

## Nueva clasificación para yacimientos de aceites pesados y extrapesados de México

**María Graciela Reyes Ruiz**

[mariagracielaeyesruiz@gmail.com](mailto:mariagracielaeyesruiz@gmail.com)

Universidad Nacional Autónoma de México

**Alfredo León García**

[aleong560112@gmail.com](mailto:aleong560112@gmail.com)

Grupo R Petróleo y Gas

**Germán López Bautista**

[lobg720130@gmail.com](mailto:lobg720130@gmail.com)

Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido en junio de 2017 y aceptado en octubre de 2017

### Resumen

Las reservas de hidrocarburos en México se conforman, en gran medida, de yacimientos de aceite pesado y extrapesado, difícil de caracterizar, extraer, transportar, procesar y comercializar.

A pesar de las diversas clasificaciones de los fluidos petroleros disponibles en la literatura técnica internacional, no existe una clasificación específica para los yacimientos del país. Partiendo de la clasificación más adecuada para los yacimientos de México (León, 2013), en este trabajo se propone una nueva clasificación apropiada para los yacimientos de aceite pesado y extrapesado de nuestro país.

Diversos autores mencionan valores de 10 a 11.5° API como frontera de transición entre un aceite pesado y un extrapesado. La nueva clasificación propuesta enriquece dichos valores, incorporando otras propiedades volumétricas y la composición de los fluidos producidos.

Se generó una base de datos con alrededor de 50 análisis PVT previamente validados, tanto de la zona marina como terrestre, con densidades relativas menores a los 32° API; generándose gráficas especializadas que permitieron identificar el comportamiento de los fluidos y, en consecuencia, elaborar una clasificación adecuada para los yacimientos de aceite pesado y extrapesado de México.

Los nuevos criterios de clasificación propuestos incorporan a la clasificación utilizada como base (León, 2013), los yacimientos de aceite pesado y extrapesado, categorizándolos de la siguiente forma:

- volátil,	- negro,	- extrapesado
- ligero,	- pesado,	

Se tomaron en cuenta los siguientes parámetros: los porcentajes de  $C_1$ , de  $C_{7+}$  y  $C_2 - C_6$ , y pesos moleculares; en cuanto a las propiedades volumétricas:  $R_s$ ,  $B_o$ ,  $\mu_{ob}$ , °API, etc.

**Palabras clave:** Clasificación de yacimientos, aceite pesado, aceite extrapesado.

## New classification for heavy and extra-heavy oil deposits in Mexico

### Abstract

Most of Mexico's oil reserves are formed by heavy and extra-heavy oil reservoirs, which are difficult to characterize, recover, transport, process and market.

Even though the different classifications of petroleum fluids, available in international literature, there is no specific classification for Mexico's reservoirs. Based on the most appropriate classification for Mexico (León, 2013), this paper proposes a new classification, appropriate for heavy and extra-heavy oil fields in our country.

Several authors refer to values of 10 to 11.5 ° API as the transition boundary between a heavy and an extra-heavy oil. The new classification enriches these values, adding other volumetric properties, as well as the composition of the fluids produced.

A database was generated with around 50 PVT Analysis of onshore and offshore wells, with API gravities less than 32°. Subsequently, some specialized graphs were generated, which allowed to identify the behavior of the fluids and elaborate an adequate classification for heavy and extra-heavy oil reservoirs of Mexico.

The new classification criteria include the heavy and extra-heavy oil reservoirs into the classification used like base (León, 2013), categorizing them as follows:

- volatile oil,	- black oil,	- extra-heavy oil
- light oil,	- heavy oil,	

The following parameters were taken into account: the percentages of  $C_1$ ,  $C_{7+}$  and  $C_2 - C_6$ , and molecular weights; in terms of volumetric properties:  $R_s$ ,  $B_o$ ,  $\mu_{ob}$ , °API, etc.

**Keywords:** Reservoir fluid classification, heavy oil, extraheavy oil.

### Introducción

Una vez descubierto un yacimiento petrolero, es indispensable identificar y clasificar el tipo de hidrocarburo que contiene, ya que conocer el tipo de fluido que se está manejando es uno de los factores principales que intervienen en el comportamiento de la producción de un yacimiento y, por consecuencia, en la selección del plan de explotación y la infraestructura superficial adecuados.

Por otro lado, son pocas las correlaciones desarrolladas para la predicción de las propiedades de los fluidos producidos en campos de México, las cuales se aplican a un área en específico. La nueva clasificación propuesta, en conjunto con la base de datos generada, brinda información necesaria para el desarrollo de correlaciones empíricas especializadas para aceites pesados y extrapesados de México.

