite a diferentes ritmos de agotamiento de presión, pueden dar resultados erróneos.

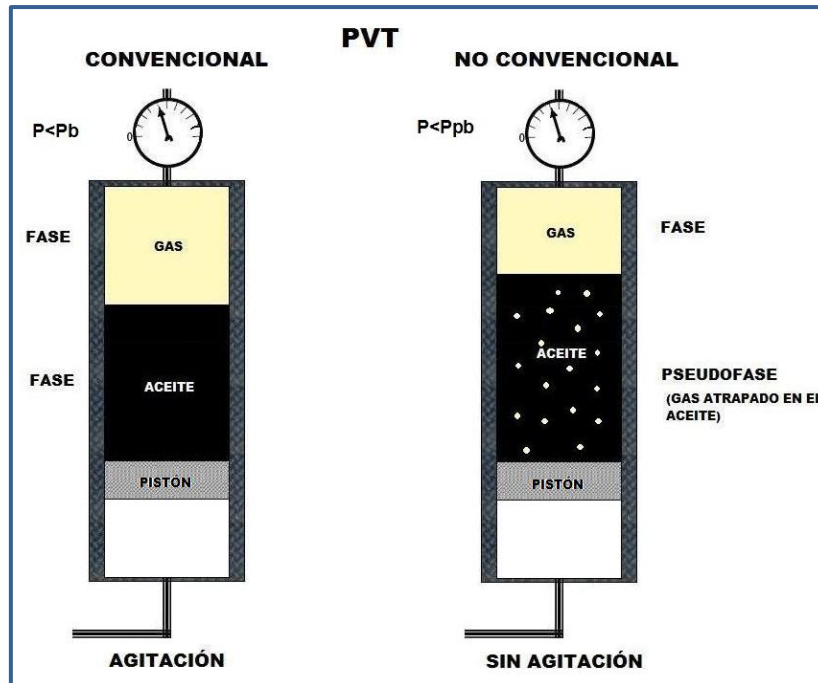
Debido a la lenta evolución del gas durante los procesos de agotamiento de presión y a la naturaleza de los Aceites Pesados y Extra-pesados, se hace necesario el requerimiento de mejores equipos técnicos para caracterizar y modelar el comportamiento del equilibrio de las fases para tales hidrocarburos, combinado con procedimientos de medición en los datos PVT. Por ello presentamos en este Capítulo propuestas en los procedimientos para determinar las propiedades PVT (Celda PVT, Densímetro y Viscosímetro) para los Aceites Pesados y Extra-pesados.

Debido a estos desafíos, la caracterización precisa y confiable del Aceite Pesado y del Extra-pesado se vuelve más difícil. Sin embargo, determinar las características del Aceite Pesado y del Extra-pesado, es un paso previo a cualquier estudio que se desee realizar, particularmente por medio de modelos numéricos.

## 2.1. CELDAS PVT NO-CONVENCIONALES. INICIOS

Con el fin de caracterizar la capacidad de los Aceites Pesados y Extra-pesados para liberar su gas disuelto, se llevaron a cabo dos tipos de pruebas PVT: una Convencional y una No Convencional. Por lo que se cree que las celdas No Convencionales representan de mejor manera el comportamiento de las fases de este tipo de fluidos<sup>33</sup>.

La principal diferencia entre un PVT convencional y un PVT no convencional es que el PVT no convencional es llevado a cabo sin agitación, evitando la rápida liberación del gas que normalmente permite lograr un equilibrio termodinámico en poco tiempo después de cada paso de decremento en la presión, esto se puede observar en la **Figura 2.1**.



**Figura 2.1.-** Comparación esquemática de un PVT convencional y uno no convencional. Kamp<sup>34</sup>, aparte del PVT convencional, llevó a cabo un PVT no convencional capaz de representar la habilidad de atrapar el gas de ciertos Aceites Pesados de modo simple y relativo (tiempo de estabilización del aceite).

Al referirnos a una celda PVT sin agitación damos por hecho que a tal celda no se le adiciona algún tipo de movimiento, ya sea dentro (agitación por medio de una aspa o movimiento de mercurio) o fuera (agitación por algún medio mecánico, manivela y motor) de ésta, con el fin de alcanzar el equilibrio por la sola acción de la gravedad.



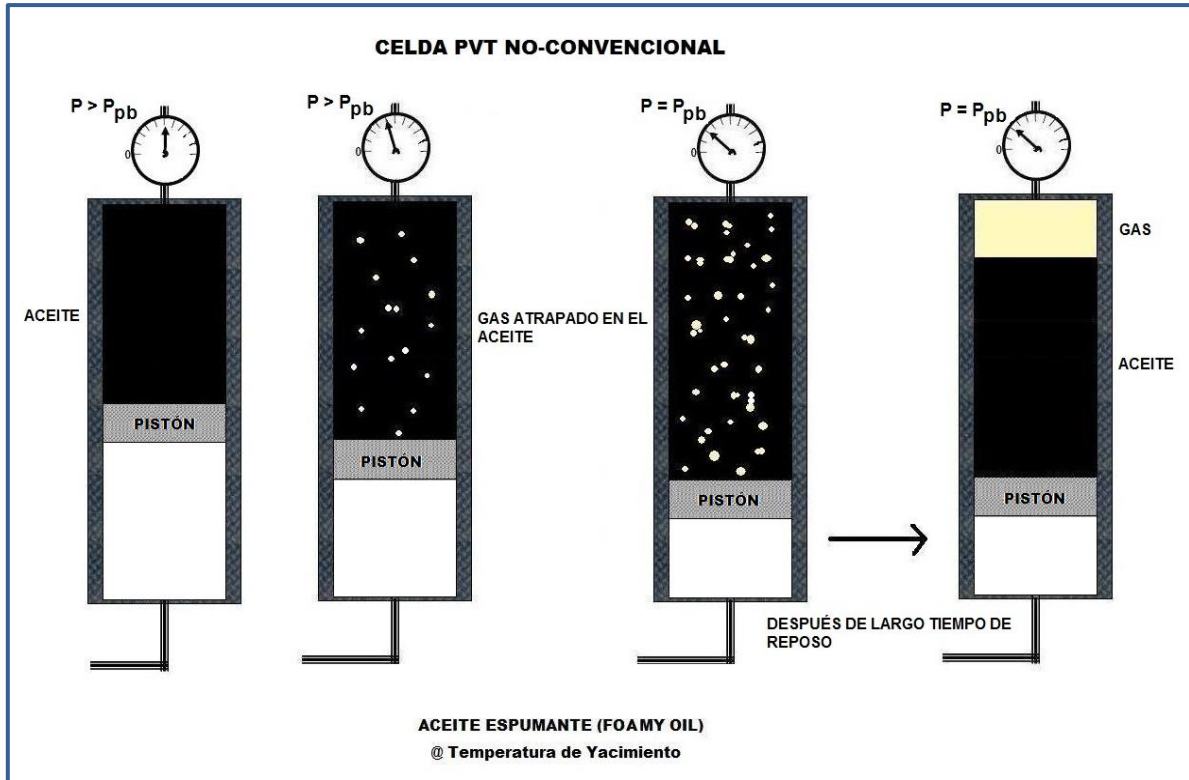
El PVT no convencional muestra una presión de “punto de pseudo-burbuja” ( $P_{pb}$ ) más bajo que el punto de burbuja verdadero (PVT convencional), es decir que por debajo del punto de burbuja verdadero, en una celda no-convencional existe una concentración más alta de gas libre disperso que en el PVT convencional, donde dicha concentración se debe a las burbujas atrapadas debido a la súper-saturación o sobre-saturación<sup>35</sup>.

El objetivo principal de los PVT's no-convencionales fue la investigación de aparentes propiedades termodinámicas del Aceite Pesado o Extra-pesado durante la despresurización. El trabajo publicado por Kraus y colaboradores, está relacionado con un modelo de “punto de pseudo-burbuja” para dichos aceites, por lo que este modelo intenta incorporar el atrapamiento de las burbujas por el aceite a través del cambio en sus propiedades con tal PVT.

Richard S. Kraus y colaboradores desarrollaron lo que se conoce como modelo de “punto de pseudo-burbuja”. El modelo no fue general y fue desarrollado específicamente para ser incorporado en un simulador en particular (Modelo del Punto de Pseudo-burbuja). Los autores describen un método por el que las propiedades de algunos Aceites Pesados y Extra-pesados pueden ser calculadas mediante el ajuste de un simulador convencional de Aceite Negro. El modelo utilizó la presión del "punto de pseudo-burbuja" por debajo de la presión del punto de burbuja convencional. El modelo simula el comportamiento de los aspectos más importantes de los Aceites Pesados y Extra-pesados. Estos son la compresibilidad de fluido, mantenimiento natural de la presión, y la baja producción de la relación gas-aceite ( $RGA$ ).

En las celdas PVT no-convencionales se observó que cuando la presión llega a bajar del punto de burbuja convencional, el hidrocarburo se muestra como una mezcla de espuma espesa formada por aceite y micro burbujas de gas ("un batido de chocolate"). Esto es debido a que el gas desprendido queda atrapado en la fase líquida en el caso donde “no hay agitación”. Este fenómeno es llamado comportamiento Espumoso del Aceite Pesado (Foamy Oil)<sup>36</sup>.

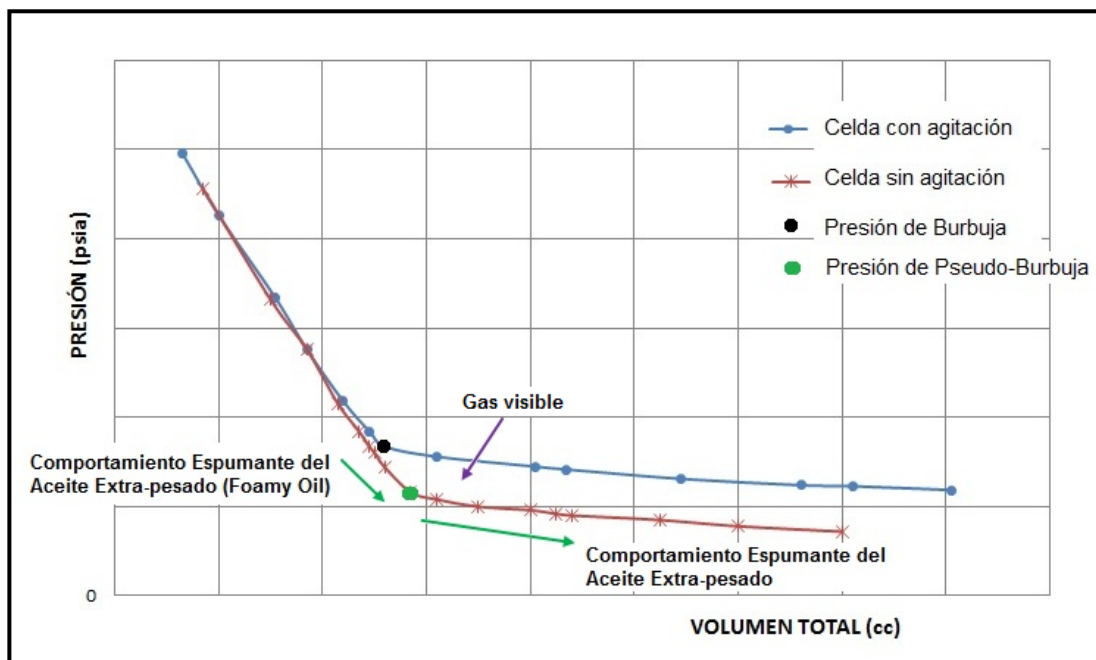
Entonces el Aceite Espumante (Foamy Oil) es definido como, Aceite Pesado o Extra-pesado que contiene burbujas de gas dispersas en sí mismo, debido a la alta viscosidad del fluido más o menos denso que el agua según sea el caso. Por lo que, es difícil la formación de la fase continua de gas libre (casquete) o ésta puede ser muy lenta cuando se utiliza una celda no convencional, **Figura 2.2**. Una revisión a mayor detalle sobre el comportamiento espumante se muestra en el **Apéndice A**.



**Figura 2.2.-** Comportamiento del Aceite Pesado Espumoso (Foamy Oil) en una celda no-convencional, sin agitación.

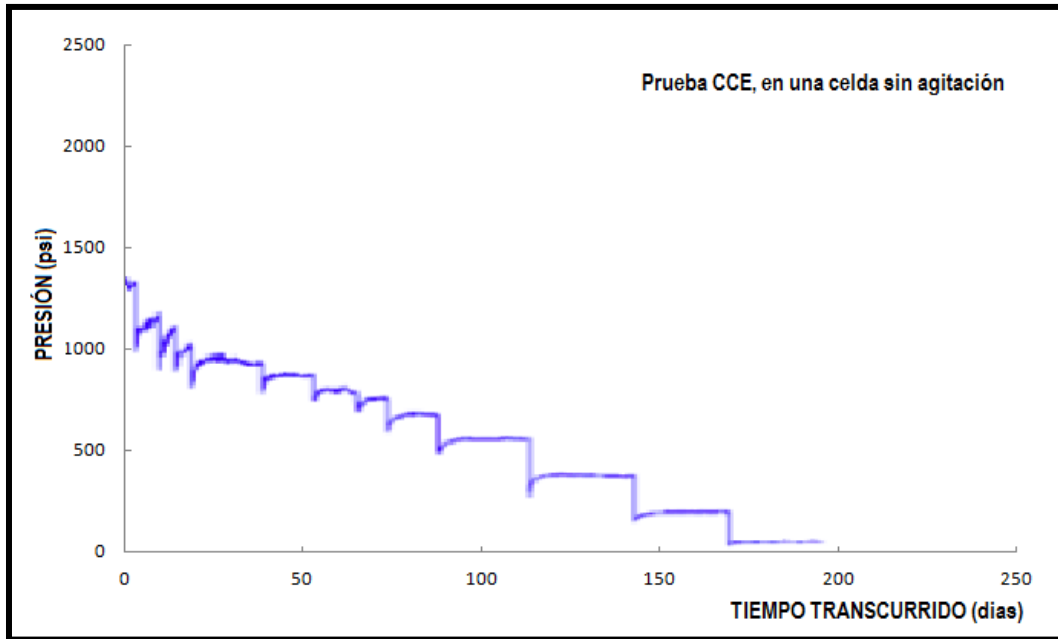
El Aceite Pesado o Extra-pesado inicialmente puede comportarse como una fase líquida súper-saturada por debajo de la presión del punto de burbuja ante la lenta evolución del gas en la fase líquida, **Gráfica 2.1**. Conforme más tiempo pasa, la evolución de las burbujas de gas, provocara que comiencen a crecer y a unirse unas con otras, y una vez ya separadas de la fase líquida, formaran la fase continua de gas libre.

El equilibrio es logrado una vez que todo el gas que se desprende es liberado a una condición de presión y se separa, entonces las fases de gas y líquido son formadas. La experiencia en caracterizar el Aceite Pesado y Extra-pesado sugiere que para lograr el equilibrio, puede tomar un gran número de horas a días dependiendo de la naturaleza del aceite. Algunas veces prácticamente no es posible llegar al equilibrio en un tiempo razonable usando celdas PVT convencionales, particularmente para yacimientos de baja temperatura, y cuando la viscosidad puede ser bastante alta<sup>37</sup>.



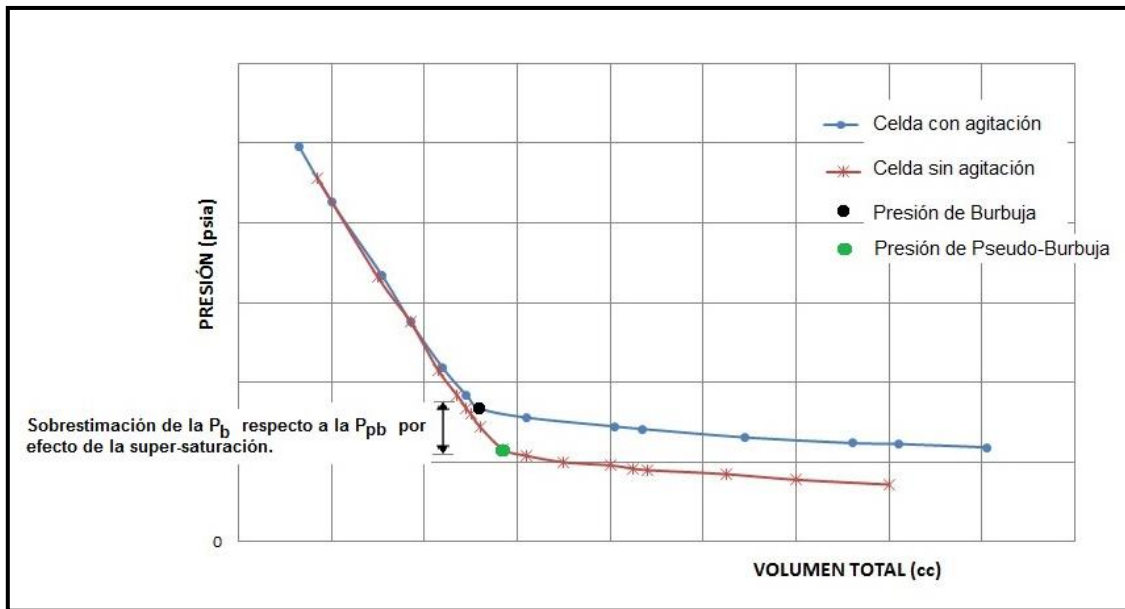
**Gráfica 2.1.-** Volumen total vs presión, comportamiento espumoso del Aceite Extra-pesado.

Se observó además que durante este experimento en una celda no convencional, a cada paso en el decremento de presión, el tiempo de espera se iba incrementando gradualmente de 5 a 30 días, en un intento por alcanzar las condiciones de equilibrio, dichos tiempos en los que se pretendía alcanzar el equilibrio se incrementaban notablemente cuando se acercaba a la presión de punto de pseudo-burbuja y a presiones por debajo de ella<sup>38</sup>. **Gráfica 2.2.**



**Gráfica 2.2.-** Gráfica del tiempo de espera para alcanzar el equilibrio liquido-gas, en una celda no-convencional.

En casos donde el tiempo no ha sido el suficiente para permitir alcanzar el equilibrio de fases, por la lenta evolución del gas, esto puede dictar una sobrestimación de la presión del punto de burbuja. Por lo que, es bastante usual que las presiones de pseudo-burbuja obtenidas en estos experimentos sean más de 25 % más bajas que las presiones de burbujeo obtenidas con celdas PVT convencionales, aunque existen ejemplos de diferencias menores. **Gráfica 2.3.**



**Gráfica 2.3.-** Comparación entre los puntos de burbuja y pseudo-burbuja para un Aceite Espumante, súper-saturación.

En la estimación de la presión de burbuja, utilizando una celda convencional y no-convencional, se observó que dicho valor estaba sobrestimado al utilizar una celda convencional (con agitación) respecto al valor estimado de una celda no convencional (sin agitación), a esta diferencia de valores se le ha dado el nombre de sobre-saturación o súper-saturación. La sobre-saturación o súper-saturación es un fenómeno que se presenta en los Aceites Pesados y Extra-pesados, cuando el equipo para medir el comportamiento volumétrico de los fluidos es inadecuado, en este caso las celdas convencionales, además que el tiempo de reposo para alcanzar el equilibrio de fases es insuficiente para este tipo de aceites.

Por lo que debido a la súper-saturación de la fase líquida, la saturación del aceite puede ser medida sustancialmente sin agitación.

La presión de saturación subestimada o sobrestimada para los Aceites Pesados y Extra-pesados puede tener un enorme impacto en la posterior producción del aceite y su proceso de planificación<sup>37</sup>.

## **2.2. MECANISMOS QUE ORIGINAN EL FENÓMENO DE DISPERSIÓN DEL GAS EN LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS**

Algunos yacimientos de Aceite Pesado y Extra-pesado en producción primaria en la que se produce el flujo de aceite espumoso han mostrado una mayor producción de lo esperado (ritmos más altos que los predeterminados por Darcy) y mayores factores de recuperación. Muchos estudios han demostrado que la baja movilidad del gas en estos yacimientos contribuye con un mejor desplazamiento para el aceite, además que la movilidad del gas puede depender no sólo de la saturación del gas, sino también del ritmo de agotamiento de presión y la viscosidad del aceite. A pesar del efecto observado de la viscosidad del aceite y el ritmo de agotamiento en la movilidad de gas, aún no está claro hasta qué punto estos factores afectan la permeabilidad relativa al gas y al aceite y la saturación crítica del gas.

El flujo de aceite espumoso se produce cuando el gas liberado que estaba en solución durante el proceso de agotamiento de presión es capaz de fluir a través de la formación como una fase dispersa en el aceite. En las pruebas de agotamiento de presión en el laboratorio, se revela que este mecanismo se produce cuando un ritmo de agotamiento de presión lo suficientemente alto es utilizado, ya que con los bajos ritmos de agotamiento de presión, el flujo parece ocurrir por el mecanismo clásico de dos fases y el resultado es un factor de recuperación bajo. Dichos resultados también sugieren que el alto factor de recuperación obtenido en las pruebas de rápido agotamiento no está relacionado con los eventos que tienen lugar durante la fase inicial de agotamiento, es decir, durante la nucleación (formación) y crecimiento de las burbujas de gas. Esto ocurre en el momento en el que la fase gaseosa está casi lista para convertirse en continua ya que es controlada por el funcionamiento del agotamiento de presión. Entonces a medida que aumenta el ritmo de agotamiento o la viscosidad del aceite, se incrementa la saturación crítica del gas, disminuye la movilidad del gas y el desplazamiento del aceite se vuelve más efectivo, por lo que mejora el rendimiento de recuperación.

Una explicación plausible es que cuando el gradiente de presión se vuelve lo suficientemente alto es capaz de movilizar las pequeñas burbujas de gas antes que estas se unan, por lo que la formación de la fase de gas continua se retrasa.

Entonces la alta recuperación se deriva del fenómeno de flujo de gas disperso debido a las grandes fuerzas viscosas, provocadas por dichos gradientes de presión, que pueden movilizar las burbujas de gas aisladas.

Varios experimentos han demostrado que la movilidad de gas es baja durante la producción primaria con el mecanismo de gas en solución en los Aceites Pesados y Extra-pesados, y que es una función de otros parámetros de la saturación del gas. Los parámetros más influyentes son: los ritmos de agotamiento, viscosidad del aceite, saturación inicial del agua, relación de solubilidad  $R_s$  y la permeabilidad. De especial interés para este trabajo son: los efectos del ritmo de agotamiento de presión y la viscosidad del aceite.

### **2.2.1. EFECTO DE LAS FUERZAS VISCOSAS**

Diversas pruebas de laboratorio han determinado que mientras mayor es la viscosidad de un aceite, menor es la movilidad del gas y además se incrementa la saturación crítica del mismo, lo cual se traduce en un aumento del factor de recuperación, aunque dicha saturación parece ser mayormente afectada por el ritmo de agotamiento. Por lo que esto compensa el ineficiente desplazamiento que generalmente se espera cuando se tienen altos valores de viscosidad<sup>39</sup>.

Así mismo el aumento en la viscosidad del aceite ocasiona una disminución en el coeficiente de difusión del gas disuelto, lo cual hace más difícil el transporte de las moléculas de gas para la nucleación de las burbujas. Por otro lado las fuerzas viscosas disminuyen la coalescencia de las burbujas y por consiguiente evitan la temprana formación de una fase continua de gas<sup>45</sup>.

Muro y Khurana (1977) estudiaron el efecto que produce la viscosidad del aceite en la movilidad del gas. Se demostró que la movilidad del gas disminuye con el incremento de la viscosidad del aceite.

Kumar y Pooladi Darvish (2001) al analizar un conjunto de datos experimentales publicados donde se estudió la influencia de la temperatura en la unidad de gas en solución, determinaron que el cambio de temperatura resulta en un cambio en la viscosidad del aceite. Los análisis de los datos mostraron que la movilidad del gas disminuyó a medida que la viscosidad del aceite aumentaba. Kumar y Pooladi Darvish demostraron que, cuando el coeficiente de difusión es bajo, por ejemplo, en los aceites de alta viscosidad, o cuando el ritmo de agotamiento es alto el gas que se desprende no tiene tiempo suficiente para crecer a su cantidad de equilibrio y por lo tanto, la mezcla se mantiene sobre-saturada o súper-saturada.

Según Maini<sup>40</sup> (2001) un mecanismo posible es la ausencia de una distribución de los fluidos controlada capilarmente, causada por las grandes fuerzas viscosas y que puede generar diferentes flujos de dos fases, en el cual por lo menos una parte del gas liberado fluye en forma de burbujas dispersas. Otra de sus hipótesis sita que burbujas muy grandes migran con el aceite y la dispersión es generada por la separación de las burbujas durante la migración.

Maini propone que las condiciones para la producción de “foamy oil” son las siguientes:

- Las fuerzas viscosas actuando en el crecimiento de las burbujas tienen que exceder las fuerzas capilares de entrapamiento. Por lo que, la formación de las burbujas comienza en las cavidades rugosas de las paredes de los poros.
- Las fuerzas gravitatorias no deben ser capaces de inducir una segregación gravitacional de las fases de gas y aceite.
- Se pueden necesitar efectos químicos interfaciales que impidan la coalescencia de las burbujas.

En un estudio teórico, Javadpour y Pooladi Darvish (2001) estudiaron la permeabilidad relativa al gas usando un modelo 2D. El efecto de diversos parámetros tales como la viscosidad del aceite, la tensión interfacial y el número capilar se investigaron. Los resultados indicaron que al aumentar la viscosidad del aceite, la permeabilidad relativa al gas disminuye.



Tang y Firoozabadi (2003) han demostrado que la movilidad del gas es inferior a temperaturas más bajas cuando la viscosidad del aceite aumenta. A pesar del claro efecto de la viscosidad del aceite y el ritmo de agotamiento en la permeabilidad relativa al gas, todavía no está claro por qué y en qué medida estos factores afectan a la movilidad del gas. Es posible que una mayor viscosidad del aceite afecte los principios de los fenómenos de nucleación (formación) y crecimiento de burbujas (por ejemplo, debido a una reducción del coeficiente de difusión cuando la viscosidad se incrementa). Alternativamente, es posible que sea el fenómeno de tiempo tardío de flujo el que se vea afectado por aumentar las fuerzas viscosas.

De manera similar, rápidos ritmos de agotamiento pueden afectar a los fenómenos dependientes del tiempo de nucleación y crecimiento de las burbujas, o pueden afectar el flujo de las fases en los Aceites Pesados y Extra-pesados mediante el aumento de la viscosidad cuando la ritmo de producción del aceite se incrementa.

Los mecanismos para la hipótesis del fenómeno de la viscosidad observados, son los siguientes:

- En el momento inicial, la reducción de la presión provoca que la nucleación y la evolución de las burbujas de gas, inicialmente sea en burbujas muy pequeñas.
- Entonces comenzarán a crecer las burbujas de gas que se encuentran atrapadas en las gargantas de los poros que constituyen la saturación de gas inmóvil, ya sea debido a una mayor reducción de presión o debido a la coalescencia.
- Crecimiento adicional del tamaño de las burbujas para la formación de la fase gaseosa y formar el flujo independiente del gas.
- Una vez que una fase de gas móvil se ha formado, puede fluir como una fase de gas continua, o puede dividirse en varios grupos más pequeños que conducen al flujo de gas dispersado.

- Los altos ritmos de agotamiento ofrecen menos posibilidades de coalescencia para las burbujas de gas y para la formación del flujo de gas independiente, por lo que los resultados muestran una baja movilidad para el gas, una alta saturación crítica del gas además de una mayor recuperación de aceite.

Por lo tanto, a mayor viscosidad del aceite, la coalescencia de las burbujas se hace más lento, aumenta la disolución de los grupos de gas que fluyen y se limita la formación del flujo de gas continuo e independiente; por lo tanto, a un ritmo de agotamiento dado, el incremento de la viscosidad del aceite se espera que muestre una menor movilidad de gas y una mayor saturación crítica del gas.

### **2.2.2. EFECTO DEL RITMO DE AGOTAMIENTO DE PRESIÓN**

Desafortunadamente, el comportamiento del Aceite Pesado y Extra-Pesado con flujo disperso del gas (aceite espumante), no sólo varía con el tipo de aceite, viscosidad, temperatura y el gas del aceite, sino que también está fuertemente relacionado con el ritmo de agotamiento de presión.

Diversas pruebas de laboratorio han determinado que a mayor rapidez de agotamiento se disminuye la movilidad del gas, por lo que se incrementa la saturación de este y se hace más eficiente el desplazamiento del aceite<sup>39</sup>.

Stewart y colaboradores, examinaron el gas en solución de Aceites Extra-pesados en rocas calizas heterogéneas. Demostraron que la permeabilidad relativa al gas es diferente bajo el mecanismo de gas en solución para este tipo de aceites. Además, encontraron que rápidos ritmos de agotamiento de presión conducen a mejorar la recuperación de aceite.

Teóricamente, si un yacimiento de Aceite Pesado y Extra-Pesado que muestra flujo disperso de gas (aceite espumante), se agota infinitamente lento, el comportamiento debe aproximarse al de un aceite convencional<sup>46</sup>. En la literatura existen muchas

hipótesis sobre la formación del flujo de aceite espumoso influenciadas por los ritmos de agotamiento de presión;

Maini<sup>41,42</sup>:

- ❖ El factor de recuperación, bajo el mecanismo del gas en solución en los sistemas de Aceite Pesado y Extra-Pesado varía dramáticamente con el ritmo de agotamiento de presión.
- ❖ Pruebas con rápidos ritmos de agotamiento, producen la movilidad de la fase gaseosa, esto antes de la saturación crítica del gas. Esto es consistente con la hipótesis del flujo de aceite espumoso al usar rápidos ritmos de agotamiento.
- ❖ El flujo disperso de gas puede ser generado por el cambio a un ritmo rápido de agotamiento de presión en las pruebas de lento agotamiento, previstas por el accionamiento del gas que se produce antes que la saturación de gas libre sea alcanzada al nivel que se hace continua (saturación crítica del gas).
- ❖ Cuando los lentos ritmos de agotamiento ya han progresado hasta un nivel donde la fase de gas libre se ha convertido en continua, el cambio a un rápido ritmo de agotamiento de presión puede fallar para proporcionar una mejor recuperación de aceite.

Talabi<sup>39</sup>:

- ❖ Ha sugerido que un aumento en el ritmo de agotamiento de presión y un incremento en la viscosidad del aceite, alterarían el fenómeno temprano de la saturación del gas, además de los fenómenos de nucleación, crecimiento, y coalescencia de las burbujas de gas, así como el flujo tardío del gas, lo que lleva a una baja movilidad del gas y una mejora en la recuperación del aceite.
- ❖ La saturación crítica del gas aumenta con un mayor ritmo de agotamiento de presión y un incremento de la viscosidad del aceite.

- ❖ La movilidad del gas es baja, y se reduce con un aumento en la viscosidad del aceite o un ritmo lento de agotamiento de presión.

Sahni<sup>43,47</sup>:

- ❖ La mayoría de los experimentos de agotamiento de presión para los Aceites Pesados y Extra-pesados muestran algunas características diferentes fuera del equilibrio, que dependen de la viscosidad y del propio ritmo de agotamiento de presión.
- ❖ El número de sitios de nucleación (formación) y las burbujas nucleadas son una función del ritmo de agotamiento. En altos ritmos de agotamiento de presión, muchas burbujas pueden ser generadas.
- ❖ Los ritmos de declinación de presión en el campo y los gradientes de presión sugieren que el flujo de gas disperso puede producirse cerca del pozo o cerca de los agujeros de gusano, si están presentes.
- ❖ En pruebas de rápidos ritmos de agotamiento de presión para los Aceites Pesados y Extra-pesados, en el flujo disperso del gas aún están implicados mecanismos que no se han entendido completamente.

Kamp<sup>44,48</sup>:

- ❖ La mezcla de burbujas y aceite, tendrían un comportamiento particular de viscosidad que explicaría la producción del fenómeno, y algunos Aceites Pesados y Extra-pesados serían capaces de atrapar las burbujas de gas, modificando así su compresibilidad.
- ❖ La formación de las burbujas determina la morfología inicial del flujo multifásico, expresado por la concentración de burbujas y por la distribución de su tamaño, es decir, que la coalescencia y la separación (rompimiento) de las burbujas, no son los únicos procesos responsables del régimen de flujo disperso.

- ❖ Rápidos ritmos de agotamiento de presión dan poco tiempo para que las burbujas coalescan (se unan), promoviendo así la formación del flujo disperso del gas (aceite espumante) y generando además presiones de burbuja más bajas. Ritmos más lentos de agotamiento ofrecen mayor tiempo para que las fuerzas de gravedad y a las fuerzas de tensión interfacial (IFT) formen una fase continua de gas libre, ya que con dichos ritmos ocurre una evolución gradual del gas.

Mastmann y colaboradores<sup>46</sup>:

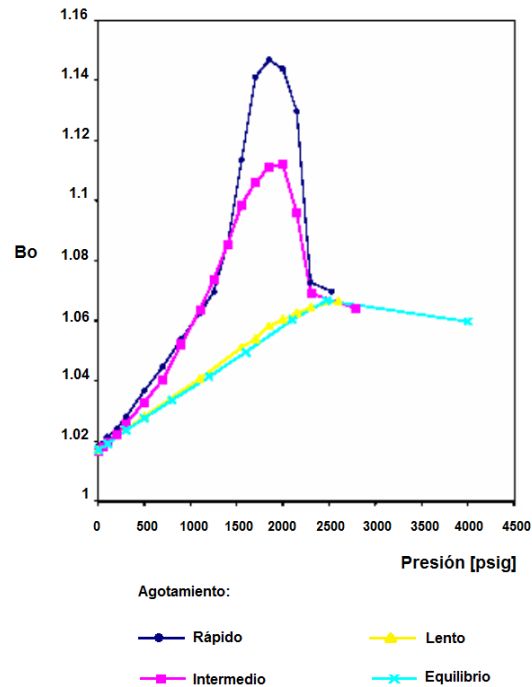
Debido a que las tendencias espumosas del aceite son más pronunciadas en los ritmos de rápido agotamiento, Mastmann y colaboradores, llevaron a cabo cuatro estudios PVT para un aceite de 7.5 °API, con la única variación de la velocidad de agotamiento de presión.

Estas pruebas fueron clasificadas como "rápida" (120 minutos por cada paso de agotamiento), "a ritmo medio" (24 horas para cada paso de agotamiento), "lenta" (7 días para cada paso de agotamiento) y el "equilibrio" (30-45 días por cada paso de agotamiento), en los experimentos de liberación diferencial (DL).

Los estudios PVT para este aceite proporcionaron los siguientes datos en cada nivel de agotamiento:

- Con presiones por encima del punto de burbuja verdadero, tanto los aceites espumosos y no espumosos se comportan de una manera similar ya que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, y no existe fase de gas libre.
- El factor de volumen de formación,  $B_o$ , es una de las propiedades más fuertemente afectadas por el comportamiento del aceite espumoso y se cree que es una de las causas principales que contribuyen a la mejora de la productividad. Los aceites convencionales se encogen bajo el punto de burbuja verdadero, debido a la evolución tan rápida del gas en el aceite. Los aceites espumosos, sin embargo, pueden expandirse rápidamente entre el punto de burbuja "verdadero" y el pseudo-punto de burbuja. Esto es porque el gas liberado de la solución es

altamente compresible (y expandible), pero este permanece como una fase atrapada en el aceite. **Gráfica 2.4.**



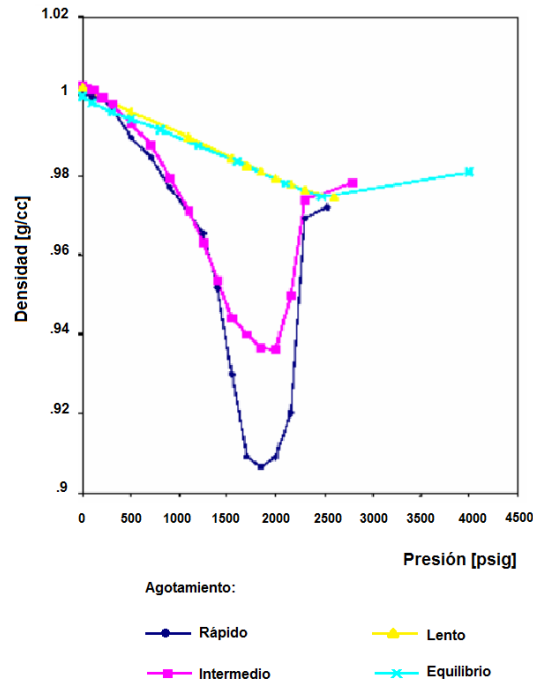
**Gráfica 2.4.-** El factor del volumen de formación como una función de la velocidad de agotamiento y presión.

Por lo tanto, su alta compresibilidad del gas da al aceite una compresibilidad más alta que la que es de esperarse. Dado que el movimiento de la fase de gas libre dentro del aceite es retardado, el aceite (con el gas atrapado en su interior) es la única fase que puede ser móvil en el medio poroso hasta que la presión del punto de pseudo-burbuja se obtiene y el gas libre se desprende del aceite.

La ubicación del punto de pseudo-burbuja también puede determinarse a partir del punto de inflexión donde la pendiente de la tangente del factor de volumen de formación en la curva comienza a disminuir, lo que indica la liberación del gas de la fase de aceite.

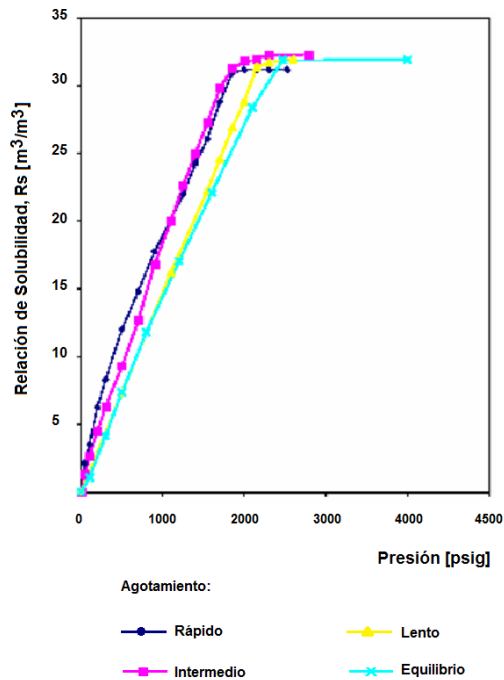
- La densidad del aceite,  $\rho_o$ , por encima del punto de burbuja verdadero, en ambos aceites espumosos y no espumosos, su comportamiento es similar. Una vez que la presión del punto de burbuja verdadero es sobrepasado para un aceite

convencional, la densidad aumenta debido a la rápida evolución del gas en el aceite. Para un aceite espumoso, debido al atrapamiento del gas en el aceite, la densidad disminuye radicalmente, conforme la presión se reduce. **Gráfica 2.5.**



**Gráfica 2.5.-** La densidad del aceite como una función de la velocidad de agotamiento y presión.

- La relación gas disuelto en el aceite,  $R_s$ , para un aceite convencional, la relación de solubilidad declina por bajo del verdadero punto de burbuja debido a la rápida evolución de la fase de gas libre del aceite. En los aceites espumantes, sin embargo, resultará una situación en la que la  $R_s$ , permanece constante hasta que el punto de pseudo-burbuja se alcanza. La presión del punto de pseudo-burbuja puede ser fácilmente definido por este método (por lo general la forma más fácil de llevar a cabo la medición). **Gráfica 2.6.**
- Al examinar los datos se sugiere un clásico comportamiento volumétrico esperado con aumentos pronunciados en el factor de volumen de formación,  $B_o$ , y la estabilidad de la relación de solubilidad,  $R_s$ . Una reducción de la densidad aparente se observa en las pruebas de rápido agotamiento comparadas con las de lento agotamiento y los experimentos de equilibrio.

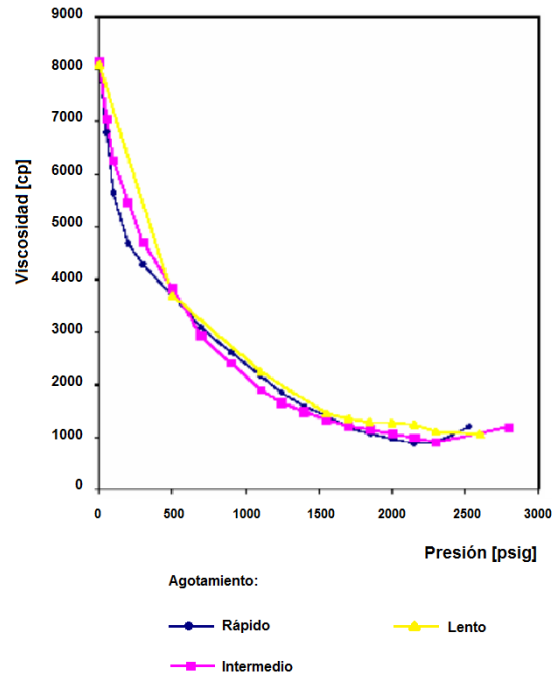


**Gráfica 2.6.-** Relación de solubilidad como una función de la velocidad de agotamiento y presión.

- La viscosidad del aceite,  $\mu_o$ , este es un tema de controversia entre los investigadores en cuanto a lo que ocurre con la viscosidad del aceite espumoso entre los puntos de burbuja verdadero y pseudo-burbuja. Para un aceite convencional, bajo el punto de burbuja, la viscosidad aumenta a medida que el gas libremente evoluciona en el aceite. Pero en un aceite espumoso, la viscosidad debe permanecer relativamente constante, o tal vez una ligera disminución entre los puntos de burbuja verdadero y el punto de pseudo-burbuja, y luego aumentara su valor hasta la presión cero.

La diferencia principal aquí es la viscosidad extrema de la fase líquida para un aceite espumoso y su interacción con la fase de gas. Los resultados parecen ser muy específicos en esta área y también son una fuerte función de la rapidez con que se agota la presión en el sistema. **Gráfica 2.7.**





**Gráfica 2.7.-** La viscosidad del aceite, como una función de la velocidad de agotamiento de presión.

En general, los resultados del ritmo "lento" y del "equilibrio" en los ensayos no son demasiado diferentes, lo que indica que al final del período de equilibrio de siete días, parece ser en efecto una condición de agotamiento relativamente equilibrada para este tipo de aceite.

El perfil de viscosidad no parece estar fuertemente afectado por el ritmo de agotamiento para el aceite, lo que indica que la tendencia del aceite espumante tuvo poco efecto sobre la viscosidad aparente del aceite, o que la emulsión se convirtió en inestable en el tubo capilar durante las mediciones y se rompió.

Los resultados indican que la propuesta del multi-método de prueba para el ritmo de agotamiento es valiosa para ilustrar las tendencias de las propiedades del aceite con gas disperso y los ritmos de aproximación óptima para promover este comportamiento.

## **2.3. PROCEDIMIENTOS PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES PVT DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS**

### **2.3.1. CELDA PVT VISUAL PARA ALTAS PRESIONES CON SISTEMA DE DETECCIÓN DE SÓLIDOS (SDS)**

Una moderna celda PVT para Aceites Pesados y Extra-pesados con una ventana totalmente visual que opera a altas presiones y altas temperaturas, fue desarrollada para manejar aceites muy viscosos y medir su comportamiento volumétrico de fases. La celda fue diseñada y fabricada por DB Robinson, con el objetivo para identificar el inicio de la precipitación de asfáltenos, la presión del punto de burbuja de los fluidos hidrocarburos, mejorar el mecanismo de agitación para proporcionar una mayor eficiencia de mezclado a fin de lograr el equilibrio de las fases, mejorando además la calidad de los datos medidos durante el comportamiento volumétrico en las pruebas experimentales.

Una celda PVT (libre de mercurio) completamente visual para la medición del comportamiento volumétrico del fluido en estudio, cuenta con un catetómetro de alta resolución y video, además de estar equipada con un sistema laser para la detección de partículas sólidas orgánicas. La celda PVT tiene una presión máxima de trabajo de 103.4 MPa (15000 [psi]) y alcanza una temperatura máxima de 473.2 K (200°C).

#### **2.3.1.1. MEDICIÓN DE LA PRESIÓN EN LA CELDA PVT<sup>49,50</sup>**

La bomba de alta presión de desplazamiento positivo (Bomba DBR Serie II) con una presión máxima de trabajo de 103,4 MPa (15000 [psi]), de 150 [ml] de volumen total de resolución, precisión del caudal de +/-0.02%. Se utiliza para transferir o retirar el líquido hidráulico (Mercol incompresible), y con ello alcanzar la presión deseada en la celda. Las presiones se midieron por medio de un transductor (Heise, modelo 901A, precisión de  $\pm$  0.15% de 15000 [psi]) conectado al circuito de medición digital. El transductor de presión fue calibrado con un equilibrio de peso muerto (Pressurements, modelo M2200 A, la precisión de 0.015% en escala completa). La incertidumbre estimada de las mediciones de la presión es de +/-0.02% en el rango de presión de trabajo.

### **2.3.1.2. MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE LA TEMPERATURA EN LA CELDA PVT**

El comportamiento de la temperatura en la celda es termo-regulado por medio de un horno de baño de aire con un rango de temperatura de 239 K (-34 °C) a 463 K (190°C) causado por resistencias. La temperatura se mide con un detector térmico de resistencia de platino (PRT) que se inserta dentro de la celda PVT, el cual manda la señal a un indicador digital. El PRT y el medidor de panel digital fueron calibrados con un termómetro de resistencia de platino (T100-450). La temperatura tiene una incertidumbre total de +/- 0.1 ° C en el rango de trabajo.

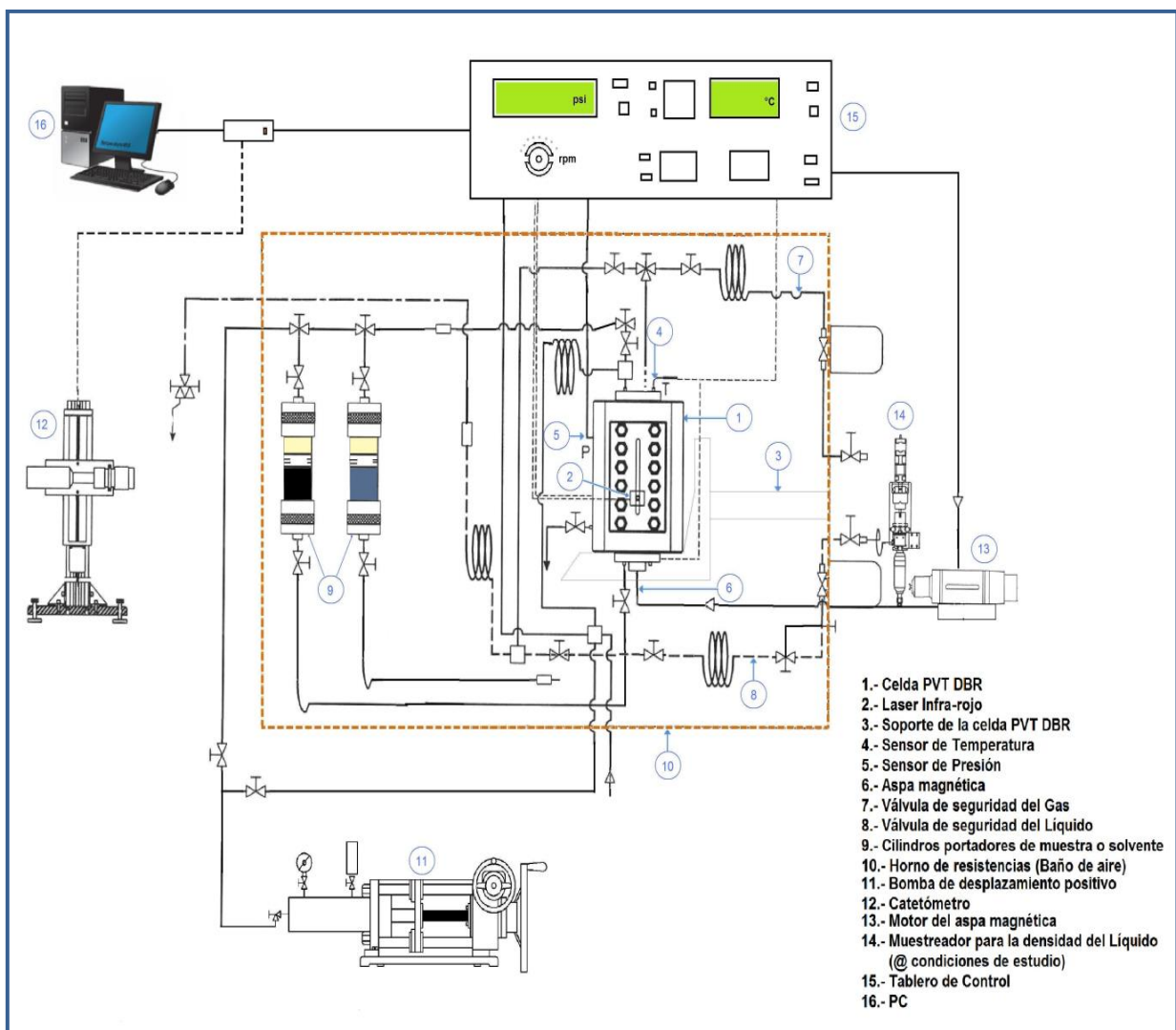
### **2.3.1.3. EQUIPO DE LA CELDA PVT VISUAL PARA ALTA PRESIÓN**

La celda PVT completamente visual está equipada con sondas de fibra óptica de transmisión de luz (fuente y detección) para medir el inicio de la precipitación de sólidos orgánicos (debido a la presión, temperatura y el cambio de composición) simultáneamente con datos volumétricos del fluido. Un sistema de luz láser NIR (Near-Infrared) con 800 a 2200 nanómetros de longitud de onda que se convierte en una necesidad de establecer las condiciones de precipitación de los asfáltenos.

El láser incidente se monta en la parte frontal de la celda PVT tal que su haz pasa a través de la cámara de alta presión de la muestra antes de llegar a la sonda detectora de luz. Por lo tanto, cualquier cambio en el aceite resultante de un cambio de densidad y/o sólidos en suspensión se registrarán en el detector. El acrónimo PTL (potencia de luz transmitida) se refiere a la cantidad de luz que pasa con éxito a través de la muestra de aceite y es capturado por el cable de fibra óptica receptora.

La potencia de luz transmitida (PTL) es inversamente proporcional a la densidad, por lo que si la densidad disminuye, entonces existe un aumento en la potencia de luz. La densidad es proporcional a la presión (por encima del punto de burbuja); por lo tanto, si la presión disminuye, entonces habrá aumento en el PTL. Las variables de proceso (temperatura, presión, tiempo y nivel de potencia de luz transmitida) se registran y muestran en la PC.

La celda PVT consiste principalmente en: una celda de comportamiento de fase, un cilindro de vidrio (Pyrex o Zafiro) con un pistón flotante, una bomba de alta presión de desplazamiento positivo, un horno de temperatura controlada, un detector de temperatura de resistencia, un indicador de presión digital, cilindros de acero inoxidable portadores de las muestras de aceite o solventes a alta presión equipados con pistones flotantes, un agitador magnético, una interfaz de adquisición de datos, un sistema de detección de sólidos, y un sistema de video basado en la medición del nivel de las fases, catetómetro. La **Figura 2.3**, muestra el diagrama esquemático de la celda PVT visual para altas presiones, DB Robinson<sup>49</sup>.



**Figura 2.3.-** Diagrama esquemático de la celda PVT visual para altas presiones, DB Robinson.

La celda PVT<sup>51</sup>, está montada sobre un soporte especial, por lo que esta puede ser girada 360°, para la extracción de fluido.

La bomba de desplazamiento positivo de volumen variable controla el volumen del fluido hidráulico (mercol) y por lo tanto la presión del fluido en estudio (muestra) mediante la transferencia o retirada de fluido hidráulico conectado en la parte superior de la celda PVT, para desplazar al pistón flotante dentro del cilindro Pyrex. El fluido hidráulico, está conectado a la carcasa exterior de acero para mantener una presión diferencial equilibrada con el cilindro de vidrio Pyrex. También cuenta con una bomba de vacío que es utilizada para purgar las tuberías del equipo y la celda.

Un catetómetro equipado con una cámara de video (cámara CCD externa, precisión de  $\pm 0.002$  [cm<sup>3</sup>]), que permite observar la imagen ampliada de la celda por medio de un monitor, el cual es útil para observar si existen variaciones de fase en el sistema.

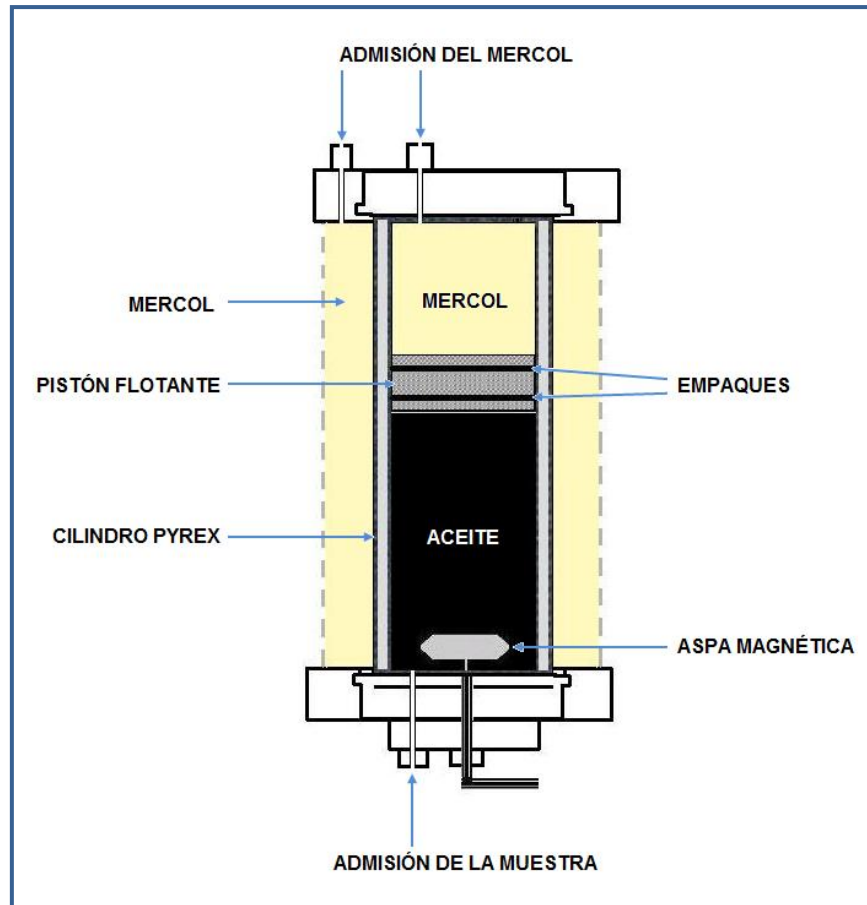
La celda se compone de un cilindro de vidrio Pyrex de 15.2 [cm] de largo con un diámetro interno de 3.2 [cm]. Manejando así un volumen máximo de la muestra de aproximadamente 120 [cm<sup>3</sup>]. Para fines experimentales el volumen de muestra es de 60 [cm<sup>3</sup>] en adelante<sup>52</sup>.

Un pistón flotante de especial diseño (el diseño del pistón depende del estudio a realizar) está colocado dentro del cilindro Pyrex, con él se establece la presión al sistema mediante la transferencia del fluido hidráulico (mercol) por la parte superior de la celda. El pistón cuenta con empaques para aislar el fluido hidráulico del contenido en este caso la muestra dentro del cilindro.

Un mezclador (barra de agitación) impulsado magnéticamente (aspersor magnético) se utiliza para mezclar ( @1400 rpm) de manera rápida y eficiente el líquido dentro del cilindro Pyrex, con el fin de homogenizar la muestra, mantener los sólidos en suspensión o conducir al fluido rápidamente al equilibrio, después de un cambio en la composición del fluido o un cambio de presión<sup>53</sup>.

- ❖ El contenido de la celda se homogeniza en un mezclador de velocidad máxima de 1400 rpm durante aproximadamente 30 minutos.

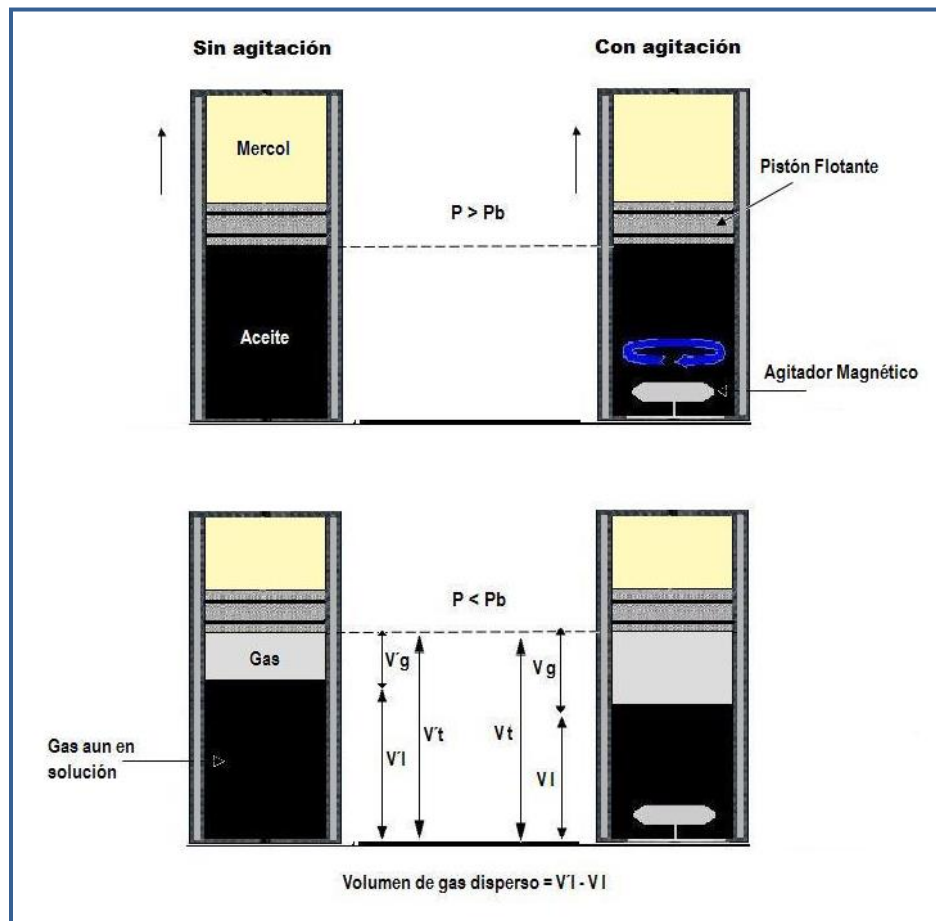
El cilindro Pyrex está alojado dentro de una carcasa de acero inoxidable con placas verticales de vidrio templado para permitir la observación visual del contenido del cilindro Pyrex en su interior. **Figura 2.4.**



**Figura 2.4.-** Configuración del cilindro Pyrex. Las lecturas de los volúmenes de gas y de la fase líquida son directas en la PC, por lo que proporcionan la confirmación del punto de rocío y la presión de burbujeo con mayor exactitud. La celda está equipada con un agitador magnético que proporciona una agitación vigorosa para fluidos con viscosidad superior a los 1,000 [cp] @ condiciones del estudio y asegura el establecimiento adecuado del equilibrio de las fases mientras se reduce el tiempo total requerido para los experimentos.

La celda PVT para Aceites Pesados y Extra-pesados reduce el tiempo de las pruebas, permitiendo así una mayor precisión en las medidas de la presión de burbuja<sup>4</sup>.

**Figura 2.5.**



**Figura 2.5.-** Efecto de la agitación y el volumen de gas desprendido en un proceso de decremento de presión para Aceites Pesados y Extra-pesados. En el caso de la celda "sin agitación", se observa que para el caso del volumen de la fase líquida  $V_l$ , el volumen es mayor en comparación del volumen de la fase líquida  $V_t$ , celda "con agitación". Esto es debido a que el gas desprendido queda atrapado en la fase líquida en el caso donde "no hay agitación". Este es el fenómeno llamado comportamiento Espumoso (Foamy Oil).

Algunas celdas PVT convencionales, también agitan la mezcla por medio del movimiento de mercurio en su interior y fuera de ella mediante algún medio mecánico, como es; manivela y motor, con el fin de alcanzar el equilibrio por la sola acción de la gravedad. Por lo que esto puede llevar a sobrestimar las medidas de la presión del punto de burbuja así como las medidas en las propiedades volumétricas de los Aceites Pesados y Extra-pesados, debido a la falta del equilibrio entre las fases.

## **2.4. MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS**

Las técnicas de laboratorio estándar miden las propiedades PVT, tales como el punto de burbuja, la compresibilidad, la composición, la densidad y la relación gas disuelto en el aceite. Si bien no se trata precisamente de una propiedad de fase, la viscosidad también puede variar significativamente con la presión, la temperatura y composición, por lo que se incluye en esta serie de mediciones.

Para los Aceites Pesados y Extra-pesados, la caracterización del comportamiento de la viscosidad es particularmente importante, ya que hasta pequeños cambios de presión, temperatura y composición, pueden tener efectos grandes sobre los regímenes de producción y los volúmenes de aceite recuperables.

En ciertos yacimientos de Aceites Pesados y Extra-pesados, la viscosidad del petróleo puede cambiar cuando el aceite se mezcla con gas o agua. El gas que es liberado del aceite durante la producción puede formar una fase dispersa. La mezcla del aceite con agua puede crear una emulsión, y con ello las viscosidades resultantes son marcadamente diferentes.

Algunos métodos de recuperación de Aceites Pesados y Extra-pesados requieren la inyección de vapor, gas o solventes reductores de la viscosidad, para asistir en el proceso de producción o de levantamiento artificial. Para confirmar la viabilidad de estas técnicas de recuperación, las mediciones de laboratorio cuantifican los cambios producidos en la presión del punto de burbuja, la densidad, compresibilidad, composición y el número de fases de hidrocarburos líquidos por el agregado de gases y solventes. Ya que el agregado de gases y solventes pueden modificar posteriormente las propiedades del aceite a través de la precipitación de asfáltenos.

Para evitar cambios no deseados en la viscosidad y la precipitación de sólidos, las mediciones de laboratorio monitorean los cambios producidos en la reología del aceite, con los cambios de presión, temperatura y composición.



### 2.4.1. DEFINICIÓN DE VISCOSIDAD<sup>55</sup>

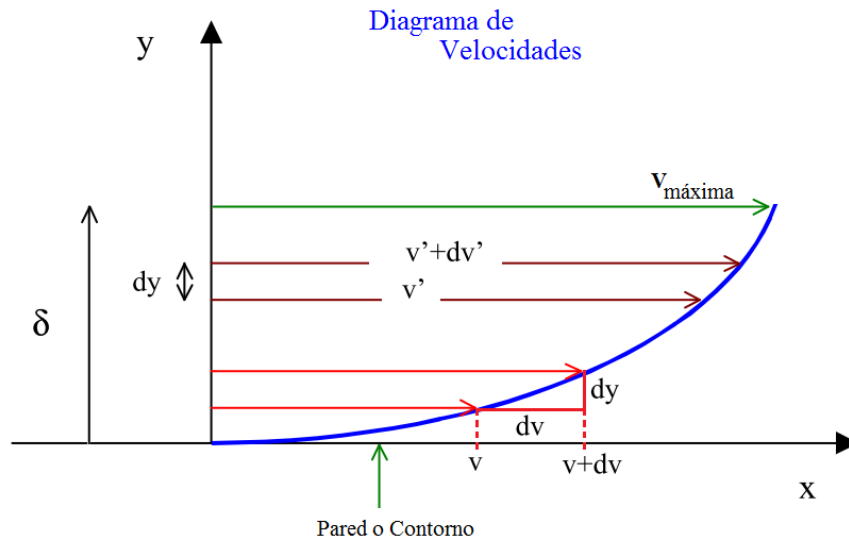
Los fluidos no pueden considerarse siempre como perfectos debido a su viscosidad. Se considera que una lámina del fluido está compuesta por infinitas capas paralelas, y se ha determinado que los fluidos oponen resistencia a ser deformados, es decir, a que cada capa paralela se deslice sobre sus inmediatas, ya que al moverse una porción del fluido respecto a otra, se originan fuerzas tangenciales que en algunos casos no pueden despreciarse. Se dice entonces que el fluido es viscoso y el fenómeno se denomina viscosidad.

Viscosidad: Propiedad por la cual el fluido ofrece resistencia a los esfuerzos tangenciales que tienden a deformarlo. En los fluidos existe, en la realidad, una atracción molecular, que es la viscosidad, y que expresa la resistencia de las moléculas del fluido a dejarse cortar o separar.

Se llama Viscosidad Dinámica o Viscosidad Absoluta ( $\mu$ ) de un fluido a la resistencia que éste opone a su deformación, o dicho de otro modo, resistencia que oponen las láminas de fluido a ser deslizadas entre sus inmediatas.

Para un mismo grado de deformación, distintos fluidos oponen resistencias diferentes, es decir, la viscosidad es una propiedad de los mismos.

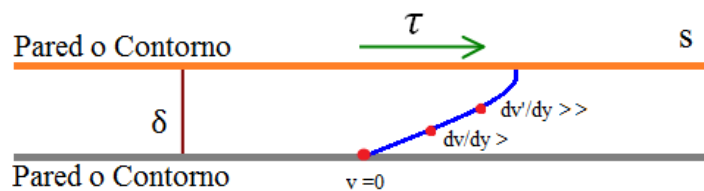
La **Figura 2.6**, representa un fluido en movimiento. La lámina de fluido en contacto con el contorno sólido queda pegada a él y su velocidad relativa es nula. A cierta distancia  $\delta$ , otra lámina se mueve prácticamente con la velocidad máxima. Las infinitas velocidades de las láminas intermedias varían entre ambos valores extremos, existiendo el deslizamiento de unas capas sobre otras.



**Figura 2.6.-** Representación del fluido en movimiento.

El diagrama o perfil de velocidades, es distinto en cada caso, es tal que, en relación a la misma separación  $dy$ , la variación de velocidad de deformación entre dos capas próximas al contorno es mayor para la más cercana a éste, es decir  $\frac{dv}{dy} > \frac{dv'}{dy}$ . Esta derivada, llamada gradiente de velocidad normal a la pared o velocidad de deformación, es máxima en la pared y nula en la distancia  $\delta$  del contorno.

Supongamos dos placas paralelas que contienen entre ellas una capa delgada de líquido. **Figura 2.7.**



**Figura 2.7.-** Placas paralelas que contienen entre ellas una capa delgada de líquido.

Para que una placa se deslice sobre la otra, cortando o desgarrando la lámina del líquido interpuesto, hay que aplicar una fuerza tangencial o esfuerzo cortante ( $\tau$ ) que es igual a la resistencia por unidad de superficie que aparece entre las dos láminas deslizantes. El valor de la fuerza tangencial o esfuerzo cortante ( $\tau$ ), es directamente proporcional a la superficie de contacto ( $s$ ) y al gradiente de velocidad ( $\frac{dv}{dy}$ ), es decir:

$$\tau \approx s * \frac{dv}{dy}$$

El esfuerzo tangencial de rozamiento entre las capas (las capas cercanas a las paredes no se mueven y conforme se alejan de ellas, la velocidad de deformación aumenta) es directamente proporcional a la diferencia de sus velocidades e inversamente proporcional a su separación. También significa que fuera de la capa de espesor  $\delta$  el fluido se comporta como no viscoso, ya que  $\tau$  será nula al serlo  $\frac{dv}{dy}$ .

La capa de espesor  $\delta$ , fue descubierta por Ludwig Prandt (1875-1953) y se conoce como capa límite, pudiendo medir desde unas pocas micras a varios centímetros, e incluso metros, según sean los casos.

El valor del esfuerzo cortante ( $\tau$ ), es:

$$\tau = \mu * s * \frac{v}{y}; \text{ F\u00f3rmula de Newton para la viscosidad}$$

Para determinar la viscosidad tenemos que:

$$\mu = \frac{\tau * y}{s * v}; \quad \mu \left[ \frac{kg}{m * seg} \right]$$

$\mu$ : *coeficiente de viscosidad, viscosidad absoluta, viscosidad din\u00e1mica*

$\tau$ : *fuerza tangencial o esfuerzo cortante,  $\left[ \frac{kg * m}{seg^2} \right]$*

$s$ : *superficie de cada una de las placas,  $[m^2]$*

$v$ : velocidad de una placa respecto a la otra,  $[\frac{m}{seg}]$

$y$ : espesor de la lámina del fluido  $[m]$

Si suponemos la lámina de líquido compuesta por infinitas capas paralelas, resultará que si una placa está en reposo y la otra en movimiento, la capa de líquido en contacto con la placa en reposo también lo estará, y la capa en contacto con la capa en movimiento tendrá su mismo movimiento, y las capas intermedias tendrán velocidades proporcionales a su distancia a la placa en reposo.

Las unidades de Viscosidad Dinámica en el Sistema Internacional (SI) es el Pascal por segundo  $[Pa * seg]$  o también Newton por segundo entre metro cuadrado  $[\frac{N * seg}{m^2}]$ , o kilogramo por metro segundo  $[\frac{Kg}{m * seg}]$ .

El submúltiplo centipoise  $[cP]$ ,  $10^{-2}$  Poises, es la unidad más utilizada para expresar la Viscosidad Dinámica (Crane, 1969). El poise es la unidad correspondiente en el sistema CGS de unidades y tiene dimensiones de dina por segundo entre centímetro cuadrado  $[\frac{dina * seg}{cm^2}]$ , o gramo entre centímetro por segundo  $[\frac{gr}{cm * seg}]$ .

Algunas equivalencias del centipoise  $[cP]$ , son:

$$1[cP] = .01[Poise] = .001[Pa * seg] = .001 \left[ \frac{Kg}{m * seg} \right] = .01 \left[ \frac{gr}{cm * seg} \right] = .01 \left[ \frac{dina * seg}{cm^2} \right]$$

## 2.4.2. VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)<sup>54,55,56,59</sup>

### 2.4.2.1. DESCRIPCIÓN Y PRINCIPIO DE OPERACIÓN

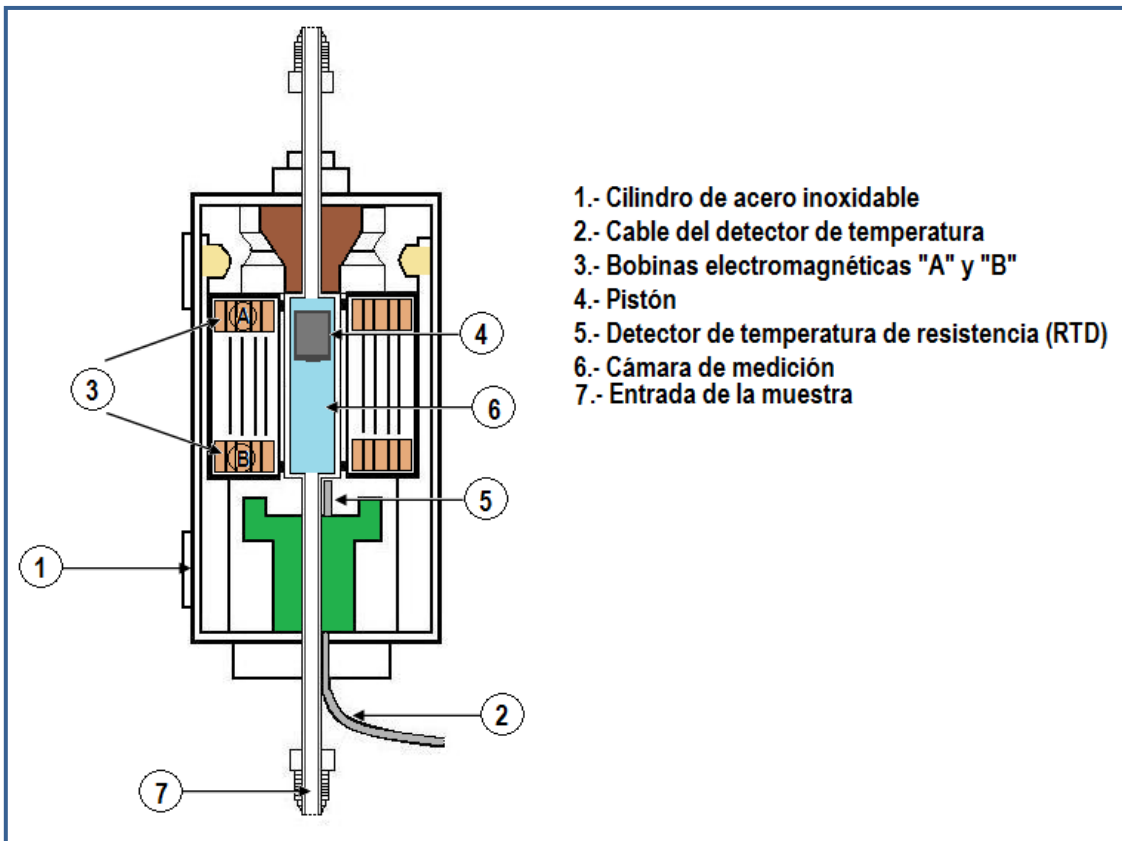
El Viscosímetro Electromagnético (EMV) es un instrumento de precisión diseñado para medir la viscosidad de los fluidos hidrocarburos a alta presión y alta temperatura. El instrumento se puede describir como una combinación del principio de funcionamiento de Tubo Capilar y del principio de Cuerpo Cayendo, pero con una tecnología más simple y fiable. Dos bobinas que mueven un pistón hacia arriba y abajo magnéticamente a una fuerza constante (fuerza electromagnética constante). Este equipo analiza el tiempo de viaje del pistón para medir la viscosidad dinámica (viscosidad absoluta), esto es, no se requiere del conocimiento de la densidad del fluido que se analiza, entonces, esto simplifica el cálculo de la viscosidad dinámica a:

$$\mu = f\{(longitud\ de\ viaje\ del\ pistón) * (espacio\ entre\ el\ pistón\ y\ la\ cámara\ del\ pistón)^2 * (tempo\ de\ viaje\ del\ pistón)\}$$

Con el Viscosímetro Electromagnético (EMV) es posible medir viscosidades en el intervalo de 0.02 a 10,000 [cP] con una exactitud de +/-1.0%; sus condiciones de presión y temperatura de operación son de hasta 20,000 [psi] (137.93 MPa) y de 253 K (-20°C) a 463 K (190 °C), respectivamente.

### 2.4.2.2. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)

La **Figura 2.8**, muestra un diagrama esquemático del Viscosímetro Electromagnético (EMV). Un pistón (el tamaño del pistón varía según sea la naturaleza del aceite) es inmerso en una cámara de medición que es llenada con el fluido a ser analizado (5 [cm<sup>3</sup>] de muestra); este viscosímetro contiene dos bobinas magnéticas "A" y "B" dentro de un cilindro de acero inoxidable, las cuales rodean la cámara de medición en su parte superior e inferior. El pistón dentro de la cámara de medición es forzado magnéticamente por la bobinas a recorrer una distancia fija a través del fluido muestra.



**Figura 2.8.-** Esquema interno del Viscosímetro Electromagnético (EMV). Observaciones del viscosímetro han determinado que la presencia de una cantidad relativamente pequeña de impurezas (concentración relativamente baja de agua y/o partículas finas), parece tener una influencia significativa en el valor de la viscosidad medida utilizando el EMV. Esto parece ser razonable si se considera que el fluido se mueve en un espacio anular significativamente pequeño (gap) dentro de la cámara de medición<sup>57</sup>.

Cuando la cámara de medición se llena con el fluido, la bobina "B" es activada y la fuerza magnética ejercida sobre el pistón lo atrae hacia la base de la cámara de medición; de esta manera, obliga a que el fluido fluya hacia la apertura del detector. En forma simultánea, la bobina "A" se activa para monitorear el movimiento del pistón corriente abajo.

Cuando el pistón es atraído hacia el fondo de la cámara de medición, la bobina "A" se activa, al mismo tiempo que la bobina "B" es usada para monitorear el desplazamiento del pistón corriente arriba. Una vez que el pistón es atraído hacia el extremo superior de la cámara de medición, la bobina "B" se activa de nuevo y el proceso se repite, hasta que las lecturas de viscosidad mostradas en el indicador digital temperatura/viscosidad son constantes o estables.

Esta tecnología analiza el tiempo de travesía bidireccional del pistón, el cual es relacionado directamente a la viscosidad dinámica del fluido contenido en el interior de la cámara de medición. Por consiguiente, a medida que el fluido dentro de la cámara de medición sea cada vez más viscoso, el movimiento del pistón será más lento.

Ya que la medición del movimiento del pistón se hace en las dos direcciones (hacia abajo y hacia arriba), las variaciones en el tiempo de travesía debido a la vibración, orientación y flujo se consideran que no presentan ningún efecto considerable. En relación a la orientación del pistón ( $45^\circ$  de inclinación) que si tiene influencia sobre la medición de la viscosidad y el instrumento debe ser calibrado y utilizado con el mismo ángulo.

Un baño de circulación a temperatura controlada (regulación de temperatura de  $\pm 0.5$  °C), y una cubierta térmica-aislante (mantienen el control preciso de la temperatura) son utilizados para calentar la cámara de medición y llevarla a la temperatura de estudio. La temperatura es medida continuamente mediante el uso de un Detector de Temperatura de Resistencia (RTD) de platino, montado en la base de la cámara de medición y reportada en un indicador de temperatura digital; ya que la viscosidad del fluido varía significativamente con la temperatura, es importante conocer la temperatura exacta de la cámara de medición.

La precisión de la temperatura del detector de temperatura de resistencia (RTD) es de  $\pm 0.2$  °C calibrado, certificado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST).

Un transductor de presión (Heise, modelo 901 A) y su indicador de presión digital están conectados al viscosímetro para monitorear la presión en el sistema. La exactitud del transductor de presión es de 0.1% de la escala completa (10,000 [psi]).

La exactitud de las mediciones de viscosidad es de  $\pm 1.0\%$  (según el fabricante).

Para determinar valores de precisión de la viscosidad es muy importante llevar a cabo una calibración cuidadosa del aparato así como del detector de temperatura de resistencia (RTD) y del transductor de presión que se utilizarán en las mediciones.

#### **2.4.2.3. CALIBRACIÓN DEL VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)**

La calibración del viscosímetro electromagnético implica tres pasos: (1) calibración de la temperatura, (2) calibración de la viscosidad de extremo alto, y (3) calibración de la viscosidad de extremo bajo. Una vez que la calibración se ha completado, los coeficientes de la calibración resultantes se almacenarán en la memoria del viscosímetro. La calibración de la temperatura puede repetirse en cualquier momento, aunque esto raramente se requerirá a menos que un nuevo sensor (RTD) se calibre o el funcionamiento del sensor sea a una temperatura extrema.

#### **2.4.2.4. CALIBRACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL EXTREMO ALTO**

La calibración de la viscosidad involucra la medición de un fluido NIST (fluido conocido) identificable a una temperatura estable y que se ajuste al viscosímetro para dar una viscosidad indicada que corresponda al valor conocido. La calibración en el "extremo alto" del intervalo de la viscosidad debe hacerse con un fluido que a la temperatura de la calibración tenga una viscosidad conocida de por lo menos 50% de la escala completa y no más allá del 130% de la misma escala.

Por ejemplo, para un pistón con un intervalo de 10-200 [cP], el fluido de calibración del extremo alto debe ser mayor que 100 [cP] y menos de 260 [cP] a la temperatura de la calibración que será típicamente de 5 a 10 °C superior a la temperatura ambiente. Debido a que la calibración de la viscosidad depende del conocimiento de la temperatura del fluido de calibración, es necesario tener la temperatura del RTD propiamente calibrada antes de proceder con la calibración de la viscosidad.

#### **2.4.2.5. CALIBRACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL EXTREMO BAJO**

La calibración de la viscosidad del "extremo bajo" ajusta la respuesta a los fluidos que están cercanos al extremo bajo del intervalo de medición de exactitud completa. La calibración de extremo bajo debe hacerse después de realizar la calibración de extremo alto para asegurar la exactitud completa a través del intervalo de viscosidad completa.



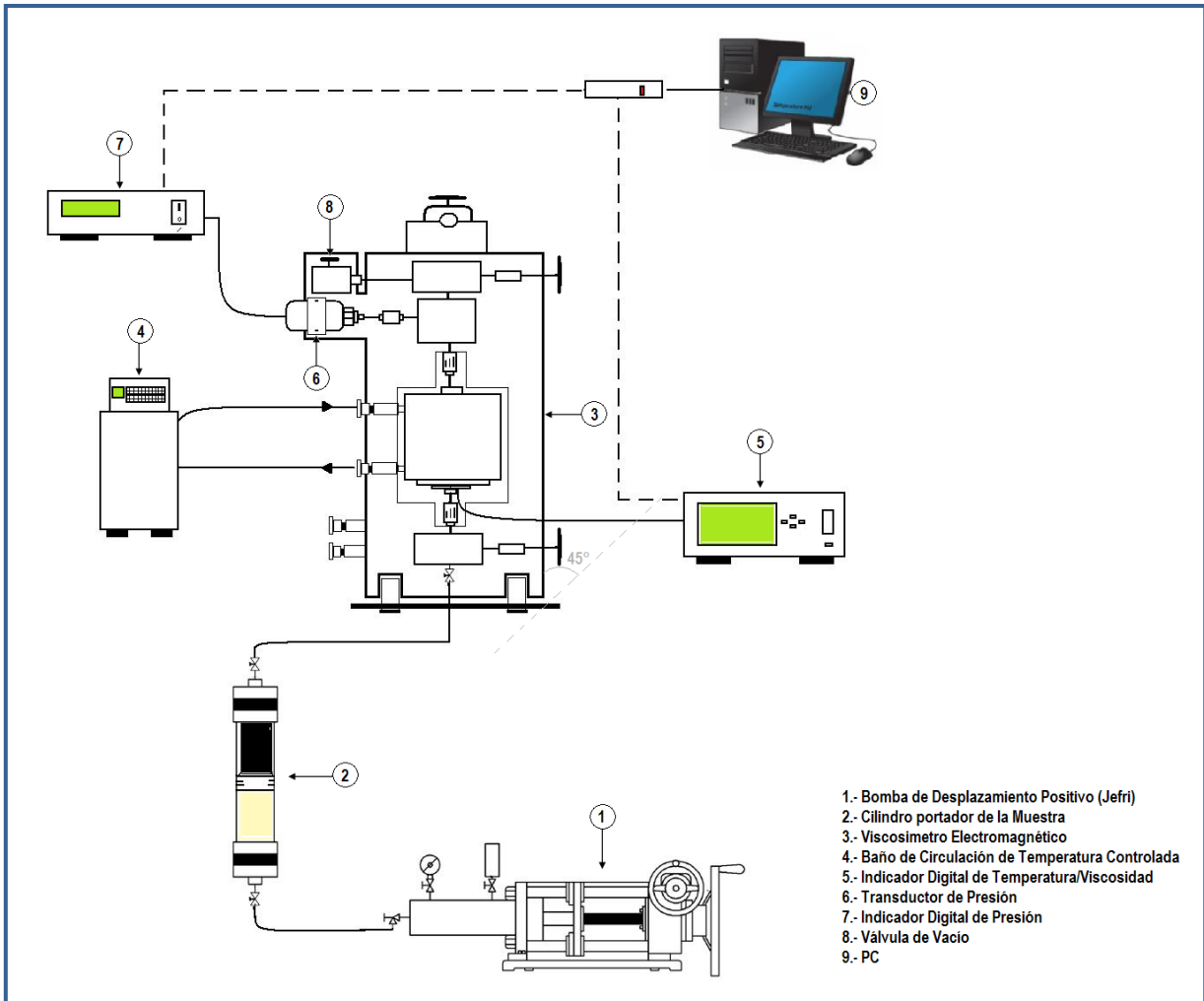
Los ajustes realizados a la calibración en el extremo bajo no afectan los resultados anteriores del extremo alto. Los fluidos usados deben estar en el intervalo de 5-25% de la escala completa a la temperatura de la calibración. Por ejemplo, con un pistón de intervalo que va de 10-200 [cP], el fluido de calibración de extremo bajo debe ser de 10-50 [cP] a la temperatura de la calibración.

#### **2.4.2.6. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL DEL VISCOSÍMETRO ELECTROMAGNÉTICO (EMV)**

La **Figura 2.9**, muestra el arreglo del sistema para medir la viscosidad y sus periféricos. Una muestra de fluido de yacimiento se colocada en un cilindro de acero inoxidable de alta presión (capacidad de volumen de 250 [cm<sup>3</sup>], presión máxima de 10 000 [psi]); la presión para realizar el traspaso de la muestra se suministra por una bomba de desplazamiento positivo (presión máxima de operación de 10 000 [psi]).

Una vez que la muestra está contenida en el cilindro de acero inoxidable, el siguiente paso fue conectar una bomba de vacío (VP) para evacuar el sistema hasta alcanza un vacío apropiado. Luego, un volumen de muestra del fluido de yacimiento se transfiere a la cámara de medición por medio de la bomba de desplazamiento positivo.

La cámara de medición se calienta a la temperatura de estudio usando un baño de circulación a temperatura controlada (CTM) y mientras que la presión se monitorea por medio de un indicador digital de presión (DPI) para asegurarse que el fluido se mantuviera en una sola fase. Después de alcanzar la estabilización de la presión y la temperatura, la presión del sistema fue reducida por decrementos discretos y con ello se registran las mediciones de viscosidad a cada paso de presión. A una presión dada, al menos cinco mediciones de viscosidad (lecturas) son analizadas para observar su repetitividad y llevar a cabo análisis estadísticos de las diferentes variables (presión y temperatura) del sistema.



**Figura 2.9.-** Esquema de funcionamiento del Viscosímetro Electromagnético (EMV). El Viscosímetro Electromagnético<sup>58</sup>, permite que el gas se separe completamente del aceite, por lo tanto, se debe tener especial cuidado con estas mediciones ya que pueden no ser representativas de la viscosidad a causa de la dispersión del gas. La presión inestable observada en una mayor caída de presión se puede explicar por los mecanismos de coalescencia y expansión de pequeñas burbujas que conducen a grandes burbujas y finalmente al gas libre (la extracción del gas libre, mediante una tubería transparente).

## 2.5. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL ACEITE

La Densidad es una propiedad termodinámica de interés y se define como; la masa de una unidad de volumen de una sustancia a ciertas condiciones. La densidad depende de la presión y temperatura, y la variación de estas condiciones afecta considerablemente más a la densidad de los gases, que a la de los líquidos. Sin embargo obtener exactitud en las mediciones de densidad de algunos fluidos es complejo y para eso se han desarrollado nuevas técnicas de medición y en especial para mediciones a altas presiones y temperaturas. El desarrollo de nuevas técnicas para las mediciones de densidades que comprendan grandes intervalos de presión y temperatura ayudaría a determinar mejor el comportamiento de los fluidos a condiciones críticas y generar datos que sirvan para crear modelos.

### 2.5.1. DENSÍMETRO DE TUBO VIBRANTE<sup>60,61,62,63,64</sup>

Con un diseño sencillo y la condición de operar a altas presiones y temperaturas, ha permitido que el Densímetro de Tubo Vibrante (DTV) sea ampliamente usado de manera exitosa para el estudio experimental de las propiedades PVT, como lo es la densidad del aceite.

La densimetría de tubo vibrante es un método indirecto en el cual se mide una propiedad física como lo es el periodo de vibración de un tubo hueco en “U”, lleno del fluido de estudio a una temperatura y presión establecida. El periodo de vibración se puede convertir a la propiedad termodinámica de interés que es la densidad. Existe una relación entre el periodo de vibración y la densidad la cual puede ser expresada matemáticamente mediante un modelo de calibración.

$$\tau^2 = \frac{4\pi^2 V_i}{k} \rho + \frac{4\pi^2 M_o}{k}$$

$\tau$ : periodo de vibración, [milisegundos, ms]

$V_i$ : volumen interno del tubo en “U”, [cm<sup>3</sup>]

$k$ : la rigidez transversal del tubo a las condiciones de estudio,  $\left[\frac{N}{cm}\right]$

$\rho$ : densidad del fluido,  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$

$M_o$ : masa del tubo vacío  $[gr]$

Es decir:

$$\rho = \left(\frac{k}{4\pi^2 V_i}\right) \tau^2 - \frac{M_o}{V_i}$$

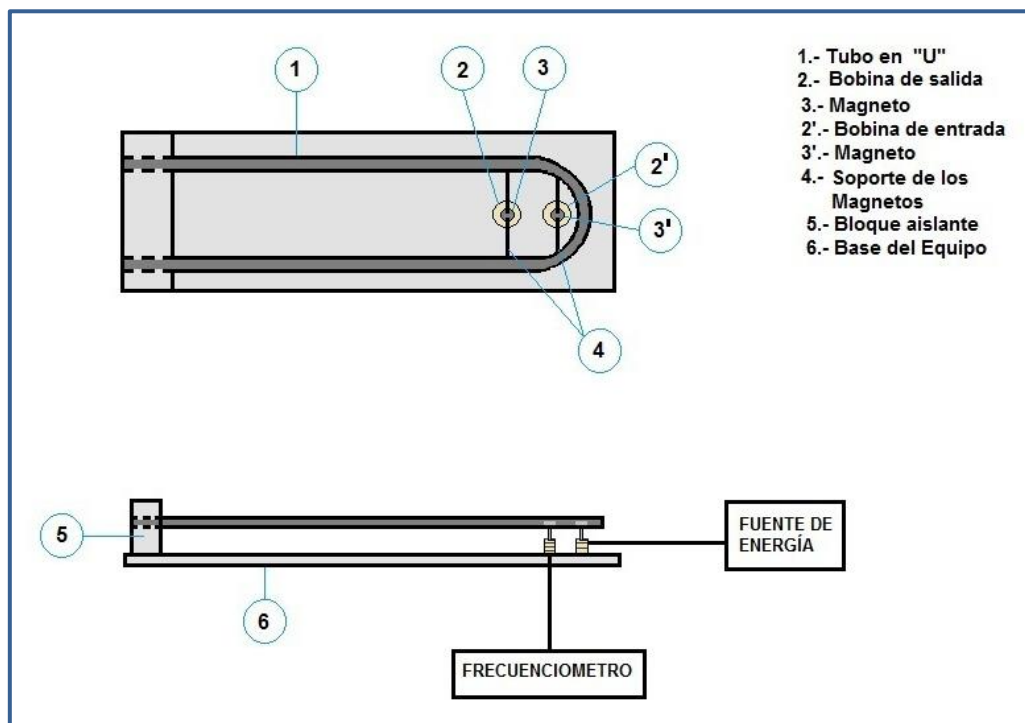
Donde  $M_o$ , es la masa del tubo vacío, constante,  $k$ , es la rigidez transversal del tubo a las condiciones de estudio y  $V_i$ , es el volumen interno del tubo en “U”. Todos son parámetros característicos del instrumento, de los cuales  $k$  y  $V_i$  dependen de la presión y de la temperatura (debido a las propiedades mecánicas del instrumento), así como la densidad,  $\rho$ , depende de las propiedades del fluido. Esto hace que el periodo de vibración,  $\tau$ , sea una función de la presión y la temperatura, además del tipo de fluido en estudio.

A diferencia de otros métodos de medición de las propiedades PVT, el método DTV consiste en que la masa del fluido en estudio varíe y no su volumen.

Entonces el DTV mide el periodo de vibración ( $\tau$ ) en función de presión y temperatura que después se convierte a densidad ( $\rho$ ) mediante una calibración apropiada. Este instrumento está diseñado para la medición de densidades de líquidos y gases que son sometidos a altas presiones y altas temperaturas. El intervalo en presión en el cual se pueden realizar mediciones es de 0 a 10,000 [psi] y en temperatura desde -10°C (263.15 K) hasta 150°C (423.15 K). El Tubo Vibrante está construido de Acero Inoxidable Hastelloy C-276, de un diámetro externo de 1/8 de pulgada. La capacidad del densímetro es de aproximadamente 1.3 [cm<sup>3</sup>].

### 2.5.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL DENSÍMETRO DE TUBO VIBRANTE (DTV)

El diseño del Densímetro de Tubo Vibrante se caracteriza por los conductores eléctricos separados y unidos a un tubo en forma de "U". En interacción con un campo magnético constante en el que se mueven, en conjunto con el circuito electrónico, por lo que uno de los conductores hace vibrar el tubo en forma de "U". La **Figura 2.10**, muestra un diagrama esquemático del Densímetro de Tubo Vibrante.



**Figura 2.10.-** Componentes del DTV. Esquema de la celda del Densímetro de Tubo Vibrante.

Está constituido por un tubo en forma de "U" de Hastelloy C-276, que tiene un volumen interno de aproximadamente  $1.3 \text{ [cm}^3\text{]}$ . El tubo tiene una camisa que sirve para regular la temperatura del mismo haciendo circular un fluido térmico y así poder operar a las condiciones requeridas.

En el tubo "U" se encuentran dos magnetos y en la base se encuentran dos bobinas. De manera esquemática se puede decir que la fuente de energía es conectada a la bobina de entrada, mientras que el frecuencímetro se conecta a la bobina de salida.

Cuando se activa la bobina de entrada, se aplica una fuerza sobre el magneto ocasionando que el tubo vibre transversalmente. Esto hace que el segundo magneto entre y salga de la bobina, lo cual induce una corriente en frecuencia igual a la vibración del tubo. La señal es recibida por un frecuencímetro permitiendo con ello medir el periodo de vibración,  $\tau$ . La propiedad que esto tiene es que el periodo se altera conforme cambia la densidad del fluido en función de la presión y temperatura.

### 2.5.2.1. CALIBRACIÓN DEL DTV

Conociendo las características mecánicas del tubo en "U" del densímetro, los periodos se pueden convertir a densidades. Para esto se determina el periodo de vibración del fluido en el tubo hueco vibrante como función de la presión a una temperatura determinada.

El principio del densímetro vibrante radica en la observación del cuadrado del período de vibración a la frecuencia resonante o período de vibración natural, es una función lineal de la masa del tubo vibrante. La densidad del fluido de prueba puede derivar de los principios básicos, conociendo el volumen del tubo, pero generalmente es más práctico para calibrar el dispositivo empíricamente utilizando uno o más fluidos de densidad conocida.

La siguiente ecuación se refiere a la frecuencia natural ( $\omega$ ) del tubo vibrante a su masa.

$$\omega_u^2 = K_f/m$$

Donde:

$$\omega^2 = \omega_u^2 - \frac{1}{2}(C/m)^2$$

En donde  $K_f$ , es la fuerza constante y  $m$ , es la masa del tubo y su contenido,  $\omega_u$  es la frecuencia natural no amortiguada del sistema.  $C$ , es la constante de amortiguamiento para el sistema.