Examinando la literatura existente, se han propuesto diversas clasificaciones de los yacimientos petroleros a lo largo de la historia de la ingeniería de yacimientos a nivel mundial, considerando ciertos parámetros medidos en el campo y obtenidos en laboratorio.

A continuación, se presenta la clasificación de los yacimientos de México (León, 2013), donde se integró una base de datos con la información más representativa de los análisis PVT de fluidos de la Región Sur y de las Regiones Marinas. En ella, los autores proponen incluir un nuevo tipo de aceite ubicado en la zona de transición entre aceite negro y aceite volátil, denominado como aceite ligero, dando como resultado nuevos rangos de clasificación, presentes en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Criterios para la clasificación de fluidos, (León, 2013).

Propiedad	Aceite negro	Aceite ligero	Aceite volátil	Gas y condensado
Densidad relativa del líquido API (°API)	< 32	32 - 38	> 38	42 - 62
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	< 130	130 - 200	200 - 550	550 - 10000
$B_o$ (bbl/STB)	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0	-
Contenido $C_{7+}$ (% Mol)	> 35	25 - 35	12.5 - 25	1 - 12.5
Contenido $C_1$ (% Mol)	< 44	32 - 44	44 - 64	> 64
Contenido $C_2 - C_6$ (% Mol)	16 - 28	22 - 32	20 - 28	< 20

Como se mencionó previamente, las reservas de hidrocarburos en México se componen de yacimientos de aceite pesado y extrapesado; tomando en cuenta, además, la gran demanda de energéticos, así como la declinación de la producción de los yacimientos de aceite convencional, es evidente que la industria petrolera se vea en la necesidad de invertir en la explotación de yacimientos de aceite pesado y extrapesado. De aquí parte la necesidad de incorporar este tipo de fluidos dentro de las clasificaciones comúnmente utilizadas y, tomando como referencia la propuesta para los campos de México (León, 2013), este trabajo se enfoca en clasificar a los fluidos con gravedades API menores a los 32°.

## Antecedentes

En México se tienen importantes reservas de aceite pesado y extrapesado; las reservas de aceite son del orden de los 52 MMMbbls de aceite (Pemex, 2015), los cuales se dividen en 1P (9.7 MMMbbls), 2P (16.5 MMMbbls) y 3P (25.8 MMMbbls). De esta cantidad, aproximadamente el 59 % son aceites pesados o extrapesados que no se pueden extraer por recuperación primaria, y en caso de que se exploten, se obtendrían factores de recuperación muy bajos. Esto significa que gran parte de estos yacimientos deben de analizarse para implementar métodos térmicos, por lo cual es muy importante clasificarlos adecuadamente para poder aplicar los métodos de preselección y seleccionar los procesos de recuperación mejorada más apropiados, de acuerdo al tipo de yacimiento.

La aplicación de procesos de recuperación térmica, requieren de análisis PVT representativos del yacimiento, y en caso de que no se puedan tomar muestras PVT, se deben

de obtener datos PVT de clasificaciones apropiadas para cada tipo de yacimiento, y con bases de datos validadas de los campos de aceite pesado y extrapesado de México.

Se han descubierto campos de aceite pesado y extrapesado en la Región Marina Noreste, los cuales son: Tson, Poph, Baksha, Pit, Nab, Kanche, Kayab, Lem, Numan, Tunich y Yaxiltun; éstos presentan densidades entre los 6 y 12 °API, lo cual confirma la necesidad de contar con análisis PVT para estudios de yacimientos y correlaciones PVT para modelar el comportamiento de fluidos en tuberías verticales, horizontales y sistemas artificiales.

## Base de datos PVT para aceites de México

Para poder identificar los nuevos criterios para la clasificación del aceite negro, fue necesario elaborar una base de datos confiable que permitiera ubicar a los aceites producidos en México dentro de sus regiones características.

### Descripción

Tomando como referencia parte de la base de datos utilizada en el estudio de León *et al.* (2013), se procedió a la recolección y validación de poco más de 50 análisis PVT, tanto de zona marina como de zona terrestre, con densidades menores de 32° API.

### Procesamiento y validación de los análisis PVT

Como primera etapa, se procedió a recolectar la mayor cantidad de análisis PVT; acto seguido se validaron las propiedades volumétricas (Rojas, 2005). Una vez validados,

se corrigieron por condiciones de separación flash (Muhammad, 2003) para finalmente generar las gráficas especializadas, teniendo seguridad de que la información utilizada es confiable. En la **Tabla 2** se observa la información

que integra esta base de datos, ejemplificada con algunos pozos agrupados de acuerdo a la clasificación propuesta en este estudio, (explicada más adelante).