La diferencia de densidad entre el fluido en estudio,  $\rho_F$ , y un fluido de referencia,  $\rho_0$ , en el tubo vibrante, está relacionada con la diferencia de la masa ( $m_F - m_0$ ) del sistema, ya que el volumen interior ( $V_i$ ) del tubo es constante. Así, se obtiene:

$$\frac{m_F - m_0}{V_i} = \frac{K_f}{V_i} \left[ \frac{1}{\omega^2} - \frac{1}{\omega_0^2} \right] = \rho_F - \rho_0$$

En cuanto al período de vibración ( $\tau$ ):

Donde  $K_f = k4\pi^2V_i$ :

$$(\rho_F - \rho_0) = K(\tau_F^2 - \tau_0^2)$$

Entonces la densidad del fluido en estudio,  $\rho_F$  es:

$$\rho_F = K(\tau_F^2 - \tau_0^2) + \rho_0$$

La constante de calibración ( $K$ ) se puede determinar a partir de mediciones del período de vibración de fluidos de densidad conocida.

Normalmente el DTV, se calibra utilizando dos fluidos conocidos como son el agua grado HPLC ( $H_2O$ ) y nitrógeno ( $N_2$ ) grado cromatográfico. Para ellos, se miden periodos de vibración de ambos fluidos aumentando la presión en intervalos de 1 MPa hasta 25 MPa, a cada temperatura de medición en el estudio. La densidad del fluido en estudio en un DTV se obtiene por medio de la ecuación:

$$\rho_F = K(\tau_F^2 - \tau_{H_2O}^2) + \rho_{H_2O}$$

Y la constante  $K$  se determina en función de los dos fluidos de referencia:

$$K = \frac{\rho_{H_2O} - \rho_{N_2}}{\tau_{H_2O}^2 - \tau_{N_2}^2}$$

Donde:

$\rho_{H_2O}$ : densidad del agua,  $[\frac{gr}{cm^3}]$

$\rho_{N_2}$ : densidad del Nitrógeno,  $[\frac{gr}{cm^3}]$

$\tau_{H_2O}^2$ : *período de vibración del agua, [milisegundos, ms]*

$\tau_{N_2}^2$ : *período de vibración del Nitrógeno, [milisegundos, ms]*

### **2.5.2.2. DESCRIPCIÓN DE UN DENSÍMETRO DE TUBO VIBRANTE (DTV), ANTON PAAR DMA HPM**

El Densímetro de Tubo Vibrante Anton Paar con su módulo DMA HPM consta de dos unidades, una mecánica y otra electrónica. En la parte mecánica se encuentra el tubo oscilador en forma de "U", de Hastelloy C-276.

El espacio comprendido entre el oscilador y la pared interior del cilindro está lleno de un gas que posee alta conductividad térmica y una densidad baja para no ocasionar amortiguamiento en las oscilaciones. Esto facilita el equilibrio térmico con el líquido procedente de un termostato que fluye alrededor del cilindro que contiene la muestra a través de la doble pared.

La unidad electrónica, conectada por cables coaxiales a la celda de medida, tiene la misión de excitar el tubo vibrante, hasta alcanzar la resonancia a su frecuencia natural de excitación, en una dirección perpendicular al plano que contiene el tubo. Los cables coaxiales suministran la excitación electrónica al oscilador mediante dos bobinas y un circuito electrónico que mantiene constante la amplitud. La vibración se transmite a la celda por medio de una lámina metálica pegada en el tubo y es detectada ópticamente por la interrupción del rayo de luz entre el emisor y el receptor, que están colocados perpendicularmente al plano definido por el tubo. Mediante su propia unidad de proceso, este módulo interpreta cualquier señal de salida de la celda de medida reproduciendo el valor del periodo de oscilación del tubo, que contiene la muestra de estudio.

La función del circuito es proporcionar la entrada y salida de la muestra en estudio desde la celda de carga hasta los puertos donde se pueden conectar los instrumentos de medición (sensores, transductores, sonda de temperatura y el densímetro tubo vibrante). De acuerdo al arreglo del circuito experimental se muestra en la **Figura 2.11**.



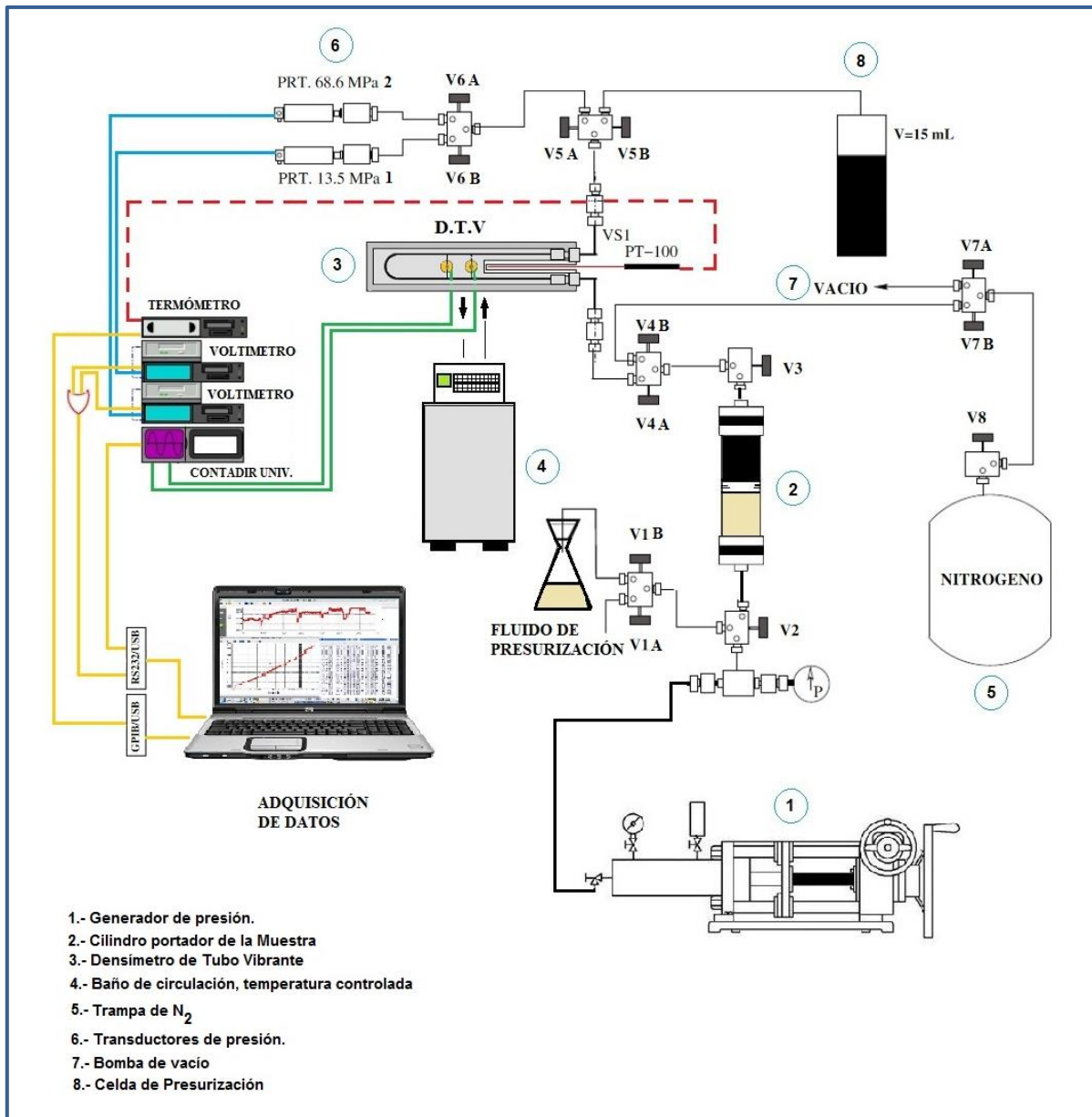


Figura 2.11.- Esquema del Densímetro de Tubo Vibrante (DTV), Anton Paar DMA HPM<sup>65</sup>.

### **2.5.2.3. CIRCUITO DE MEDICIÓN<sup>65</sup>.**

#### **2.5.2.3.1. MEDICIÓN DE PRESIÓN**

Para la medición de la presión se tienen dos transductores de presión modelo PNP4060 de DRUCK, uno con un intervalo de medición 0 a 2001 [psi] (138 bar (PRT 1) para bajas y medianas presiones y el otro con un intervalo de medición 0 a 9964 [psi] (687 bar (PRT 2)) para mediciones a altas presiones. Estos transductores funcionan bajo el principio de transformación de presión a esfuerzo sobre un calibrador de esfuerzo de capa delgada depositado bajo vacío sobre una pastilla sellada en el cuerpo del instrumento. La magnitud del esfuerzo sobre la pastilla debido a la presión aplicada se transforma en una señal eléctrica mediante un puente de Wheatstone calibrado sobre ella. El calibrador y su circuito de amplificación tienen que ser alimentados en tensión continua, en este caso entre 9 y 32 V.D.C. (a 0.1 mA), teniendo alimentaciones estabilizadas (fuente de poder).

Los voltímetros registran un voltaje, el cual es convertido a unidades de presión (bar) mediante una calibración previa. Ambos transductores están conectados dentro de un bloque de bronce y cubiertos de material aislante (fibra de carbono) para mantener estable sus temperaturas a las condiciones ambientales, debido a que son muy sensibles y es importante mantener una temperatura estable durante las mediciones. La presión es medida después de las válvulas (V6A y V6B) del DTV (como se muestra en la **Figura 2.11**).

La sensibilidad de estos instrumentos en presión es de 0.002 bar y con una incertidumbre de  $\pm 0.02$  bar para el de transductor 138 bar y  $\pm 0.2$  bar para el transductor de 687 bar.

#### **2.5.2.3.2. MEDICIÓN DE TEMPERATURA**

Para la medición de la temperatura se utiliza un termómetro de resistencia de platino 100 $\Omega$ /0 °C, conectado a un indicador marca ASL modelo F250. La incertidumbre sobre la medición de temperatura es de  $\pm 0.02$  [K]. El termómetro de platino está calibrado con el

certificado referido al NIST sobre 4 puntos entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $190^{\circ}\text{C}$  (263 y 463K) y se encuentra en un termo pozo entre las ramas del tubo vibrante. La temperatura del tubo vibrante se registra con 3 dígitos porque el mili-Kelvin (mK) corresponde al nivel de fluctuación de la temperatura debido a factores externos de regulación. Es 10 veces menor que el nivel de incertidumbre en temperatura, pero lo interesante aquí es aprovechar la sensibilidad del termómetro de resistencia de platino más que su exactitud. Es necesario tener fluctuaciones del orden de mili-kelvin (mK) para obtener la estabilidad del orden de  $10^{-6}$  milisegundos [ms] en los periodos de vibración.

#### 2.5.2.4. MEDICIÓN DEL PERIODO DE VIBRACIÓN

Con respecto a la medición del periodo de vibración ( $\tau$ ) se cuenta con un Contador Universal, el cual tiene una estabilidad de  $10^{-6}$  [ms] siempre y cuando se mantengan la temperatura y presión constantes (fluctuaciones de [mbar] en presión y del [mK] en temperatura). El DTV contiene su propia fuente de poder para la alimentación del sistema de impulsión del tubo vibrante. Esta electrónica es interna al instrumento y el usuario no la controla. La unidad de evaluación mPDS 2000V3 mide el periodo de vibración en milisegundos [ms], y calcula la densidad con una ecuación de 9 coeficientes obtenidos de su calibración.

#### 2.5.2.5. LÍNEA ELECTRÓNICA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Como se puede ver en la **Figura 2.11**, la parte electrónica de los sensores está conectada a una interfaz de adquisición de datos por computadora. El programa gráfico de adquisición de datos permite al operador estar observando de forma directa el comportamiento del sistema y grabar los datos de  $P, \tau$  y  $T$ , casi simultáneamente (cada 4 segundos que es el tiempo en lo que los instrumentos tardan en devolver una respuesta). La interfaz de los instrumentos de medición con la computadora se hace mediante una unión en serie RS-232, en ella se incluyen 2 instrumentos de los cuales son dos voltímetros digitales marca HP Mod. 34401A y un termómetro digital Mod. F250 MkII. La otra unión que se utiliza es una GPIB, a la cual se conecta un Contador Universal marca HPMod. 53131A.

En la pantalla de la computadora, se muestran las ventanas de las variables de medición además se muestra el comportamiento de las variables gráficamente lo cual es importante para el control visual del estado del fluido en el DTV. Es importante que el programa de adquisición devuelva las variables con el número de dígitos necesarios para el tratamiento numérico posterior de los datos.

El densímetro de tubo vibrante ofrece grandes ventajas, como son:

- Pequeño volumen de muestra requerido (alrededor de 1.8 [cm<sup>3</sup>]). Esto resulta interesante si se trata de un componente costoso, o demasiado peligroso, donde lo más conveniente es usar cantidades pequeñas.
- Amplio intervalo de temperaturas y presiones de operación. El intervalo en presión en el cual se pueden realizar mediciones es de 0 a 10,000 [psi] (687 bar) y en temperatura desde -10°C (263.15 K) hasta 150°C (423.15 K).
- Alta precisión en las medidas.
- Fácil manejo.
- Tiempos cortos de medición.
- Visualización digital del estudio.
- Escaso mantenimiento.

## 2.6. EXPERIMENTOS DE LABORATORIO PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

Dentro de las mediciones importantes que se requieren de una muestra de aceite hidrocarburo es su comportamiento de fase, conocido como comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, PVT. Estas mediciones describen cómo las propiedades de un aceite son afectadas por los cambios de presión, temperatura y composición, que pueden tener lugar durante el proceso de producción.

En el caso de los Aceites Pesados y Extra-pesados, se han desarrollado nuevos procedimientos y modificaciones de las metodologías existentes para determinar con precisión sus propiedades del fluido, como funciones de la presión, la temperatura y la composición.

La determinación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos hidrocarburos, se obtienen en el laboratorio a partir de análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura), efectuados sobre muestras representativas de los fluidos del yacimiento, previamente validadas en el mismo laboratorio. Dichos análisis constan de pruebas o experimentos, dependiendo del tipo de fluido, que tratan de representar (simular) el comportamiento termodinámico de los fluidos hidrocarburos, a condiciones del yacimiento, de superficie y con esto obtener la información necesaria para el diseño de los escenarios de explotación de los yacimientos.

Para el caso de las muestras de Aceites Pesados y Extra-pesados, se han realizado dos pruebas experimentales:

- ❖ Expansión a Composición Constante (por sus siglas en inglés Constant Composition Expansion, CCE).
- ❖ Liberación Diferencial (por sus siglas en inglés Differential Liberation, DL).

### 2.6.1. EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE (CCE), PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

Durante la prueba de Expansión a Composición Constante (CCE), una muestra representativa de aceite a condiciones de yacimiento en una celda PVT es usualmente despresurizada por debajo de dicha presión a pasos discretos (intervalos de presión). A cada paso, el fluido en la celda PVT es rigurosamente agitado y un suficiente tiempo de reposo es proporcionado hasta alcanzar casi el equilibrio.

Algunos Aceites Pesados y los Aceites Extra-pesados pueden comportarse como una fase líquida sobre-saturada, después de la presión del punto de burbuja, pues el gas aun en solución evoluciona lentamente de la fase líquida. A medida que pasa el tiempo, más gas evoluciona y las burbujas comienzan a crecer hasta que finalmente, el gas forme un pequeño casquete de gas visible o detectable dentro de la celda.

Uno de los retos en la realización de esta prueba o experimento (CCE) para Aceites Pesados y Extra-pesados, es la lenta cinética de la evolución del gas dentro del aceite, dependiendo de su naturaleza.

En el laboratorio, el experimento de expansión a composición constante (CCE), considera decrementos de presión discretos dentro de la celda PVT a temperatura del yacimiento, sin extracción de algún tipo de fluido hidrocarburo, es decir, que la composición de la mezcla del fluido dentro de la celda es constante. Esta prueba experimental consiste en expandir una parte de la muestra representativa del fluido en la celda de análisis PVT, a temperatura de yacimiento.

Después de cada decremento de presión se permite que la muestra de aceite dentro de la celda alcance la condición de equilibrio termodinámico (tiempo de estabilización), antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado respecto al decremento de presión. Durante todo el proceso la composición del sistema permanece constante. La prueba termina cuando se alcanza la presión de burbuja o bien, puede continuarse a presiones menores. **Figura 2.12.**

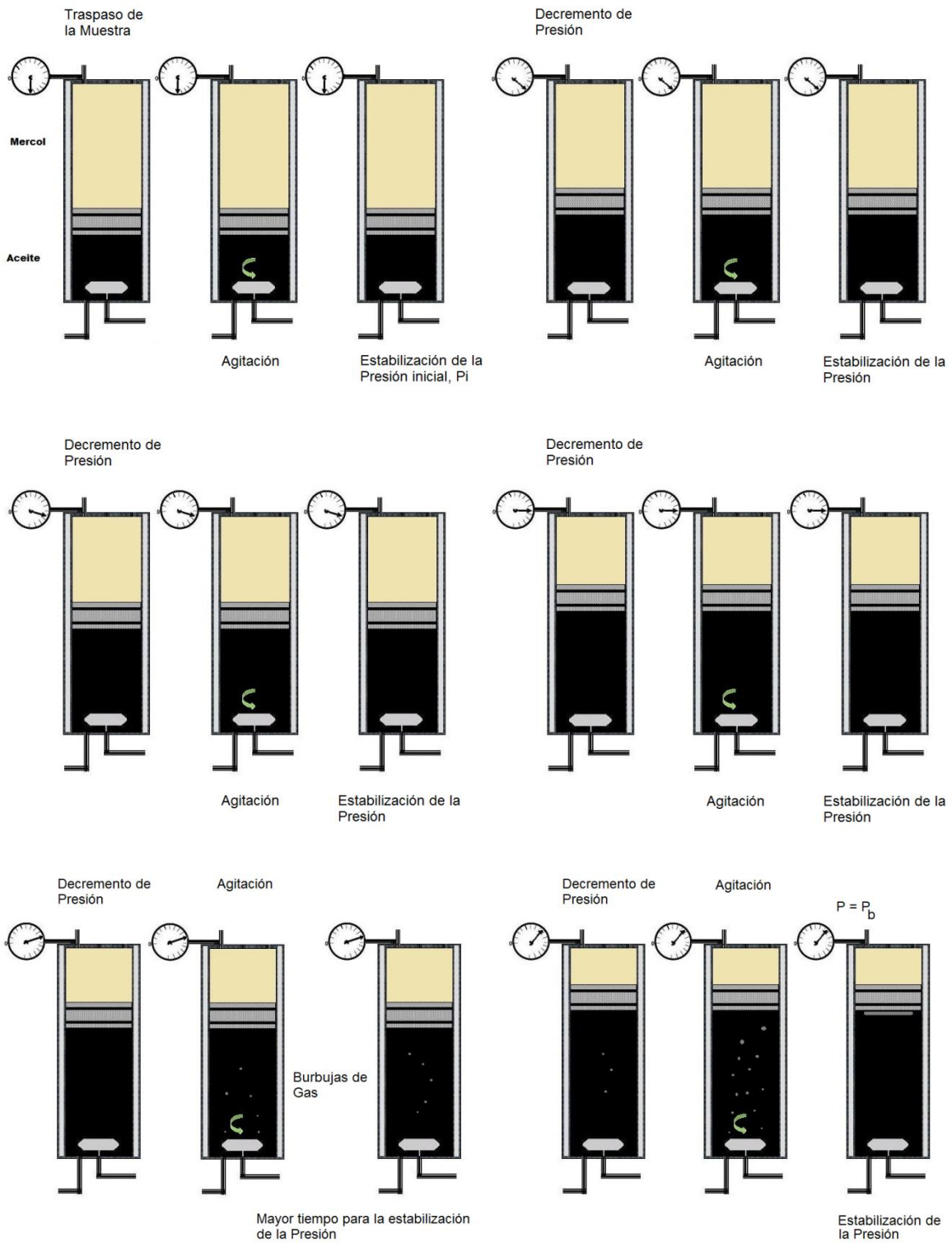


Figura 2.12.- Expansión a Composición Constante (CCE) para Aceites Pesados y Extra-pesados a la presión de burbuja.

La experiencia en la caracterización de los Aceites Pesados y Extra-pesados sugiere que el proceso de equilibrio entre las fases puede llevar un gran número de horas y hasta días dependiendo de la naturaleza del aceite. En ocasiones es prácticamente imposible lograr el equilibrio en un tiempo razonable usando celdas PVT convencionales, particularmente en yacimientos donde la temperatura es baja y la viscosidad del aceite puede ser muy alta.

Los parámetros que se obtienen de la prueba experimental de Expansión a Composición Constante:

- ◆ El volumen de las fases en función de la presión, que generalmente se reporta como volumen relativo, usando el volumen del fluido en el punto de saturación como referencia.
- ◆ La presión de burbuja para los casos de aceite.
- ◆ La compresibilidad de los fluidos originales del yacimiento en etapa de bajo-saturación.
- ◆ Densidad del aceite bajo-saturado.
- ◆ La viscosidad del aceite bajo-saturado.



## 2.6.2. LIBERACIÓN DIFERENCIAL (DL), PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

El experimento de Liberación Diferencial se lleva a cabo por etapas en una serie de decrementos de presión, iniciando a partir de la presión de burbuja y terminando a presión atmosférica (presión cero manométrica). En cada etapa del experimento, el gas liberado en el decremento específico de presión, se extrae totalmente a condiciones de presión constante, dejando únicamente a la presión correspondiente el volumen de líquido con su gas disuelto en la celda. Este proceso describe el comportamiento de los fluidos en el yacimiento donde la mayoría del gas liberado es producido junto con el líquido. **Figura 2.13.**

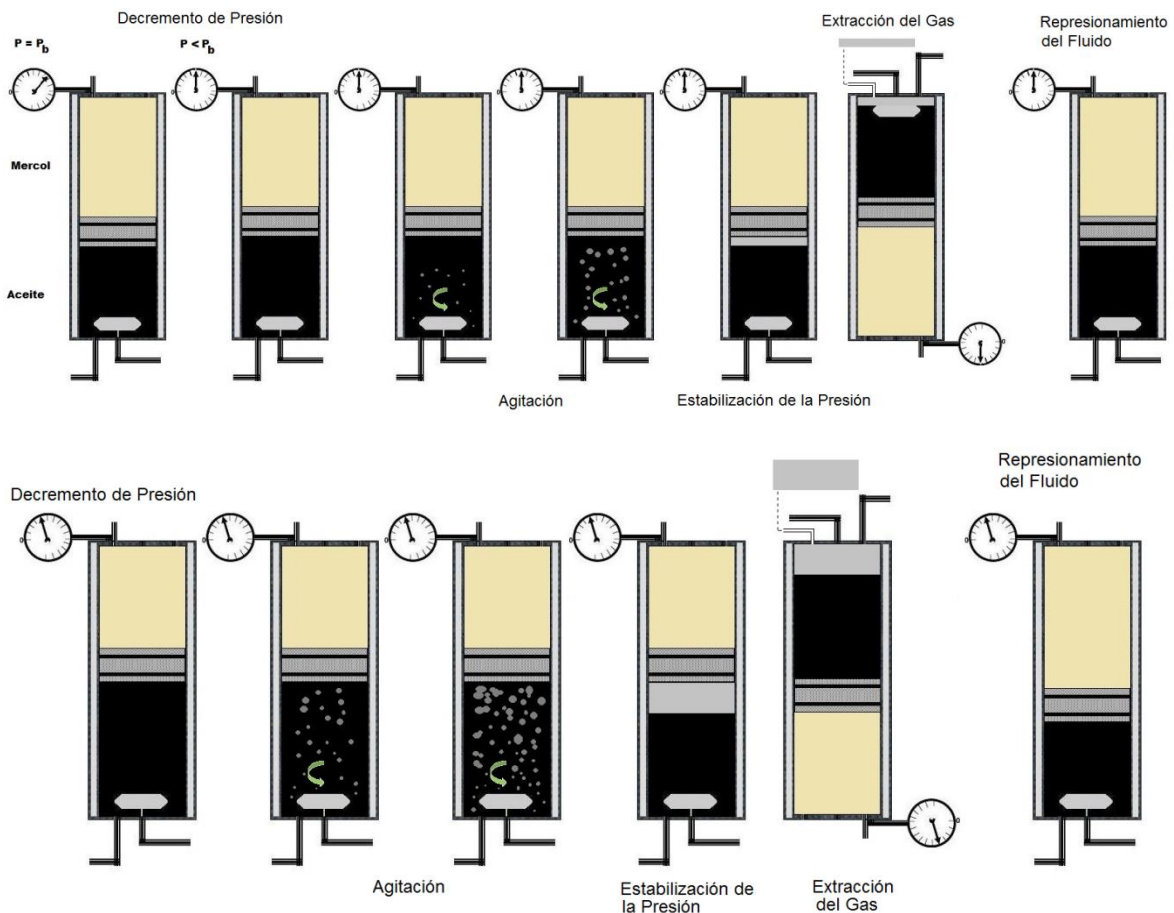
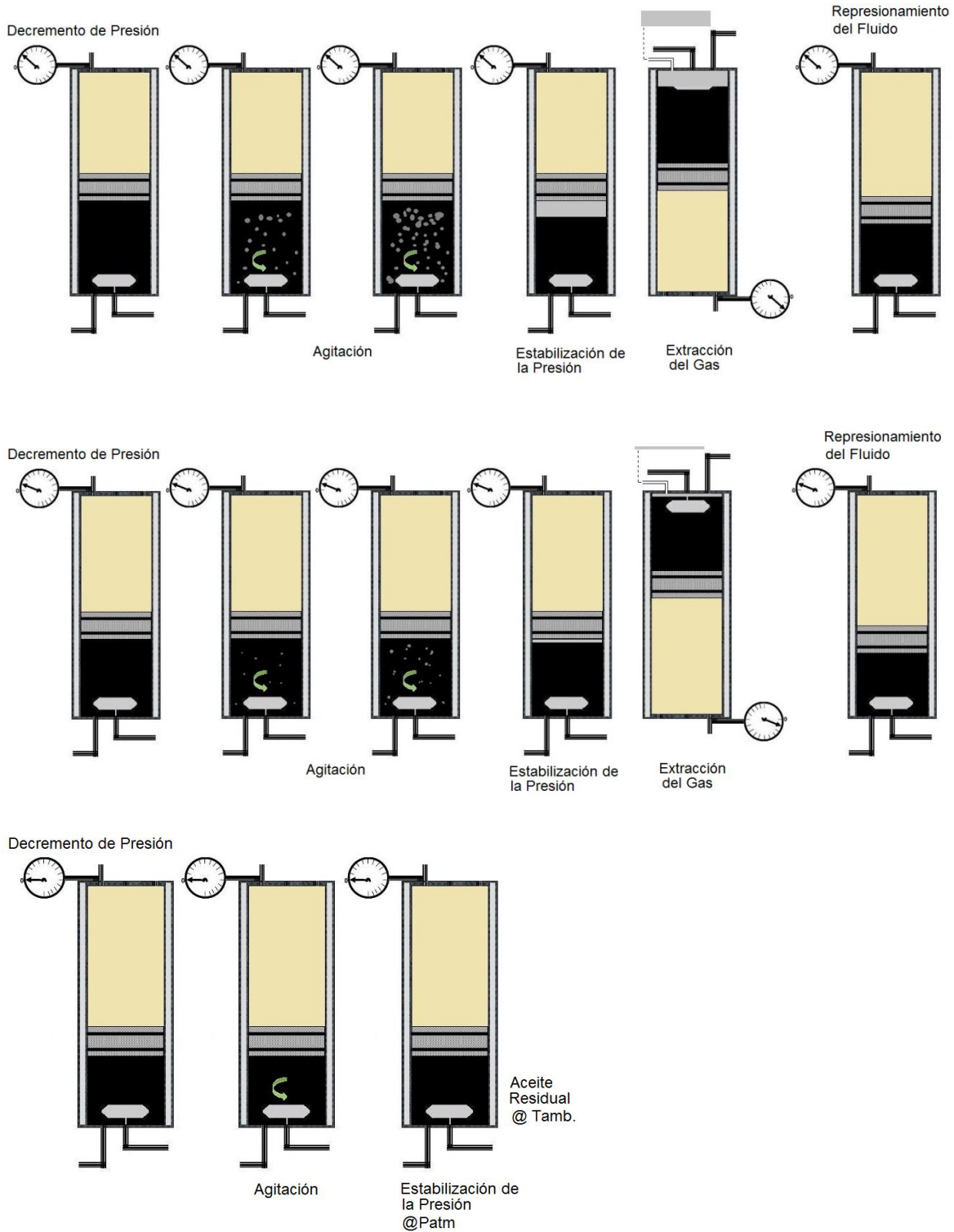


Figura 2.13.- (Continúa en la página siguiente)



**Figura 2.13.-** Liberación Diferencial (DL). Durante los decrementos de presión se lleva a cabo la extracción del gas total que se libera a presiones menores que la presión de burbuja, dejando únicamente como muestra en cada etapa de decremento el aceite con su gas disuelto. El proceso termina cuando se alcanza la presión atmosférica.

Al gas extraído en cada etapa se le determina:

- ◆ Su volumen a condiciones de yacimiento y a condiciones de laboratorio.
- ◆ Su densidad relativa a condiciones de laboratorio.
- ◆ Su composición mediante Análisis Cromatográfico del Gas.
- ◆ Al final de cada etapa se mide el volumen de líquido formado por el aceite con su gas disuelto.

De esto se observa que, conforme la presión declina en este tipo de prueba para Aceites Pesados y Extra-pesados, las burbujas de gas crecen y coalescen (se unen) a un ritmo más acelerado, hasta que pueden empezar a escapar de la solución y formar una fase continua de gas libre (casquete de gas), esto después de un no tan prolongado intervalo de tiempo de estabilización.

En la prueba de liberación diferencial (DL), permite cuantificar la cantidad de gas atrapado en cada punto de presión. Con los datos registrados durante la prueba, se determina para cada etapa de presión los siguientes parámetros:

- ◆ El volumen de líquido y gas en equilibrio.
- ◆ El volumen y densidad relativa del gas extraído a condiciones de laboratorio.
- ◆ El volumen y densidad del líquido residual.
- ◆ Los factores de volumen del aceite y del gas.
- ◆ El factor de volumen de la fase mixta.
- ◆ La relación de solubilidad.
- ◆ La viscosidad del gas y del aceite.
- ◆ El factor de desviación  $z$ .

## 2.7. AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE ESTADO PARA LAS PROPIEDADES PVT DEL LABORATORIO

La necesidad de un análisis PVT es vital, porque nos permite conocer el modelo físico realista de las propiedades volumétricas de la muestra del fluido de yacimiento, antes de intentar utilizar estas propiedades en una simulación composicional de yacimientos.

El simulador composicional o simulador de flujo de yacimientos, se puede utilizar para simular los experimentos que se han realizado en el laboratorio basado en un conjunto de muestras de fluidos hidrocarburos, entonces las predicciones teóricas del simulador se pueden hacer de los datos medidos observados, que previamente se realizaron durante un experimento de laboratorio, con el fin de poder probar el ajuste del modelo del fluido representado por el simulador en una Ecuación de Estado (EdE).

La importancia de caracterizar la fracción pesada o fracción plus (Cn+) de mezclas de hidrocarburos, se debe al uso de los simuladores, ya que estos consideran la composición variable de los fluidos en la Ecuaciones de Estado, que toman en cuenta la transferencia de masa entre componentes (fugacidad de las fases o potencial químico), el equilibrio de las fases gas-líquido y la minimización de la energía libre de Gibbs, por lo que los resultados obtenidos dependerán en gran parte de ésta fracción, ya que se sabe contiene una amplia gama de componentes hidrocarburos y no-hidrocarburos que tienen propiedades distintas.

Para el uso de las Ecuaciones de Estado, se requieren valores de sus propiedades termodinámicas para cada uno de sus componentes, como son la temperatura crítica y presión crítica, además del factor acéntrico ( $\omega$ ). Para la fracción pesada estas propiedades tienen que estimarse por medio de una caracterización apropiada, ya que de no hacerse la caracterización de esta fracción, se puede caer en cálculos y predicciones erróneas al usar directamente a la fracción pesada, Cn+, como un componente simple en el cálculo de las propiedades volumétricas y del comportamiento de fases.

Las Ecuaciones de Estado para la verificación del comportamiento de fases en los Aceites Pesados o Extra-pesados, requieren de un análisis extendido más allá de la fracción pesada C7+.

En ausencia de datos experimentales, muchos esquemas han sido propuestos para extender ésta fracción, generalmente llamadas esquemas “splitting”, extensión, discretización o subdivisión de la fracción pesada, que han sido desarrolladas (Whitson 1983, Pedersen et al. 1984) para describir la composición del número de carbonos simples (SCN por sus siglas en inglés), basados en la observación de un ajuste de tendencia existente entre el logaritmo del porcentaje mol y el peso molecular. El método que se aplica para caracterizar la fracción pesada, C7+; en éste trabajo es la técnica de Whitson.

Una descripción precisa de la composición extendida y de los pseudo-componentes forma parte de un estudio integral en los procesos de caracterización de fluidos. Para sistemas de hidrocarburos, esta información es aplicada con la Ecuación de Estado, para la evaluación de reservas, el plan de desarrollo del campo y el diseño de las instalaciones de superficie. Para ello es necesario tener información confiable para la obtención de un mejor ajuste entre los datos reproducidos por la Ecuación de Estado y el comportamiento de los datos experimentales.

Las diferencias entre los datos medidos y los datos calculados por el simulador, se minimizan utilizando una regresión no-lineal de mínimos cuadrados que ajusta la Ecuación de Estado.

El buen comportamiento de la Ecuación de Estado al fluido consiste en ajuste de sus parámetros en base a las propiedades volumétricas obtenidas en el laboratorio.

Como ya se mencionó anteriormente el modelo de la Ecuación de Estado puede ser el adecuado mediante el uso de diversos parámetros que se utilizan en una regresión no-lineal. Estos parámetros suelen ser: las propiedades del estado crítico, los coeficientes de interacción binaria, el parámetro de cambio de volumen y el factor acéntrico. Se recomienda utilizar el menor número de estos parámetros en la composición del fluido para el cálculo de las propiedades volumétricas y la viscosidad del aceite. El ir cambiando

y combinando los parámetros de ajuste, no puede ser tan indistinto, ya que esto ocasionará valores fuera de rango, trayendo consigo inestabilidad y divergencia en el cálculo de los datos PVT por la Ecuación de Estado.

Obtener la mínima diferencia entre los valores calculados por el simulador y los reportados por el laboratorio, el cual puede ser basado en el cálculo de un error promedio de la propiedad, ya sea física o volumétrica.

No podemos dar por buena una caracterización de los fluidos hidrocarburos en donde los valores de las propiedades volumétricas del simulador y del laboratorio, no se aproximen bajo una tolerancia establecida.

## **CAPÍTULO 3**

### **MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO**

## INTRODUCCIÓN

En este capítulo caracterizaremos la fracción pesada de la composición para un Aceite Pesado. Ya que de no hacer una buena caracterización de esta fracción, implicaría generar un gran error en la predicción del equilibrio de las fases, además de errores en el cálculo de las propiedades volumétricas de los hidrocarburos y fallas en la Ecuación de Estado.

Generalmente un Análisis PVT reporta la composición del hidrocarburo hasta una fracción C7+. Trabajar con una fracción pesada o componente pesado ya sea C7+ o uno mayor Cn+, todo depende para que se va a ocupar el estudio; ya que puede ser un estudio para yacimientos, procesos de producción en superficie o en su caso un estudio para determinar compuestos hidrocarburos en una planta de destilación, ya que el obtener buenos o malos resultados según sea el estudio dependerá en gran parte de esta fracción y es aquí la importancia de su caracterización. Para nuestro caso el estudio se hará a nivel de yacimiento.

Para nuestro estudio primeramente mostraremos la forma de validar un reporte PVT. La validación consiste en determinar la tendencia del comportamiento volumétrico del aceite en la Celda, para estimar la presión del punto de burbuja,  $P_b$ , mediante la linealidad de la función "Y", además de verificar la consistencia de los valores medidos de las propiedades volumétricas del hidrocarburo, mediante la prueba de densidad del aceite a la condición de  $P_b$ .

Como parte del trabajo proponemos una metodología para discretizar y caracterizar la fracción pesada C7+, reportada en el Análisis PVT, ya que en esta fracción se encuentran grupos de componentes con propiedades muy distintas que exigen un mayor grado de análisis.

Mediante una revisión de la literatura técnica, trabajamos para el cálculo de las propiedades de los componentes generados, las correlaciones de Keesler-Lee. Correlaciones propuestas para el cálculo de las propiedades críticas y factor acéntrico. Para el cálculo del equilibrio de fases y comportamiento de las propiedades volumétricas del aceite, trabajamos con la Ecuación de Estado de Peng-Robinson de 3 parámetros.



Para el análisis de la Viscosidad del Aceite, proponemos que el ajuste de la curva de viscosidad calculada, se realice mediante la correlación de Lohorentz-Bray-Clark modificada, debido a la bondad que permite esta ecuación en el manejo de sus coeficientes.

### 3.1. VALIDACIÓN PVT POR LA PRUEBA DE DENSIDAD

Se debe cumplir que el valor de la densidad del aceite a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial, sea lo más aproximado al valor calculado a partir de los datos de la prueba de separador.

En la prueba de liberación diferencial se obtuvo un valor de la densidad del aceite igual a  $0.8603 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$  a una presión de saturación de  $86 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$ , con un  $B_o$  a la presión de burbuja es de  $1.2066 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$ .

En la prueba de separador se tienen los siguientes datos, **Tabla 3.1**:

<b>Separador</b>	$R_s = 36.99 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$	$\gamma_{gd\_sep.} = 1.027 []$
<b>Tanque</b>	$R_s = 1.22 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$	$\gamma_{gd\_tanq.} = 1.163 []$

**Tabla 3.1.-** Datos de la prueba de separador

°API en el Tanque: 11.29

Sustituyendo los datos anteriores en la siguiente ecuación, tenemos un valor calculado de la densidad del aceite a la presión de burbuja de:

$$Densidad_{sep} = (0.002856) \left\{ \left( \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \right) \left( \frac{350}{B_{ob}} \right) + \left( \frac{0.0763277}{B_{ob}} \right) [(R_{s_{sep.}})(\gamma_{gd_{sep.}}) + (R_{s_{tanq.}})(\gamma_{gd_{tanq.}})] \right\}$$

Entonces:

$$Densidad_{sep} = (0.002856) \left\{ \left( \frac{141.5}{131.5 + 11.29} \right) \left( \frac{350}{1.2066} \right) + \left( \frac{0.0763277}{1.2066} \right) [(36.99)(1.027) + (1.22)(1.163)] \right\}$$

La densidad del aceite calculada es  $0.8281 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ .

Con un porcentaje de error del 3.74 %. Por lo que esta prueba se considera válida, ya que la diferencia de error no es mayor al 5%.

### 3.2. VALIDACIÓN PVT POR LA FUNCIÓN “Y”

Para verificar si el valor de la presión de burbuja que reportó el equipo de análisis PVT es correcto o no, se realiza una relación de presión  $P$ , y volumen relativo  $V_r$ , denominada función “Y” o función de linealidad, la cual esta expresada de la siguiente manera:

$$\text{Función "Y"} = \frac{P_b - P}{P \left( \frac{V}{V_b} - 1 \right)}; V_r = \frac{V}{V_b}$$

$P_b$ : presión en el punto de burbuja.

$V_b$ : volumen correspondiente a la presión de burbuja.

$P$ : presión por debajo de la presión de burbuja

$V$ : volumen correspondiente a la presión  $P$

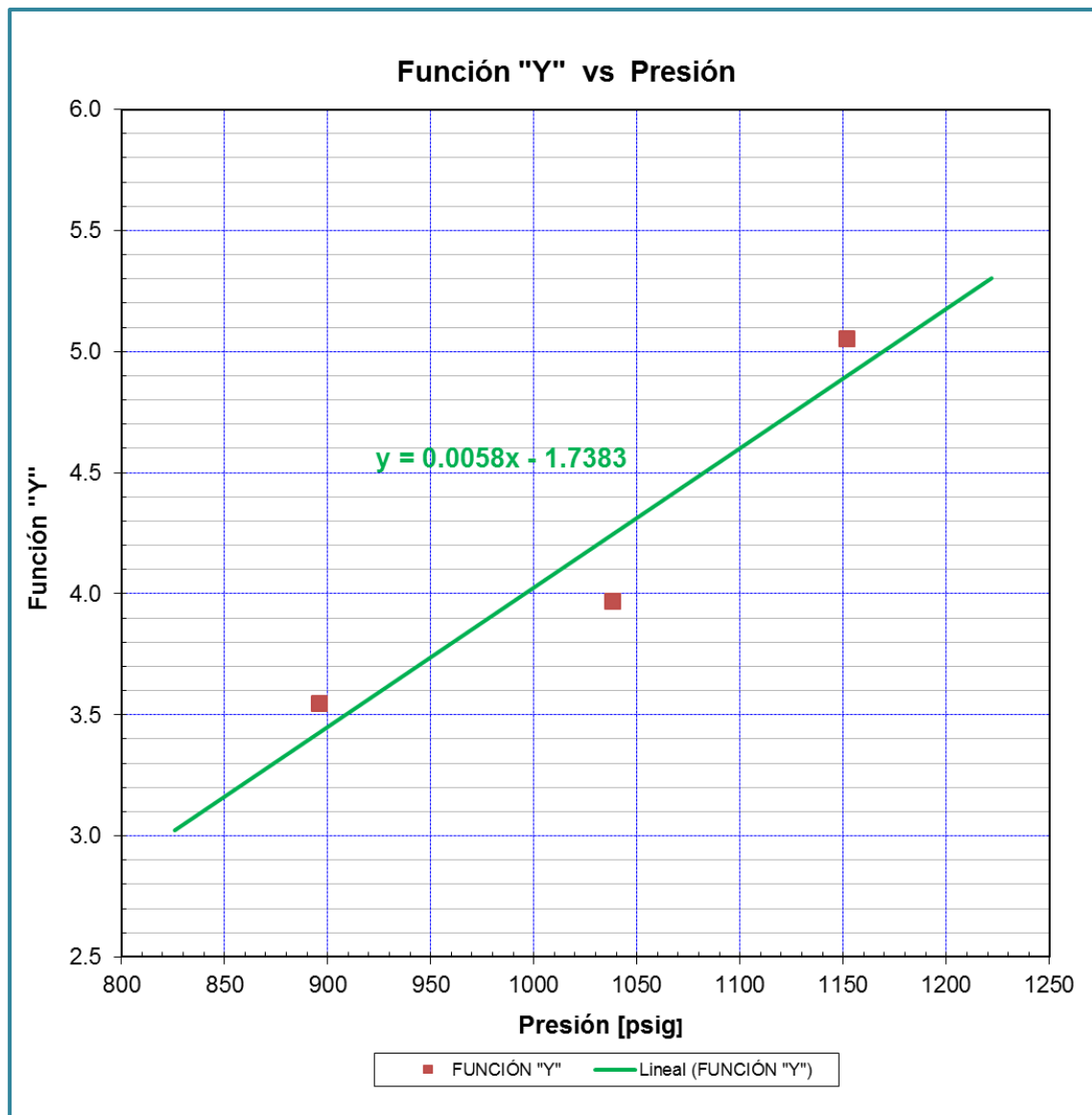
La validación de nuestro reporte PVT, se muestra a continuación. Se grafican los puntos de la función “Y”, obtenidos de los valores del volumen relativo  $V_r$ , y las presiones de los puntos que están por debajo de la  $P_b$  estimada, y se genera la tendencia de la función “Y”. **Gráfica 3.1.**

Puntos de la función “Y”:

Punto\_1 = 5.0517

Punto\_2 = 3.9694

Punto\_3 = 3.5466



Gráfica 3.1.-Tendencia de la función "Y" a partir de sus puntos calculados con P y  $V_r$ .

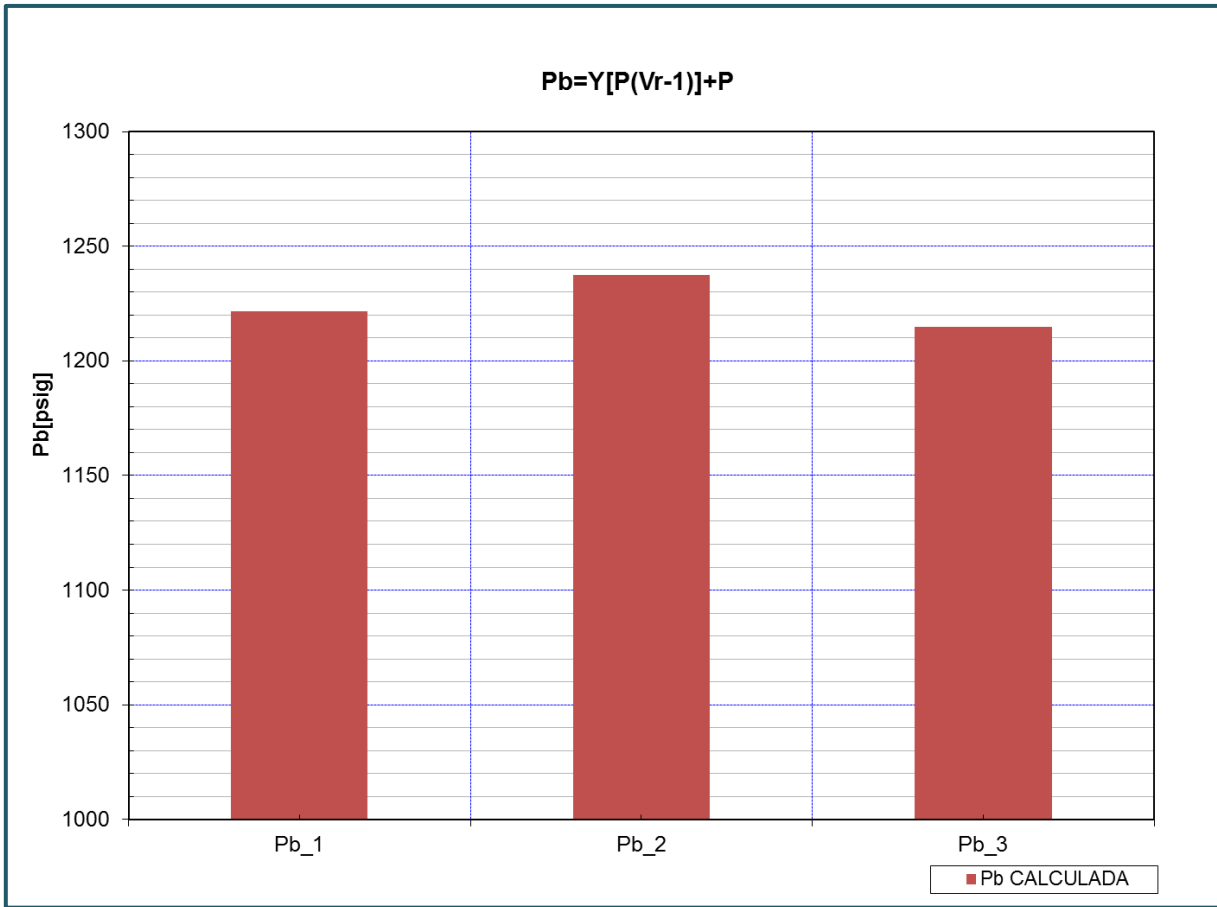
Se grafican los valores de  $P_b$  calculados a partir de la función "Y". **Gráfica 3.2.** Determinados por la siguiente ecuación:

$$P_b = Y \left[ P \left( \frac{V}{V_b} - 1 \right) + P \right]$$

$$P_{b\_1} = 1221.4751 \text{ [psig]}$$

$$P_{b\_2} = 1237.5724 \text{ [psig]}$$

$$P_{b\_3} = 1214.8681 \text{ [psig]}$$



Gráfica 3.2.-Valores de  $P_b$  obtenidos a partir de la función "Y".

Obtenemos los valores de  $P_b$  promedio mediante las combinaciones de los valores obtenidos de  $P_b$  a partir de la función "Y", y se comparan con la con el valor estimado de  $P_b$ ,  $P_{b\text{ estimada}} = 1223 [psig]$  equivalente a  $86 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$ .

Promedio de $P_b [psig]$
1224.6386
1229.5238
1226.2203
1218.1716

Tabla 3.2.- Combinación de los valores promedio de  $P_b$ .

En la **Tabla 3.2**, se observa que los valores promedio de Pb son lo bastante aproximados al valor de Pb original, por lo cual podemos decir que por medio de la función “Y” el reporte PVT es válido para caracterizar la composición del fluido.

### 3.3. CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA C7+

La importancia de caracterizar la fracción pesada ( $C_{n+}$ ) de las mezclas de hidrocarburos, se debe a que los simuladores matemáticos comerciales de flujo, consideran la composición variable de los fluidos en las Ecuaciones de Estado (EdE), ya que toman en cuenta la transferencia de masa entre componentes, predicen el comportamiento de equilibrio de las fases (líquido-gas), por lo que los resultados obtenidos dependen en gran parte de esta fracción, ya que en ella se encuentran grupos de componentes con propiedades distintas.

Cualquier Ecuación de Estado, requiere valores de las propiedades termodinámicas de cada uno de los componentes, como son la temperatura crítica y presión crítica, además del factor acéntrico y el coeficiente de interacción binario. Para la fracción pesada estas propiedades tienen que estimarse por medio de una caracterización apropiada. Si no se hace la caracterización de esta fracción, se puede caer en cálculos y predicciones erróneas al usar directamente como un componente simple a la fracción pesada en el cálculo de comportamiento de fases y propiedades volumétricas.

Para este trabajo y para el tipo de fluido del cual se trata, utilizaremos la Ecuación de Estado de Peng-Robinson de 3 parámetros<sup>66,67,68,69</sup>.

En un primer paso se toma la composición del fluido original que pudo ser obtenida de una destilación criogénica y una destilación a baja y alta temperatura hasta un corte de C7+. **Tabla 3.3.**

Componente	Concentración (% Mol)	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Peso Molecular
N <sub>2</sub>	0.373		
CO <sub>2</sub>	2.381		
H <sub>2</sub> S	1.59		
C1	22.587		
C2	5.924		
C3	5.679		
IC4	0.869		
NC4	3.525		
IC5	1.696		
NC5	2.202		
C6	1.052		
C7+	52.122	0.9753	455

**Tabla 3.3.-** Composición del fluido original.

Se agregan los experimentos a calcular dentro del simulador, para este caso sólo se definieron 2 experimentos; de un sólo punto, Presión de Saturación y uno de variación de presión, en este caso Liberación Diferencial, ya que se trata de un Aceite Pesado.

El rango de evaluación para la presión en los experimentos dependerá de hasta dónde queremos llevar la prueba para evaluar el ajuste de las propiedades del hidrocarburo, además de los datos obtenidos en el reporte PVT.

En los experimentos a calcular en el simulador, sólo se monitorea el comportamiento de las propiedades volumétricas del hidrocarburo. En este caso el valor de la Presión del punto de burbuja ( $P_b$ ), el Factor de volumen del aceite ( $B_o$ ) y la Densidad del aceite @ condiciones estándar ( $\rho_o$ ).

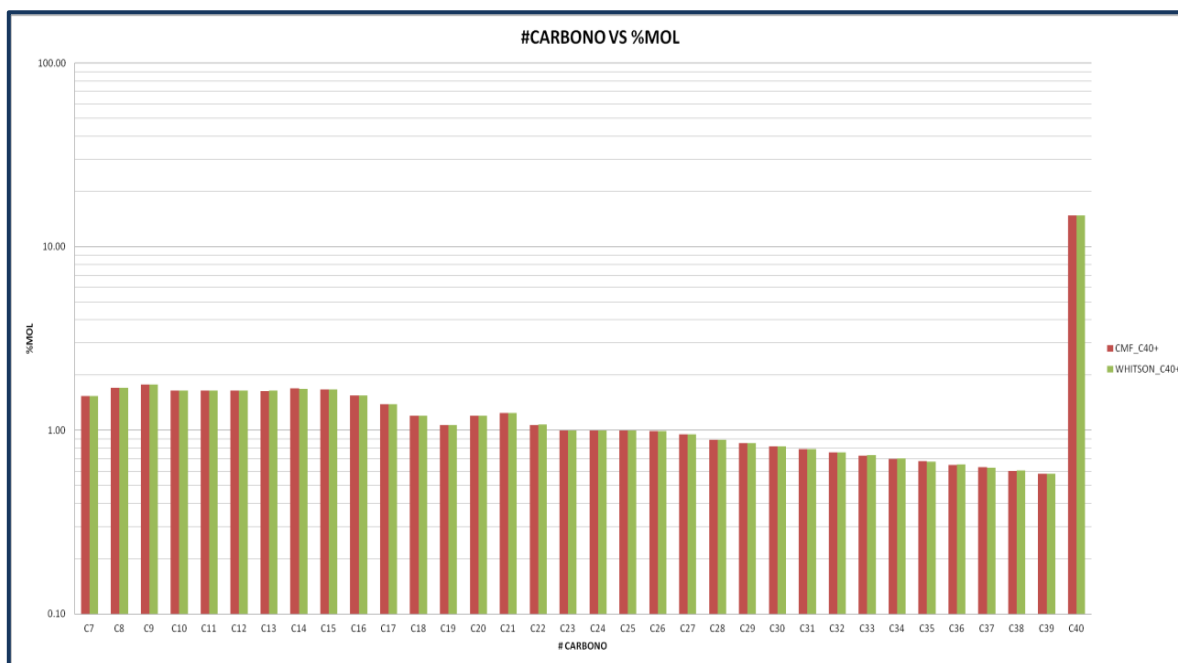
### 3.3.1. EXTENSIÓN DE LA FRACCIÓN PESADA ORIGINAL<sup>70,71</sup>

Para una mejor definición de la fracción pesada y reducir la incertidumbre, es necesario realizar una extensión de C7+, esto nos permitirá observar la distribución de las fracciones de mayor Peso Molecular (MW por sus siglas en inglés) y con ello analizar la tendencia en una gráfica del porcentaje mol (%mol) contra número de carbono ( $C_n$ ), conduciendo a determinar la agrupación de los componentes extendidos en nuevos pseudo-

componentes que conformaran la fracción del C7+. Ya que el objetivo de éste estudio para Yacimientos, es obtener el menor número de pseudo-componentes en la composición del hidrocarburo, además de que estos pseudo-componentes muestren un buen comportamiento en el diagrama de fases y el comportamiento volumétrico de las propiedades del aceite.

Al extender la fracción pesada C7+ en 34 componentes, el simulador recalcula una nueva fracción pesada, para éste caso es C40+. Para tal estudio se utilizó la correlación de Keesler-Lee para calcular los valores de las propiedades críticas para cada uno de los componentes en la extensión de la fracción C7+.

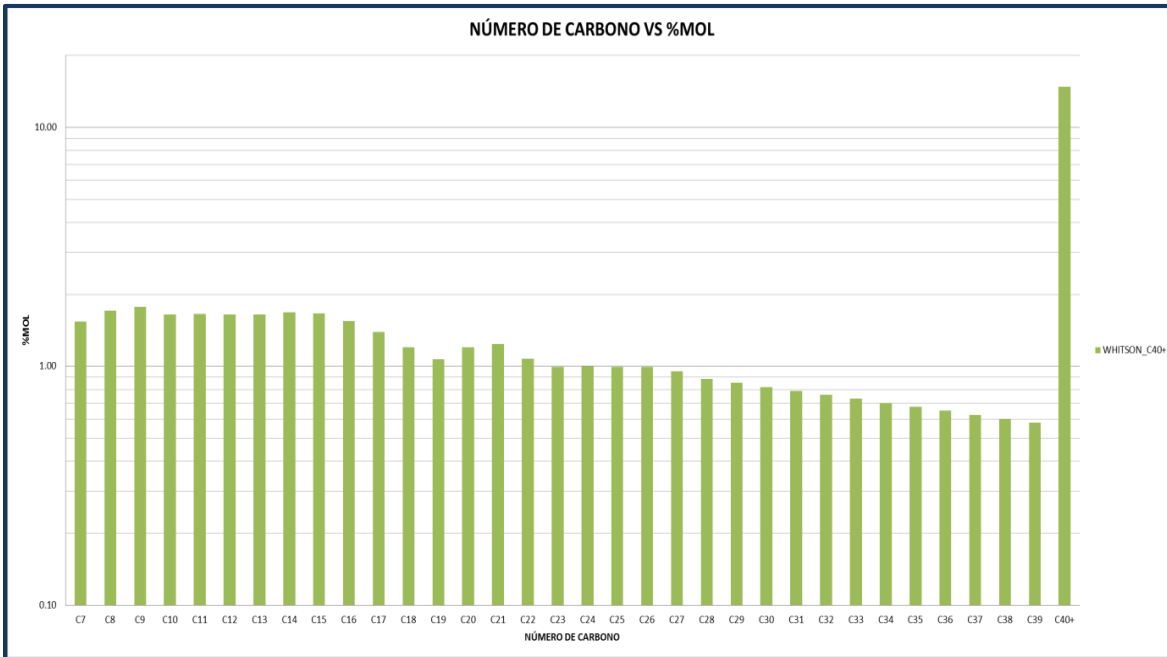
Para la extensión de la fracción pesada C7+, se desarrollaron dos pruebas, la extensión de Whitson y la extensión de la Facción Molar Constante (CMF), **Gráfica 3.3.**



**Gráfica 3.3.-** Extensión de la fracción pesada C7+ por método de Whitson y CMF hasta C40+.

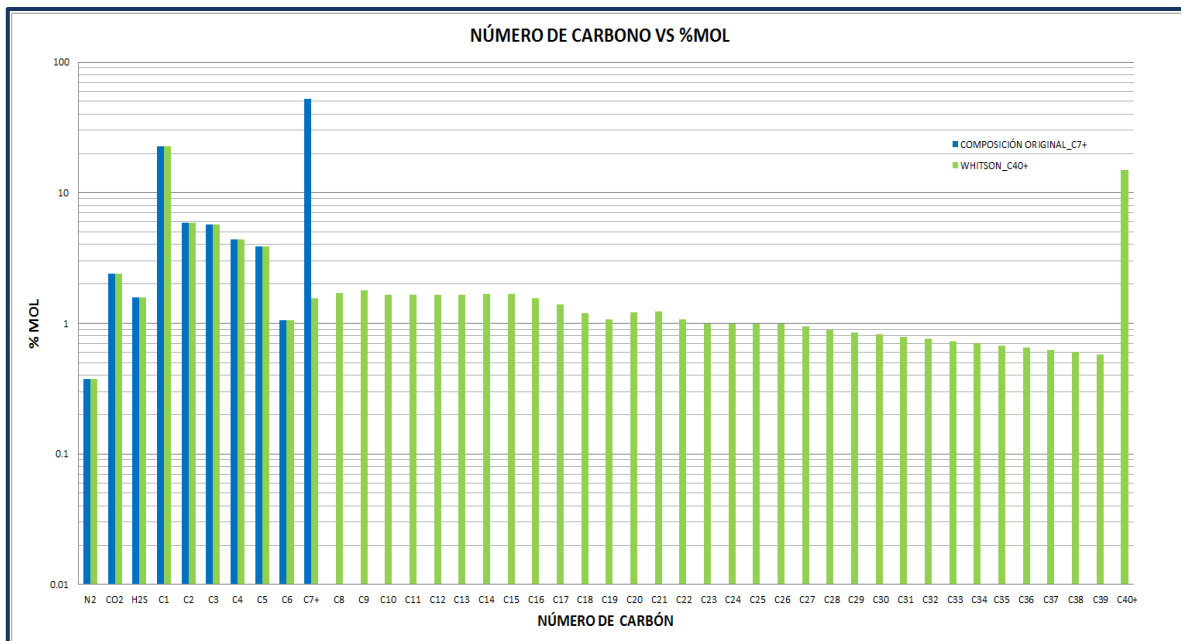
Analizando los resultados se observó que la variación es mínima entre las dos extensiones, así que se optó por la extensión de Whitson ya que es un método más estudiado y es su caso más entendido. **Gráfica 3.4.**





Gráfica 3.4.- Extensión de la fracción pesada C7+ por método de Whitson hasta C40+.

La **Gráfica 3.5**, muestra una comparación entre las fracciones en porcentaje mol de la composición a C7+ reportada en el estudio PVT de laboratorio y la composición extendida por el método de Whitson.

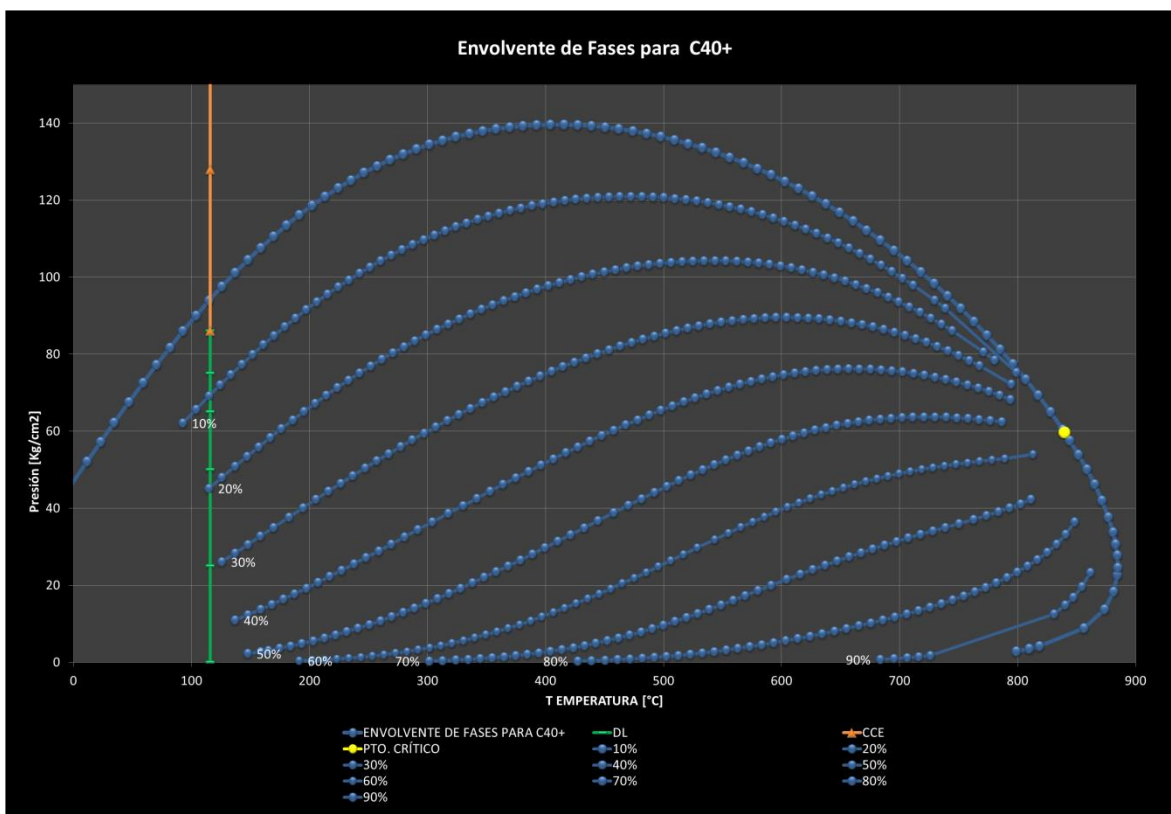


Gráfica 3.5.- Comparación entre fracción molar C7+ y la extensión de la fracción C40+.



del peso molecular de la fracción pesada permitiéndonos valores que no excedían el +/- 8% de error del valor original calculado.

Una vez determinado el o los valores de peso molecular y/o densidad para C40+, que aproximan los valores respectivos de presión de burbuja ( $P_b$ ), factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), y la densidad del aceite @ condiciones estándar ( $\rho_o$ ), a sus valores medidos. Se analiza el comportamiento del diagrama de fases, esto con el fin de comparar posteriormente el comportamiento de las envolventes de fases al agrupar los componentes de la extensión. Como nota podemos decir que si la envolvente de fases y sus curvas de calidad presentan anomalías en su tendencia, esto nos indica una inconsistencia de cálculo, con lo que se recomendaría repetir la operación para corregir el error ya que si se continúa con la metodología se arrastrarán problemas y llegaremos a un ajuste erróneo. La **Gráfica 3.7**, muestra las curvas de la Envolvente de Fases para C40+ sin inconsistencias en el cálculo.



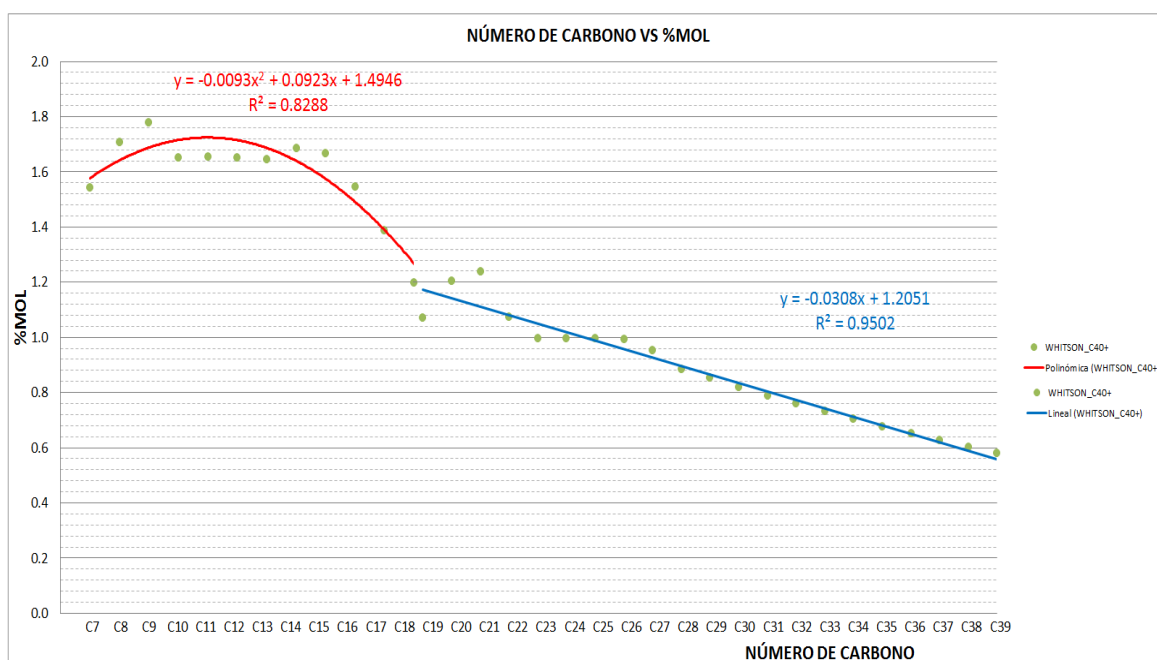
**Gráfica 3.7.-** Envolvente de Fases para la extensión hasta C40+.

### 3.3.3. AGRUPACIÓN PARA LOS COMPONENTES DE LA EXTENSIÓN

No es conveniente dejar la composición extendida ya que se tendrían problemas en decidir que parámetros deben incluirse en la regresión y en que componente, para el ajuste de la Ecuación de Estado (EdE), además que el tiempo de respuesta en el proceso del cálculo de las propiedades volumétricas se incrementa demasiado, por estas razones la fracción pesada (C40+) se recomienda agrupar en pseudo-componentes para aminorar los problemas.

La forma de agrupar los componentes de la extensión en pseudo-componentes, depende para éste caso, del análisis de la tendencia de los componentes en la extensión y la sensibilidad de los parámetros cálculos de cada pseudo-componente resultante de la agrupación<sup>72</sup>. El objetivo de la forma de agrupar, es obtener el menor número posible de pseudo-componentes de la composición extendida, pero estos a su vez se pretende, representen una buena aproximación a las propiedades volumétricas medidas del aceite.

De acuerdo a nuestra composición extendida a C40+, observamos dos tendencias marcadas en las fracciones molares las cuales se muestran en la **Gráfica 3.8**.



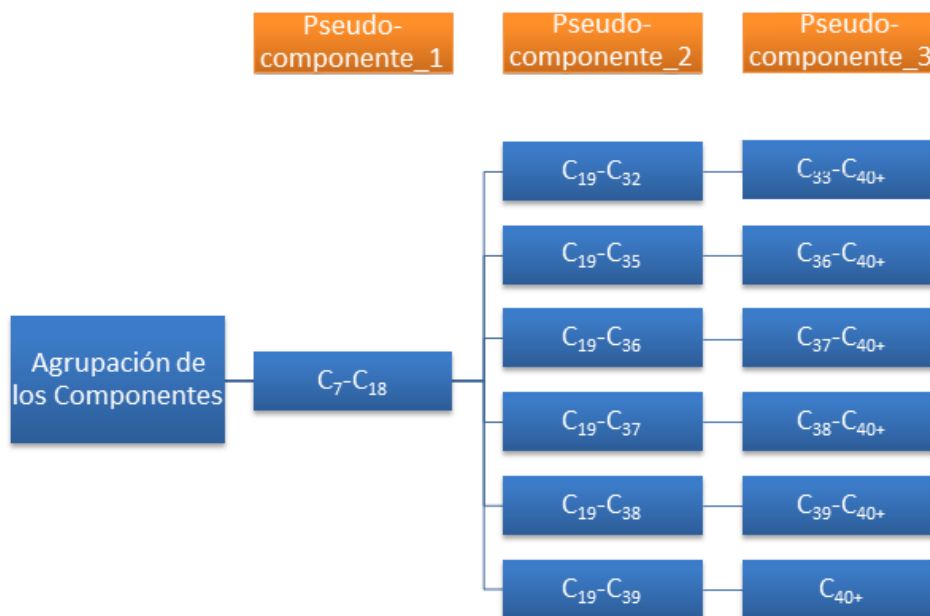
**Gráfica 3.8.-** Análisis de las tendencias en la extensión de la fracción C7+ a C40+.

De las tendencias obtenidas determinamos que dos probables pseudo-componentes se presentan de; pseudo-componente\_1 de la agrupación C7 a C17 ó C18 y pseudo-componente\_2 de C18 ó C19 a C39. Aunque esto lo determinará el análisis de sensibilidad en el ajuste de la Ecuación de Estado, ya que falta por incluir la fracción pesada C40+ de la extensión.

Hasta aquí se puede adelantar que la mejor agrupación resulto de C7 a C18 en un primer pseudo-componente (pseudo-componente\_1) formado de la extensión. En el siguiente desarrollo se presenta el análisis completo del tercer pseudo-componente y el de mayor interés en el que se agrupará la fracción C40+.

### 3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA EL PSEUDO-COMPONENTE DE LA FRACCIÓN C40+

Elegir la forma conveniente de agrupar la fracción pesada C40+, es un trabajo basado en combinaciones de agrupación definidas por las tendencias de la distribución de los componentes de carbonos pesados. Para este trabajo las combinaciones de agrupación se representan en el **Figura3.1**.



**Figura 3.1.-** Combinaciones para formar los nuevos pseudo-componentes.

De acuerdo a la metodología propuesta, el pseudo-componente que agrupa la fracción pesada se caracterizó ajustando su Peso Molecular (MW) y/o Densidad<sup>71</sup>, esto con el objetivo de tener una mejor aproximación a los valores medidos en las propiedades de la presión de burbuja ( $P_b$ ), factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), y la densidad del aceite @ condiciones estándar ( $\rho_o$ ), que reportara el simulador al determinar el nuevo pseudo-componente, en este caso el pseudo-componente\_3.

Una vez que se hayan determinado las mejores aproximaciones en las propiedades ya mencionadas, el método de caracterización para la siguiente agrupación partiendo de las combinaciones formadas, conserva el mecanismo de ajustar el peso molecular y/o densidad del nuevo pseudo-componente, en este caso el pseudo-componente\_2, con el objetivo de aproximar las propiedades a sus valores medidos. Utilizamos el mismo método para caracterizar el nuevo y último pseudo-componente\_1.

Con los pseudo-componentes ya caracterizados y los propiedades aproximadas a su valor medido, el siguiente paso en la metodología será incluir en el simulador los valores medidos de éstas propiedades; presión de burbuja ( $P_b$ ), factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), y la densidad del aceite @ condiciones estándar ( $\rho_o$ ), ya que hasta este punto sólo se han ido monitoreando.

En esta parte de la metodología se definirán:

- Peso global o peso individual. Basándonos en los valores medidos de las propiedades:  $P_b$ ,  $B_o$ , y  $\rho_o$ .
- Parámetros de regresión. Parámetros utilizados para ajustar la Ecuación de Estado. Se recomienda utilizar el mínimo de estos parámetros y únicamente utilizarlos en los últimos pseudo-componentes.

El análisis de sensibilidad será una evaluación de los valores que se obtendrán al aceptar las unidades en los parámetros de regresión no-lineal en el método de ajuste de la Ecuación de Estado. Para el ajuste de nuestra composición incluimos hasta 3 parámetros: Variación del volumen molar (corregido por el Volumen Shift)<sup>66,69</sup>, que nos permite ajustar la Ecuación de Estado para el cálculo de la densidad del aceite,  $\rho_o$ ,

además de la Presión crítica,  $P_{crit}$ , para ajustar la presión de burbuja,  $P_b$ , en el pseudo-componente\_3<sup>73</sup>.

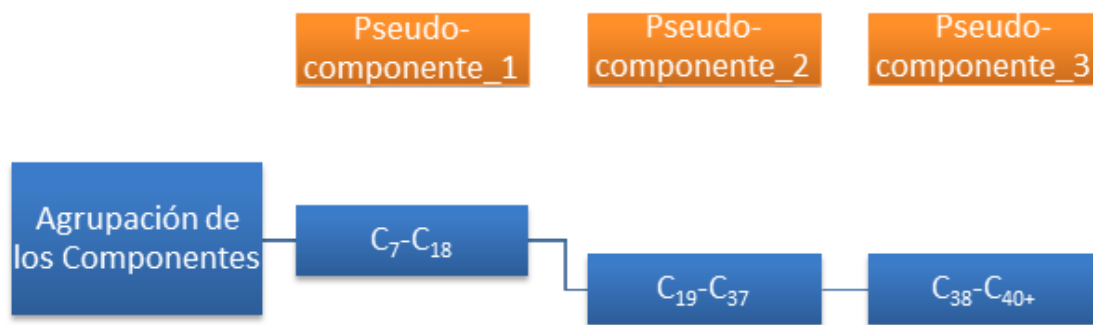
Al incluir los parámetros de regresión, el peso global o individual, en la Ecuación de Estado y las propiedades físicas medidas se disminuyó aún más el error entre los valores medidos del reporte PVT y los valores calculados por el Simulador.

El análisis de sensibilidad respecto al Porcentaje de Error Promedio para las propiedades de la presión de burbuja ( $P_b$ ), el factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), y la densidad del aceite @ condiciones estándar ( $\rho_o$ ), para las formas de agrupación antes mencionadas, se muestran en la **Tabla 3.4**.

	Pseudo-componente_1	Pseudo-componente_2	Pseudo-componente_3	Propiedad Volumetrica Medida			Error Promedio Total, (%)	Número de Parámetros utilizados en la Regresión.
				Presión en el punto de burbuja, $P_b$	Densidad del Aceite, $\rho_o$	Factor de Volumen del Aceite, $B_o$		
Agrupación de los Componentes	C7-C18	C19-C32	C33-C40+	0.061395	0.684409	2.190897	2.936701	2
	C7-C18	C19-C35	C36-C40+	0.348837	0.636095	1.670057	2.654989	2
	C7-C18	C19-C36	C37-C40+	0.608140	0.593447	1.630840	2.832427	2
	C7-C18	C19-C37	C38-C40+	0.006628	0.723611	1.533558	2.263796	2
	C7-C18	C19-C38	C39-C40+	1.883721	0.858040	1.264818	4.006579	2
	C7-C18	C19-C39	C40+	1.550581	0.907266	1.134096	3.591944	2

**Tabla 3.4.-** Análisis de Sensibilidad para los pseudo-componentes al ajustar la Ecuación de Estado.

Del análisis de sensibilidad, podemos concluir que la mejor selección para agrupar los pseudo-componentes se muestra en el **Figura 3.2**.



**Figura 3.2.-** Determinación en la agrupación de los pseudo-componentes.

Con esto solo resta definir los tres pseudo-componentes de la agrupación, para continuar con la metodología. Entonces tenemos que los pseudo-componentes quedan definidos por:

Pseudo-componente\_1:  $C_{7+} = C_7 - C_{18}$

Pseudo-componente\_2:  $C_{19+} = C_{19} - C_{37}$

Pseudo-componente\_3:  $C_{38+} = C_{38} - C_{40+}$

Por lo que nuestra composición hasta este punto se muestra en la **Tabla 3.5**:

Componente	Concentración (% Mol)	Densidad (gr/cm <sup>3</sup> )	Peso Molecular
N <sub>2</sub>	0.373		
CO <sub>2</sub>	2.381		
H <sub>2</sub> S	1.59		
C1	22.587		
C2	5.924		
C3	5.679		
IC4	0.869		
NC4	3.525		
IC5	1.696		
NC5	2.202		
C6	1.052		
C7+	17.911	0.77875	150.3
C19+	16.935	0.89871	347
C38+	17.276	1.0533	823

**Tabla 3.5.-** Composición y Fracción pesada en tres pseudo-componentes.

Es importante mencionar que la conformación de los tres pseudo-componentes resultantes de la extensión de la fracción C7+ de la composición original, agrupados en un nuevo pseudo-componente, muestra propiedades de peso molecular y densidad muy similares a la fracción original antes mencionada. **Tabla 3.6.**



Tabla 3.6.-Comparación entre la fracción C7+ del Laboratorio y el pseudo-componente de la Extensión.			
Propiedades	C7 + Original Laboratorio PVT	Pseudo-componente (C7 + + C19 + + C38 +)	Porcentaje de Error
Concentración [% Mol]	52.122	52.122	
Densidad $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$	0.9753	0.9809	0.58 %
Peso Molecular	455	437.2	3.92 %

### 3.5. AJUSTE DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE

Una vez ajustada la Ecuación de Estado con las propiedades  $P_b$ ,  $B_o$  y  $\rho_o$ , el ajuste de la Ecuación para la Viscosidad del Aceite  $\mu_o$ , se hará por separado, no tomando en cuenta las pruebas volumétricas previamente ajustadas. Realizado esto procedemos a definir el experimento de la viscosidad del aceite con los datos medidos.

Comúnmente los simuladores tienen la opción de trabajar con 4 correlaciones para el ajuste de la viscosidad.

- Lohrentz-Bray-Clark (LBC)
- Pedersen
- Aasberg Petersen
- Lohrentz-Bray-Clark Modificada

El criterio de selección se basa en conocer la aplicación de cada correlación, con ello nos referimos a conocer con qué tipo de hidrocarburos fueron diseñadas y de esta manera saber si es la correcta para nuestro modelo.

La correlación de Pedersen, es una ecuación que se recomienda para ajustar la tendencia de la curva de viscosidad para Aceites Pesados. Para este trabajo Pedersen fue nuestra primera opción para ajustar la viscosidad del aceite, pero debido a que no mostro un buen comportamiento en este caso, fue descartada.

Lohrentz-Bray-Clarkes la ecuación que utilizaremos, porque es la correlación que nos permite modificar sus coeficientes para obtener una mejor tendencia de la correlación a nuestros datos medidos.

Al trabajar con parámetros de regresión para ajustar la viscosidad se debe revisar que el simulador permita los cambios en los coeficientes de la correlación de viscosidad con la regresión, una vez hecho esto lo que hacemos es simplemente trabajar con la correlación de Lohrentz-Bray-Clark Modificada.

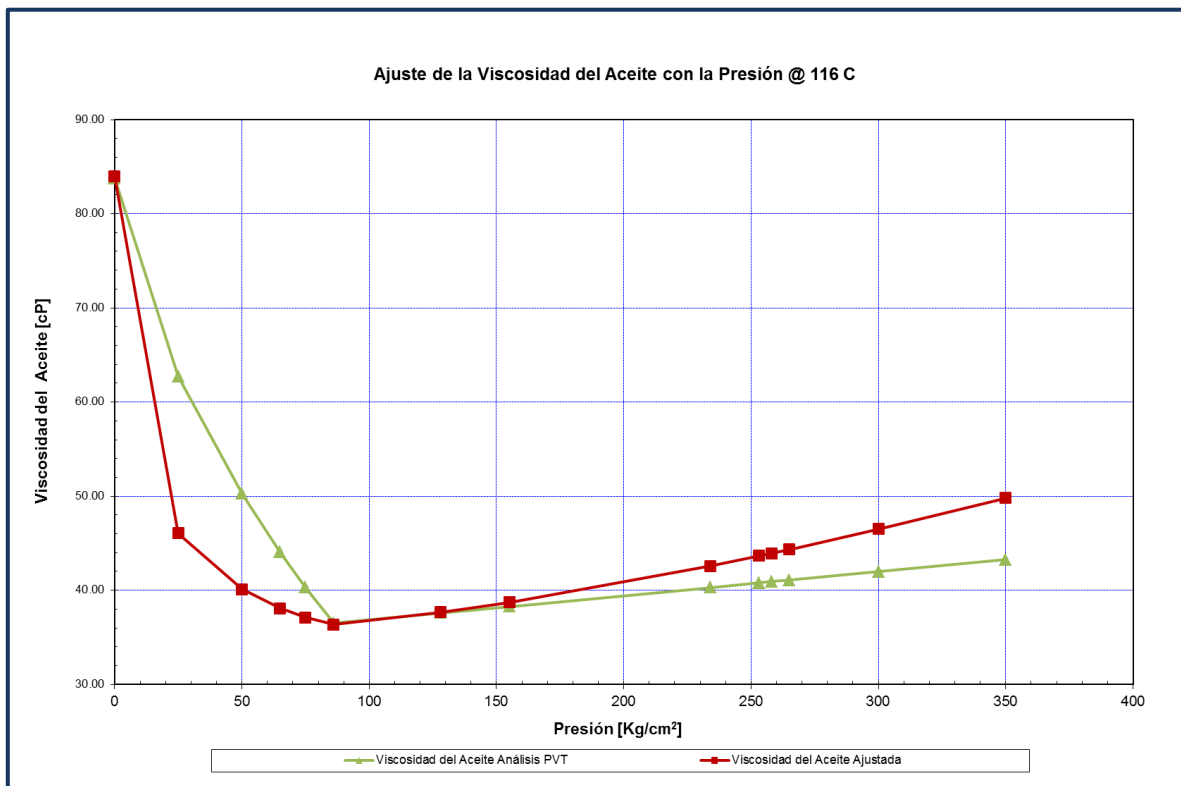
El siguiente paso es; ya con la correlación modificada ajustaremos los coeficientes de la correlación a una serie de puntos de valores medidos, dándoles pesos individuales en la regresión, la cantidad de puntos dependerá de un análisis de ensayo y error con la intención de obtener el menor número valores medidos. En cuanto a los parámetros de la regresión, recomendamos utilizar el mínimo de unidades en ellos.

Debido a que la viscosidad es la propiedad que presenta mayor incertidumbre por la naturaleza de este tipo de hidrocarburo y por el equipo utilizado en la medición de la propiedad, esta requerirá de mayor detalle en el ajuste. Y es que nuestra muestra presenta una tendencia más cerrada en la curva de datos medidos de la viscosidad, como si se tratase de una “V”, provocando dificultad a la correlación para ajustarse.

Un dato a considerar por la baja incertidumbre que tienen es el valor medido de la viscosidad a temperatura de la prueba y presión a condición de laboratorio, por lo que a la correlación podemos dar más peso en ese punto y de ahí ajustar los demás puntos en la curva. En la **Gráfica 3.9**, mostramos el ajuste para la viscosidad, nótese la tendencia en “V”.

Debido a que Lohrentz-Bray-Clark Modificada sólo aplica la manipulación de los parámetros V-crítico y Z-crítico<sup>74</sup>, esto nos limita a trabajar con dos rangos pudiendo moverse en las combinaciones de Z-crítico y V-crítico para los pseudo-componentes que resultaron de la agrupación. Nuestro ajuste se logró con tres parámetros en la regresión, volumen crítico para el último pseudo-componente C38+, y Z-crítico para los pseudo-componentes C38+ y C19+. Se consideraron 7 puntos de ajuste (tres en el extremo

saturado, uno en  $P_b$  y tres en el extremo bajo-saturado) dándole un mayor detalle en la regresión al extremo saturado. Como último paso se acepta la regresión.



**Gráfica 3.9.-** Ajuste de la Viscosidad del Aceite por la correlación de LBC Modificada.

Dentro de las opciones con las que cuenta el Simulador, se presenta la correlación que mostró un mejor ajuste de la viscosidad del aceite, pero cabe mencionar que su comportamiento aun no es del todo adecuado ya que la tendencia que presenta el ajuste es lo suficientemente distinta para no ser aceptada por otros autores.

Lo importante de esto es hacer notar el alcance que presentan las correlaciones propuestas en un simulador para los aceites de esta naturaleza, por ello se recomienda la generación de nuevos modelos para las Correlaciones de Viscosidad que permitan el ajuste predictivo de esta propiedad para los Aceites Pesados y Extra-pesados.

### 3.6. AGRUPACIÓN DE LOS COMPONENTES LIGEROS

Se consideran componentes ligeros a las fracciones del N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, C1, C2, C3, IC4, NC4, IC5, NC5 y C6. Para el siguiente paso en la metodología, agrupamos las fracciones del IC4 y NC4 en un sólo componente C4, de igual manera para IC5 y NC5 en sólo C5.

El objetivo ahora es agrupar de la mejor manera los componentes ligeros mediante una serie de combinaciones de estos, para formar los nuevos pseudo-componentes. Pues el propósito es reducir al mínimo los componentes de la composición, no perdiendo proximidad en los valores de las propiedades volumétricas al llevar a cabo un análisis de sensibilidad entre las propiedades ajustadas y las propiedades ajustadas agrupadas para los componentes ligeros. Para la agrupación existen varias reglas, algunos agrupan dependiendo el Peso Molecular, otros agrupan por Temperatura de Ebullición, en este trabajo se agrupo dependiendo al Peso Molecular del componente.

La **Tabla 3.7**, muestra las propiedades de Peso Molecular y Temperatura de Ebullición para los componentes ligeros.

Componentes	Peso Molecular	Presión Crítica (Kg/cm <sup>2</sup> )	Temperatura Crítica (°C)	Factor Acéntrico W	Temperatura de Ebullición (°C)
N <sub>2</sub>	28.01	33.58	-146.95	0.04	-195.75
H <sub>2</sub> S	34.08	90.10	100.45	0.10	-59.65
CO <sub>2</sub>	44.01	74.29	31.55	0.23	-78.45
C1	16.04	45.92	-82.55	0.01	-161.55
C2	30.07	48.77	32.28	0.10	-88.55
C3	44.10	42.26	96.65	0.15	-42.05
C4	58.12	37.18	146.35	0.20	-4.25
C5	72.15	33.22	192.75	0.24	32.75
C6	84.00	29.66	234.35	0.30	63.9

**Tabla 3.7.-** Propiedades de los componentes ligeros y los no-hidrocarburos.

El número de pseudo-componentes determinados a partir de la composición original dependerá en mucho del proceso a simular, en este trabajo se pretende reducir al menor

número de pseudo-componentes las fracciones ligeras, para ser llevado posteriormente a la Simulación de Yacimientos, por lo que esto último no se incluye en el presente trabajo.

Considerando los criterios para agrupar los componentes ligeros descritos anteriormente, por lo que las combinaciones para agrupar tales componentes se describen en la **Tabla 3.8**. Se puede observar que N<sub>2</sub> y C1 no modifican su agrupación.

Componente	Agrupación de los Componentes Ligeros			
	Agrupación_1	Agrupación_2	Agrupación_3	Agrupación_4
N <sub>2</sub>	1	1	1	1
CO <sub>2</sub>	2	2	2	1
H <sub>2</sub> S	2	2	2	1
C1	1	1	1	1
C2	2	2	2	2
C3	2	2	2	2
C4	3	3	2	2
C5	3	3	3	2
C6	4	3	3	2
Número de Pseudo-componentes	4	3	3	2

**Tabla 3.8.-** Combinaciones para agrupar los componentes ligeros de acuerdo a su Peso Molecular.

Del análisis de sensibilidad que muestra la **Tabla 3.9**, se observa que en la agrupación 1 y 2 el error promedio total en los valores ajustados de las propiedades volumétricas del aceite son similares variando en un 0.07%; por lo tanto elegimos la agrupación\_1 con 4 pseudo-componentes.

	Combinaciones	Propiedad Volumetrica Medida			Error Promedio Total, (%)
		Presión en el punto de burbuja, Pb Error Promedio, (%)	Densidad del Aceite, $\rho_o$ Error Promedio, (%)	Factor de Volumen del Aceite, Bo Error Promedio, (%)	
Agrupación de los Componentes Ligeros	Agrupación_1	1.192172	0.163716	0.074269	1.430157
	Agrupación_2	1.299156	0.176080	0.032507	1.507743
	Agruoación_3	2.302362	0.267997	0.097854	2.668213
	Agrupación_4	6.414727	0.119557	0.325109	6.859393

**Tabla 3.9.-** Análisis de sensibilidad para la agrupación de los componentes ligeros.

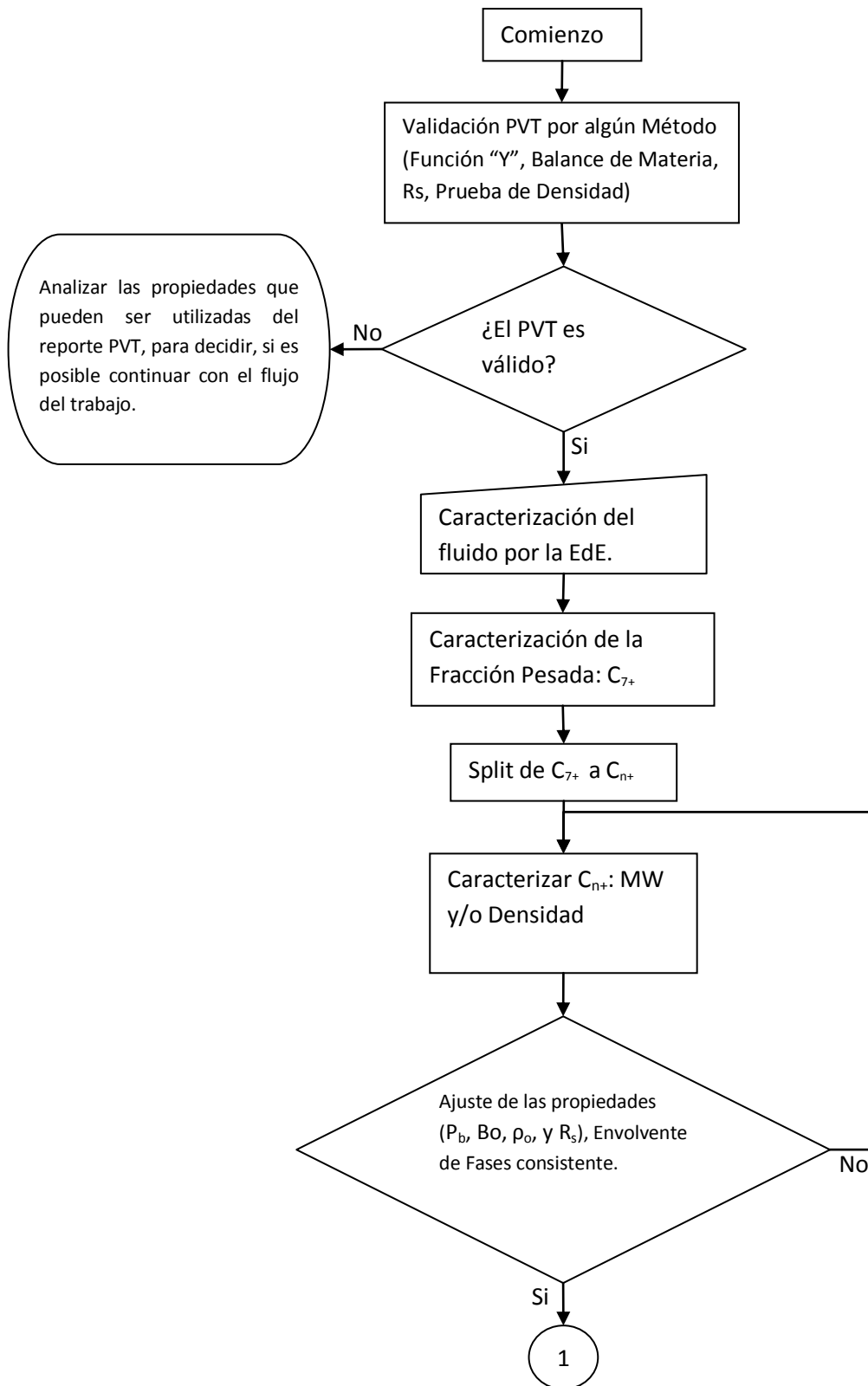
Entonces se decide que las fracciones ligeras se agrupan en 4 pseudo-componentes. Quedando nuestra composición en sólo 7 pseudo-componentes. Como se muestra en la **Tabla 3.10**.