**Tabla 2.** Información de fluidos característicos tomada de los análisis PVT.

TIPO DE YACIMIENTO	Aceite negro	Aceite pesado	Aceite extrapesado
POZO	Pozo N5 zona marina	Pozo P9 zona marina	Pozo E5 zona terrestre
Componente	(%Mol)	(%Mol)	(%Mol)
H <sub>2</sub> S	1.410	0.151	0.000
CO <sub>2</sub>	2.680	0.589	0.251
N <sub>2</sub>	0.370	0.233	0.112
C <sub>1</sub>	32.440	18.320	20.943
C <sub>2</sub>	8.62	3.997	0.340
C <sub>3</sub>	6.13	5.750	0.057
iC <sub>4</sub>	0.85	0.594	0.027
nC <sub>4</sub>	3.32	2.916	0.077
iC <sub>5</sub>	1.39	1.351	0.072
nC <sub>5</sub>	1.95	2.344	0.061
C <sub>6</sub>	2.78	4.047	0.25
C <sub>7+</sub>	38.06	59.708	77.81
Total	100	100	100
$\rho_{C_{7+}}$	0.930	0.974	1.004
PM C <sub>7+</sub>	320	374	702.33
Concentración C <sub>2</sub> – C <sub>6</sub>	25.040	20.999	0.884
Peso molecular promedio	141.28	238.55	548.96
Propiedad / Condición	Pozo N5 zona marina	Pozo P9 zona marina	Pozo E5 zona terrestre
$\rho_{yi}$ (kg/cm <sup>2</sup> )	290	322.2	81
Temperatura del yacimiento, T <sub>y</sub> (°C)	116	117	48
Profundidad (mbnm)	2694	3053	765
$\rho_b @ T_y$ (kg/cm <sup>2</sup> )	186.64	90	36.40
B <sub>ob</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) @ p <sub>b</sub> y T <sub>y</sub>	<b>1.339</b>	<b>1.203</b>	<b>1.036</b>
R <sub>sb</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) / (% condiciones max) @ p <sub>b</sub> y T <sub>y</sub>	107.223	44.22	9.81
$\rho_o @ p_b$ y T <sub>y</sub> (gr/cm <sup>3</sup> )	0.7595	0.8364	0.9680
$\mu_o @ p_{yi}$ y T <sub>y</sub> (cp)	1.95	17.37	1249
$\mu_{ob} @ p_b$ y T <sub>y</sub> (cp)	1.78	11.677	1084
$\mu_{od} @ p_{atm}$ y T <sub>y</sub> (cp)	7.08	36	1691
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	92.29	44	6.81
$\rho_o @ ce$ (gr/cm <sup>3</sup> )	0.911	0.963	1.003
YAPI (°API)	23.80	15.37	9.60

Para el caso de los diferentes valores de RGA utilizados en el presente trabajo, este valor es el resultado de la prueba de separación en etapas en superficie y representa la RGA total, es decir, el volumen de gas total entre el volumen de aceite en tanque, corregido a condiciones estándar; la densidad del aceite corresponde al tanque de almacenamiento y está corregida a condiciones estándar. Las condiciones estándar reportadas por los laboratorios son por lo general a una temperatura de 60° F y presión de 14.7 lb/pg<sup>2</sup>, a excepción

de los estudios realizados por el IMP que están a una temperatura de 20° C y 1.033 kg/cm<sup>2</sup>.

Las **Tablas 3 y 4** presentan información adicional de la viscosidad de aceites saturados producidos en México<sup>[6]</sup> y de aceites producidos a nivel mundial<sup>[5]</sup>, lo anterior para tener un panorama mundial del comportamiento de esta propiedad.

**Tabla 3.** Base de datos, viscosidad de aceites producidos en México.

Área/Activo	Campo	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
Cantarell	Balam	26.8	2
	Ek	27	2.5
	Ixtoc	31.9	0.4
	Sihil	30.9	0.3
Ku-Maloob-Zaap	Lum	24	3.8
	Zaap (Jurásico Kimmeridgiano)	25	1.2
	Zaap (Cretácico medio)	17	8.4
	Ku	16	9.5

Área/Activo	Campo	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
Chicontepec	Miquetla	35	2.4
	Presidente Alemán	31.3	3.7
	Tajín	27.6	2.7
	Coyotes	31.8	1.3
	Agua Fría	24	3.3
	Soledad	36.6	2.2
	Soledad Norte	32	1.6