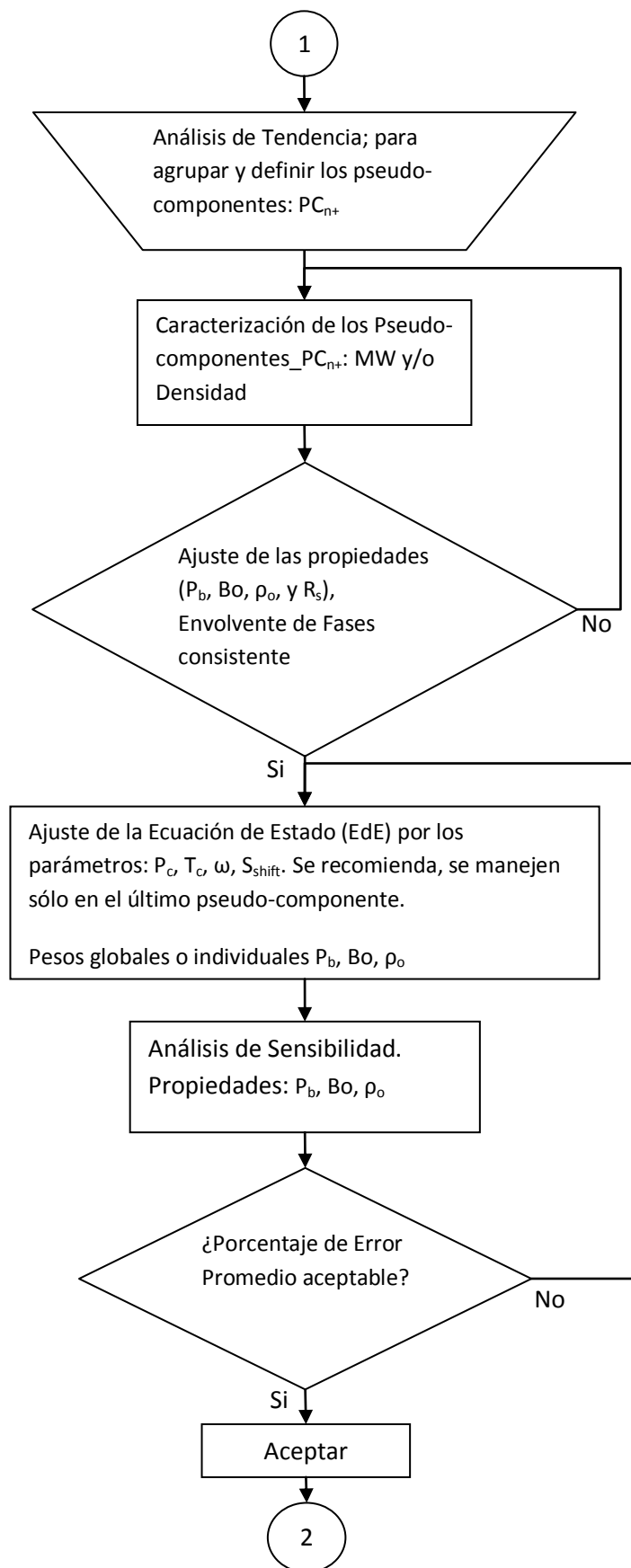
Pseudo-componentes	Agrupación
NPC1	N2+C1
NPC2	CO2+H2S+C2+C3
NPC3	IC4+NC4+IC5+NC5
C6	C6
C7+	C7-C18
C19+	C19-C37
C38+	C38-40+
Número de Pseudo-componentes	7

**Tabla 3.10.-** Pseudo-componentes resultantes de la Composición Extendida.

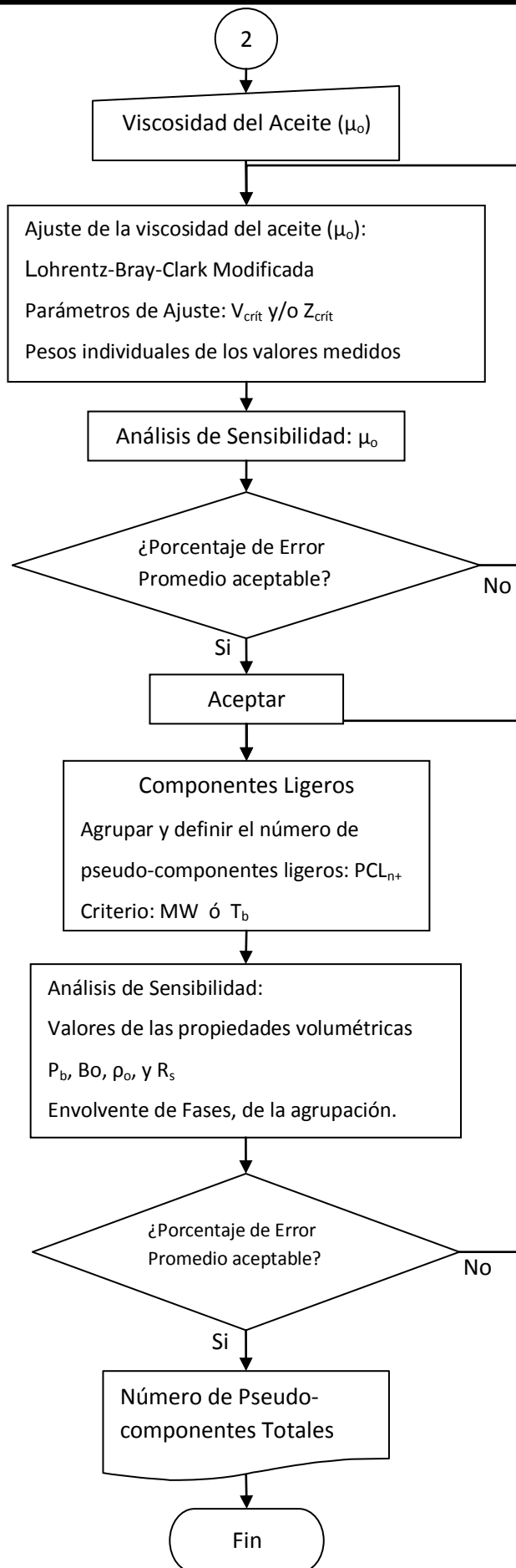
Por lo tanto, bajo ésta metodología logramos obtener 7 pseudo-componentes, con el mínimo porcentaje de error calculado en las propiedades volumétricas y físicas del aceite, al agrupar los componentes ligeros.

**Figura 3.3.- DIAGRAMA DEL MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO O EXTRA-PESADO.**



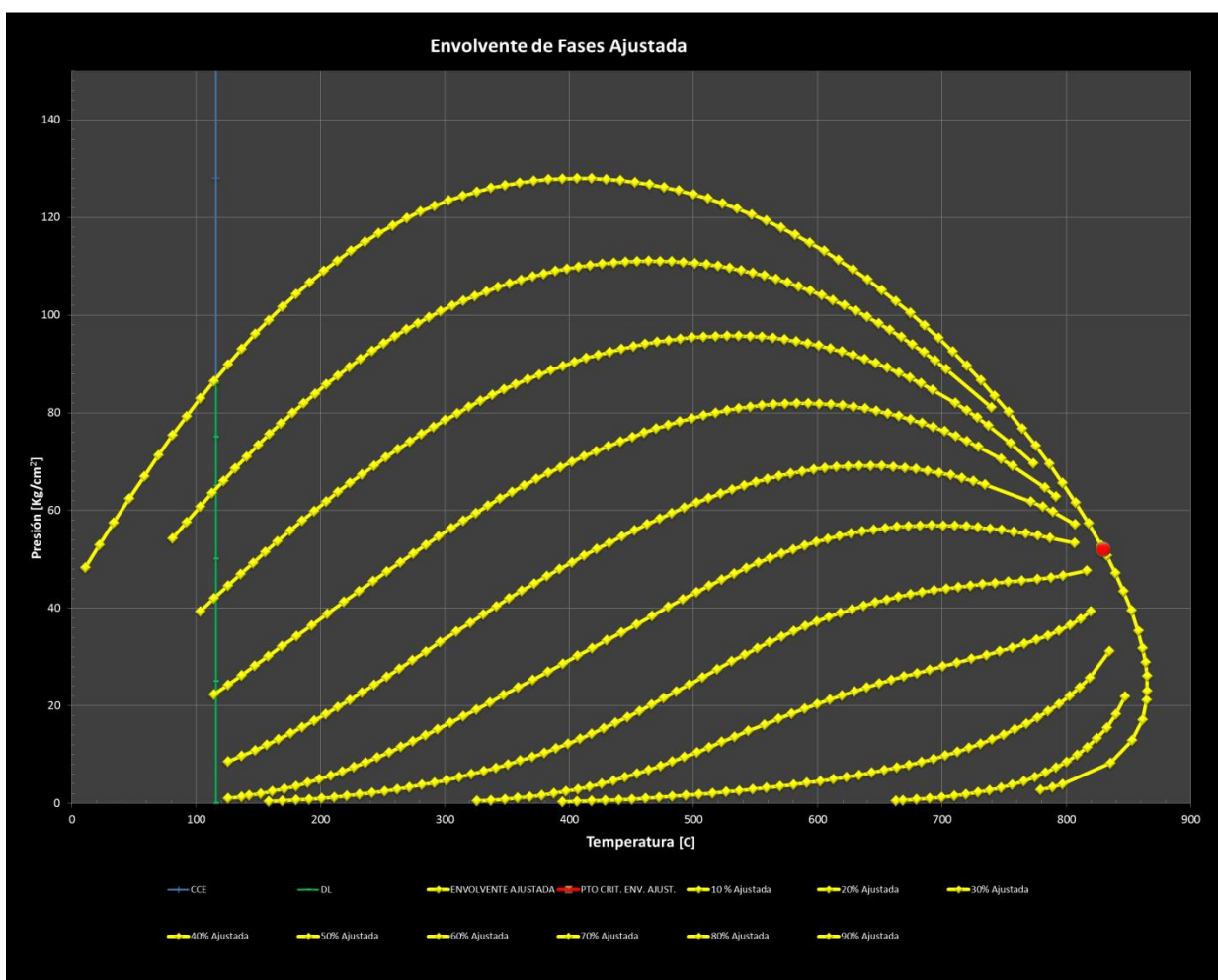






### 3.8. GRÁFICAS DE LOS RESULTADOS

Se analizarán los resultados de la composición con 7 pseudo-componentes contra los resultados obtenidos sin agrupar los componentes ligeros. Primero se analizaran las envolventes de fases y posteriormente las propiedades volumétricas.



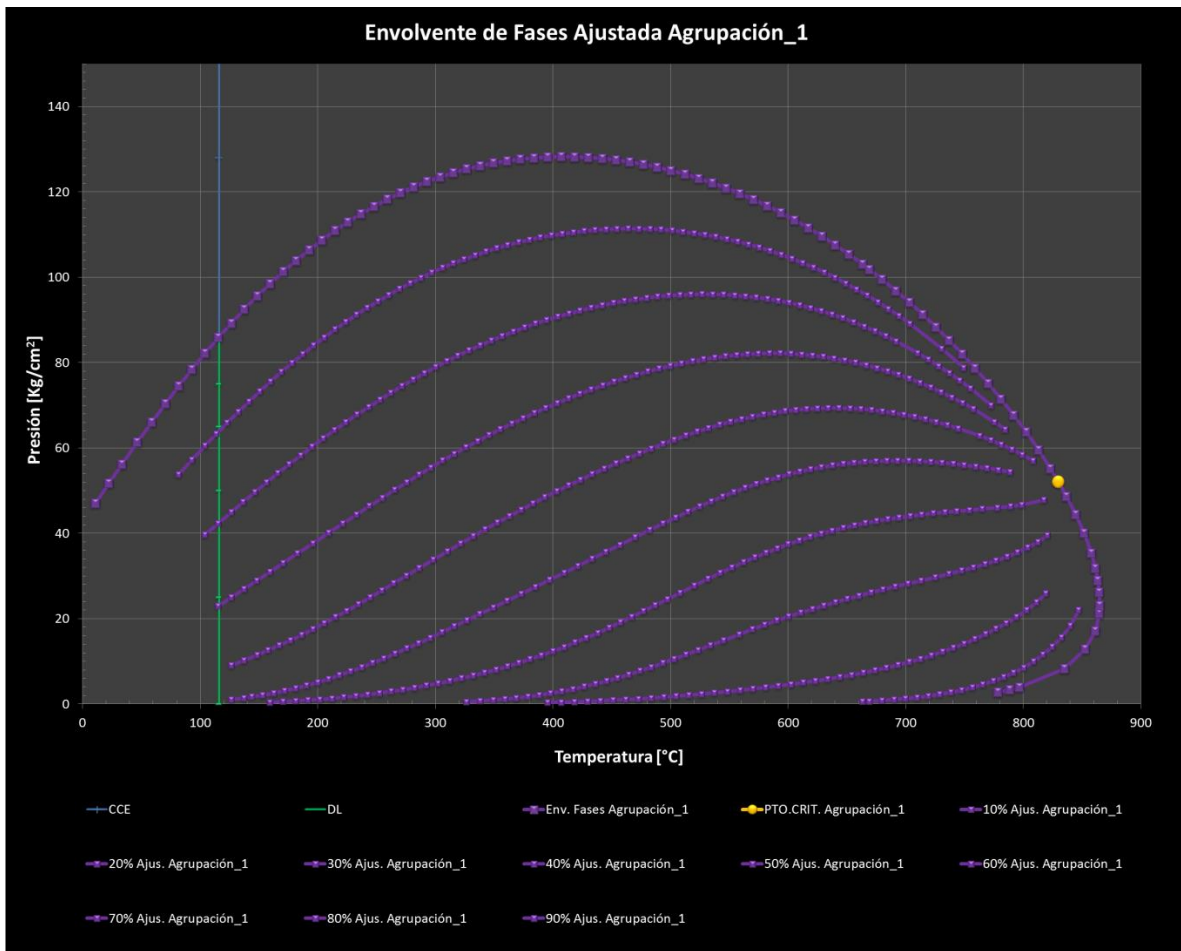
**Gráfica 3.10.-** Envolvere Ajustada con 3 pseudo-componentes en la fracción pesada, no se agrupan los componentes ligeros.

Propiedades:

$$P_b = 85.994 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] @ 116 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$P_{Pto.Crít.} = 52.1132 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

$$T_{Pto.Crít.} = 829.473^\circ\text{C}$$



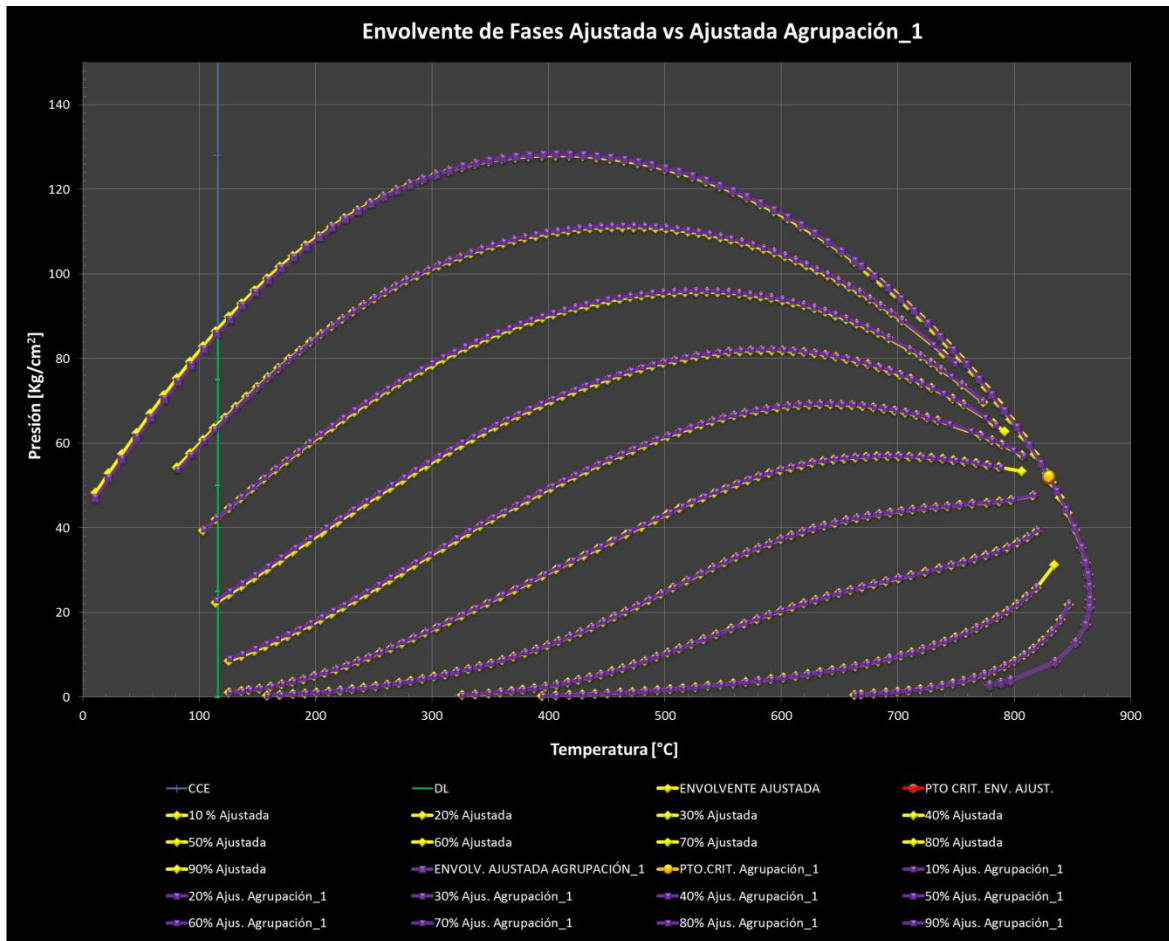
**Gráfica 3.11.-**Envolvente Ajustada Agrupada con los 7 pseudo-componentes, se agrupan los componentes ligeros. Agrupación\_1.

Propiedades:

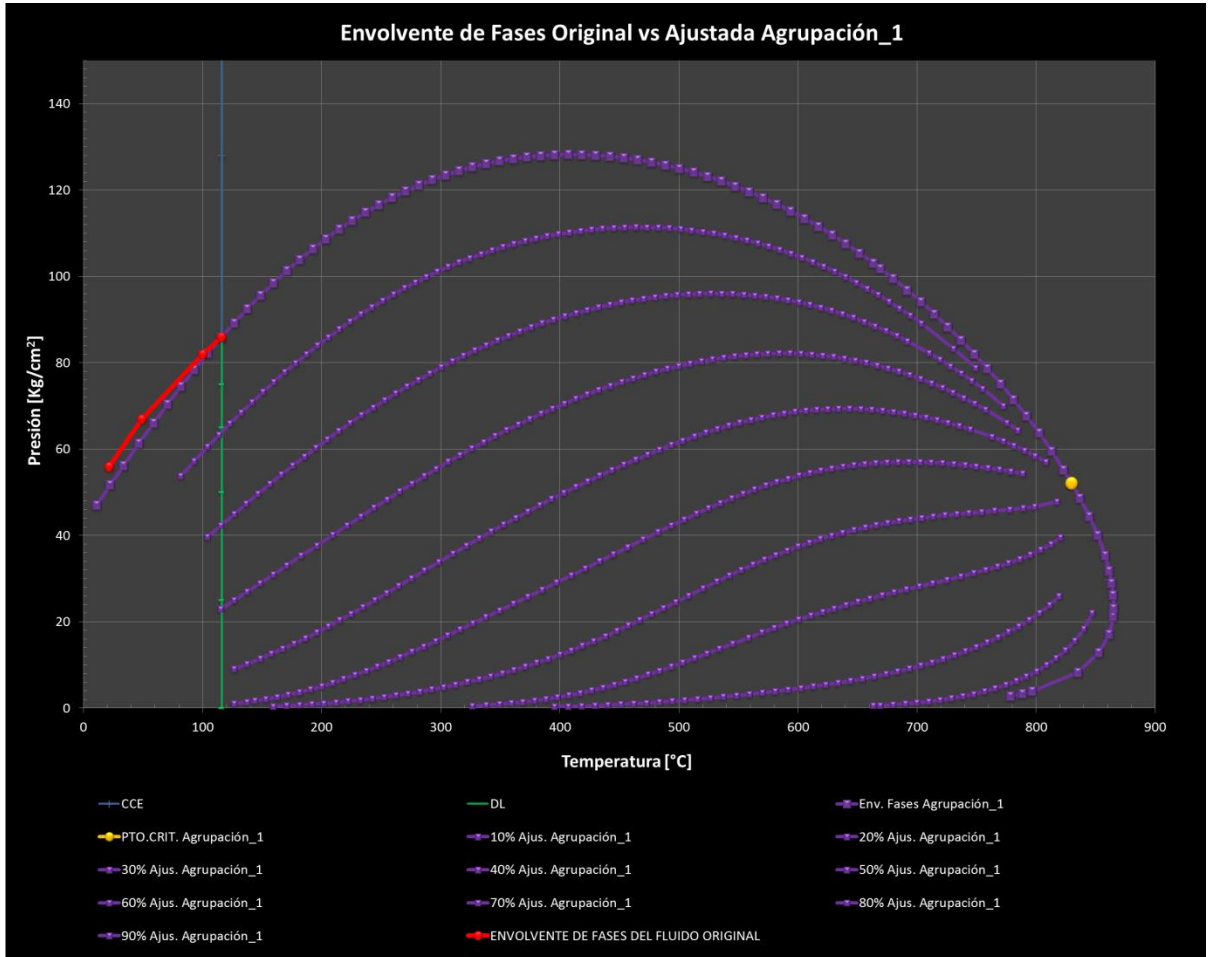
$$P_b = 84.969 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] @ 116 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$P_{Pto.Crít.} = 52.172 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

$$T_{Pto.Crít.} = 829.768 \text{ } ^\circ\text{C}$$



**Gráfica 3.12.-** Comparación de la Envolvente Ajustada (3 pseudo-componentes de la fracción pesada) vs Envolvente Ajustada Agrupación\_1 (7 pseudo-componentes).



Gráfica 3.13.- Comparación entre la Envoltorio de Fases medida en el Laboratorio (curva roja) y la calculada por el Simulador de Flujo (curva morada).

Envoltorio de Fases			
	Fluido Original Laboratorio PVT	Fluido en 7pseudo- componentes	
Temperatura [°C]	Presión [ $\frac{kg}{cm^2}$ ]	Presión [ $\frac{kg}{cm^2}$ ]	Observaciones
21.6	56.0	53.87	Punto de Burbuja
49.0	67.0	64.80	Punto de Burbuja
100.0	82.0	80.96	Punto de Burbuja
*116.0	86.0	84.97	Punto de Burbuja

Tabla 3.11.- Comparación de Pb medida en el Laboratorio y la ajustada.

\*Temperatura de Análisis

### Propiedades Medidas

$$P_b = 86 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] @ 116 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\rho_o = 0.9909 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] @ \text{condiciones estándar}$$

$$B_{ob} = 1.2066 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$

$$R_s = 41.23 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$

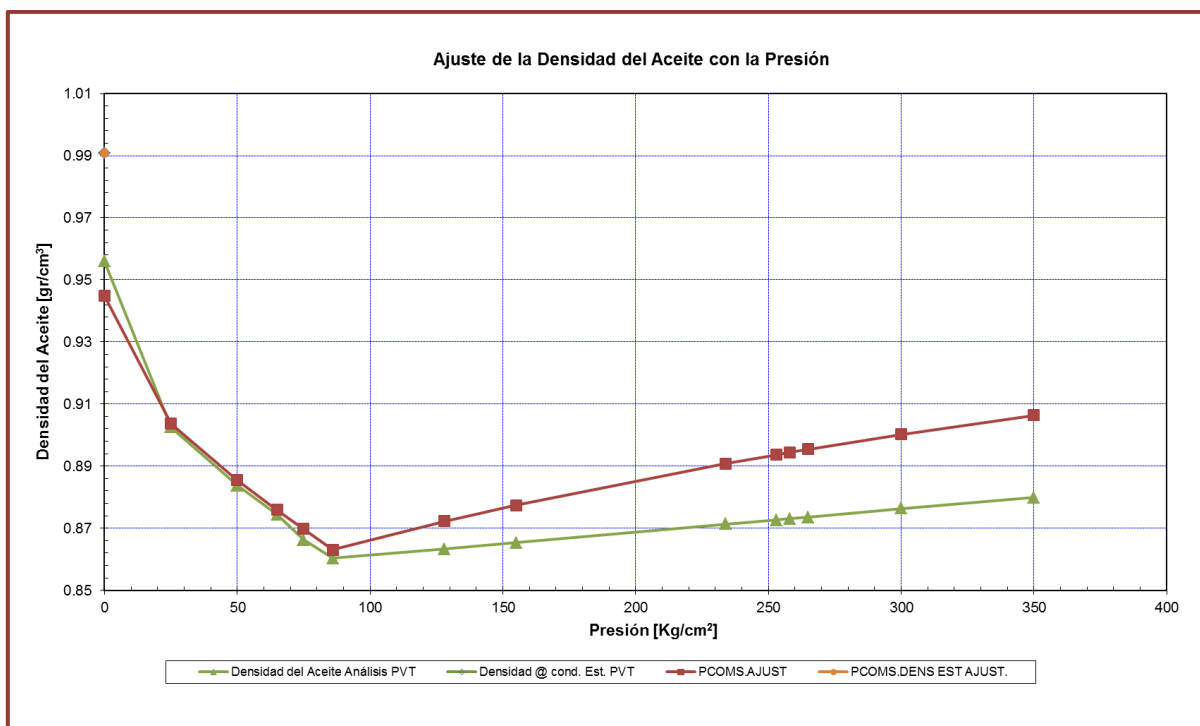
### Propiedades Ajustadas (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).

$$P_b = 85.9943 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] @ 116 \text{ } ^\circ\text{C}$$

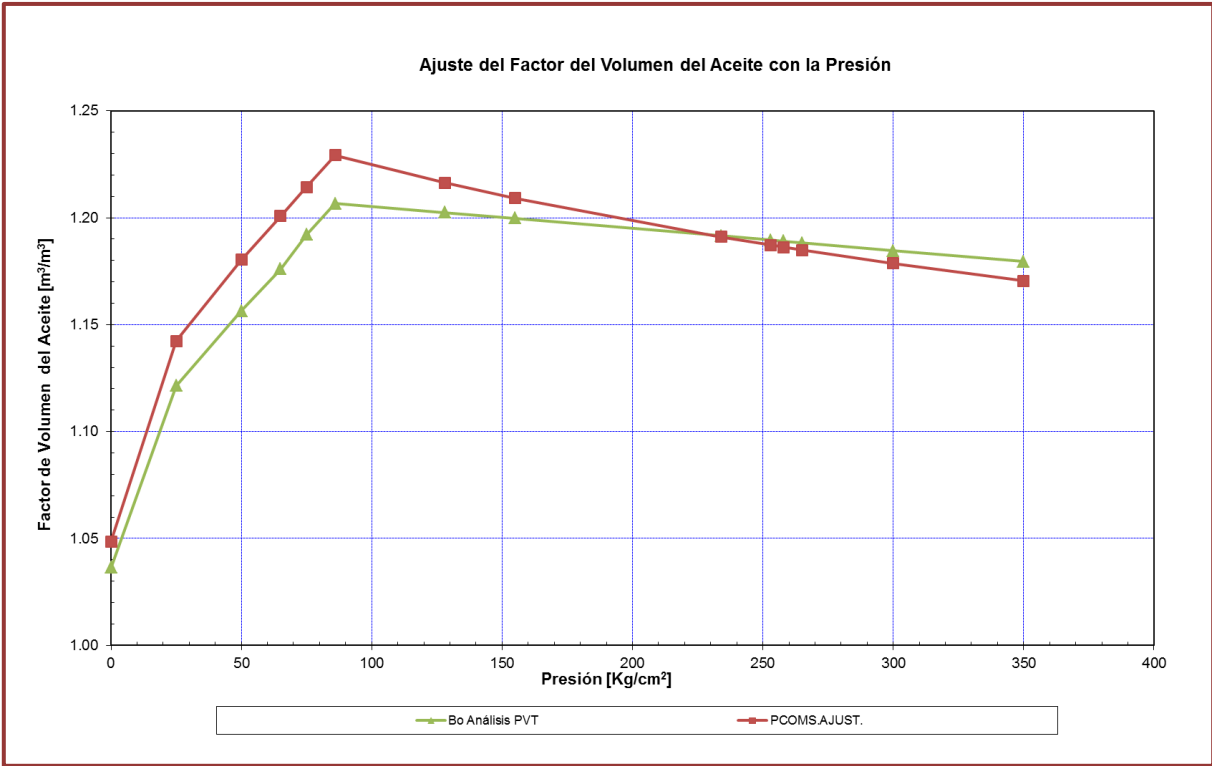
$$\rho_o = 0.9909 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] @ \text{condiciones estándar}$$

$$B_{ob} = 1.2292 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$

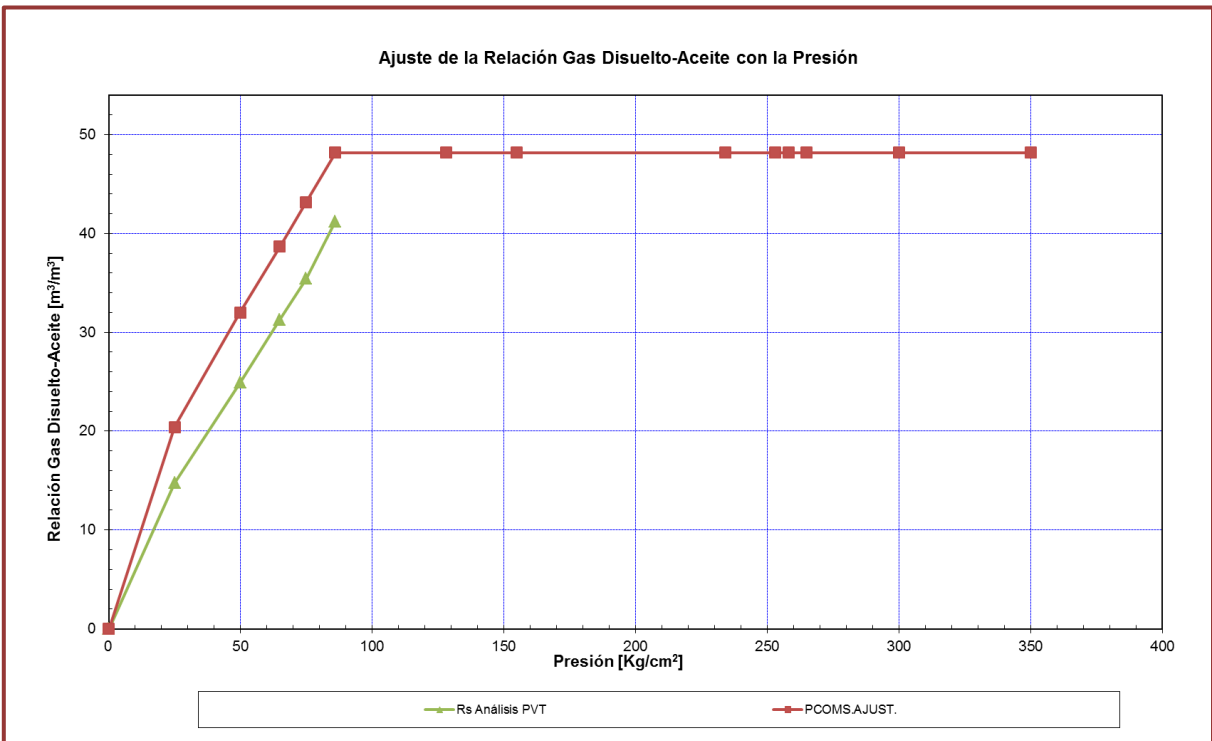
$$R_s = 48.17 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$



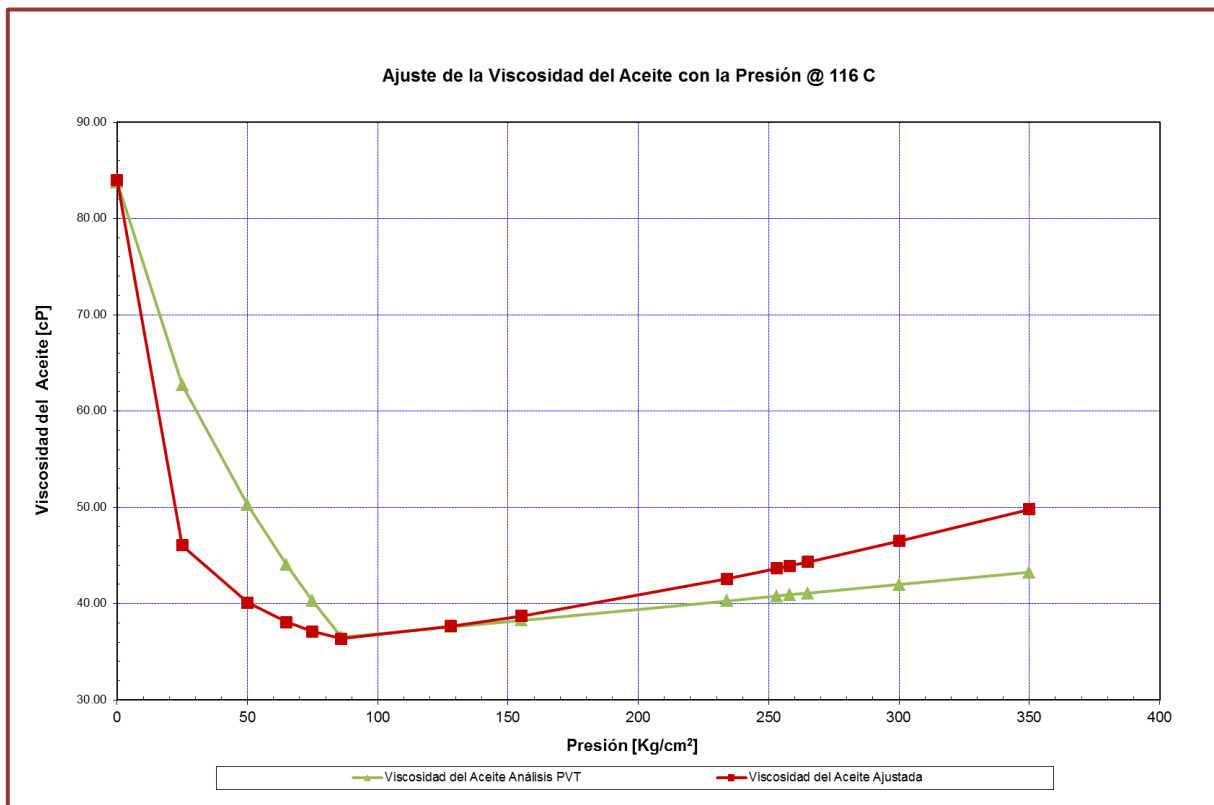
**Gráfica 3.14.-** Ajuste de la Densidad del Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).



Gráfica 3.15.- Ajuste del Factor de Volumen del Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).



Gráfica 3.16.- Ajuste de la Relación Gas Disuelto-Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).



**Gráfica 3.17.-** Ajuste de la Viscosidad del Aceite con la Presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada).



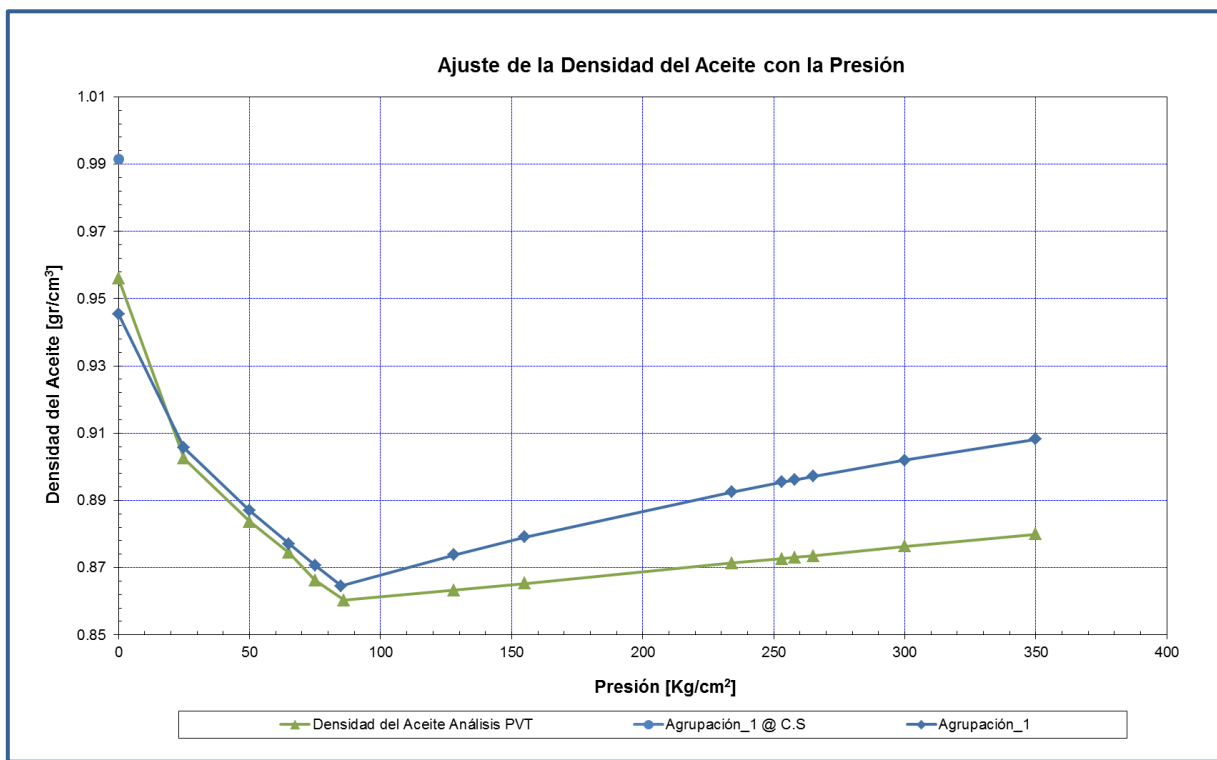
Propiedades Ajustadas Agrupación\_1 (7 pseudo-componentes).

$$P_b = 84.969 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right] @ 116 \text{ } ^\circ\text{C}$$

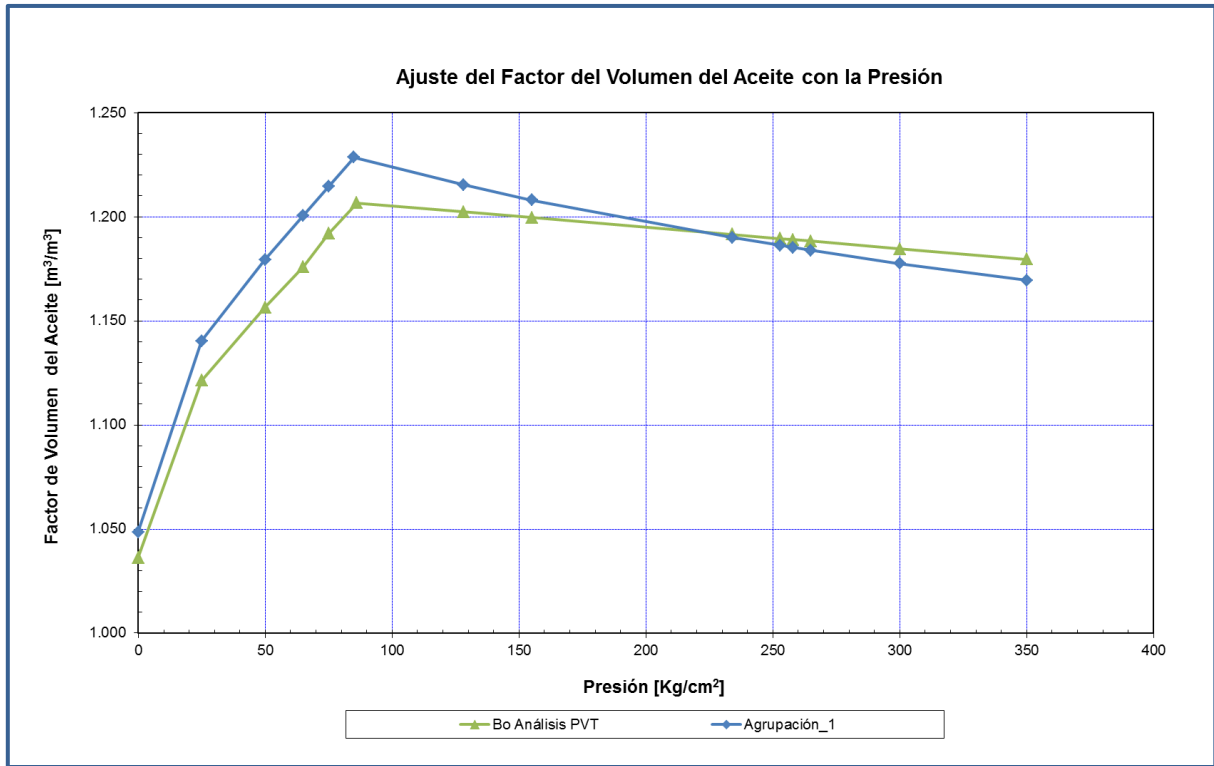
$$\rho_o = 0.9914 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] @ @ \text{ condiciones estándar}$$

$$B_{ob} = 1.2285 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$

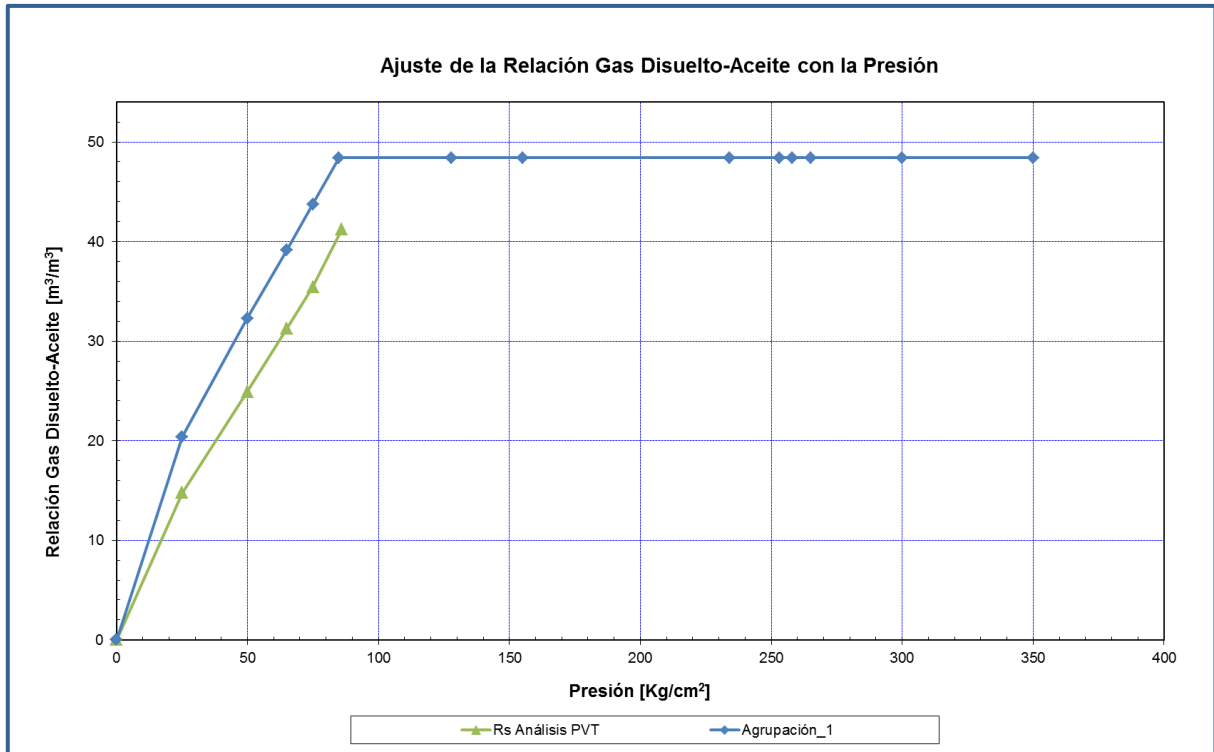
$$R_s = 48.39 \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$



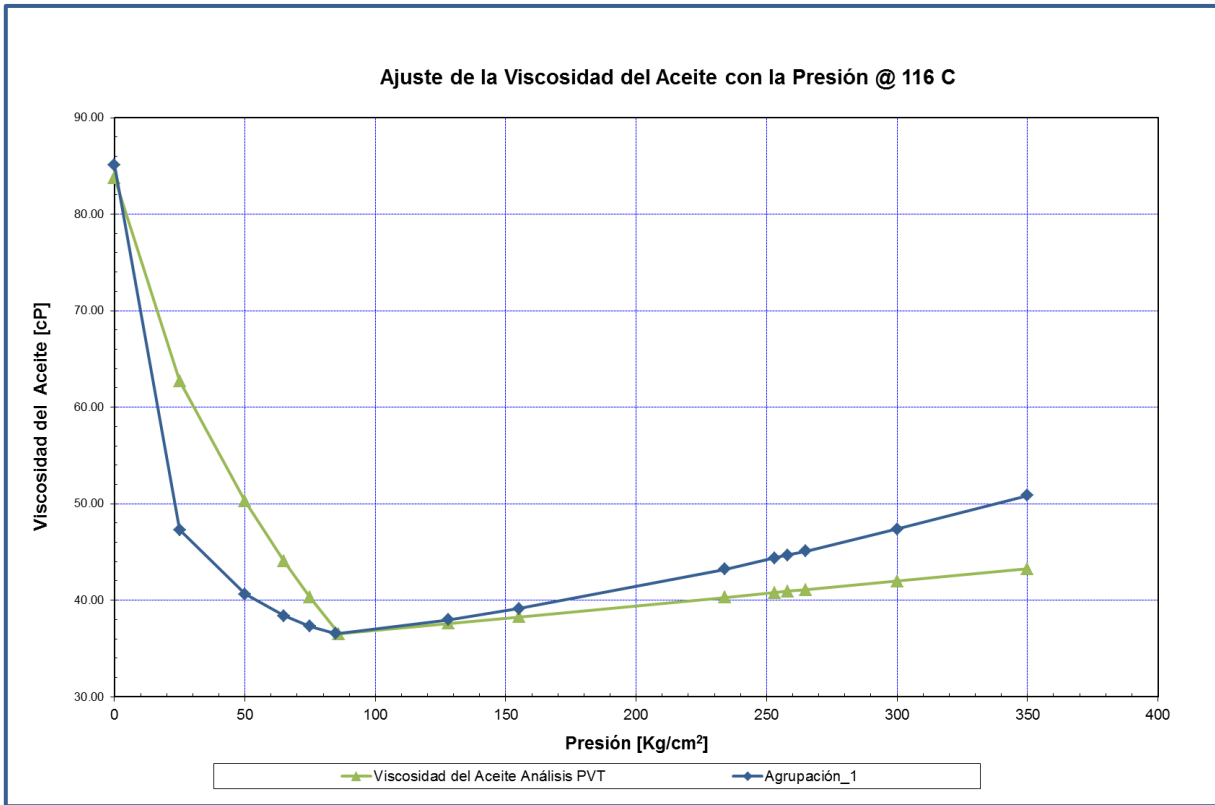
Gráfica 3.18.- Ajuste de la Densidad del Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).



Gráfica 3.19.- Ajuste del Factor de Volumen del Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).

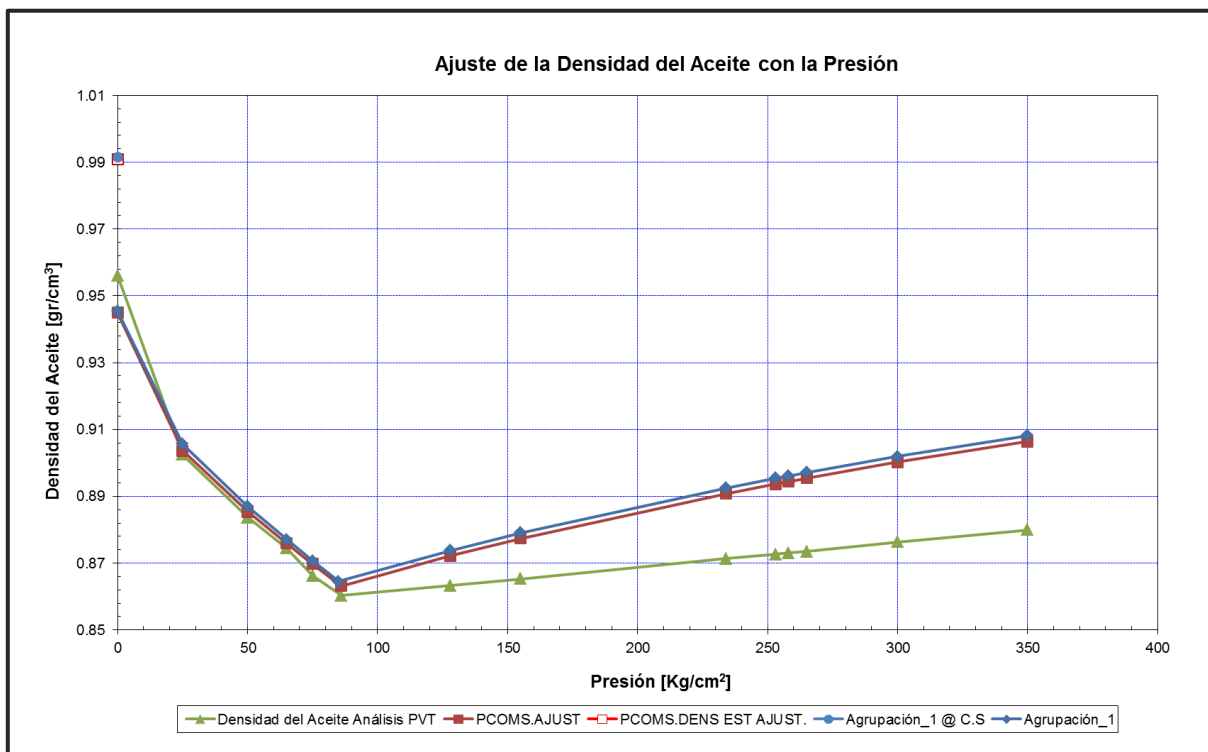


Gráfica 3.20.- Ajuste de la Relación Gas Disuelto-Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).

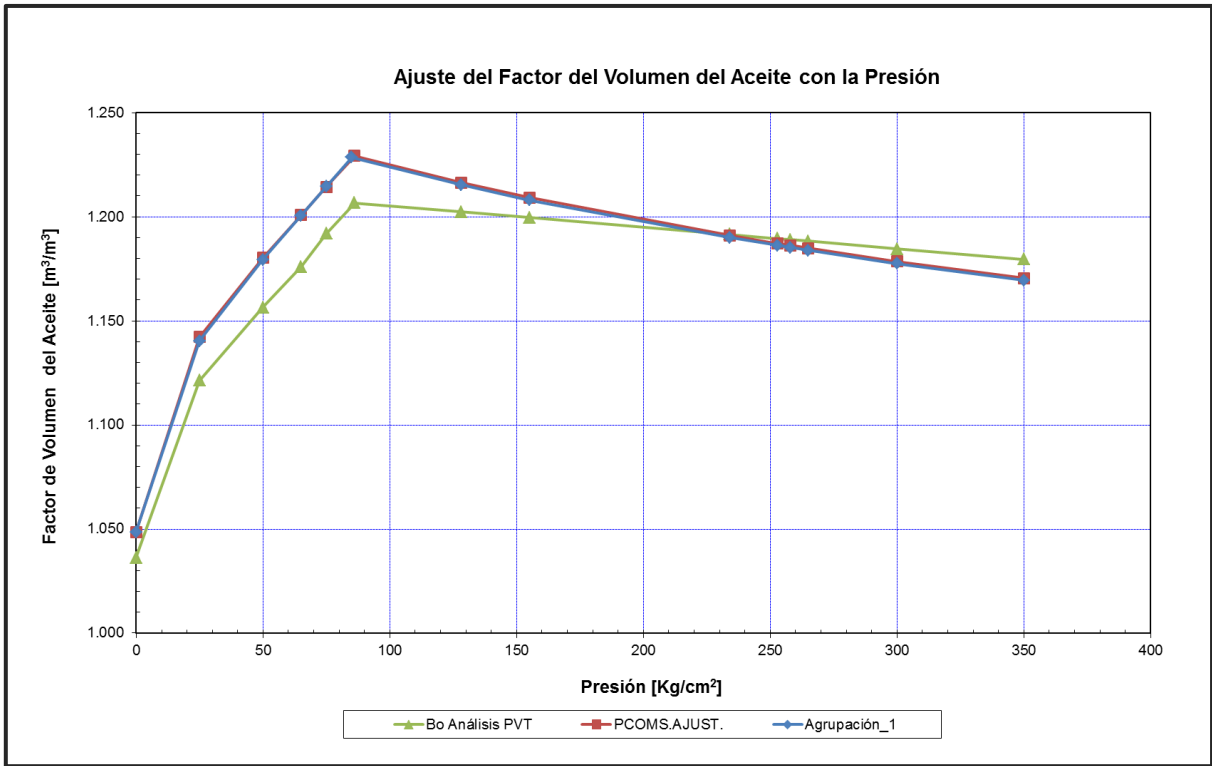


**Gráfica 3.21.-** Ajuste de la Viscosidad del Aceite con la Presión (7 pseudo-componentes).

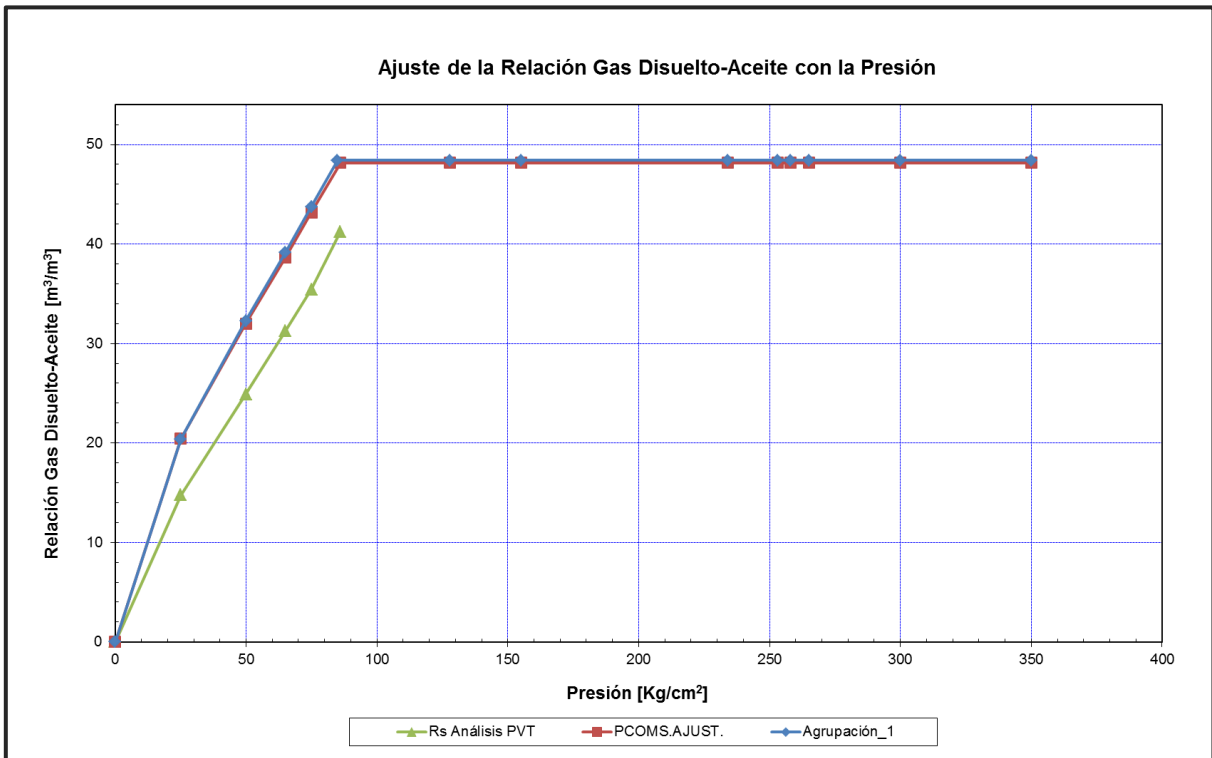
Comparación entre las Propiedades Ajustadas (3 pseudo-componentes de la fracción pesada) vs Propiedades Ajustadas Agrupadas (7 pseudo-componentes).



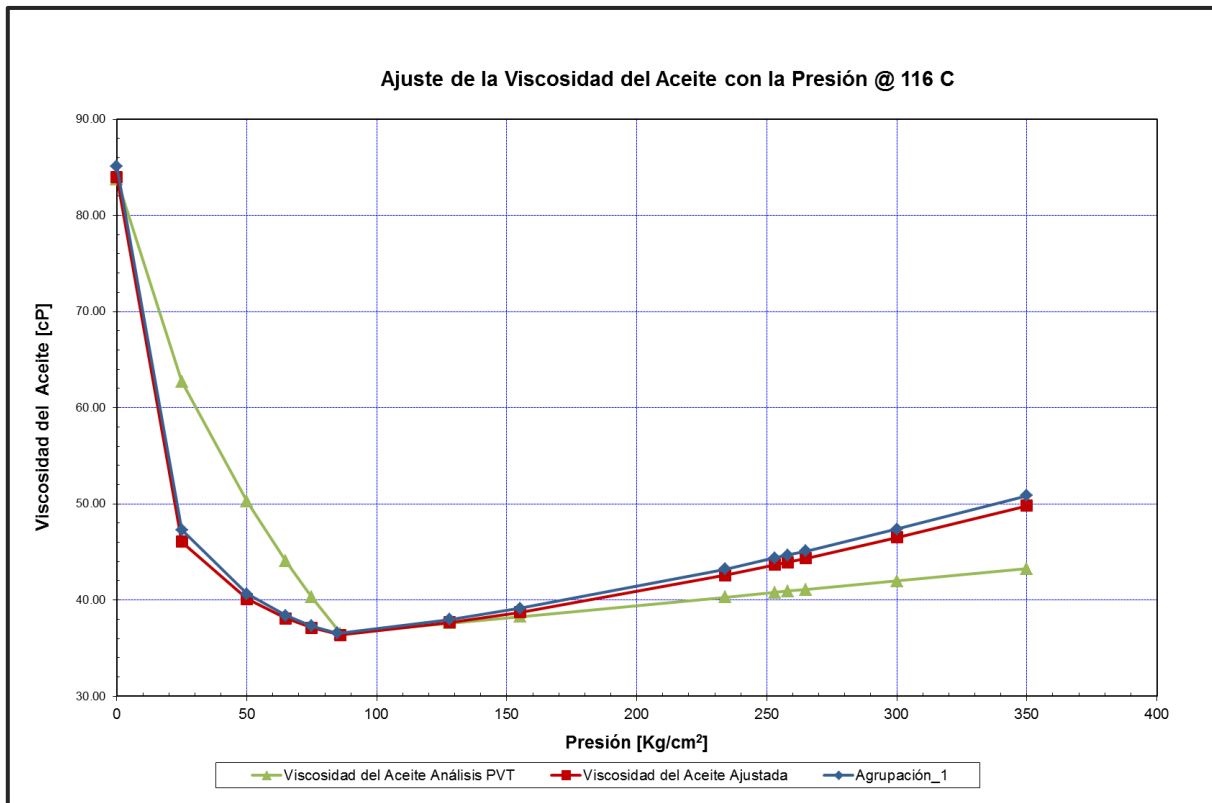
**Gráfica 3.22.-** Ajuste de la Densidad del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).



Gráfica 3.23.- Ajuste del Factor de Volumen del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).



Gráfica 3.24.- Ajuste de la Relación Gas Disuelto-Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).



**Gráfica 3.25.-**Ajuste de la Viscosidad del Aceite con la presión (3 pseudo-componentes de la fracción pesada y 7 pseudo-componentes).

## **CAPÍTULO 4**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### CONCLUSIONES

De nuestra investigación sobre el comportamiento PVT para los Aceites Extra-pesados, podemos concluir lo siguiente:

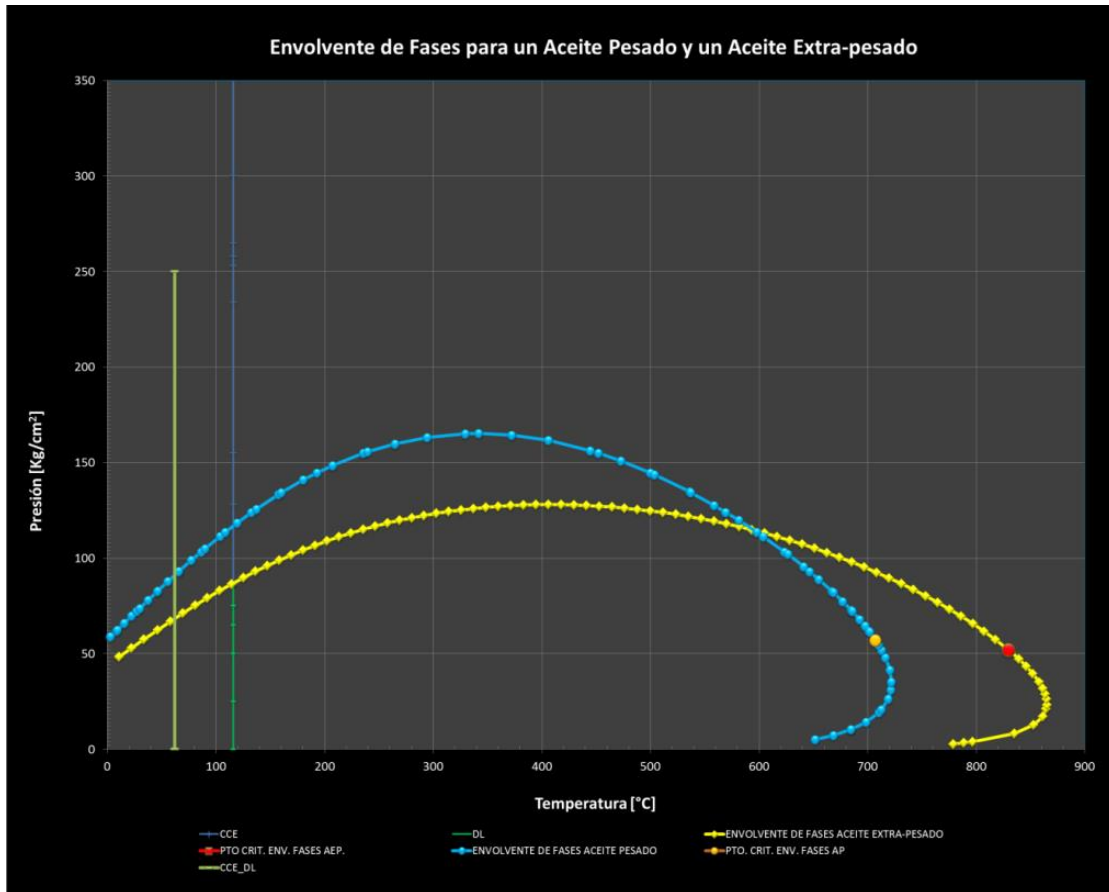
- Es importante hacer un muestreo representativo de los fluidos del yacimiento, para garantizar buenos resultados en los Análisis PVT.
- La caracterización de los Aceites Extra-pesados no es sencilla, y se es aún más difícil cuando no se tienen disponibles suficientes datos, y que estos sean seguros para ser correlacionados con otros aceites de naturaleza similar. Otra dificultad se presenta en los equipos para medir sus propiedades físicas, pues los procedimientos suelen ser diferentes o tener ciertas variantes que complican su medición. Para este trabajo se contó específicamente con un Análisis PVT

composicional (hasta el componente C7+), el análisis muestra que se trata de un Aceite de 11 °API.

- Concepto de la presión de pseudo-burbuja ( $P_{pb}$ ). En un experimento con el mismo tipo de aceite (Aceite Extra-pesado) la  $P_b$ , se determinó en una celda PVT con agitación y la  $P_{pb}$  se determinó en la celda PVT, pero sin agitación. Mismo tiempo de estabilización, observación de gas disperso en la celda sin agitación, no se alcanza el equilibrio de las fases en el PVT sin agitación.
- El diseño adecuado de los experimentos PVT en el laboratorio, es un punto importante para tomar decisiones tanto de tipo técnico como económico, ya que la información que proporcionan es fundamental para estudios posteriores en el yacimiento. El informe del análisis PVT con el que se trabajó para desarrollar la presente tesis es confiable y los resultados proporcionados en dicho análisis, se pueden utilizar para llevar a cabo la caracterización de los hidrocarburos en un simulador de flujo para yacimientos.
- Un problema importante para medir las propiedades volumétricas y físicas en los aceites de esta naturaleza, es el tiempo de estabilización para alcanzar el equilibrio de las fases en las celdas y equipos PVT, ya que el tiempo de estabilización es muy importante para determinar y medir los datos de las propiedades en el laboratorio. Si el tiempo de estabilización, no es el suficiente para llegar al equilibrio de las fases, las determinaciones de los datos medidos para las propiedades volumétricas marcan errores muy elevados, principalmente a presiones menores a la  $P_b$ .
- Aun utilizando un agitador magnético para homogenizar la muestra de hidrocarburos en la Celda DB-Robinson, es probable que los tiempos de estabilización de las fases para alcanzar el equilibrio sean prolongados para los Aceites Extra-pesados, si es comparado con un Aceite de mayor grados API.



- Los requerimientos del volumen de muestra de hidrocarburo para realizar los experimentos de viscosidad (EMV) y densidad (DTB) en los equipos propuestos, es muy pequeño.
- Los requerimientos de volumen de muestra de hidrocarburo para los experimentos de Expansión a Composición Constante (CCE) y Liberación Diferencial (DL) en la Celda DB-Robinson, es mínimo comparado con el volumen requerido en una Celda de Mercurio.
- El comportamiento PVT (presión, volumen, temperatura) de los hidrocarburos pesados, se puede representar mediante una Ecuación de Estado, con el previo ajuste a las propiedades físicas de la composición y los parámetros de la ecuación.
- La curva de la viscosidad del aceite muestra el mejor de los ajustes por Lohrenz-Bray-Clark Modificada.
- La metodología propuesta para caracterizar la fracción pesada  $C_{n+}$ , para los Aceites Pesados y Extra-pesados, es una técnica que puede aplicarse en cualquier simulador composicional (simulador de flujo para yacimientos).
- El número de pseudo-componentes en la composición extendida es determinado por el objetivo del estudio y el operador del método de caracterización.
- Para obtener una buena caracterización de los fluidos hidrocarburos de un yacimiento, es necesario conocer la base del comportamiento de los fluidos como lo es; la Envolvente de Fases y por medio de ésta tener una clasificación del hidrocarburo. La forma de la Envolvente de Fases para un Aceite Extra-pesado, comparado con un Aceite Pesado. **Gráfica 4.1.**



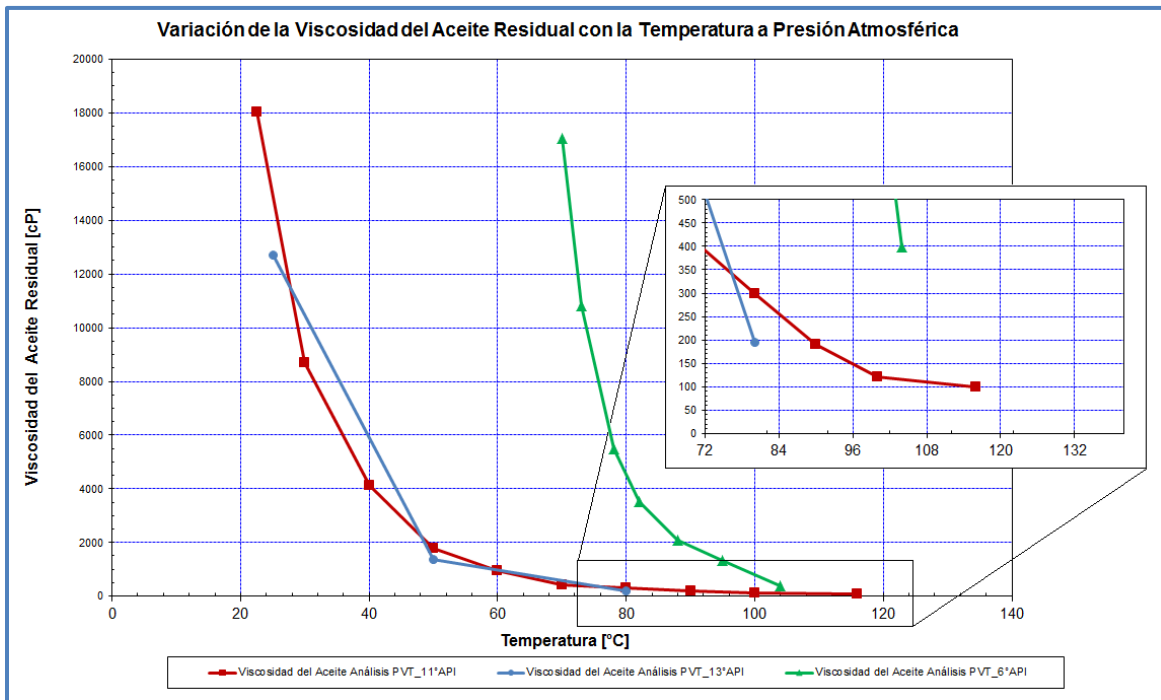
**Gráfica 4.1.-** Comportamiento de la Envolvente de Fases para un Aceite Pesado (curva azul) vs Aceite Extra-pesado (curva amarilla).

- De las correlaciones generadas para determinar las propiedades volumétricas de los Aceites Extra-pesados, las correlaciones de Millán para la relación de solubilidad,  $R_s$ , y la densidad del aceite a la presión del punto de burbuja,  $\rho_{ob}$ , es la correlación que muestra un error mínimo en el cálculo para estas propiedades.

## RECOMENDACIONES

Por la experiencia obtenida durante el desarrollo del presente trabajo, nuestras recomendaciones son:

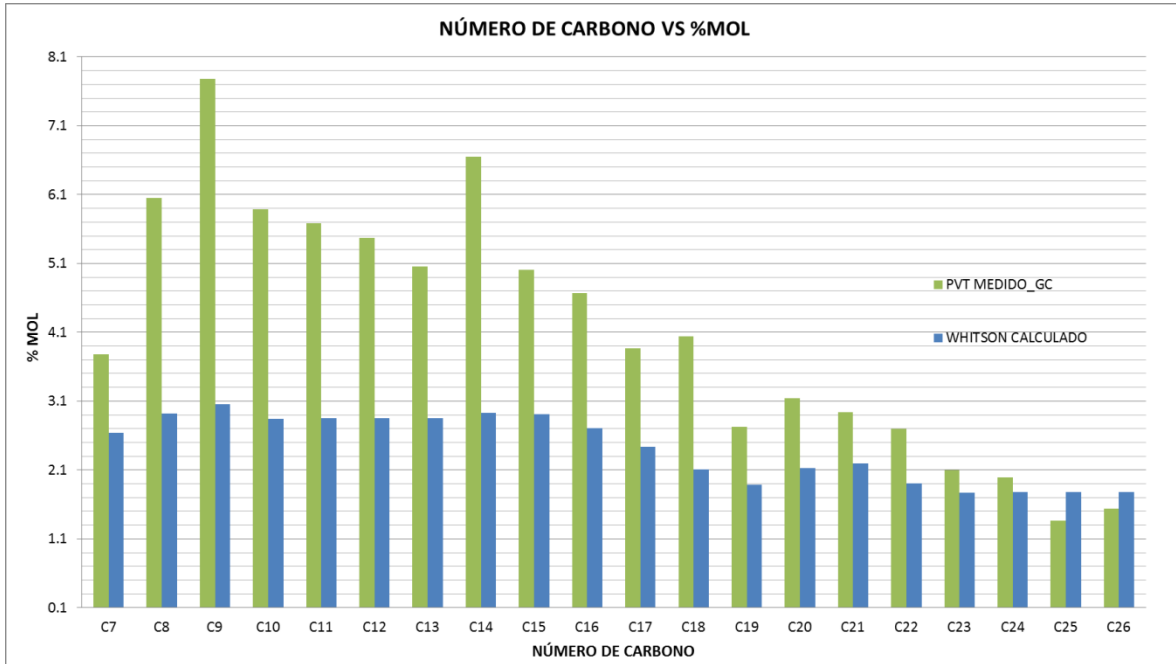
- Es indispensable contar con análisis PVT de tipo composicional para los Aceites Pesados y Extra-pesados, que describan el proceso de agotamiento del yacimiento a sus condiciones iniciales, además de sus propiedades físicas del hidrocarburo.
- Se prueben los Equipos de Experimentación para la medición de las propiedades volumétricas y de viscosidad descritos en el trabajo para Aceites Pesados y Extra-pesados nacionales. Ya que el diseño adecuado de los experimentos PVT que deban realizarse en el laboratorio, es un punto importante para la toma de decisiones tanto de tipo técnico como económico, ya que la información que proporcionan es fundamental para estudios posteriores en el yacimiento.
- Que los Tiempos de Estabilización en la Celda PVT sean lo más prolongado posible, para alcanzar un mejor equilibrio de fases (equilibrio liquido-gas), pues con ello evitaremos datos erróneos al medir las propiedades volumétricas para los Aceites Pesados o Extra-pesados.
- Obtener experimentalmente viscosidades del aceite para un amplio rango de operación ( $P_{atm}$  y  $T_{ambiente}$  –  $P$  y  $T$  a condiciones de yacimiento), correlacionando con viscosidades del aceite muerto en función de la temperatura, para así determinar el comportamiento completo de la curva de viscosidad, esto con el objetivo de tener un mejor ajuste en las ecuaciones de viscosidad empleadas en los simuladores. **Gráfica 4.2.**



**Gráfica 4.2.-** Comportamiento de la Viscosidad para Aceites Extra-pesados en función de la Temperatura @ Presión Atmosférica.

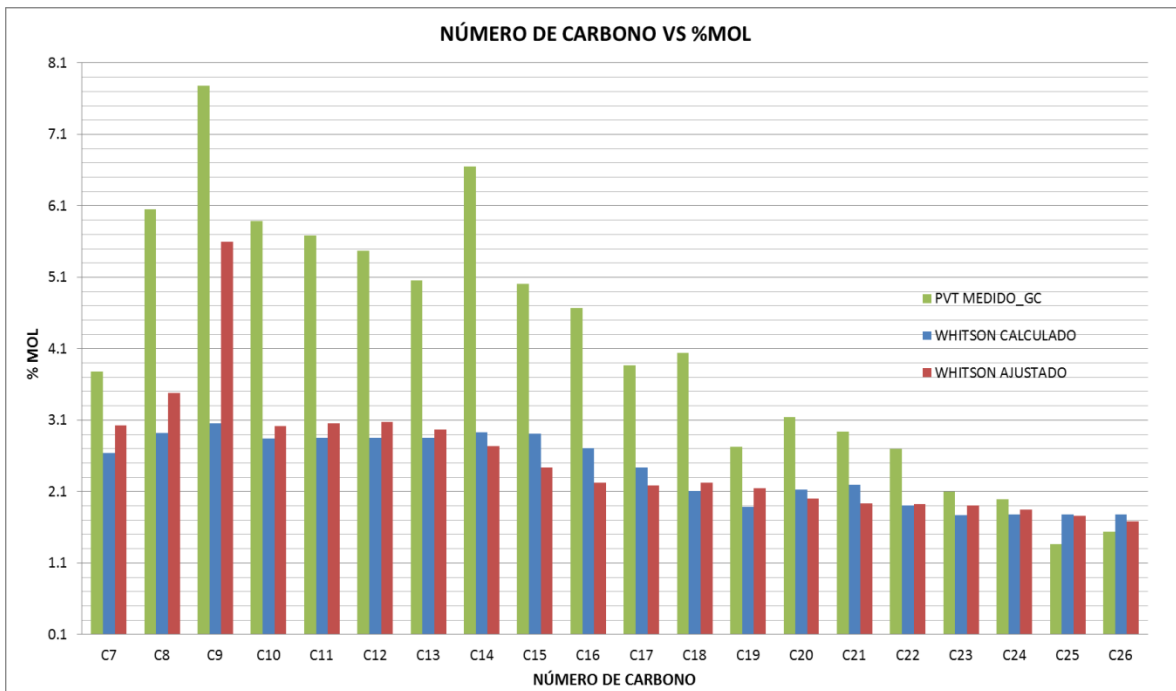
Para disminuir la incertidumbre en la fracción C7+ para Aceites Pesados o Extra-pesados, recomendamos:

- Una cromatografía de gases extendida, para la fracción pesada C7+ de los Aceites Pesados o Extra-pesados, permitirá analizar la tendencia de la curva porcentaje molar (% mol) contra el número de carbono, y con ello observar las crestas más pronunciadas respecto a la tendencia de la curva calculada por el método de Whitson, por lo que se recomienda ajustar o calibrar los parámetros del método estadístico, para un mejor ajuste en la extensión de la composición. **Gráfica 4.3.**



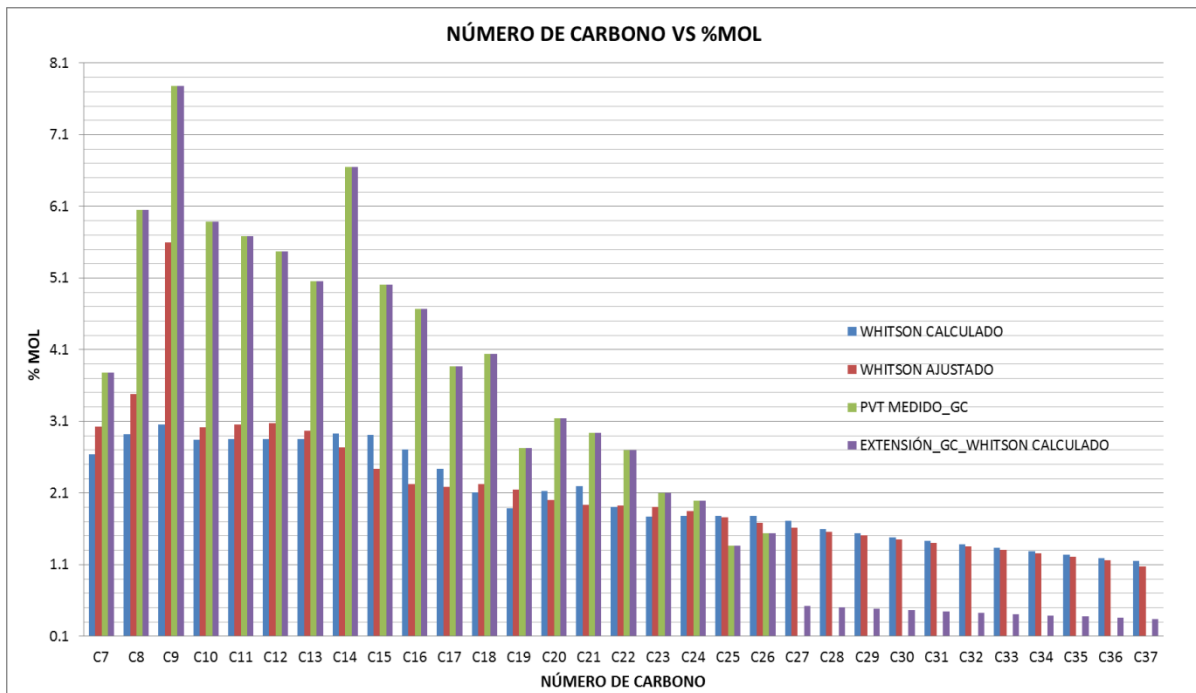
**Gráfica 4.3.-** Cromatografía de gases extendida, para la fracción pesada C7+ de los aceites extra-pesados vs Extensión de Whitson.

- Calibración del método estadístico de Whitson, para calcular la extensión de la fracción pesada, C7+, de la composición del aceite extra-pesado. **Gráfica 4.4.**



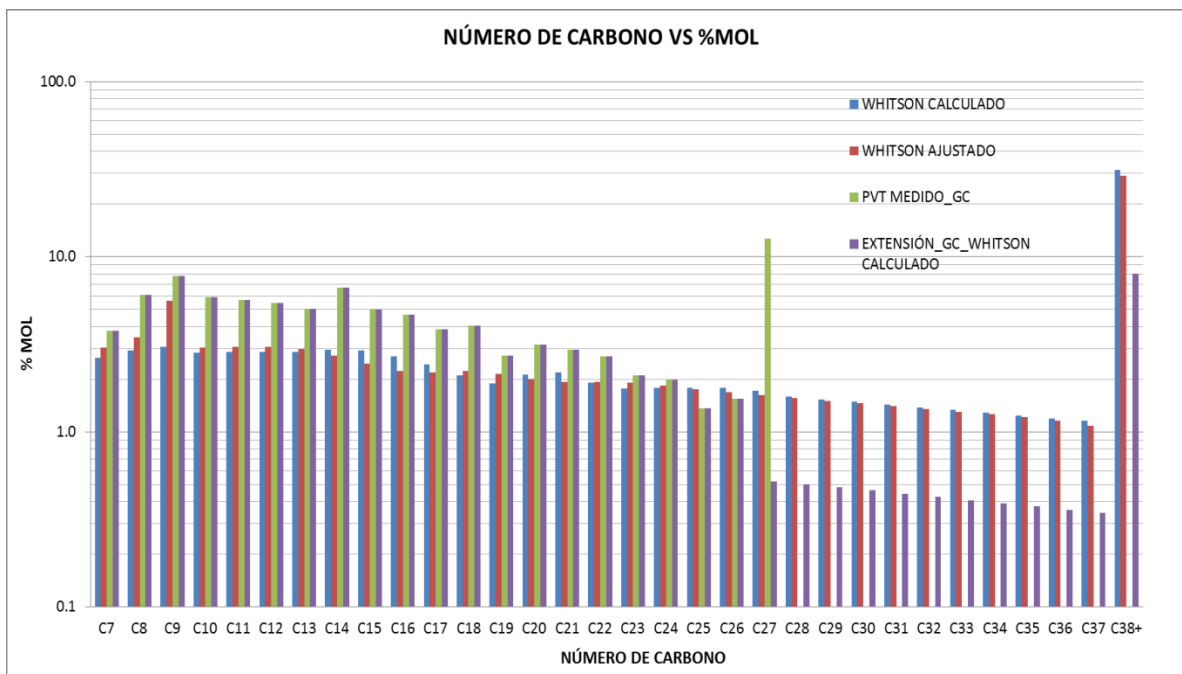
**Gráfica 4.4.-** Cromatografía de gases extendida, Extensión de Whitson, Ajuste de la Extensión de Whitson por el parámetro alfa,  $\alpha$ , para la fracción pesada C7+.

- Extensión de la fracción pesada, C7+, por el método de Cromatografía de Gases extendida hasta C27+, disminuye el error en el comportamiento molar de la curva (de la fracción C27 a C38+), al generar la extensión por el método de Whitson hasta C38+. **Gráfica 4.5.**



**Gráfica 4.5.-** Comportamiento molar de la curva en la cromatografía de gases extendida hasta C26 y la extensión por el método de Whitson hasta C37.

- El análisis de las tendencias formadas por la discretización de la fracción pesada, C7+, permitirán definir de mejor manera la agrupación de los componentes para formar los pseudo-componentes de la composición extendida. La finalidad es crear el mínimo número de pseudo-componentes de la composición extendida, para la simulación de yacimientos. **Gráfica 4.6.**



**Gráfica 4.6.-** Comportamiento molar de la curva en la cromatografía de gases extendida hasta C27+, extensión por el método de Whitson hasta C38+.

- Las tendencias de la fracción mol de la Cromatografía de Gases en las extensiones de la fracción pesada, Cn+, permitirán mejorar los métodos estadísticos para extender la fracción C7+ para los Aceites Pesados y Extra-pesados Nacionales.
- Estudio de Cromatografía de Líquidos acoplado a Espectrometría de Masas para Aceites Pesados y Extra-pesados. Experimentar hasta que fracción pesada, Cn+, es posible extender la fracción C7+. Por espectrometría de masas se identifican los componentes, determinando su peso molecular (MW) y porcentaje molar (% mol) además de la masa del componente.
- Determinación de las propiedades; Peso molecular (MW) y Densidad ( $\delta$ ) para los componentes por Espectrometría de Masas. Importante definir la fracción pesada (Cn+) resultante de la extensión lo mejor posible.
- Una combinación de estudios, tales como: cromatografía, espectrometría de masas, destilación simulada o punto de ebullición verdadero (TBP) y los equipos técnicos en los Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), para la

caracterización de estos fluidos y la evaluación de su comportamiento volumétrico de acuerdo a las etapas de agotamiento a la cuales son sometidos.

- Para ajustar el comportamiento del fluido por medio de una Ecuación de Estado, es necesario emplear la teoría de regresión no-lineal con base a los principales parámetros de ajuste, además que es primordial la caracterización de la fracción pesada,  $C_{n+}$ , para un Aceite Pesado o Extra-pesado.
- Es conveniente agrupar los componentes finales y los componentes de la extensión en pseudo-componentes, para obtener el ajuste final cuidando que no se pierda consistencia en los valores calculados obtenidos con la Ecuación de Estado, esto al ser comparados con los valores de las propiedades obtenidas en el laboratorio PVT. El objetivo de generar los pseudo-componentes, es disminuir el tiempo de cálculo en la unidad central de proceso para las variables de Composición, Presión y Saturación, en un estudio de simulación matemática de yacimientos.
- Contar en lo posible con valores medidos del laboratorio PVT para las propiedades físicas, que necesita la Ecuación de Estado (EdE), para cada proyecto de caracterización, ya que se puede incurrir en un error al extrapolar datos de laboratorio. Esto para mejorar en lo posible la reproducción de los procesos termodinámicos y de equilibrio de fases, ya que de esta manera se podrán llevar a cabo las predicciones de producción (producción primaria y secundaria o recuperación mejorada) para diferentes condiciones de estudio, y con ello se pueda seleccionar la forma óptima de explotación.



## APÉNDICE A

### COMPORTAMIENTO DEL ACEITE ESPUMANTE.

El término Aceite Espumante (Foamy Oil) se originó de observaciones en muestras recogidas en los cabezales de pozos de algunos yacimientos Canadienses y Venezolanos de Aceites Pesados y Extra-pesados que producen bajo el mecanismo de Empuje por Gas en Solución, ya que el aceite producido a partir de estos pozos era en forma de una espuma espesa. El flujo de aceite espumante es una forma de flujo bifásico no-Darciano de gas y aceite que a diferencia del flujo normal de dos fases, implica el flujo de burbujas de gas dispersas, es decir que no requiere que la fase de gas sea continua antes de comenzar a fluir.

Para algunos autores, el término flujo de "aceite espumante", sugiere el flujo de dos fases, una en forma de espuma continua y la otra el aceite, y que parece es un término equivocado porque la microestructura real del flujo espumante en el aceite pesado no es parecido al de una espuma. Para otros autores, incluyéndonos y para este trabajo, sólo se indica como flujo disperso del gas en el aceite, que es lo que parece estar implicado. Por lo que el comportamiento del flujo disperso del gas, se ha convertido en objeto de varias investigaciones, pero sigue siendo controvertido y poco comprendido. Lo que sí es bien aceptado es que el gas en solución para este tipo de aceites implica ciertos efectos inusuales. Sin embargo, el sentido pleno del término "aceite espumante" está todavía en evolución, y por ahora se puede tratar como una frase comodín para representar los procesos de no-equilibrio del gas en solución en los sistemas de Aceite Pesado y Extra-Pesados.

Existe el no-equilibrio entre el gas en solución y gas libre que conduce a una probable súper-saturación importante de gas disuelto en el aceite. El no-equilibrio entre el gas y aceite retrasa la fase continua de gas libre y un aparente punto de burbuja que es menor que el punto de burbuja termodinámico verdadero. Este proceso de no-equilibrio se ve afectado por la cinética de nucleación (formación) de las burbujas de gas y su difusividad.

Debido a que la nucleación de las burbujas es un proceso imprevisto (estocástico) impulsado por la sobre-saturación, el grado de sobre-saturación requerido antes de que la formación de las burbujas se produzca depende del tiempo disponible para la nucleación. Por lo tanto, este tipo de no-equilibrio es probable que sea el más significativo en experimentos de laboratorio, que se ejecutan a una escala de tiempo mucho menor en comparación con un caso de campo.

La fase de gas debe ser continua antes de que pueda comenzar a fluir. Sin embargo, esta hipótesis puede no ser válida en yacimientos de Aceite Extra-Pesado con su gas en solución.

Debido a la alta viscosidad del Aceite Pesado y Extra-Pesado y la rápida caída de presión utilizada para su producción, el número capilar (relación de fuerzas viscosas/fuerzas capilares,  $k\Delta\mu/\sigma_{og}$ ) puede ser lo suficientemente alto para movilizar burbujas aisladas, lo que conduce al flujo disperso. Por lo que este tipo de no-equilibrio se ve afectado por la tensión superficial del aceite, la permeabilidad absoluta, y el valor del gradiente de potencial del flujo en las proximidades de las burbujas aisladas.

El no-equilibrio juega un importante papel en el proceso de dispersión del gas en solución del aceite pesado. El no-equilibrio en relación con la nucleación y crecimiento de las burbujas toma menor importancia cuando se mueve la escala de tiempo de unas horas o unos días en el laboratorio a los años en el campo.

El no-equilibrio con relación a los procesos de nucleación y crecimiento de las burbujas que se desempeña en el aceite pesado y extra-pesado debe ser entendido, pero la clave para la comprensión del flujo de aceite espumante recae en la comprensión del flujo de las dos fases, en un número capilar alto y la enorme diferencia entre la viscosidad de ambas fases (gas -aceite).

## DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO DE DISPERSIÓN DEL GAS EN LOS ACEITES PESADOS

La diferencia principal entre un Empuje por Gas en Solución Convencional y un Empuje por Gas en Solución de Aceites Pesados, está en lo que ocurre luego de comenzar a crecer la primera burbuja de gas en el punto de burbujeo.

Para el gas en solución convencional, la burbuja recién formada queda atrapada y sigue creciendo sin tener que abandonar el poro donde se originó. Con el tiempo, crecerá lo suficiente como para ocupar varios cuerpos de poro y continuará conectándose a otras burbujas que nuclearon en otros poros. Por último, una fase de gas continua se creará y podrá fluir a la producción del pozo a una cierta presión. En el caso del gas en solución para un aceite pesado, la burbuja recién formada queda atrapada en el poro, después de crecer hasta un cierto tamaño, inicia su migración en el aceite, sin ser una fase continua de gas. Movilizar estos grupos de burbujas requiere de condiciones que generen altos gradientes de presión en el yacimiento. Esta situación no implica que las burbujas de gas y el aceite tengan la misma velocidad intersticial promedio, pero, sí existe una dependencia entre la velocidad de la burbuja y la viscosidad del aceite. **Tabla A.1.**

Una explicación plausible es que un aumento en el ritmo de agotamiento produce un alto gradiente de presión que es capaz de movilizar el gas atrapado que existe en forma de burbujas aisladas por debajo de la saturación de gas crítica, por lo que la formación de la fase de gas continua se retrasa. Un alto gradiente de presión evita la baja movilidad del gas y mejora la recuperación de aceite. Entonces, los factores de recuperación elevados asociados con los altos gradientes de presión no surgen de la nucleación de un número muy grande de burbujas de gas. Sino que la alta recuperación se deriva del fenómeno de flujo de gas disperso debido a las grandes fuerzas viscosas, provocadas por dichos gradientes de presión, que pueden movilizar las burbujas de gas aisladas.

Empuje por Gas en Solución Convencional	Empuje por Gas en Solución de Aceites Pesados
El agotamiento de presión crea una súper-saturación de gas en el aceite	
La formación de burbujas es en las cavidades rugosas de las paredes de los poros	
Algunas burbujas se separan y comienzan a crecer en los cuerpos porosos	
Las burbujas continúan creciendo sin abandonar el poro en el cual fueron originadas	Las burbujas comienzan a migrar con el aceite después de que crecen hasta cierto tamaño
Diferentes burbujas originadas en diferentes poros crecen hasta contactar otras burbujas de otros poros	Las burbujas migratorias continúan dividiéndose en burbujas más pequeñas
La coalescencia de las burbujas forman una fase de gas continua	El flujo disperso es logrado por el rompimiento de burbujas grandes en burbujas más pequeñas
La RGA se incrementa rápidamente una vez que el gas comienza a fluir como una fase continua	La RGA permanece baja
La energía del yacimiento se agota a un bajo factor de recuperación	Se obtienen altos factores de recuperación

**Tabla A.1.-** Comparación de los procesos de gas en solución: Dispersión del gas respecto al gas en solución convencional a nivel de poro. Ambos procesos comienzan por la nucleación de las burbujas de gas conducidos por la saturación del gas disuelto en el aceite.

El tamaño de las burbujas depende de las fuerzas de entrampamiento capilares y de las fuerzas viscosas que permiten su movilización. La burbuja que migra sigue creciendo, y con ello es propensa a la ruptura en pequeñas burbujas. La ruptura en pequeñas burbujas debido a la migración mantiene el flujo disperso de gas, pero aun así continúan actuando los efectos de coalescencia en las burbujas. Debido a que el gas permanece disperso en el aceite, la *RGA* producida es baja, y con ello un superior factor de recuperación será obtenido. Por lo que el flujo disperso de gas y el retraso en la formación de la fase continua de gas, que sería capaz de fluir a una velocidad mayor que el aceite, se traduciría en un agotamiento rápido de la presión (energía) del yacimiento.

Entonces el flujo disperso de gas es un beneficio en términos del tiempo de mantenimiento natural de la presión.

En términos de las características del yacimiento, el flujo disperso es más probable que se produzca cuando; la permeabilidad absoluta de la formación es alta, el aceite es muy viscoso y la tensión interfacial entre el aceite y el gas en solución liberado sea baja.

Es probable que la producción de arena en yacimientos de arenas no-consolidadas, aumente la movilidad de fluidos en la zona cercana al pozo mediante el aumento de la permeabilidad, también es probable que la producción continua de arena elimine más o menos el daño a la permeabilidad en la vecindad del pozo, que podría haber ocurrido por la migración de finos o precipitación de asfáltenos.

Por lo tanto, el flujo disperso del gas en el aceite es más común que ocurra en pozos de arenas no consolidadas como es el caso de algunos yacimientos Canadienses y Venezolanos de Aceite Pesado y Extra-pesado. Sin embargo, la producción de arena no es una condición necesaria para la existencia del flujo de aceite espumoso, por lo que si el gradiente de presión es lo suficientemente alto para movilizar las burbujas de gas aisladas, el flujo disperso se produce, con o sin la producción de arena.

## **DESARROLLO DE LAS BURBUJAS**

Cuestiones importantes relacionadas con el aceite espumoso son la nucleación, crecimiento y deceso de las burbujas. Maini presenta una descripción del proceso por el cual pasa el gas desde la formación de las burbujas hasta su liberación.

## **NUCLEACIÓN DE LAS BURBUJAS**

Clásicamente, la teoría de la nucleación de las burbujas comprende nucleación homogénea y nucleación heterogénea. La nucleación homogénea ocurre por la formación espontánea de burbujas en un líquido cuando ocurre la caída de presión necesaria para formar un grupo de burbujas que tienen cierto tamaño. Esta requiere la ausencia de materia extraña en el aceite y una gran súper-saturación. Tal proceso de nucleación está aislado de las condiciones del medio poroso. La nucleación heterogénea toma parte en la materia extraña; tal como las paredes de los poros, partículas del medio poroso, cavidades probablemente húmedas y gas atrapado preexistente.

Para que se genere una espuma es necesaria la presencia de agentes tenso-activos o cualquier otra sustancia que sea capaz de ubicarse en la inter-fase gas-líquido, y pueda estabilizar las películas de líquido que rodean a las burbujas de gas. La estabilidad de estas delgadas películas de líquido son las que determinan la estabilidad global de la espuma. Las espumas se definen en función de su calidad, que es la fracción de gas presente. Para que este tipo de sistemas reciba el nombre de espuma, la concentración de la fase dispersa, en este caso el gas, debe ser elevada.

Para que una espuma pueda formarse, se requiere:

- 1) Trabajo mecánico (energía); es decir, agitación o burbujeo por gas; el cual se hace para incrementar el área interfacial entre el gas y el líquido.
- 2) La presencia de un agente espumante; el agente espumante es un compuesto que se ubicará en la inter-fase gas-aceite, provocando una disminución en la tensión superficial del líquido a espumar.

- 3) Velocidad de formación de las burbujas mayor que la velocidad de colapso de las mismas, de manera que la espuma aumente su volumen a medida que transcurre el tiempo.

Se han realizado estudios que intentan explicar los factores que estabilizan las espumas no acuosas. Callaghan y colaboradores 1985, comprobaron la presencia de surfactantes naturales en el aceite, que contribuyen a la estabilización de espumas. Entre ellos ácidos carboxílicos de cadena corta y fenoles de peso molecular menor a  $400 \left[ \frac{gr}{mol} \right]$ .