**Tabla 4.** Base de datos, viscosidades de aceites producidos a nivel mundial.

País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
EUA	10	51000
EUA	10	10000
EUA	11	10000
EUA	11	3000
EUA	11	5000
EUA	11	20000
EUA	12	1000
EUA	12	5200
EUA	12	4000
EUA	12	5000
EUA	12	1200
EUA	12	3000
EUA	12	900
EUA	13	4000
EUA	13	1500

País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
EUA	24	2
EUA	24	2
EUA	24	4
EUA	26	1
EUA	27	0.9
EUA	28	1.9
EUA	29	3
EUA	29	6
EUA	30	2
EUA	30	3
EUA	30	3
EUA	30	6
EUA	31	2
EUA	31	1.8
EUA	32	2

País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
EUA	38	0.4
EUA	39	1
EUA	40	0.7
EUA	40	1
EUA	40	0.5
EUA	40.5	1.1
EUA	41	0.8
EUA	41	1
EUA	42	0.4
EUA	42	1.5
EUA	43	0.8
EUA	43	0.4
EUA	44	2
EUA	44	0.4
EUA	51	0.2

País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
Canadá	41	0.4
Canadá	41	0.3
Canadá	41.3	0.42
Canadá	42	1.14
Canadá	43	0.39
Canadá	43.2	0.33
Canadá	44	0.4
Canadá	45.4	0.36
Canadá	48	0.25
China	11	11000
China	13	4000
China	13	18900
China	14	14000
China	14	80
China	15.5	46

País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)	País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)	País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)	País	°API	$\mu_{ob}$ (cp)
EUA	13	4000	EUA	32	1	Canadá	8	5E+06	China	21	22
EUA	13	3500	EUA	32	2.3	Canadá	8	10000	China	28	17
EUA	13	8000	EUA	33	2	Canadá	10	500000	China	31.5	32
EUA	13	10000	EUA	33	1.44	Canadá	10	200000	China	32	9.3
EUA	13	2800	EUA	33	1	Canadá	12	25000	China	33	7
EUA	13	4000	EUA	33	1.2	Canadá	13	13000	China	34	9
EUA	13	450	EUA	34	2	Canadá	18	70	Colombia	12.8	2965
EUA	13	300	EUA	34	1.5	Canadá	28	3	India	13.5	550
EUA	14	4000	EUA	34	1.5	Canadá	29	2.2	India	15.6	150
EUA	14	3720	EUA	34	2.3	Canadá	30	3	India	25.7	10
EUA	14	2000	EUA	35	1	Canadá	32.8	1.34	Indonesia	22	350
EUA	14	1525	EUA	35	0.6	Canadá	37	0.59	Turquía	13	592
EUA	14	3350	EUA	35	1	Canadá	38	0.54	Trinidad	11	5500
EUA	15	345	EUA	35	0.9	Canadá	38	0.547	Trinidad	14	250
EUA	16	20	EUA	36	2	Canadá	39	0.46	Trinidad	17	160
EUA	16	25	EUA	36	1	Canadá	40	0.69	Trinidad	17	32
EUA	19	1200	EUA	37	0.6	Canadá	40	0.3	Trinidad	19	32
EUA	19	45	EUA	38	2	Canadá	40.9	0.42	Trinidad	19	16
EUA	22	4	EUA	38	1	Canadá	41	0.4	Trinidad	25	6
EUA	23	7	EUA	38	1	Canadá	41	1	Trinidad	29	5
Venezuela	8.5	5500	Venezuela	11	20000	Venezuela	12	7500	Venezuela	15	580
Venezuela	9	1952	Venezuela	11.1	10000	Venezuela	12.1	2000	Venezuela	15.2	2500
Venezuela	9.2	351	Venezuela	11.4	3500	Venezuela	13	500	Venezuela	26	0.5
Venezuela	9.3	376	Venezuela	11.8	7000	Venezuela	13.1	750	Venezuela	36	0.1
Venezuela	10	370	Venezuela	12	600	Venezuela	13.1	5000			
Venezuela	10	727	Venezuela	12	1000	Venezuela	13.5	138			
Venezuela	10	12000	Venezuela	12	5000	Venezuela	13.6	13000			

Una vez procesada la base de datos, el siguiente paso es generar diferentes gráficas que permitan visualizar el comportamiento de los fluidos con base en sus propiedades volumétricas y composición.

**Nueva clasificación propuesta para el aceite negro, con base en los yacimientos de México**

Una vez revisados los diferentes criterios de clasificación de los yacimientos presentes en la literatura y partiendo de la clasificación para los campos del país, (León, 2013), se elaboró una nueva clasificación en la que se cubre a los yacimientos de aceite pesado y extrapesado con las

características de aquellos, presentes en los campos de México, tomando como referencia los rangos de un aceite negro y respetando los yacimientos de gas, los de aceite volátil y aceite ligero.