Cassani y colaboradores 1992, estudiaron muestras de aceite del oriente de Venezuela (Crudo Furrial), y demostraron que la tendencia a formar espuma es proporcional a la concentración de asfáltenos. Sus resultados indican que los asfáltenos actúan como agentes tensoactivos que reducen la tensión superficial del líquido y por tanto estabilizan las películas que rodean burbujas.

Claridge y Pratt 1995, suponen que la estabilidad de la espuma está relacionada con la adsorción de asfáltenos en la interface gas-aceite, formando una película semi-rígida que ayuda a estabilizar la espuma.

Poindexter y colaboradores 2002, estudiaron la espumabilidad y la estabilidad de espumas de veinte tipos de aceites, once de ellos provenientes de pozos costa fuera del Golfo de México. En su estudio determinaron que la viscosidad del aceite juega un papel importante en la espumabilidad. No está muy clara la influencia de las demás variables (densidad, tensión superficial y resinas) sobre la espumabilidad, pero las espumas de los aceites con alto contenido de asfáltenos mostraron mayor estabilidad (dispersión de burbujas).

Existen situaciones en que la formación de espumas favorece algunas etapas del proceso de recuperación, pero puede llegar a ser perjudicial para etapas posteriores. Este es el caso de la producción de aceites extra-pesados en Canadá y Venezuela. Estos aceites hidrocarburos forman espumas muy estables, que contribuyen a incrementar el ritmo de producción. Pero una vez que el aceite es alimentado a los separadores de gas-líquido, es necesario que la espuma formada se rompa rápidamente (Bauget y colaboradores 2001).

La presencia de espumas puede ser indeseable en muchas operaciones, sobre todo en el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos. En estos equipos el gas puede arrastrar cantidades apreciables de líquido y generar inconveniencias en los compresores. Así mismo, las burbujas de gas presentes en el aceite contribuyen a la pérdida de eficiencia en los equipos de bombeo.

Tanto la necesidad de incrementar la producción de aceites extra-pesados, como la de disminuir los problemas de operación, han permitido centrar la atención en los fenómenos que intervienen en la formación y estabilización de la espuma en este tipo de aceites.

### **CRECIMIENTO DE LAS BURBUJAS**

El crecimiento de burbujas en un medio poroso es controlado por las fuerzas de inercia, viscosidad, tensión superficial y la presión. La sobre-saturación en el líquido impulsa el proceso de crecimiento de las burbujas.

Se cree que el crecimiento de las burbujas en el medio poroso a condiciones isotérmicas es principalmente controlado por el fenómeno de difusión. En los yacimientos de aceite espumoso, los efectos de la fuerza viscosa se espera que sea significativa para controlar el crecimiento de las burbujas, luego se piensa que cuanto más viscoso es el aceite, menor podría ser el ritmo de crecimiento. Aquí, la expansión de la fase gaseosa por difusión en las burbujas de gas existentes debe ser lo suficientemente grande como para vencer la resistencia causada por el aceite viscoso de su alrededor y con ello poder coalescer (unirse). Pues las burbujas más grandes crecen a expensas de las más pequeñas. Las burbujas de gas liberadas del aceite debido al agotamiento de la presión se quedan dispersas en él, eventualmente se separan del aceite para formar la fase de gas libre, pero esta separación toma tiempo para ocurrir dependiendo de la coalescencia de las burbujas. Ha sido encontrado en el laboratorio que las fuerzas viscosas disminuyen en gran medida la coalescencia de las mismas.



## DECESO DE LA BURBUJA

Las burbujas de gas dispersas finalmente separadas del aceite para formar una fase de gas libre, requieren de gran tiempo para producir la fase de continua de gas y esto depende de la estabilidad de las burbujas de gas. Los mecanismos de decaimiento de las burbujas están lejos de ser completamente entendidos. Si las burbujas son lo suficientemente "pequeñas", pueden estar presentes en una forma estable, y fluir con o a través del líquido, o probablemente más rápido que éste. La estabilidad está soportada por el movimiento Browniano o carga eléctrica, incluso en ausencia de cualquier turbulencia.

Si las burbujas son pequeñas y están lejos unas de otras, la coalescencia no será significativa. Estas burbujas son tan pequeñas que pueden ser mucho más pequeñas que el promedio del tamaño de la garganta del poro.

Muchos factores afectan la estabilidad de la espuma (dispersión de burbujas). Se ha encontrado en el laboratorio que la estabilidad de espuma aumenta con la viscosidad del aceite. Datos experimentales han demostrado que el volumen de las burbujas de gas decae de acuerdo con una función exponencial de tiempo.

Asimismo, desde su relación observada entre la estabilidad y el factor de reducción de la movilidad, Maini y Ma, sugieren que son los mismos tipos de fuerzas superficiales las que controlan las propiedades reológicas de la espuma en un medio poroso, como las que controlan las características de estabilidad de la espuma fuera del mismo medio poroso. Por lo que los procesos de nucleación, crecimiento y desenlace de la burbuja se producen simultáneamente.

## **SATURACIÓN CRÍTICA DEL GAS**

En los Yacimientos de Aceite Extra-pesado, el gas se separa del aceite, cuando la presión baja del punto de burbujeo, pero queda atrapado en él, y no fluye hacia el pozo con los altos valores característicos de la permeabilidad relativa del gas, hasta que no se alcanza un cierto valor máximo de la saturación del gas (fase continua de gas) en el yacimiento. A este valor se le denomina valor crítico de la saturación de gas, o saturación crítica del gas.

Si la saturación crítica del gas, se define como la saturación mínima a la que una fase continua de gas puede existir en el medio poroso bajo condiciones controladas por la capilaridad, entonces, la saturación de gas crítica se convierte en una característica fija del sistema roca-fluido, independiente de las condiciones de flujo.

La presión correspondiente a esta saturación ha sido denominada por algunos autores presión de pseudo-burbujeo (para Aceites Pesados y Extra-pesados), término que no es aceptable para otros autores, porque confunde al no corresponder al significado físico del burbujeo. El conocimiento del valor de la cantidad del gas atrapado, o sea, el cálculo del valor de la saturación de gas hasta su punto crítico es muy importante para poder predecir el comportamiento roca-fluido.

El valor de la saturación crítica del gas bajo el mecanismo de gas en solución es muy importante, ya que establece el valor mínimo posible de recuperación, y por lo tanto, ha recibido una especial atención.

La captura de una mayor fracción del gas liberado en el flujo de aceite espumante puede producirse por un aumento en la saturación de gas crítica. Entonces, el aumento en la captura del gas en solución liberado debe ser atribuida a algún otro mecanismo. Un mecanismo posible es la ausencia de la distribución de los fluidos controlados por la capilaridad causada por las grandes fuerzas viscosas. Grandes fuerzas viscosas pueden llevar a una forma diferente del flujo de dos fases en las que al menos una fracción del gas liberado fluye en forma de pequeñas burbujas dispersas en el aceite.

Algunos Aceites Pesados y los Aceites Extra-pesados, con bajas relaciones de solubilidad,  $R_s$ , producen valores altos de saturación crítica. Parece que la saturación crítica del gas es afectada más fuertemente por el ritmo de agotamiento de presión que por la viscosidad.

## APÉNDICE B

### CORRELACIONES PVT PROPUESTAS PARA ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

#### PROPIEDADES DEL ACEITE

Densidad relativa del aceite,  $\gamma_o$ <sup>77</sup>. La densidad específica o relativa de un aceite, se define como la relación de densidad de un líquido respecto a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura. Generalmente estas condiciones de presión y temperatura son a condiciones estándar.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad \text{donde} \quad \rho_o = \frac{m_{\text{masa del aceite}}}{V_{\text{volumen del aceite}}}$$

Donde,  $\rho_o$  para este caso es la densidad del aceite en  $lb_m/ft^3$  o  $g/cm^3$ , y  $\rho_w$  es la densidad del agua igual a  $62.316 [lb_m/ft^3]$ ,  $0.998 [g/cm^3]$  o  $998.206 [kg/m^3]$ , para fines prácticos la  $\rho_w$  se considera como 1 y 1000 para las unidades de  $g/cm^3$  y  $kg/m^3$ , respectivamente. La densidad relativa también se puede expresar como:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5}$$

Por lo que dicha ecuación emplea la densidad en grados °API. Los grados °API son unidades adimensionales.

#### DENSIDAD DEL ACEITE, $\rho_o$ .

Para el cálculo de  $\rho_o$ , de aceites extra-pesados a diferentes presiones Millán, E. propone las siguientes correlaciones.

CORRELACIONES DE MILLÁN, E.<sup>78</sup>.

Cálculo de la densidad para Aceites Extra-pesados,  $\rho_{ob}$ . Cuando  $P=P_b$ .

$$\rho_{ob} = \frac{(1.2353 * P_b^{-.02483})}{e^{(.00075 * T)}}$$

Por lo que  $\rho_{ob}$  está en función de:

$$\rho_{ob} = f(P_b, T)$$

Donde:

$\rho_{ob}$ : densidad del aceite a presión de burbuja,  $[g/cm^3]$

$P_b$ : presión de burbuja del sistema,  $[psia]$

$T$ : temperatura del sistema,  $[^{\circ}F]$

Cálculo de la densidad para Aceites Extra-pesados,  $\rho_o$ . Cuando  $P < P_b$ .

$$\rho_o = \frac{1.6499 * \rho_{ob}}{e^{(.50074 * (\frac{B_o}{B_{ob}}))}}$$

Por lo que  $\rho_o$  está en función de:

$$\rho_o = f(\rho_{ob}, B_o, B_{ob})$$

Donde:

$\rho_o$ : densidad del aceite a  $P < P_b$ ,  $[g/cm^3]$

$\rho_{ob}$ : densidad del aceite a presión de burbuja,  $[g/cm^3]$

$B_o$ : factor de volumen del aceite a  $P < P_b$ ,  $[bbl/STB]$

$B_{ob}$ : factor de volumen del aceite a  $P = P_b$ ,  $[bbl/STB]$

Cálculo de la densidad para Aceites Extra-pesados,  $\rho_o$ . Cuando  $P > P_b$ .

$$\rho_o = \rho_{ob} * e^{(c_o(P-P_b))}$$

Por lo que  $\rho_o$  está en función de:

$$\rho_o = f(\rho_{ob}, c_o, P, P_b)$$

Donde:

$\rho_o$ : densidad del aceite a  $P > P_b$ , [ $g/cm^3$ ]

$\rho_{ob}$ : densidad del aceite a presión de burbuja, [ $g/cm^3$ ]

$c_o$ : compresibilidad isotérmica del aceite, [ $psia^{-1}$ ]

$P$ : presión de interés > presión de burbuja, [ $psia$ ]

$P_b$ : presión de burbuja del sistema, [ $psia$ ]

RELACIÓN DE SOLUBILIDAD DEL ACEITE SATURADO,  $R_s$ <sup>75,76,79,80</sup>.

Correlación de Standing modificada para aceites extra-pesados. La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad, es el volumen de gas disuelto que contiene el aceite a una presión y temperatura determinada en el yacimiento, entre el volumen de aceite en el tanque, ambos volúmenes deben ser llevados a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{V_{gas\ disuelto\ en\ aceite\ @\ p\ y\ T\ @\ c.s}}{V_{aceite\ @\ c.s}}$$

La solubilidad del gas en el aceite depende de la temperatura, presión y de la composición del gas y del aceite. Está en función de:

$$R_s = f(P_b, \gamma_g, \text{°API}, T)$$

Ecuación de la correlación:

$$R_s = \gamma_g * \left[ \left( \frac{P_b}{10.7025} \right) * 10^{(0.0169 * \text{°API} - 0.00156 * T)} \right]^{1.1128}$$

$R_s$ : relación de solubilidad, [scf/STB]

$P_b$ : presión de burbuja del sistema, [psia]

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas (aire = 1), [adimensional]

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

$T$ : temperatura del sistema, [°F]

Correlación de la TOTAL, C.F.P. (*Compagnie Française des Pétroles*) o simplemente TOTAL S.A.<sup>75,76</sup>

TOTAL S.A., propone una correlación para calcular la  $R_s$  en aceites muertos  $\leq 10$  °API. La ecuación está definida, como:

$$R_s = \gamma_g * \left[ \frac{P_b}{C_1} * 10^{(C_2 * \text{°API} - C_3 * T)} \right]^{C_4}$$

La tabla B.1, presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , y  $C_4$  de acuerdo a la densidad °API del aceite muerto.

Tabla B.1. VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1, C_2, C_3, C_4$				
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
°API $\leq 10$	12.2651	.030405	0	.9669

$R_s$ , está en función de:

$$R_s = f(\gamma_g, P, \text{°API}, T)$$

Donde:

$R_s$ : relación de solubilidad, [scf/STB]

$P_b$ : presión de burbuja del sistema, [psia]

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas (aire = 1), [adimensional]

$^{\circ}API$ : densidad en grados  $^{\circ}API$ , [adimensional]

$T$ : temperatura del sistema, [ $^{\circ}F$ ]

Correlación de Millán para la relación de solubilidad,  $R_s$ , para aceites extra-pesados.

Millán propone una correlación para calcular la  $R_s$  en aceites extra-pesados. La ecuación está definida, como:

$$R_s = \frac{R_{sb} * \left(\frac{P}{P_b}\right)^{.83}}{1.031}$$

$R_s$ , está en función de:

$$R_s = f(R_{sb}, P, P_b)$$

Donde:

$R_s$ : relación de solubilidad, [scf/STB]

$R_{sb}$ : relación de solubilidad @  $P_b$  [scf/STB]

$P_b$ : presión de burbuja del sistema, [psia]

$P$ : presión de interés  $\leq P_b$ , [psia]

PRESIÓN DE BURBUJA,  $P_b$ <sup>75,76,79,80</sup>.

Correlación de Standing modificada. La presión de burbuja, es la presión a la cual el gas empieza a separarse del aceite, depende de la temperatura y de la composición química de la mezcla del fluido. Está en función de:

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, ^{\circ}API, T)$$



Ecuación de la correlación:

$$P_b = 15.7286 * \left[ \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{.7885} * \frac{10^{-0020*T}}{10^{-0142*°API}} \right]$$

$P_b$ : presión deburbuja del sistema, [psia]

$R_{sb}$ : relación de solubilidad @  $P_b$  [scf/STB]

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas, (aire = 1) [adimensional]

°API: densidad en grados °API [adimensional]

$T$ : temperatura del sistema, [°F]

Correlación de TOTAL S.A. para el cálculo de  $P_b$ , para aceites muertos  $\leq 10^\circ\text{API}^2$ .

$$P_b = C_1 * \left[ \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} * 10^{(C_3*T - C_4*°API)} \right]$$

La tabla B.2, presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , y  $C_4$  de acuerdo a la densidad °API del aceite muerto.

Tabla B.2. VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1$ , $C_2$ , $C_3$ , $C_4$				
	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$
°API $\leq 10$	12.847	.9636	.000993	.034170

$P_b$ , está en función de:

$$P_b = f(R_{sb}, \gamma_g, T, °API)$$

Donde:

$P_b$ : presión deburbuja del sistema, [psia]

$R_{sb}$ : relación de solubilidad @  $P_b$  [scf/STB]

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas (aire = 1), [adimensional]

$T$ : temperatura del sistema, [°F]

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

Esta correlación fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de aceites del oriente se Venezuela. Un análisis estadístico mostró que para los valores calculados de  $P_b$  con la correlación, se presenta en error menor del 20% comparado con los valores experimentales.

Correlación de Vázquez, M.E y Beggs, H.D. para el cálculo de  $P_b$ .

La correlación es la siguiente:

$$P_b = \left[ \frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 * \text{°API}}{T+460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}}$$

La tabla B.3, presenta los valores de las constantes  $C_1$ ,  $C_2$ , y  $C_3$ , de acuerdo a la densidad °API del aceite muerto.

Tabla B.3. VALORES DE LAS CONSTANTES $C_1$ , $C_2$ , $C_3$			
	$C_1$	$C_2$	$C_3$
°API ≤ 30	.0362	1.0937	25.724

$P_b$ , está en función de:

$$P_b = f(R_{sb}, \gamma_{gc}, T, \text{°API})$$

Donde:

$P_b$ : presión deburbuja del sistema, [psia]

$R_{sb}$ : relación de solubilidad @  $P_b$  [scf/STB]

$\gamma_{gc}$ : densidad relativa del gas corregida (aire = 1), [adimensional]

$T$ : temperatura del sistema, [°F]

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

Debido a que la gravedad del gas depende de las condiciones bajo las cuales el gas es separado del aceite, Vázquez y Beggs desarrollaron una correlación para normalizar la densidad relativa del gas a una presión de separación de 100 [psig] (114.7 [psia]). Esta presión fue tomada como representativa de las condiciones promedias de separación en el campo. La densidad relativa del gas obtenida de la correlación debe ser utilizada en las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs. La correlación se muestra a continuación:

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[ 1 + .00005912 * \text{°API} * T_{sp} * \log \left( \frac{P_{sp}}{114.7} \right) \right]$$

Donde;

$\gamma_{gc}$ : densidad relativa del gas corregida @ 100 psig (aire = 1), [adimensional]

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas (aire = 1), [adimensional]

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

$T_{sp}$ : temperatura del separador, [°F]

$P_{sp}$ : presión del separador, [psia]

Nota: Si  $T_{sp}$  y  $P_{sp}$  son desconocidas, la densidad relativa del gas sin corregir,  $\gamma_g$ , debe ser utilizada en las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs.

FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN DEL ACEITE,  $B_o$ <sup>75,76,77</sup>.

Debido a que no se libera gas en solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial, hasta la presión de burbujeo, el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (líquido bajo-saturado), sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles, el volumen va en aumento de la presión inicial del yacimiento hasta llegar a la presión del punto de burbuja.

Por debajo de la presión de burbujeo, la expansión del líquido continúa, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con el efecto mucho mayor de la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución. El volumen de líquido también disminuye, si la presión se reduce a presión atmosférica, aun si la temperatura se mantiene a la condición inicial. La disminución del volumen del líquido a presión atmosférica y temperatura ambiente, se debe a la reducción por efectos de la temperatura, ya que la presión se mantuvo a la condición atmosférica. El cambio en el volumen de líquido debido a estos factores, generalmente se expresa como; factor de volumen del aceite,  $B_o$ .

El cual está definido como la relación del volumen del aceite con su gas disuelto a condiciones de presión y temperatura de yacimiento (o escurrimiento), respecto al mismo volumen de aceite que se encuentra a condiciones estándar. El aceite a condiciones estándar frecuentemente es llamado aceite muerto.

$$B_o = \frac{V_{\text{aceite con su gas en solución @ } C. y}}{V_{\text{aceite @ } C. s}}$$

En el cálculo del factor volumétrico del aceite  $B_o$ , para aceites pesados en condiciones de presión menor a la presión de burbuja, se propone una modificación a la correlación de Standing<sup>77,78</sup>.

Correlación de Standing modificada para  $B_o$ , a  $P < P_b$

$$B_o = .972 + .000147 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^5 + 1.25 * T \right]^{1.175}$$

Donde  $B_o$  está en función de:

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T)$$

Donde:

$B_o$ : factor de volumen del aceite a  $P < P_b$ , [bbl/STB]

$R_s$ : relación gas en solución – aceite, [scf/STB]

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas, (aire = 1)

$\gamma_o$ : densidad relativa del aceite, (agua = 1)

$T$ : temperatura del sistema, [°F]

Los valores de  $B_o$  por debajo de la presión de burbuja, están afectados tanto por el gas en solución como la compresibilidad del líquido, mientras que por arriba de esta presión la solubilidad del gas se mantiene constante, por lo que solo influye la compresibilidad. Por lo tanto, si se conoce la compresibilidad del aceite, puede determinarse  $B_o$  a presiones mayores que la presión de burbujeo ( $P > P_b$ ) mediante la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} * e^{[c_o * (P_b - P)]}$$

Por lo que  $B_o$  está en función de:

$$B_o = f(B_{ob}, c_o, P_b, P)$$

Donde:

$B_o$ : factor de volumen del aceite a  $P > P_b$ , [bbl/STB]

$B_{ob}$ : factor de volumen del aceite a  $P_b$ , [bbl/STB]

$c_o$ : compresibilidad isotérmica del aceite, [psia<sup>-1</sup>]

$P_b$ : presión de burbuja, [psia]

$P$ : presión de interés, [psia]

COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL ACEITE SATURADO,  $c_o$ <sup>75,76,79,80</sup>.

Correlación de Vasquez-Beggs modificada para Aceites Extra-pesados. La compresibilidad isotérmica o simplemente compresibilidad del fluido, es el cambio fraccional del volumen de aceite en función de la variación de la presión a temperatura constante, a partir de un volumen de aceite conocido. Por definición:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{\delta V_o}{\delta p} \right)_T$$

Dado que  $\left( \frac{\delta V_o}{\delta p} \right)_T$  tiene una pendiente negativa, el signo menos se utiliza para convertir la compresibilidad a un número positivo, además,  $T$  indica que es un proceso isotérmico. Se emplean derivadas parciales debido a que sólo se permite cambiar una variable, en este caso  $p$ . La compresibilidad isotérmica del aceite bajo saturado, está en función de:

$$c_o = f(R_s, \gamma_g, \text{°API}, P, T)$$

Ecuación de la correlación:

$$c_o = \frac{-889.6 + 3.1374 * R_s + 20 * T - 627.3 * \gamma_{gcorr} - 81.4476 * \text{°API}}{P * 10^5}$$

Donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_{gP_{sp}} * \left[ 1 + .5912 * \text{°API} * T_{sp} * \text{Log} \left( \frac{P_{sp}}{114.7} \right) * 10^{-4} \right]$$

$c_o$ : compresibilidad isotérmica del aceite, [psia<sup>-1</sup>]

$R_s$ : relación gas en solución – aceite, [scf/STB]

$T$ : temperatura del sistema, [°F]

$\gamma_{gcorr}$ : densidad relativa del gas medida a la presión de algún separador de 114.7 psia

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

$P$ : presión de interés, [psia]

$\gamma_{gP_{sp}}$ : densidad relativa del gas medida a la presión de algún separador

$T_{sp}$ : temperatura del separador, °F

$P_{sp}$ : presión del separador, psia

VISCOSIDAD DEL ACEITE,  $\mu_o$ <sup>75,76,79,81</sup>.

La viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido al movimiento. Este parámetro normalmente es proporcionado como un resultado más de los análisis PVT.

La viscosidad, como otras propiedades físicas de los líquidos, se ve afectada por la presión y la temperatura. Un incremento en la temperatura causa un decremento en la viscosidad, pero un incremento en la presión provoca un incremento en la viscosidad, considerando que el efecto de la presión es sólo para comprimir el líquido. Además, en el caso de fluidos del yacimiento, existe un tercer parámetro que afecta la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido causará un incremento en la viscosidad, ya que la cantidad de gas en solución esta función directa de la presión.

Una búsqueda en la literatura ha identificado una serie de correlaciones para la estimación de viscosidad de aceites extra-pesados sobre la base de las propiedades del fluido. Estas correlaciones se pueden dividir en tres categorías: la viscosidad del aceite muerto ( $\mu_{od}$ ), la viscosidad en el punto de burbuja ( $\mu_{ob}$ ) y Viscosidad del aceite bajo-saturado ( $\mu_o$ ).

VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO,  $\mu_{od}$

Correlación de Egbogah-Jack modificada para aceites extra-pesados. Viscosidad del aceite muerto o viscosidad del aceite libre de gas, es una correlación que calcula la viscosidad del aceite, la cual se le ha extraído todo su gas disuelto a través de los procesos de separación que se realizan en el laboratorio PVT. Generalmente se determina a condiciones estándar. Es función de:

$$\mu_{od} = f(^{\circ}API, T)$$

Ecuación de la correlación:

$$\log * \log(\mu_{od} + 1) = 1.90296 - .012619 * ^{\circ}API - .61748 * \log(T)$$

Despejando  $\mu_{od}$  tenemos:

$$\mu_{od} = 10^{10^{(1.90296 - .012619 * ^{\circ}API - .61748 * \log(T))}} - 1$$

$\mu_{od}$ : viscosidad del aceite muerto @ c. s, [cp]

T: temperatura del sistema, [°F]

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

VISCOSIDAD EN EL PUNTO DE BURBUJA,  $\mu_{ob}$

Correlación de Kartoatmodjo modificada para aceites extra-pesados. Viscosidad que se calcula a la presión de saturación. Es función de:

$$\mu_{ob} = f(R_s, \mu_{od},)$$

Ecuaciones de la correlación:

$$\mu_{ob} = 2.3945 + .8927 * F + .001567 * F^2$$

Donde:

$$F = (-.0335 + 1.0785 * 10^{-.000845 * R_s}) * \mu_{od}^{(.5798 + .3432 * 10^{(-.00081 * R_s)})}$$

$\mu_{ob}$ : viscosidad del aceite a  $P_b$ , [cp]

$\mu_{od}$ : viscosidad del aceite muerto @ c. s, [cp]



$R_s$ : relación gas en solución – aceite, [scf/STB]

VISCOSIDAD DEL ACEITE BAJO-SATURADO,  $\mu_o$

Correlación de Labedi modificada para aceites extra-pesados. Viscosidad que se calcula por encima de la presión de saturación. Esta función de:

$$\mu_o = f(\mu_{ob}, P, P_b, \mu_{od}, \text{°API})$$

Ecuación de la correlación:

$$\mu_o = \mu_{ob} - \left[ \left( 1 - \frac{P}{P_b} \right) * \left( \frac{10^{-2.19} * \mu_{od}^{1.055} * P_b^{.3132}}{10^{.0099 * \text{°API}}} \right) \right]$$

$\mu_o$ : viscosidad a  $P > P_b$ , [cp]

$\mu_{ob}$ : viscosidad del aceite a  $P_b$ , [cp]

$\mu_{od}$ : viscosidad del aceite muerto @ c. s, [cp]

$P$ : presión de interés, [psia]

$P_b$ : presión de burbuja, [psia]

°API: densidad en grados °API, [adimensional]

FACTOR DE VOLUMEN TOTAL,  $B_t$ <sup>77</sup>.

El factor de volumen total o bifásico, se define como volumen de aceite a condiciones de yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado a las mismas condiciones entre el volumen de aceite medido a condiciones estándar.

$$B_t = \frac{V_{(\text{aceite} + \text{gas disuelto})} + V_{(\text{gas liberado})} @ c. y}{V_{\text{aceite}} @ c. s}$$

En otras palabras, este factor incluye el volumen de líquido,  $B_o$ , más el volumen de la diferencia entre la relación inicial gas en solución-aceite,  $R_{si}$ , y la relación gas en solución-aceite,  $R_s$ , a condiciones de presión menor a la presión de saturación ( $P_b$ ), por el factor de volumen del gas,  $B_g$ . Si el factor volumétrico del gas,  $B_g$ , en  $\left[\frac{ft^3 @ c.y}{ft^3 @ c.s}\right]$ , y para el gas en solución-aceite,  $R_s$ , en  $\left[\frac{ft^3 @ c.s}{bl_o @ c.s}\right]$ , y el factor volumétrico del aceite,  $B_o$ , en  $\left[\frac{bl_o @ c.y}{bl_o @ c.s}\right]$ , el factor volumétrico total,  $B_t$ , a temperatura constante, puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$B_t = B_o + B_g * (R_{si} - R_s)$$

Donde:

$$B_t: \left[ \frac{bl_{aceite \text{ y su gas en solución}} + bl_{gas @ c.y}}{bl_{aceite @ c.s}} \right]$$

Además de la ecuación anterior existen correlaciones que permiten determinar  $B_t$ .

#### CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN, M.A.

Al-Marhoun propone una correlación para calcular el  $B_t$  de la mezcla, la cual se define a continuación:

$$B_t = .314693 + .106253 \times 10^{-4} * F + .18883 \times 10^{-10} * F^2$$

Donde:

$$F = R_s^{.644516} * \gamma_g^{-1.07934} * \gamma_o^{.724874} * P^{-.76191} * T^{2.00621}$$

Por lo que  $B_t$  está en función de:

$$B_t = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, P, T)$$

Donde:

$$B_t: \text{factor de volumen total, } \left[ \frac{bl_{\text{aceite y su gas en solución}} + bl_{\text{gas @ c.y}}}{bl_{\text{aceite @ c.s}}} \right] \text{ o } [bbl/STB]$$

$R_s$ : relación gas en solución – aceite, [scf/STB]

$P$ : presión de interés <  $P_b$  [psia]

$T$ : temperatura del sistema, [°R]; °R = °F + 460

$\gamma_g$ : densidad relativa del gas, (aire = 1)

$\gamma_o$ : densidad relativa del aceite, (agua = 1)

**Tabla B.4.-** Rango para las propiedades PVT de las muestras. AGIP<sup>76</sup>.

	Unidades	Rango
Densidad en grados °API	[adim.]	6 a 22.3
Presión de Yacimiento	[psia]	1038.49 a 7411.54
Temperatura de Yacimiento	[°F]	131.4 a 250.7
Presión del punto de Burbuja	[psia]	208.86 a 4021.96
Presión del Separador	[psia]	14.5 a 752.2
Temperatura del Separador	[°F]	59 a 177.8
Relación Gas en Solución-Aceite	[scf/STB]	17.21 a 640.25
GOR del Separador	[scf/STB]	11.1 a 575.62
GOR del Tanque	[scf/STB]	4.39 a 311.41
Densidad relativa del gas en la superficie	[aire = 1]	.675 a 1.517
Densidad relativa del gas en el separador	[aire = 1]	.623 a 1.517
Fracción molar total del CO <sub>2</sub> en el gas	[% mol]	.5 a 98.8
Fracción molar total de N <sub>2</sub> en el gas	[% mol]	0 a 63.32
Fracción molar total del H <sub>2</sub> S en el gas	[% mol]	0 a 1.99
Factor de Volumen de Formación del Aceite	[bl/STB]	1.057 a 1.362
Compresibilidad Isotérmica del Aceite	[psia <sup>-1</sup> × 10 <sup>-6</sup> ]	3.02 a 42.9
Viscosidad del aceite muerto	[cp]	7.7 a 1386.9
Viscosidad en el punto de burbuja	[cp]	2.1 a 295.9
Viscosidad del aceite bajo-saturado	[cp]	2.4 a 354.6

**Tabla B.5.-** Rango para las propiedades PVT de las muestras. Millán, E.<sup>78</sup>.

	Unidades	Rango
Densidad en grados °API	[ <i>adim.</i> ]	7 a 10
Presión de Yacimiento	[ <i>psia</i> ]	1000 a 7000
Temperatura de Yacimiento	[° <i>F</i> ]	100 a 150
Presión del punto de Burbuja	[ <i>psia</i> ]	631 a 1470
Relación Gas en Solución-Aceite	[ <i>scf/STB</i> ]	60 a 120
Densidad relativa del gas en la superficie	[ <i>aire = 1</i> ]	
Densidad relativa del gas en el separador	[ <i>aire = 1</i> ]	
Fracción molar total del CO <sub>2</sub> en el gas	[% <i>mol</i> ]	
Fracción molar total de N <sub>2</sub> en el gas	[% <i>mol</i> ]	
Fracción molar total del H <sub>2</sub> S en el gas	[% <i>mol</i> ]	
Factor de Volumen de Formación del Aceite	[ <i>bl/STB</i> ]	1.047 a 1.238
Compresibilidad Isotérmica del Aceite	[ <i>psia</i> <sup>-1</sup> × 10 <sup>-6</sup> ]	4.18 a
Viscosidad del aceite muerto	[ <i>cp</i> ]	4000
Viscosidad en el punto de burbuja	[ <i>cp</i> ]	
Viscosidad del aceite bajo-saturado	[ <i>cp</i> ]	

**Tabla B.6.-** Sugerencias en el Análisis PVT para Aceites Pesados.

Características			Requerimientos de las Pruebas PVT, Datos y Exactitud				
°API	Rs [ $\frac{m^3}{m^3}$ ]	C7+ [% <i>mol</i> ]	Composición	Pruebas/ Equipos/Procedimientos	Propiedades	Exactitud en los datos	Pruebas suplementarias
7-25	10-200	>40	C30+, ceras y asfáltenos	PVT del aceite (CCE, DL, Tanque). Mezclado directo en la Celda /Procedimientos especiales / Tiempos de estabilización	$\rho_o, P_b,$ $B_o, \mu_o,$ $R_s, B_g$	$P_b \pm 50 \text{ psi}$ $B_o, \rho_o \pm 2\%$ $\mu_o, R_s \pm 5\%$	Pruebas especiales en Núcleos/ Pruebas de flujo y Permeabilidades relativas

## APÉNDICE C

### DISTRIBUCIÓN MOLAR PARA LA FRACCIÓN C7+.

$$\eta = 14 * n - 7; \quad n = 7$$

Para:

$$C_{7+} \text{ entonces } \eta = 92$$

$$m_{n+} = MW_{n+} - \eta$$

$m_{n+}$ : promedio aritmético del peso molecular para C7 +

$MW_{n+}$ : peso molecular de C7 +

$$\beta = \frac{m_{n+}}{\alpha}$$

$\alpha$ ,  $\beta$  y  $\eta$  son parámetros definidos de la distribución.

Modelo de Distribución.

$$MW'_i = \frac{MW_i + MW_{i+1}}{2}$$

Entonces

$$Y'_i = \frac{MW'_i - \eta}{\beta}$$

$MW'_i$ : promedio del peso molecular del intervalo definido.

$Y'_i$ : variable del peso molecular normalizado en el intervalo definido

Por lo que el modelo de distribución queda:

$$z_i = z_{n+} \sum_{j=0}^{\infty} \left\{ \frac{[e_{i+1}^{-Y'} Y_{i+1}'^{(\alpha+j)} - e_i^{-Y'} Y_i'^{(\alpha+j)}]}{\Gamma(\alpha + j + 1)} \right\}; \quad j = 0, 1, 2, \dots, \infty$$

$z_i$ : fracción mol del componente  $i$ ;  $i = 7, 8, 9, 10, \dots, n$

$z_{n+}$ : fracción mol de la fracción pesada,  $C_n +$

$\Gamma$ : función de distribución Gamma.

Estimación de alfa,  $\alpha$ . Relación empírica:

$$\alpha = \frac{1}{y} (0.5000879 + 0.1648852y - 0.0544274y^2)$$

Donde  $y$  es:

$$y = \ln \left( \frac{m_{n+}}{m_G} \right)$$

Para  $m_G$  :

$$m_G = \left( \prod_{i=n}^{N+} m_i^{z_i} \right)^{\frac{1}{z_{n+}}}; \quad m_i = MW_i - \eta; \quad i = 7, 8, 9, 10, \dots, N +$$

$m_G$ : promedio geométrico del peso molecular.

$m_i$ : promedio aritmético del peso molecular para cada componente.

$z_i$ : fracción mol del componente  $i$ .

$z_{n+}$ : fracción mol de la fracción pesada,  $C_n +$

La solución propuesta para la Función Gamma:

$$\Gamma(x) = x! \quad \text{para } x = 1, 2, 3, 4, \dots, n.$$

## REGLAS DE MEZCLADO DE KAY

Las reglas de mezclado de Kay, utilizadas en este trabajo, permiten obtener el Peso Molecular (MW) y la Gravedad Específica (SG) para cada pseudo-componente.

$$Z_I = \sum_i^I z_i$$

$$MW_I = \sum_i^I \frac{z_i MW_i}{Z_I}$$

$$SG_I = \sum_i^I \frac{z_i MW_i \delta_i}{Z_I MW_I}$$

$z_i$ : fracción mol del componente  $i$ .

$MW_i$ : peso molecular del componente  $i$ .

$\delta_i$ : densidad del componente  $i$ .

$Z_I$ : fracción mol del pseudo – componente  $I$ .

$MW_I$ : peso molecular del pseudo – componente  $I$ .

$SG_I$ : gravedad específica del pseudo – componente  $I$ .

$i$ : componente inicial del agrupamiento.

$I$ : número de componetes agrupados.

## PROPIEDADES CRÍTICAS DE KESLER-LEE

La estimación de las propiedades críticas para las fracciones de C7 y más pesados (C7+), tiene una larga historia de modificaciones pero las más utilizadas y las que utilizamos para este trabajo son las propuestas por Keesler-lee.

$$T_c = 341.7 + 811\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + (0.466 - 3.2623\gamma) \times 10^5 T_b^{-1}$$

$$\ln p_c = 8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma} - \left[ \left( 0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma} + \frac{0.11857}{\gamma^2} \right) X 10^{-3} \right] T_b$$

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

Las unidades son:  $T_b$  en °R,  $p_c$  en [psia], la densidad del aceite es denotada por  $\gamma$  y es relacionada a la densidad relativa por  $API = 141.5/\gamma_o - 131.5$ .

La correlación del factor acéntrico (por  $T_b / T_c > 0.8$ ) es desarrollado específicamente para las fracciones de aceite, mientras que la correlación de  $T_b / T_c < 0.8$  se basa en una correlación de presión de vapor exacta para los compuestos puros.

La correlación para calcular el factor acéntrico  $\omega$   $T_{br} = T_b/T_c < 0.8$  es:

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

Donde:  $A_1 = -5.92714$ ,  $A_2 = 6.09648$ ,  $A_3 = 1.28862$ ,  $A_4 = -0.169347$ ,  $A_5 = 15.2518$ ,  $A_6 = -15.6875$ ,  $A_7 = -13.4721$ , y  $A_8 = 0.43577$ .

Para el punto de ebullición reducido  $T_{br} = T_b/T_c > 0.8$  la correlación es:

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

Donde  $k_w$  es definida por Watson y es el factor de caracterización basado en los puntos de ebullición normal.

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



## CORRELACIÓN LOHRENZ-BRAY-CLARK

La correlación más usada para la predicción de la viscosidad de líquido y vapor en los simuladores de yacimientos es Lohrenz, Bray and Clark (LBC)

La viscosidad es relacionada a un polinomio de cuarto grado en la densidad reducida.

$$\rho_r = \rho/\rho_c$$

$$[(\mu - \mu^*)\varepsilon + 10^{-4}]^{1/4} = a_1 + a_2\rho_r + a_3\rho_r^2 + a_4\rho_r^3 + a_5\rho_r^4$$

Donde:

$$a_1 = 0.1023$$

$$a_2 = 0.023364$$

$$a_3 = 0.058533$$

$$a_4 = -0.040758$$

$$a_5 = 0.0093324$$

Y  $\eta^*$  es la viscosidad a baja presión de la mezcla de gas,  $\varepsilon$  es el parámetro de la viscosidad reducida para la mezcla de líquido y está dada por:

$$\varepsilon = \left[ \sum_{i=1}^N z_i T_{ci} \right]^{1/6} \left[ \sum_{i=1}^N z_i M_{wi} \right]^{-1/2} \left[ \sum_{i=1}^N z_i P_{ci} \right]^{-2/3}$$

La densidad crítica  $\rho_c$  es evaluada por:

$$\rho_c = V_c^{-1} = \left[ \sum_{i=1, i \neq C_{7+}}^N (z_i V_{ci}) + z_{C_{7+}} V_{cC_{7+}} \right]^{-1}$$

Donde el volumen crítico de la fracción pesada es:

$$V_{cC_{7+}} = 21.573 + 0.015122M_{wC_{7+}} - 27.656\gamma_{C_{7+}} + 0.070615M_{wC_{7+}}\gamma_{C_{7+}}$$

La viscosidad de la mezcla de gas diluido está dada:

$$\eta^* = \left[ \sum_{i=1}^N z_i \eta_i^* M_{wi}^{1/2} \right] \left[ \sum_{i=1}^N z_i M_{wi}^{1/2} \right]^{-1}$$

Donde la viscosidad del gas diluido de los componentes individuales,  $\eta_i^*$  es derivada de la expresión:

$$\eta_i^* = 34 \times 10^{-5} \frac{1}{\varepsilon_i} T_{ri}^{0.94} \quad T_{ri} > 1.5$$

$$\eta_i^* = 17.78 \times 10^{-5} \frac{1}{\varepsilon_i} (4.58 T_{ri} - 1.67)^{0.625} \quad T_{ri} > 1.5$$

Donde:

$$\varepsilon_i = T_{ci}^{1/6} M_{wi}^{-1/2} P_{ci}^{-2/3}$$

## ECUACIÓN DE ESTADO DE PENG-ROBINSON (P-R)

El modelo de la Ecuación de Estado (siglas en inglés EoS) es una parte importante para caracterizar el fluido del yacimiento. Esta ayuda a monitorear el cambio de las propiedades del fluido al variar la presión, temperatura y composición del yacimiento en su transcurso de producción.

La EoS es compleja y depende en gran medida del criterio y la experiencia en la práctica del ingeniero.

Los aspectos del modelo de la EoS son aún más difíciles para el Aceite Pesado/Bitumen por la falta de datos experimentales publicados y casos de estudio en la ecuación.

Numerosas Ecuaciones de Estado han sido desarrolladas y publicadas en muchos libros y artículos en los recientes años. El corazón de la EoS está en el cálculo de la fugacidad de las fases (potencial químico), el equilibrio de las fases y la minimización de la energía libre de Gibbs. Para el uso de las ecuaciones de estado sólo se requieren de las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada componente. En este estudio la ecuación de estado de Peng-Robinson (P-R) es utilizada.

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)}$$

Las constantes para la EoS están dadas por:

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha$$

Donde:

$$\Omega_a = 0.457236$$

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

Donde:

$$\Omega_b = 0.077796$$

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad \text{y} \quad m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

P-R y colaboradores en 1979 propusieron una modificación a la expresión de  $m$ , que recomiendan para componentes pesados ( $\omega > 0.49$ )

$$m = 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$$

La precisión en las predicciones de la Ecuación de Estado (EoS) han mejorado considerablemente durante los últimos 15 años, durante los cuales se ha hecho hincapié en la mejora de las predicciones volumétricas de los líquidos, además del tratamiento de la fracción de los heptanos y más pesados, C7+.

La ecuación de Soave-Redlich-Kwong (SRK), es más ampliamente utilizada, pero desafortunadamente los rendimientos de la ecuación en el cálculo de la densidad del líquido son pobres. Peng-Robinson reporta que su ecuación predice de mejor manera la densidad del líquido que la ecuación de Soave-Redlich-Kwong, aunque la densidad que reporta la EoS de P-R es usualmente inferior a la calculada por la ecuación de Zudkevitch-Joffe-Redlich-Kwong (ZJRK). Aunque la ecuación de P-R, crea grandes expectativas para la mejora de las predicciones de la densidad de líquidos en particular, cuando se usa la traslación del volumen (cambio de volumen molar, volumen shift),  $c$ .

Una clara ventaja de la ecuación de P-R y las ecuaciones de SRK es la reproducibilidad, donde se utiliza una simple corrección dependiente de la temperatura para la EoS en la constante  $\alpha$ .

La Ecuación de Estado (EoS) de Peng-Robinson con el cambio de volumen expresada como:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + c)(v + b + 2c) + (b + c)(v - b)}$$

Mientras que:

$$a_i = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{P_{ci}} \alpha(T_{ri})$$

$$\alpha(T_{ri}) = [1 + m_0(1 - \sqrt{T_{ri}}) + m_1 + m_2(1 - T_{ri})(0.7 - T_{ri})]^2$$

Para componentes hidrocarburos no-polares,  $m_1$  y  $m_2$  son iguales a cero. Para la EdE de Peng-Robinson,  $m_0$  está determinada por:

Si el factor acéntrico para los componentes,  $\omega_i \leq 0.49$ .

$$m_0 = 0.37464 + 1.54226\omega_i - 0.26992\omega_i^2$$

PR y colaboradores en 1979 propusieron una modificación a la expresión de  $m$ , que recomiendan para componentes pesados ( $\omega > .49$ )

$$m_0 = 0.379642 + 1.48503\omega_i - 0.164423\omega_i^2 + 0.01667\omega_i^3$$

Y:

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} - c_i$$

Donde  $c_i$  es el parámetro del cambio de volumen del componente  $i$ .

Las constantes para la EoS están dadas por:

$$\Omega_a = 0.457236$$

$$\Omega_b = 0.077796$$

Penelux y colaboradores introducen el método de cambio de volumen y modifican la ecuación cubica de dos constantes por la introducción de la tercer constante,  $c$ , en la ecuación de estado (EoS), sin modificar los cálculos en el equilibrio de las fases de la ecuación original de dos constantes.

La constante del cambio de volumen,  $c$ , elimina la deficiencia inherente volumétrica sufrido por las dos constantes en todas las ecuaciones, y, a efectos prácticos, el cambio de volumen (volumen shift) hace que cualquier EoS de dos constantes sea tan precisa como cualquier ecuación de tres constantes.

La ecuación de P-R, creo grandes expectativas para la mejora de las predicciones de la densidad de líquidos en particular.

P-R provee una aceptable exactitud en la predicción del equilibrio líquido-vapor y satisfactorias predicciones volumétricas para las fases de gas y líquido cuando se usa la traslación del volumen,  $c$ .

Método para predecir el cálculo de la densidad en las Ecuaciones de Estado Cubicas, el llamado cambio de volumen,  $c_i$ , propuesto por Penelux, el cambio de volumen (volumen shift) es una corrección al volumen molar del componente  $i$ , a  $T_r = 0.7$ .

$$v^{EdE} = v_{c.e} + c_i$$

$$c_i = v^{EdE} - v_{c.e}$$

$$v_{c.e} = \frac{MW_i}{62.37\gamma_i}; v_{c.e}: \left[ \frac{ft^3}{lb_m - mol} \right]$$

$$c_i: \left[ \frac{ft^3}{lb_m - mol} \right]$$

El parámetro  $c_i$  es determinado por ensayo y error, cuando  $v^{EdE}$  y las constantes  $a_i$  y  $b_i$  de la EoS son calculadas a Presión estándar y Temperatura estándar

La constante del volumen de traslación,  $c_i$ , se ha utilizado y el parámetro del cambio de volumen,  $s_i$ , adimensional se define como:

$$s_i = \frac{c_i}{b_i + c_i} = \frac{c_i}{\Omega_b \frac{RT_{ci}}{P_{ci}}}$$

Entonces:

$$c_i = \frac{s_i P_{ci}}{\Omega_b RT_{ci}}$$

Se determinan haciendo coincidir los datos experimentales de densidad en  $T_r = 0.7$ . Los valores de  $s_i$  se pueden encontrar y también los parámetros de componentes ligeros se pueden calcular por las siguientes correlaciones:

$$s_i = 0.4672\omega_i - 0.154700$$

Para un componente pesado, el parámetro de cambio de volumen se determinó haciendo coincidir su gravedad específica en condiciones normales.