La nueva clasificación propuesta da como resultado yacimientos de aceite en el siguiente orden:

1. Aceite volátil.	4. Aceite pesado.
2. Aceite ligero.	5. Aceite extrapesado.
3. Aceite negro.	

Para el caso de los yacimientos de gas, éstos se mantienen con los mismos rangos.

Utilizando la misma metodología señalada por los autores, los criterios de clasificación propuestos en este trabajo toman en cuenta tanto las propiedades volumétricas como la composición de fluidos reportados en los análisis PVT, previamente validados y almacenados en la base de datos.

Partiendo de diversas comparativas entre las propiedades de los fluidos como la relación gas - aceite (RGA), densidad

relativa del aceite ( $^{\circ}API$ ), composición, peso molecular ( $PM$ ), presión de saturación, etc, se obtuvo una nueva clasificación con gráficas especializadas ( $RGA$  vs  $^{\circ}API$ ,  $PM$  vs  $p_b$ , etc), las cuales permitieron ubicar a los fluidos en sus regiones características.

Con ayuda de gráficas especializadas, se definieron los nuevos rangos de clasificación considerando el aceite negro, aceite pesado y aceite extrapesado, como se presentan en la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Nuevos criterios para la clasificación del aceite negro.

	ACEITE NEGRO (< 32° API)		
	Aceite extrapesado	Aceite pesado	Aceite negro
Densidad relativa del aceite API	< 11.5	11.5 – 21.5	21.5 – 32
RGA ( $m^3/m^3$ )	< 25	25 – 80	80 – 130
$B_o$ (bbl/STB)	< 1.15	1.15 – 1.32	1.32 – 1.5
Contenido $C_1$ (% Mol)	< 25	15 – 35	25 – 44
Contenido $C_{7+}$ (% Mol)	> 55	40 – 60	35 – 45
Contenido $C_2 - C_6$ (% Mol)	< 15	12 – 28	25 – 35
$\mu_{ob}$ (@ $p_b$ y $T_y$ , cp)	> 25	2.5 – 25	0.25 – 2.5
PM promedio (gr/gr-mol)	> 300	165 – 300	100 – 165
PM $C_{7+}$ (gr/gr-mol)	> 450	300 – 500	200 – 350

Los nuevos criterios propuestos para la clasificación del aceite negro se pueden observar mejor mediante las gráficas generadas, como en la **Figura 1**, donde se muestra el comportamiento de la RGA con la fracción  $C_{7+}$ ; y la **Figura 2**, donde se indica el comportamiento de la  $\mu_{ob}$  con la gravedad API. En ambas se identifican las zonas de aceite negro, pesado y extrapesado.

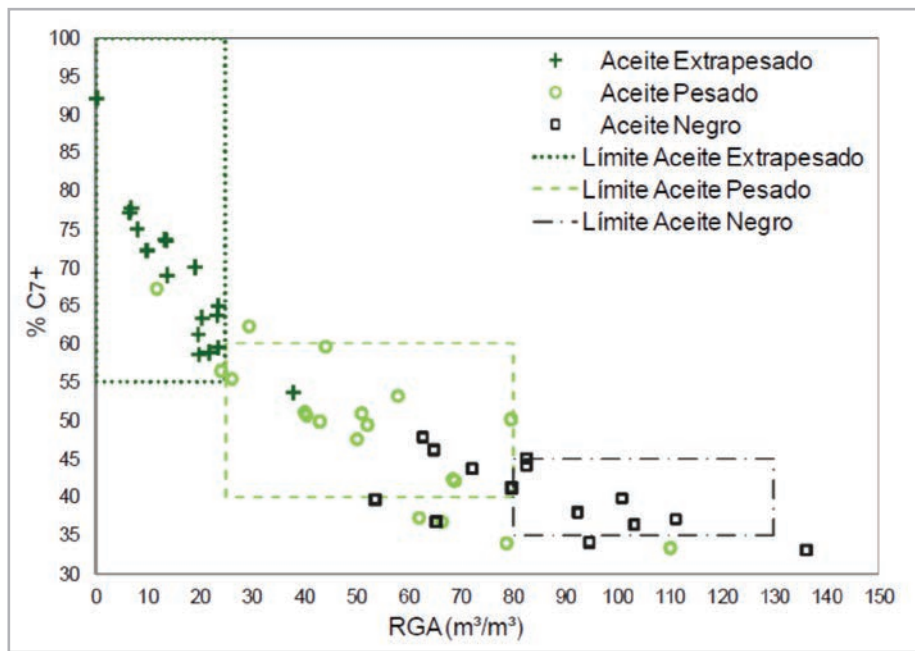


Figura 1. Comportamiento de la RGA con la fracción  $C_{7+}$ , clasificación propuesta para el aceite negro.