## GLOSARIO

<b>Aceite</b>	Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centi-poises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.
<b>Aceite Convencional</b>	Termino para etiquetar una aceite de mayor aplicación
<b>Aceite Extra-pesado</b>	Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (menor a 10 °API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos. Los métodos de recuperación más comunes para explotar comercialmente este tipo de crudo son los térmicos.
<b>Aceite Súper-ligero</b>	La densidad de este aceite es mayor a 39 grados API.
<b>Aceite Ligero</b>	La densidad de este aceite es mayor a 31.1 grados API, pero menor o igual a 39 grados.
<b>Aceite Mediano</b>	La densidad de este aceite es mayor a 22.3 grados API, pero menor o igual a 31.1 grados.
<b>Aceite Pesado</b>	La densidad de este aceite es mayor a 10 grados API, pero menor o igual a 22.3 grados.
<b>Acetileno</b>	El acetileno o etino es el alquino más sencillo. Es un gas, altamente inflamable, un poco más ligero que el aire e incoloro. Obtención del acetileno En petroquímica se obtiene el acetileno por enfriamiento rápido de una llama de gas natural o de fracciones volátiles del petróleo con líquidos de elevado punto de ebullición
<b>Activo</b>	División interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un Subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración, cuya responsabilidad es descubrir nuevos yacimientos de petróleo, y activos de producción, en los que recae la responsabilidad de administrar la producción de los campos petroleros
<b>Aguas Profundas</b>	Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.
<b>Aguas ultra profundas</b>	Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 1,500 metros.
<b>Alcanos</b>	Los alcanos son hidrocarburos (formados por carbono e hidrógeno) que solo contienen enlaces simples carbono-carbono. Se clasifican en lineales, ramificados, cíclicos y policíclicos.
<b>Alquenos</b>	Son hidrocarburos que tienen doble enlace carbono-carbono en su molécula, y por eso son denominados insaturados. La fórmula general es $C_nH_{2n}$ . Se puede decir que un alqueno no es más que un alcano que ha perdido un hidrógeno produciendo como resultado un enlace doble entre dos carbonos.
<b>Alquinos</b>	Son hidrocarburos alifáticos con al menos un triple enlace entre dos átomos de carbono. Se trata de compuestos metaestables debido a la alta energía del triple enlace carbono-carbono. Su fórmula general es $C_nH_{2n-2}$
<b>Anillo Fusionado</b>	Anillo fusionado. Es un anillo de átomos de una molécula que se une a otro anillo de átomos de tal manera que dos átomos son comunes a ambos anillos



<b>Anticlinal</b>	Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta
<b>Aromáticos</b>	Un hidrocarburo aromático es un polímero cíclico conjugado que cumple la Regla de Hückel, es decir, que tienen un total de $4n+2$ electrones pi en el anillo. Los Hidrocarburos Aromáticos pueden ser cancerígenos. El máximo exponente de la familia de los hidrocarburos aromáticos es el benceno ( $C_6H_6$ ), pero existen otros ejemplos, como la familia de anúlenos, hidrocarburos mono-cíclicos totalmente conjugados de fórmula general $(CH)_n$ .
<b>Bitumen</b>	Porción de aceite que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El bitumen natural tiene una viscosidad muy alta. Frecuentemente requiere tratamiento antes de someterlo a refinación.
<b>Brecha</b>	Roca formada por un 50%, al menos, de fragmentos angulosos con diámetro superior a 2 mm, unidos por un cemento o una matriz.
<b>Cadena Lateral</b>	Cadena lateral. Es una cadena de átomos (alcanos) ligados a un anillo de benceno, o de cualquier compuesto cíclico.
<b>Calizas Heterogéneas</b>	Roca sedimentaria formada por la precipitación del carbonato de calcio, en las regiones batiales y abisales de los fondos marinos. Compuesta esencialmente de carbonato de calcio - calcita ( $CaCO_3$ ) con diversos minerales
<b>Campo</b>	Área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos
<b>Celdas PVT De Ventana Larga</b>	Una celda PVT (libre de mercurio) completamente visual para la medición del comportamiento volumétrico del fluido en estudio
<b>Centi-Poises</b>	La unidad física de viscosidad dinámica ( $100$ centipoise (cp)= $1$ poise (P) $\equiv 1g \cdot (s \cdot cm)^{-1} \equiv 1$ dina $\cdot s \cdot cm^{-2} \equiv 0,1 Pa \cdot s$ ),
<b>Coalescencia</b>	El proceso de crecimiento de las gotas que se produce cuando las gotas pequeñas se unen al entrar en contacto entre sí. Si esto ocurre repetidamente se forma una fase líquida continua. A través de este fenómeno, las emulsiones se rompen y se forman dos fases líquidas distintas que tienden a separarse
<b>Complejo</b>	Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.
<b>Compuestos Heterocíclicos</b>	Los son compuestos orgánicos cíclicos en los que al menos uno de los componentes del ciclo es de un elemento diferente al carbono. Los átomos distintos de carbono presentes en el ciclo se denominan heteroátomos, siendo más comunes los heteroátomos de nitrógeno, oxígeno y azufre.
<b>Condiciones Estándar</b>	Son las cantidades a las que la presión y temperatura deben ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura
<b>Correlación</b>	Ecuación numérica o expresión analítica que se utiliza para representar las propiedades físicas de los hidrocarburos
<b>Cromatografía de Gases (GC)</b>	Es un método físico de separación. Es una técnica en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La manera de arrastre de los componentes de la muestra se produce por el flujo de una fase móvil de gas inerte (Helio) a lo largo de la columna. Ésta consta de diversos componentes como el gas portador, el sistema de inyección de muestra, la columna (generalmente dentro de un horno), y el detector.
<b>Cromatografía de Líquidos</b>	Es un método físico de separación. Es una de las técnicas analíticas, la cual

<b>(LC)</b>	<p>permite separar físicamente los distintos componentes de una solución por la adsorción (adhesión) selectiva en una mezcla. En la cromatografía líquida, la fase móvil es un líquido que fluye a través de una columna que contiene a la fase fija. La separación cromatográfica en el LC es el resultado de las interacciones entre las moléculas de la muestra en ambas fases, móvil y estacionaria. A diferencia de la cromatografía de gases, la cromatografía de líquidos de alto rendimiento no está limitada por la volatilidad o la estabilidad térmica de la muestra.</p> <p>El LC es capaz de separar macromoléculas y especies iónicas, materiales poliméricos y una gran variedad de otros grupos poli-funcionales de alto peso molecular. La LC ofrece una mayor variedad de fases estacionarias, lo que permite una mayor gama de estas interacciones selectivas y más posibilidades para la separación.</p>
<b>Criogenia</b>	Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.
<b>Cuenca</b>	Superficie donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.
<b>Densidad</b>	Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.
<b>Densidad API</b>	Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: Densidad API = (141.5/ densidad relativa) - 131.5. La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.
<b>Diagrama de Fases</b>	Representación gráfica que indica el comportamiento de la fase para la variación de la presión de saturación y de la concentración del gas de inyección a una temperatura dada. El diagrama indica las condiciones para el comportamiento de una fase y de dos fases y, dentro de la región de dos fases, líneas de fracción de volumen constante, denominadas líneas de calidad. El diagrama se construye usando presiones de saturación de prueba de hinchazón y volúmenes de líquido.
<b>Diagrama Ternario</b>	Representación gráfica de concentraciones en un sistema con tres componentes. Como la suma de los porcentajes de los componentes es la unidad, cualquier composición puede mapearse unívocamente en un único punto dentro de un espacio triangular. En muchos casos, una mezcla de fluidos con más de tres componentes se divide en tres pseudo-componentes, tales como componentes ligeros, intermedios y pesados de una fase de hidrocarburo
<b>Difusión</b>	El proceso por el cual las partículas se mueven a través del tiempo dentro de un material debido a su movimiento cinético. Refiriéndose al movimiento de las moléculas de gas, petróleo o agua dentro del espacio de los poros.
<b>Difusividad</b>	La difusividad térmica es la capacidad que tiene un material para disipar la temperatura en su interior es expresada en $cm^2/s$
<b>Dispersión</b>	Separación espacial de componentes dentro de un fluido. Esta separación es provocada a menudo por la difusión, el mezclado o el flujo diferencial. La dispersión hidrodinámica incluye ambos efectos mecánicos y la difusión molecular.
<b>Dolomías</b>	Rocas constituidas por carbonato de calcio y magnesio, más resistente que la calcita, $(CO_3)_2MgCa$ . Cristaliza en el sistema romboédrico.
<b>Ecuación De Estado</b>	Las Ecuaciones de Estado relacionan las condiciones de equilibrio termodinámico de los fluidos en términos de la presión, la temperatura y la densidad.
<b>Emulsión</b>	Es una mezcla estable imputable (si se le agrega un emulsionante) y

	<p>homogénea de dos líquidos que normalmente son inmiscibles entre ellos. Cuando estos dos líquidos están en un mismo recipiente se denominan fases. Las emulsiones pueden ser coloides reales o mezclas menos estables.</p>
<b>Equilibrio en el Comportamiento de las Fases</b>	<p>Se considera equilibrio cuando la transferencia de masa es nula para una misma presión y temperatura entre las fases</p>
<b>Espectrometría de Masas</b>	<p>Método que ofrece resolver e identificar las moléculas, mediante un análisis de masa capaz de obtener los componentes químicos del petróleo. La técnica se basa en la ionización de las moléculas, es decir, molécula cargada y vaporizada. De este modo, es posible caracterizar un aceite muerto mediante el mapeo del número de carbono. La Espectrometría de Masas como parte del campo de la “petro-leómica” se basa en la premisa de que el conocimiento suficientemente completo de la composición química del petróleo debería permitir la correlación y finalmente la predicción de sus propiedades y comportamiento.</p>
<b>Espesor Neto (Hn)</b>	<p>Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos</p>
<b>Espesor Total (H)</b>	<p>Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación</p>
<b>Estocástico</b>	<p>Un proceso estocástico es aquel cuyo comportamiento es no determinista, en la medida que el subsiguiente estado del sistema está determinado tanto por las acciones predecibles del proceso como por elementos aleatorios.</p>
<b>Expansión a Composición Constante</b>	<p>Prueba de laboratorio que se realiza usualmente como parte de un análisis PVT de rutina que mide el cambio de volumen de un fluido del yacimiento en función de la presión. Este cambio está determinado por la medición del volumen total de una muestra del fluido del yacimiento a varias presiones por encima y por debajo de la presión de saturación. Los volúmenes dependientes de la presión están normalizados al volumen de la muestra a la presión de saturación.</p>
<b>Factor Acéntrico (<math>\omega</math>)</b>	<p>Factor de corrección para los gases. Considera la no esfericidad o asimetría de las moléculas. <math>\omega=0</math>, moléculas totalmente esféricas. <math>\omega&gt;0</math> moléculas menos esféricas. Aporta información valiosa sobre las condiciones de saturación (equilibrio entre fases). Es un parámetro necesario para calcular el factor de compresibilidad de un gas.</p> <p>Prácticamente, el factor de acéntrico da una medida de la inclinación de la curva de presión de vapor, el factor acéntrico aumenta a <math>&gt; 1.0</math> para fracciones de aceite más pesados que C25 aproximadamente.</p>
<b>Factor De Compresibilidad Del Gas (Z)</b>	<p>Relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.</p>
<b>Factor De Recuperación (fr)</b>	<p>Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.</p>
<b>Fase</b>	<p>Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.</p>
<b>Finos</b>	<p>En un sentido amplio, las partículas muy pequeñas, ya sea en un lodo o una muestra de aceite extra-pesado.</p>
<b>Foamy Oil</b>	<p>Flujo disperso del gas en el aceite lo que implica efectos inusuales en el comportamiento del flujo del aceite</p>
<b>Fracción Molar</b>	<p>Es una unidad química para expresar la concentración de soluto en una disolución. Nos expresa la proporción en que se encuentran los moles de soluto con respecto a los moles totales de disolución, que se calculan</p>

	sumando los moles de soluto(s) y de disolvente.
<b>Fracción Pesada</b>	También conocidos como residuos pesados, es aceite de grandes moléculas y por ende de alto WM y densidad, que emergen del fondo de la columna fraccionadora durante la destilación a baja temperatura.
<b>Fuerzas Viscosas</b>	Una medida de la resistencia de un líquido a fluir. Las fuerzas viscosas en un líquido son proporcionales a la velocidad a la que el fluido está cambiando en el espacio; la constante de proporcionalidad es la viscosidad. Para los líquidos newtonianos (líquidos que no muestran ninguna variación de la viscosidad con cizallamiento o velocidad de extensión), la relación de la viscosidad extensional a la viscosidad de cizalla es 3. Este valor es la relación Trouton. Para líquidos más complejos, por ejemplo, soluciones de polímero, la relación de Trouton puede ser diferente de 3, y puede variar con cizalla o de velocidad de extensión. Fuerzas capilares
<b>Gas Asociado</b>	Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
<b>Gas Asociado en Solución o Disuelto</b>	Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en él.
<b>Gradiente de Presión</b>	Gradiente de presión, es el incremento de la presión en el interior de la tierra por acción de las presiones litostáticas
<b>Heteroátomos</b>	Heteroátomo (del griego héteros, diferente, más átomos) es cualquier átomo salvo el carbono y el hidrógeno.
<b>Hidrocarburos</b>	Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.
<b>Hidrocarburos Insaturados</b>	Los hidrocarburos insaturados contienen un enlace doble o triple. Ya que el compuesto está insaturado con respecto a átomos de hidrógeno. Un compuesto no saturado o un compuesto insaturado es un compuesto químico que contiene enlaces carbono-carbono doble ó triple, como los que se encuentran en los alquenos o alquinos, respectivamente. Precisamente, el número de enlaces dobles y triples de un compuesto nos indica su grado de insaturación.
<b>Hidrocarburos Saturados</b>	Los hidrocarburos saturados son compuestos químicos que se encuentran formados exclusivamente por átomos de carbono e hidrógeno. Dichos compuestos se obtienen por destilación fraccionada, a partir del aceite crudo ó gas natural. Los hidrocarburos saturados, son los hidrocarburos alifáticos que tienen todos sus átomos de carbono unidos a otros cuatro átomos mediante enlaces covalentes sencillos. Átomos de Hidrógeno son los que ocupan comúnmente las posiciones de enlace disponibles después de que los átomos de carbono se han enlazado entre sí mediante enlaces de tipo simple. Este tipo de hidrocarburos sigue la fórmula generalizada, $C_nH_{2n+2}$ , en donde "n", hace referencia al número de carbonos que forman la molécula.
<b>Hidrocarburos Saturados Químicamente Estables</b>	Hidrocarburos saturados químicamente estables Son inertes debido a la elevada estabilidad de los enlaces y a su baja polaridad. No se ven afectados por ácidos o bases fuertes, ni por oxidantes como el permanganato. Sin embargo la combustión es muy exotérmica porque tienen una elevada energía de activación.
<b>Intercristalina</b>	composición típica de rocas metamórficas donde casi la totalidad de minerales presentan formas cristalinas en su estructura
<b>Isómero</b>	Compuestos que con igual fórmula molecular (fórmula química no

	desarrollada) presentan estructuras moleculares distintas y diferentes propiedades. Por ejemplo, el alcohol etílico o etanol y el éter dimetílico son isómeros cuya fórmula molecular es $C_2H_6O$ .
<b>Movimiento Browniano</b>	Es el movimiento aleatorio que se observa en algunas partículas microscópicas que se hallan en un medio fluido, El movimiento aleatorio de estas partículas se debe a que su superficie es bombardeada incesantemente por las moléculas del fluido sometidas a una agitación térmica
<b>Mudstone</b>	Roca sedimentaria de grano muy fino compuesta principalmente de arcillas.
<b>NIST</b>	NIST por sus siglas en inglés, National Institute of Standards and Technology, es una agencia de la Administración de Tecnología del Departamento de Comercio de los Estados Unidos. La misión de este instituto es promover la innovación y la competencia industrial en Estados Unidos mediante avances en metrología, normas y tecnología de manera que mejoren la estabilidad económica y la calidad de vida.
<b>No-Darciano</b>	Flujo de fluidos que se aparta de la ley de Darcy y que supone un flujo laminar en la formación. El flujo no darciano se observa cuando el flujo que converge en el pozo alcanza velocidades que exceden el número de Reynolds para el flujo laminar o flujo de Darcy y da como resultado un flujo turbulento. Como la mayoría del flujo turbulento tiene lugar cerca del pozo en las formaciones en producción, el efecto del flujo no Darciano es un factor de daño dependiente del flujo.
<b>Nucleación del Gas</b>	También se podría definir como la formación de las burbujas de gas. Clásicamente, la teoría de la nucleación de las burbujas comprende nucleación homogénea y nucleación heterogénea. La nucleación homogénea ocurre por la formación espontánea de burbujas en un líquido cuando ocurre la caída de presión necesaria para formar un grupo de burbujas que tienen cierto tamaño crítico. La nucleación heterogénea toma parte en la materia extraña, tal como paredes de los poros, partículas del medio poroso, cavidades probablemente húmedas, gas atrapado preexistente, etc.
<b>Número Capilar</b>	Relación de fuerzas viscosas/fuerzas capilares, $k\Delta\mu/\Sigma_{og}$
<b>Olefinas</b>	Son hidrocarburos con dobles enlaces carbono – carbono. El termino olefinas es de olefiant gas, que significa, gas formador de aceite. Existen muchos tipos de olefinas pero las más importantes son el etileno y el propileno. El etileno o eteno ( $CH_2=CH_2$ ).
<b>Parafiníticos</b>	Se llama parafinas o hidrocarburos saturados a aquellos que se caracterizan por presentar exclusivamente enlaces simples carbono-carbono. El nombre de parafinas (que hace referencia a su «pereza a reaccionar» [ <i>parum</i> : poco, <i>affinis</i> : afinidad], se dio inicialmente a estos compuestos al observar que prácticamente no reaccionaban con los reaccionantes más corrientes: ácidos y bases fuertes o notables agentes oxidantes sin embargo, las parafinas son capaces de reaccionar en condiciones experimentales apropiadas
<b>Permeabilidad</b>	Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.
<b>Permeabilidad Absoluta</b>	La medición de la permeabilidad o capacidad de fluir o transmitir fluidos a través de una roca, llevado a cabo cuando un sólo fluido, o fase, está presente en la roca. Sus unidades son darcies o milidarcies.
<b>Permeabilidad relativa</b>	Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más

	<p>fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.</p>
<b>Petróleo</b>	<p>Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Los compuestos que forman el petróleo pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo de su naturaleza y de las condiciones de presión y temperatura existentes.</p>
<b>Picnómetro</b>	<p>Herramienta para obtener un volumen con alto grado de precisión, permitiendo obtener la densidad de un fluido.</p>
<b>Porfirinas</b>	<p>Las porfirinas están compuestas por un anillo tetrapirrólico (4 anillos aromáticos unidos) unido por cadenas laterales y con un átomo metálico en el centro; hierro (Fe), magnesio (Mg), níquel (Ni), y vanadio (V) entre otros, y estos son unidos mediante enlaces de coordinación (enlace covalente dativo o enlace dipolar). Se clasifican basándose en los sustituyentes laterales del anillo. En toda la estructura de la porfirina se encuentra un sistema de enlaces conjugados, aspecto que la hace rígida sin permitirle cambiar de estado fácilmente.</p>
<b>Presión De Rocío</b>	<p>Presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.</p>
<b>Presión De Saturación</b>	<p>Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.</p>
<b>Presión Original, Inicial</b>	<p>Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la presión que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.</p>
<b>Producción Fría</b>	<p>Es el uso de técnicas operativas y especializadas de explotación, cuya finalidad es producir rápidamente aceites pesados sin aplicar métodos de recuperación térmica.</p>
<b>Propiedades Críticas</b>	<p>La temperatura y la presión críticas son características físicas de los hidrocarburos. Estos parámetros determinan el punto límite superior de la curva de tensión de vapor más allá del cual no se advierte el cambio de fase, las propiedades críticas son constantes características de cada sustancia.</p>
<b>Pseudo-Componentes</b>	<p>Su definición directa sería como un compuesto no real, se utiliza para reproducir las propiedades físicas de un sistema requerido simplificando su ejecución.</p>
<b>Punto de Burbujeo</b>	<p>Condiciones de presión y temperatura a las cuales sale la primera burbuja del gas en solución del petróleo. Cuando se descubren, todos los aceites de los yacimientos contienen algún gas natural en solución. A menudo, el aceite está saturado con gas cuando se lo descubre, lo que significa que el petróleo está reteniendo todo el gas que puede a la temperatura y la presión del yacimiento y que está en su punto de burbujeo. Ocasionalmente, el petróleo estará bajo-saturado. En este caso, a medida que se hace descender la presión, la presión a la cual comienza a desarrollarse el primer gas a partir del petróleo se define como el punto de burbujeo.</p>
<b>Recuperación Mejorada</b>	<p>Es la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento y que modifican el comportamiento dinámico de los fluidos residentes. La recuperación mejorada no se restringe a alguna etapa en particular de la vida del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria).</p>
<b>Recuperación Primaria</b>	<p>Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible</p>

	<p>en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.</p>
<b>Recuperación Secundaria</b>	<p>Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.</p>
<b>Región Marina Noreste RMNE</b>	<p>Esta región se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en Aguas Territoriales Nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La Región Marina Noreste administra dos activos integrales a partir del año 2003, denominados Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde etapas exploratorias, en los programas de incorporación de reservas y delimitación, hasta las etapas de producción y abandono de los campos.</p>
<b>Región Marina Suroeste RMSOE</b>	<p>Comprende una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales. La región está conformada por dos activos integrales, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de Exploración. Los activos integrales tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos, conducir los programas de incorporación de reservas, así como la delimitación de aquellas áreas ya descubiertas. El Activo Regional de Exploración se encarga de evaluar el potencial durante la etapa exploratoria.</p>
<b>Región Norte RN</b>	<p>Se encuentra ubicada en la porción Norte y centro del país e incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a los dos millones de kilómetros cuadrados. Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán, que constituye el límite con la Región Sur. Administrativamente, la Región Norte se compone de un activo de exploración que abarca el total de la distribución geográfica de la región y se denomina Regional de Exploración Región Norte. Este activo concentra toda la actividad exploratoria de evaluación de potencial de la región. Los activos integrales son Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, los cuales se encargan de la explotación de los campos, extender los campos ya descubiertos e incorporar reservas en las áreas cercanas a campos productores.</p>
<b>Región Sur RS</b>	<p>Localizada en la porción Sur de la República Mexicana, la región abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Operativamente, la Región Sur está dividida en cinco activos integrales y uno de exploración denominado Regional de Exploración Región Sur. Los activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac, que en conjunto administran al 1 de enero de 2005, un total de 147 campos.</p>
<b>Reglas De Mezclado</b>	<p>Un hidrocarburo contiene cientos de bien definidos y "indefinido" componentes. Estos componentes se cuantifican sobre la base de moles, peso, y el volumen de las fracciones. Para una mezcla que tiene N componentes. Teniendo definido las fracciones, se introducen reglas de mezclado para promediar las propiedades. Kay suele ser la más apropiada para peso molecular, temperatura pseudo-crítica y factor acéntrico.</p>
<b>Regresión</b>	<p>Término para describir la técnica que busca resolver la función lineal que</p>

	permita describir el comportamiento de una variable dependiente Y en función de una variable independiente X.
<b>Relación Gas Disuelto-Aceite</b>	Relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite comparado con el volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser original (Rsi) o instantánea (Rs).
<b>Relación Gas-Aceite (RGA)</b>	Relación de la producción de gas del yacimiento a la producción de aceite, medidos a la presión atmosférica.
<b>Reología</b>	Reología (palabra introducida por Eugene Bingham en 1929) es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir. Su estudio se basa en la deformación que sufren los fluidos cuando se les aplica una fuerza. Es el estudio de los fluidos en movimiento.
<b>Reporte PVT</b>	Es un análisis de las características del fluido del yacimiento el cual se obtienen en el laboratorio por medio de estudios en la variación de Presión, Volumen y Temperatura.
<b>Reservas</b>	Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta Información al tiempo de la estimación e interpretación.
<b>Reservas Posibles</b>	Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.
<b>Reservas Probables</b>	Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.
<b>Reservas Probadas</b>	De acuerdo a la SEC (Securities and Exchange Commission), las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, Demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.
<b>Saturación De Gas Crítica</b>	La saturación de gas crítica se define como la saturación mínima a la que una fase continua de gas puede existir en el medio poroso antes de que fluya.
<b>Sistema Submarino</b>	(Subsea System - SS) Es un sistema de producción submarino que se extiende desde los pozos productores hasta las instalaciones de producción marinas (plataformas, FPS y TLP), también puede interconectar múltiples pozos productores a través de un sistema de recolección de ductos marinos. Estos sistemas se utilizan actualmente en profundidades mayores de 1,500 metros.
<b>Súper-Saturación del Gas</b>	También llamada sobre-saturación, es un fenómeno en el desfaseamiento



	<p>del punto de presión de burbuja respecto al punto de presión de pseudo-burbuja en los Aceites Pesados y Extra-pesados, observado en celdas convencionales y no convencionales.</p>
<b>Tensión Interfacial</b>	<p>Efectos moleculares que originan el equilibrio entre dos fases liquido-liquido</p>
<b>Tensión Superficial</b>	<p>Acción de las fuerzas moleculares en virtud de la cual la capa exterior de los líquidos tiende a contener el volumen de estos dentro de la mínima superficie.</p>
<b>Tensoactivos</b>	<p>Son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases (p.ej., dos líquidos insolubles uno en otro). Cuando se utilizan en la industria se denominan como emulgentes o emulsionantes; esto es, sustancias que permiten conseguir o mantener una emulsión.</p>
<b>Transferencia de Masa</b>	<p>La transferencia de masa cambia la composición de las mezclas se caracteriza por transferir una sustancia a través de otra u otras a escala molecular. Cuando se ponen en contacto dos fases que tienen diferente composición, la sustancia que se difunde abandona una región de alta concentración y pasa a la de baja concentración.</p>
<b>Volumen Original De Aceite</b>	<p>Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.</p>
<b>Wackestone Yacimiento Petrolero</b>	<p>Roca sedimentológica carbonatada sostenida con más del 10% de granos. Acumulación de hidrocarburos entrampados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, afallamientos, plegamientos recostados y recumbentes, así como en domos salinos, entre otras estructuras.</p>

## NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades
$^{\circ}\text{API}$	Densidad en grados API	
CCE	Expansión a Composición Constante	
CMF	Método de extensión Fracción Molar Constante	
DL	Liberación Diferencial	
EoS	Ecuación de Estado (siglas en inglés EoS)	
LBC	Correlación de Lohrentz-Bray-Clark	
SCN	Composición del número de carbonos simples (SCN por sus siglas en inglés)	
$\Omega$	Factor acéntrico	
$z_i$	Fracción mol	%
$\text{CO}_2$	Dióxido de carbono	%Mol
$\text{H}_2\text{S}$	Ácido sulfhídrico	%Mol
IC4	Iso-butano	%Mol
IC5	Iso-pentano	%Mol
$\text{N}_2$	Nitrógeno	%Mol
NC4	Butano normal	%Mol
NC5	Pentano normal	%Mol
$C_{n+}$	Fracción más pesada de una mezcla de hidrocarburos	%Mol, $\text{gr}/\text{cm}^3$ , $\text{lb}/\text{lb} - \text{mol}$
C7+	Fracción de heptanos y más pesados	%Mol, $\text{gr}/\text{cm}^3$ , $\text{lb}/\text{lb} - \text{mol}$
$C_{40+}$	Fracción del tetracontano y más pesados	%Mol, $\text{gr}/\text{cm}^3$ , $\text{lb}/\text{lb} - \text{mol}$
$RS_{\text{tanq.}}$	Relación de solubilidad en el tanque	$\text{m}^3/\text{m}^3$
RS	Relación de solubilidad	$\text{m}^3/\text{m}^3$
$B_{ob}$	Factor de volumen a la presión de burbujeo	$\text{m}^3@\text{cy}/\text{m}^3@\text{cs}$
Bo	Factor de volumen del	$\text{m}^3@\text{cy}/\text{m}^3@\text{cs}$
$\rho_o$	Densidad del Aceite a condiciones estándar	$\text{gm}/\text{cm}^3 @\text{cs}$
$P_{\text{Pto.Crit.}}$	Presión en el punto crítico	$\text{kg}/\text{cm}^2$
p	Presión por debajo de la presión de burbuja	$\text{kg}/\text{cm}^2$
MW	Peso molecular	$\text{lb}/\text{lb} - \text{mol}$
$V_b$	Volumen correspondiente a la presión de burbuja	$\text{m}^3$
$V_{\text{crit}}$	Volumen crítico	$\text{m}^3$
V	Volumen correspondiente a la presión de la prueba.	$\text{m}^3$
$RS_{\text{sep.}}$	Relación de solubilidad en el separador	$\text{m}^3/\text{m}^3$
$T_{\text{Pto.Crit.}}$	Temperatura en el punto crítico	$^{\circ}\text{C}$
$T_b$	Temperatura de ebullición	$^{\circ}\text{C}$
$T_c$	Temperatura crítica	$^{\circ}\text{C}$
$V_r$	Volumen relativo	adim.
$Z_{\text{crit}}$	Factor de compresibilidad crítico	adim.
$\gamma_g$	Densidad relativa del gas	adim.
$\gamma_{gd\_sep.}$	Densidad relativa del gas en el separador	adim.
$\gamma_{gd\_tanq.}$	Densidad relativa del gas en el tanque	adim.
$\gamma_o$	Densidad relativa del aceite	adim.
Y	Función Y	adim.
$\mu_o$	Viscosidad del aceite	cp.
$P_b$	Presión en el punto de burbuja	$\text{kg}/\text{cm}^2$
$P_{\text{crit}}$	Presión crítica	$\text{kg}/\text{cm}^2$

## BIBLIOGRAFÍA

### CAPÍTULO 1

#### CONCEPTOS GENERALES Y COMPOSICIÓN DE LOS ACEITES PESADOS Y EXTRA-PESADOS

1.- DE GHETTO, GIAMBATTISTA. PAONE, FRANCESCO AND VILLA, MARCO. "Reliability Analysis on PVT Correlations". SPE 28904-MS. European Petroleum Conference , 25-27 October , London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers, Inc. 1994.

2.- <http://www.imp.mx/petroleo/>

3.- M.S. HOSSAIN, C. SARICA, H.-Q.ZHANG, L. RHYNE AND K.L. GREENHILL. "Assessment and Development of Heavy Oil Viscosity Correlations". SPE 97907-MS. SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 1-3 November 2005, Calgary, Alberta, Canada. SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium.2005.

4.- SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Glosario de Términos Petroleros". Subsecretaría de Hidrocarburos. Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

5.- [www.total.com](http://www.total.com). EXTRA-HEAVY OILS AND BITUMEN RESERVES FOR THE FUTURE. EXPLORATION & PRODUCTION.TOTAL S.A. Total worldwide in 2006.

6.- KAZEEM A. LAWAL AND ADEMOLA O. ADENUGA. "Pseudo-components for Nigerian Heavy Oil and Bitumen". SPE 136954-MS. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July - 7 August 2010, Tinapa - Calabar, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2010.

7.- JOHN R. ETHERINGTON AND IAN R. McDONALD. "Is Bitumen a Petroleum Reserve". SPE 90242-MS. Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September 2004, Houston, Texas. Society of Petroleum Engineers 2004.

8.- CURTIS H. WHITSON AND MICHAEL R. BRULÉ. "PHASE BEHAVIOR", Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson Texas. 2000.

9.- ALBOUDWAREJ, HUSSEIN. FELIX, JOHN AND TAYLOR, SHAWN. "La importancia del petróleo pesado". Oilfield Review.2006.

10.- BETANCOURT, SORAYA. DAVIES, TARA AND KENNEDY, RAY. "Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos". Oilfield Review. 2007/2008

- 11.- HERNÁNDEZ GARCÍA, H. "Análisis de Pruebas de Presión en Pozos de Gas y Condensado, considerando condiciones de Flujo de Alta Velocidad". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM.1995.
- 12.- AKBARZADEH, KAMRAN. HAMMAMI, AHMED. KHARRAT, ABDEL. AND ZHANG, DAN. "Los Asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial". Oilfield Review. 2007
- 13.- M. T. GÓMEZ, J. ANCHEYTA, G. MARROQUÍN, F. ALONSO, G. BETANCOURT, G. CENTENO, "Formación de sedimentos durante la hidrodesintegración de residuos del petróleo", Rev. Soc. Quím. Méx., 47, 3 (2003) 260-266.
- 14.- MARROQUIN SANCHEZ, GUSTAVO J. "Formación de sedimentos durante el hidrotatamiento catalítico de crudos pesados". Tesis Doctoral 2007. México, D. F., Noviembre del 2007.
- 15.- KAZEEM A. LAWAL AND ADEMOLA O. ADENUGA. "Pseudo-components for Nigerian Heavy Oil and Bitumen". SPE 136954-MS. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July - 7 August 2010, Tinapa - Calabar, Nigeria. Society of Petroleum Engineers. 2010.
- 16.- XIA, T.X. AND GREAVES, M. "Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI - SARA Analysis". SPE 69693-MS. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 12-14 March 2001, Porlamar, Margarita Island, Venezuela. Society of Petroleum Engineers Inc. 2001.
- 17.- ARGILLIER, J.F., BARRÉ, L., BRUCY, F., DURNAUX, J.L., HÉNAUT, I., Y BOUCHARD R. "Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology". SPE 69711-MS. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 12-14 March 2001, Porlamar, Margarita Island, Venezuela. Society of Petroleum Engineers Inc. 2001.
- 18.- McCain Jr, W.D. "The Properties of Petroleum Fluids" 2nd Ed., Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma. .1990.
- 19.- MALDONADO ZAMORA, FRANCISCO A. "Investigación para sísmica 4D de las variaciones de las propiedades petrofísicas y de la viabilidad técnica de los yacimientos de crudos extra-pesados espumantes". Tesis Doctoral. 2003. Madrid España.
- 20.- F. ASCENCIO-CENDEJAS, O. REYES-VENEGAS, AND M.A. NASS. "Thermal Design of Wells Producing Highly Viscous Oils in Offshore Fields in the Gulf of Mexico". SPE 103903-MS. First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August-2 September 2006, Cancun, Mexico. Society of Petroleum Engineers. 2006.
- 21.- www.total.com. Extra-heavy Oils and Bitumen Reserves for the Future. TOTAL S.A.
- 22.- www.pemex.com. Reservas de Hidrocarburos de México. Pemex 2013.

- 23.- Las Reservas de Hidrocarburos de México. 2013 Pemex Exploración y Producción.
- 24.- ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO A.C. "Ingeniería petrolera". Vol.LI No. 7. Julio 2011.
- 25.- PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2009
- 26.- ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO A.C. "Ingeniería petrolera". Vol. LI No. 4 ABRIL 2011
- 27.-J-C. BERNY, L. ZAMORA, S. ANTÚNEZ (MEM), F. CHIQUITO (PDVSA), A. HERRERA (BITOR), F. RODRÍGUEZ (CORPOVEN), O. ROMERO (LAGOVEN) Y O. SUÁREZ (MARAVEN), "Evaluación de Pozos". 1997
- 28.- PEP. "Proyectos de inversiones". Febrero 2006
- 29.- E. POBLANO, PEMEX; R. LÓPEZ, SCHLUMBERGER; S. SÁNCHEZ, SCHLUMBERGER Y E. MILLÁN, SCHLUMBERGER. "Metodología de Productividad para el Análisis de Pozos No Convencionales en el Activo KMZ". ACIPET.2009
- 30.- Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, "Factores de recuperación de aceite y gas en México". Documento técnico 1. Junio 2010.
- 31.- PEP. "Aseguramiento de Flujo con Sistema Artificial BEC incluyendo el Equipo Superficial Y Subsuperficial". Abril 2011.
- 32.- PEP. "Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna". 3ra. Reunión del Grupo de Trabajo sobre Crudo Pesado. Natural Resources Canada. Abril 2012.

## **CAPÍTULO 2**

### **ANÁLISIS PVT PARA ACEITES EXTRA-PESADOS**

- 33.- HUERTA, M., OTERO, C., RICO, A., JIMENEZ, I., INTEVEP S.A; DE MIRABAL, M., ROJAS, G., CORPOVEN S.A. "Understanding Foamy Oil Mechanisms for Heavy Oil Reservoirs During Primary Production". SPE 36749-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October 1996, Denver, Colorado.1996

- 34.- A.M. KAMP, C. HENY, L. ANDARCIA, M. LAGO, A. RODRIGUEZ. "Experimental Investigation of Foamy Oil Solution Gas Drive". SPE 69725-MS. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 12-14 March 2001, Porlamar, Margarita Island, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. 2001.
- 35.- J. WANG, D. A. WALTERS y A. SETTARI, R. G. WAN. "Simulation of cold heavy oil production using an integrated modular approach with emphasis on foamy oil flow and sand production effects". WHOC 1st Heavy Oil Conference. WHOC 2006-424. 2006
- 36.- N. JIA, J. GAO, H. HUANG, J. ZUO, A. MEMON, H. ZHAO. "Three-Phase Equilibrium Study for Heavy Oil-Solvent-Steam System at High Temperatures". SPE 137453-PA. Journal of Canadian Petroleum Technology Junio 2011. Society of Petroleum Engineers. 2011.
- 37.- A.I. MEMON, J. GAO, S.D. TAYLOR, T.L. DAVIES Y N. JIA. "A Systematic Workflow Process for Heavy Oil Characterization: Experimental Techniques and Challenges". SPE 137006-MS. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2010.
- 38.- CENGIZ SATIK, CARLON ROBERTSON, BAYRAM KALPAKCI AND DEEPAK GUPTA. "A Study of Heavy Oil Solution Gas Drive for Hamaca Field: Depletion Studies and Interpretations". SPE 86967-MS. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting, 16-18 March 2004, Bakersfield, California. Society of Petroleum Engineers. 2004.
- 39.- O. TALABI, POOLADI-DARVISH, T. OKAZAWA. "Effect of Rate and Viscosity on Gas Mobility during Solution-Gas Drive in Heavy Oils". SPE 84032-MS. Annual Technical Conference and Exhibition, October 2003, Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers. 2003.
- 40.- BRIJ B. MAINI. "Foamy-Oil Flow". SPE 68885-MS. Journal of Petroleum Technology, October 2001. Society of Petroleum Engineers. 2001.
- 41.- BRIJ B. MAINI. "Effect of Depletion Rate on Performance of Solution Gas Drive in Heavy Oil Systems". SPE 81114-MS. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, April 2003, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago. Society of Petroleum Engineers. 2003.
- 42.- SHENG, J.J., HAYES, R.E., MAINI, B.B., TORTIKE, W.S. "A Proposed Dynamic Model for Foamy Oil Properties". SPE 30253-MS. International Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada. June 1995. Society of Petroleum Engineers, Inc. 1995.
- 43.- DELGADO, JOSÉ\*; SALAS, CARLOS; IGLESIAS, EDINZO y ACOSTA, MIGUEL. "Estudio de la espumabilidad de crudos venezolanos". ISSN 1316-7081. Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 29, No 1, pp. 19-26. marzo, 2008. Mérida, Venezuela. 2008.

- 44.- RODRÍGUEZ C. "Diferentes Regímenes de Formación y Colapso de Sistemas Espumantes". Tesis de Maestría. 1998. Mérida. Venezuela.
- 45.- GEILIKMAN M.B., DUSSEAUULT M.B., AND DULLIEN F.A.L. "Dynamic Effects of Foamy Fluid Flow in Sand Production Instability". SPE 30251-MS. International Heavy Oil Symposium, June 1995, Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 1995.
- 46.- MANUEL MASTMANN, MICHAEL L. MOUSTAKIS, D. BRANT BENNION. "Predicting Foamy Oil Recovery". SPE 68860-MS. Western Regional Meeting, March 2001, Bakersfield, California. Society of Petroleum Engineers. 2001.
- 47.- A. SAHNI, F. GADELLE, AND M. KUMAR. "Experiments and Analysis of Heavy-Oil Solution-Gas Drive". SPE 88442-PA. Reservoir Evaluation & Engineering, June 2004. Society of Petroleum Engineers. 2004.
- 48.- A.M. KAMP, C. HENY, L. ANDARCIA, M. LAGO, A. RODRIGUEZ. "Experimental Investigation of Foamy Oil Solution Gas Drive". SPE 69725-MS. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, March 2001, Porlamar, Margarita Island, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. 2001.
- 49.- JOSÉ L. MENDOZA DE LA CRUZ, FRANCISCO J. ARGÜELLES-VIVAS, VÍCTOR MATÍAS-PÉREZ, CECILIA DE LOS A. DURÁN-VALENCIA, AND SIMÓN LÓPEZ-RAMÍREZ. "Asphaltene-Induced Precipitation and Deposition During Pressure Depletion on a Porous Medium: An Experimental Investigation and Modeling Approach" DOI:10.1021/ef9006142. Energy and Fuels 2009.
- 50.- AGUILAR RODRIGUEZ, LUIS P. Y REYES ENRIQUEZ, ANTONIO I. "Determinación de propiedades PVT y volúmenes de exceso de las mezclas nonano + CO<sub>2</sub> y undecano + CO<sub>2</sub>, de 313 a 363 K, hasta 25 MPa" Tesis para obtener el grado de Ingeniero Químico Industrial. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, IPN 2007.
- 51.- OHAMMAD KARIZNOVI, HOSSEIN NOUROZIEH, AND JALAL ABEDI. "Experimental and Modeling Study of Vapor-Liquid Equilibrium for Propane/Heavy Crude Systems at High Temperature Conditions". SPE 146796-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October-November 2011, Denver, Colorado, USA. Society of Petroleum Engineers. 2011.
- 52.- A.K.M. JAMALUDDIN†, J.CREEK, C.S. KABIR, J.D. MCFADDEN, D. D'CRUZ, M.T. JOSEPH, N. JOSHI AND B. ROSS, "A Comparison of Various Laboratory Techniques to Measure Thermodynamic Asphaltene Instability" SPE 72154. Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, October. Society of Petroleum Engineers Inc. 2001.
- 53.- A. HAMMAMI\*, C. H. PHELPS AND T. MONGER-MCCLURE. "Asphaltene Precipitation from Live Oils: An Experimental Investigation of Onset Conditions and Reversibility". 10.1021/ef990104z. Energy Fuels. American Chemical Society. Marathon Oil Company, Oklahoma City, Oklahoma. 2000.

54.- ALBOUDWAREJ, HUSSEIN. FELIX, JOHN AND TAYLOR, SHAWN. "La importancia del petróleo pesado". Oilfield Review. Edmonton, Alberta, Canadá 2006.

55.- HEREDIA CASTRO, MARÍA DEL R. "Determinación de la Viscosidad Dinámica de Fluidos de Yacimientos Mexicanos desde la Región de Subenfriado hasta la Presión de Saturación, usando un Viscosímetro Electromagnético a Fuerza Constante". Tesis para obtener el grado de Ingeniero Químico. Universidad Autónoma Metropolitana. México, D.F. Abril de 2007.

56.- KASAMEYER, R. AIREY, D. AND COLE, J. "Viscometer State-of-the-Art". Cambridge Viscosity. January 2010.

57.- A.I. MEMON, J. GAO, S.D. TAYLOR, T.L. DAVIES AND N. JIA "A Systematic Workflow Process for Heavy Oil Characterization: Experimental Techniques and Challenges". SPE 137006-MS. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, October 2010, Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2010.

58.- A.B. ALSHMAKHY AND B.B. MAINI. "Viscosity of Foamy Oil". SPE 136665-MS. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, October 2010, Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2010.

59.- MOHAMMAD KARIZNOVI, HOSSEIN NOUROZIEH, AND JALAL ABEDI. "Experimental and Modeling Study of Vapor-Liquid Equilibrium for Propane/Heavy Crude Systems at High Temperature Conditions". SPE 146796-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October-November 2011, Denver, Colorado, USA. Society of Petroleum Engineers. 2011.

60.- HENRY J. ALBERT, BETTENDORF, IOWA; ROBERT H. WOOD, NEWARK, DEI. "United States Patent". Patent Number of Patent: 4,655,075. University of Delaware 1987.

61.- MARIANA MEDINA BERMÚDEZ; LUIS ANTONIO SAAVEDRA MOLINA. "Equilibrio Líquido-Vapor de la Mezcla CO<sub>2</sub>+Heptano a 314.86, 373.15, 418.11 K, y sus Densidades de Líquido Comprimido de 313 a 363 K hasta 25 MPa". Tesis de Grado. IPN. 2007

62.- Notas. Laboratorio de Investigación y Desarrollo Tecnológico de Aseguramiento de la Producción de Hidrocarburos. IMP.

63.- <http://www.anton-paar.com>. "DMA HPM Instruction Manual"

64.- LETICIA CAMACHO AMADOR. "Estudio fisicoquímico del comportamiento en densidad, tensión superficial y espumación de soluciones acuosas". Tesis de Grado. Universidad de las Américas Puebla. 2008.

65.- I.Q.I. MACIAS PÉREZ, JUAN R. "Determinación experimental de las densidades hasta altas presiones de las mezclas gaseosas N<sub>2</sub>+ CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>+ C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>". Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias con



especialidad en Ingeniería Química. Sección de Estudios de Posgrado e Investigación. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, IPN. 2010.

### **CAPÍTULO 3**

#### **MÉTODO PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA DE UN ACEITE PESADO**

66.- CURTIS H. WHITSON AND MICHAEL R. BRULÉ. "PHASE BEHAVIOR", Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson Texas. 2000.

67.- F. GUARIN ARENAS AND C.A. GARCIA, ECOPETROL; C.A. DIAZ PRADA AND E. COTES LEON, CORPORACION NATFRAC; AND N. SANTOS, UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. "A New Inflow Model for Extra-Heavy Crude Oils: Case Study Chichimene Field, Colombia". SPE 138934-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December 2010, Lima, Peru. Society of Petroleum Engineers 2010.

68.- N. JIA, J. GAO, H. HUANG, J. ZUO, A. MEMON, H. ZHAO. "Three-Phase Equilibrium Study for Heavy Oil-Solvent-Steam System at High Temperatures". SPE 137453-PA. Journal of Canadian Petroleum Technology Junio 2011. Society of Petroleum Engineers. 2011.

69.- N. JIA, J. GAO, H. HUANG, J. ZUO, A. MEMON, H. ZHAO. "Three-Phase Equilibrium Study for Heavy Oil-Solvent-Steam System at High Temperatures". SPE 137453-MS. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers. 2010.

70.- CURTIS H. WHITSON, UNIVERSITY OF TRONDHEIM. "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions". EUR 183. European Offshore Petroleum Conference and Exhibition, London, England, October, 1980.

71.- J. BARRERA SÁNCHEZ, H. HERNÁNDEZ GARCÍA, FCO. GARCÍA GÓMEZ. "Caracterización de Fracciones Pesadas de Hidrocarburos". Instituto Mexicano del Petróleo, Septiembre de 1988.

72.- RAFFIE HOSEIN, SPE, AND WILLIAM D. MCCAIN, JR., SPE, TEXAS A&M UNIVERSITY. "Extended Analysis for Gas Condensate Systems". SPE 110152-PA. Journal SPE Reservoir Evaluation & Engineering. February 2009. Society of Petroleum Engineers 2009.

73.- Schlumberger. "An Introduction to PVT analysis and compositional simulation". 2005.

74.- Schlumberger. "Reference Manual PVTi". 2009.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS DEL APÉNDICE B

75.- PETROSKY JR. AND FARSHAD, F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 1993, Houston, Texas. Society of Petroleum Engineers 1993.

76.- DE GHETTO. GIAMBATTISTA, PAONE. FRANCESCO, AND VILLA. MARCO. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils". SPE 30316-MS. SPE International Heavy Oil Symposium, June 1995, Calgary, Alberta, Canada. Society of Petroleum Engineers 1995.

77.- BÁNZER S. CARLOS. "Correlaciones Numéricas P.V.T.". Instituto de Investigaciones Petroleras. Universidad del Zulia. Maracaibo, enero de 1996.

78.- DOUGLAS J. ROMERO, BELKIS FERNANDEZ, AND GONZALO ROJAS. "Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil". SPE 69724-MS. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 12-14 March 2001, Porlamar, Margarita Island, Venezuela. Society of Petroleum Engineers 2001.

79.- DE GHETTO. GIAMBATTISTA AND VILLA. MARCO. "Reliability Analysis on PVT Correlations". SPE 28904-MS. European Petroleum Conference, October, London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers 1994.

80.- SUTTON, ROBERT P., FARSHAD, F.F. "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 13172-PA. Journal SPE Reservoir Engineering. February 1990. Society of Petroleum Engineers 1990.

81.- HEREDIA CASTRO, MARÍA DEL R. "Determinación de la Viscosidad Dinámica de Fluidos de Yacimientos Mexicanos desde la Región de Subenfriado hasta la Presión de Saturación, usando un Viscosímetro Electromagnético a Fuerza Constante". Tesis para obtener el grado de Ingeniero Químico. Universidad Autónoma Metropolitana. México, D.F. Abril de 2007.