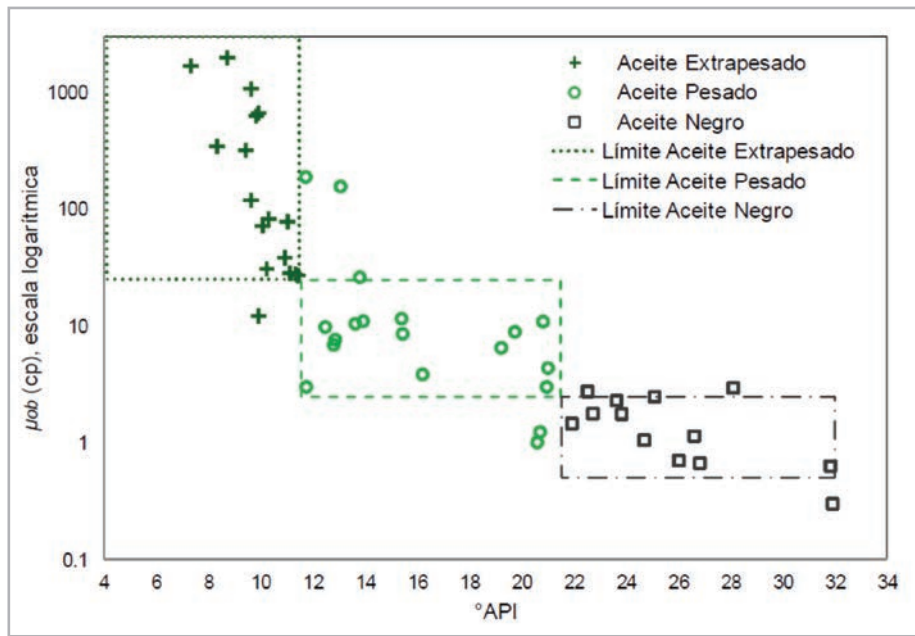
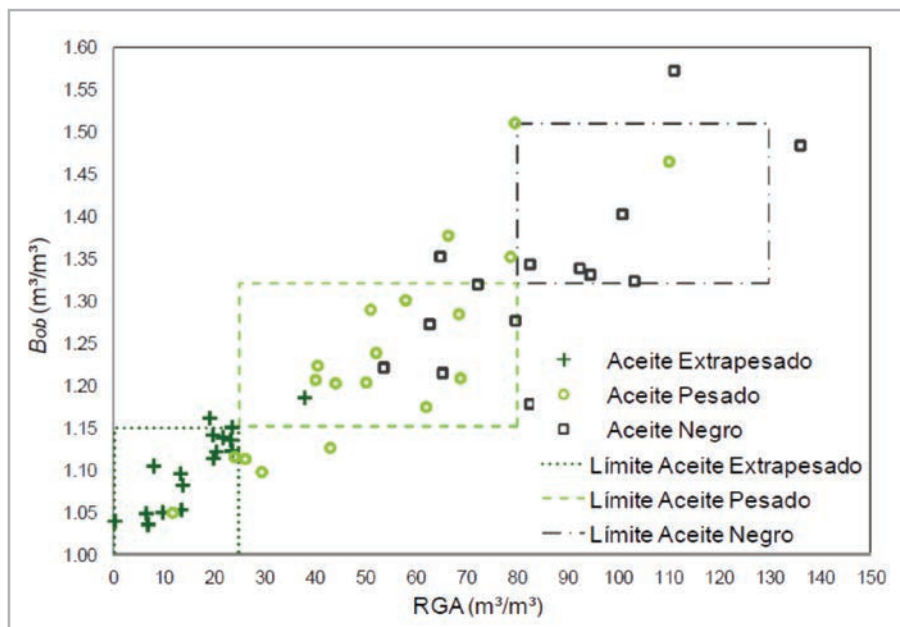


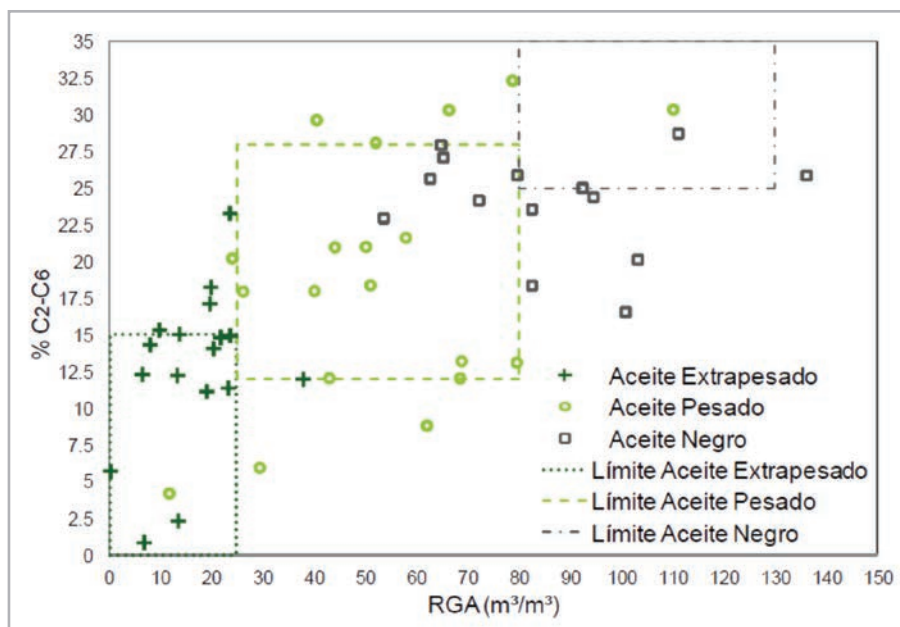
Figura 2. Comportamiento de la densidad API con la  $\mu_{ob}$ , clasificación propuesta para el aceite negro.



En el comportamiento de la  $B_{ob}$  contra la  $RGA$ , **Figura 3**, no se aprecia claramente un comportamiento bien definido entre el aceite negro y el pesado; para el comportamiento del contenido de intermedios,  $C_2 - C_6$  contra  $RGA$ , **Figura 4**, también se presentan algunos cruces, por lo que estos criterios serán revisados y mejorados a medida que se cuente con más información.



**Figura 3.** Comportamiento de la  $RGA$  con el  $B_{ob}$ , clasificación propuesta para el aceite negro.



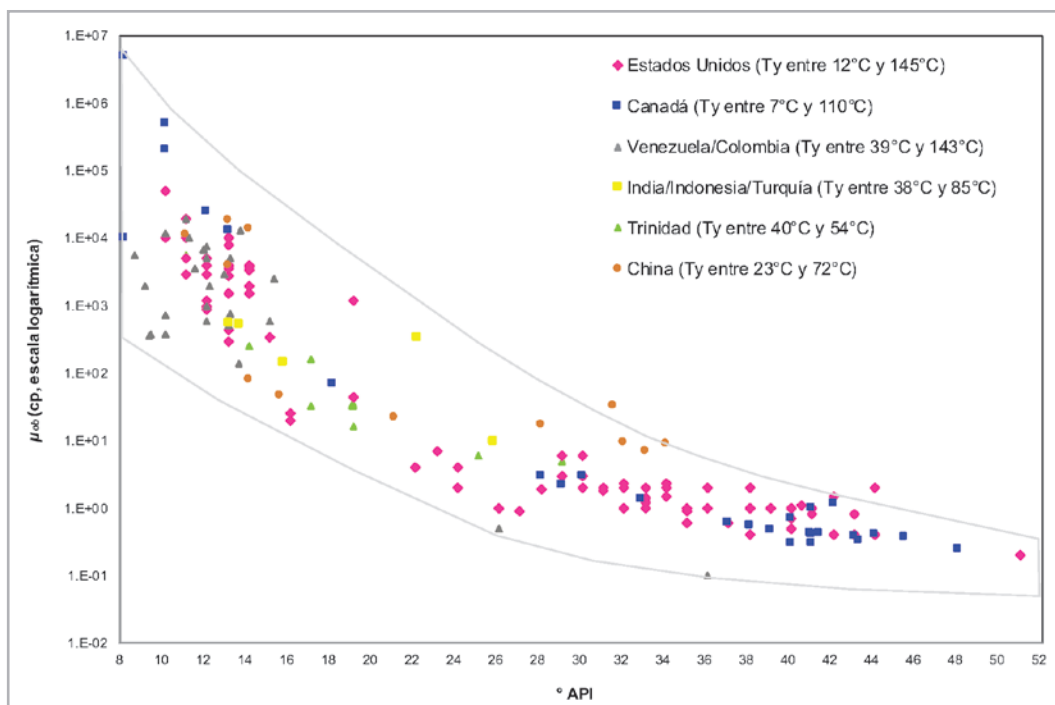
**Figura 4.** Comportamiento de la  $RGA$  con la fracción  $C_2-C_6$ , clasificación propuesta para el aceite negro.

### Comparación de la clasificación propuesta con otras clasificaciones internacionales

En el caso de la viscosidad del aceite saturado, se corroboró el comportamiento de la misma con datos mundiales, lo que sirvió de sustento para los rangos de clasificación particulares de los aceites producidos en México. La grafica utilizada en la industria es la viscosidad del aceite a la presión de saturación y temperatura del yacimiento contra la densidad del aceite producido en superficie a condiciones estándar, lógicamente la viscosidad del aceite depende de muchas variables como la profundidad, composición, temperatura, etc., sin embargo, se observan tendencias de comportamiento bien definidas. Es importante mencionar

que, tomando en cuenta la relación entre la viscosidad del aceite y la temperatura del mismo, los valores de temperatura de yacimiento, profundidad, composición reportadas a nivel mundial, difieren de aquellos presentes en los yacimientos de México, razón por la cual se hace hincapié en la necesidad de identificar valores propios de viscosidades presentes en nuestro país, como se verá más adelante.

En la **Figura 5** se puede observar el comportamiento de la viscosidad del aceite a la presión de burbuja en un panorama mundial (Moritis, 2006) identificando una tendencia incremental de la misma con el decremento de °API.



**Figura 5.** Comportamiento de la  $\mu_o$  a la  $p_b$  vs °API, panorama mundial.

Considerando las viscosidades reportadas en los análisis PVT recolectados, así como información adicional de campos productores en México (Rangel, 2012), se procedió a identificar el comportamiento de los aceites negro, pesado y extrapesado de nuestro país, obteniendo los resultados mostrados en la **Figura 6**. Al considerar los datos

de los campos de México, los rangos de viscosidad del aceite saturado tendrían que trasladarse por debajo de los 10 cp para el caso de los aceites con gravedades API < 11.5°; y por debajo de 1 cp para el caso de los aceites con gravedades API < 21.5°.

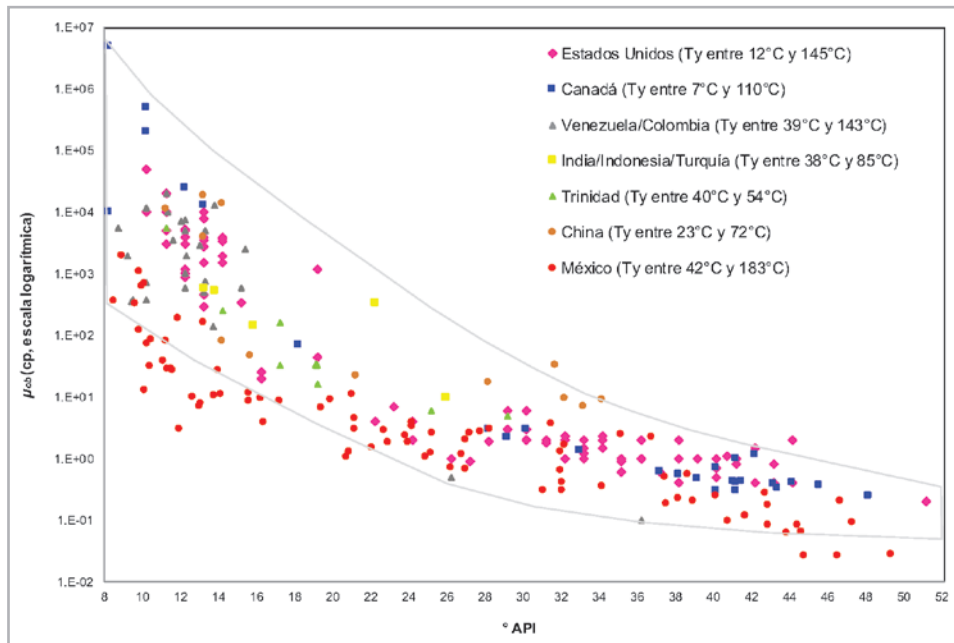


Figura 6. Comportamiento de la  $\mu_o$  a la  $p_b$  vs °API, panorama mundial con México.

Dándole realce a la parte de interés de este trabajo, si se toman en cuenta aquellos aceites con densidades menores a los 32°API, se puede visualizar y sustentar los rangos de la  $\mu_{ob}$  propuestos en los nuevos criterios para la clasificación del aceite negro, pesado y extrapesado, como se observa en la Figura 7.

En el apéndice se presentan algunas otras gráficas especializadas utilizadas en la clasificación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado de México.

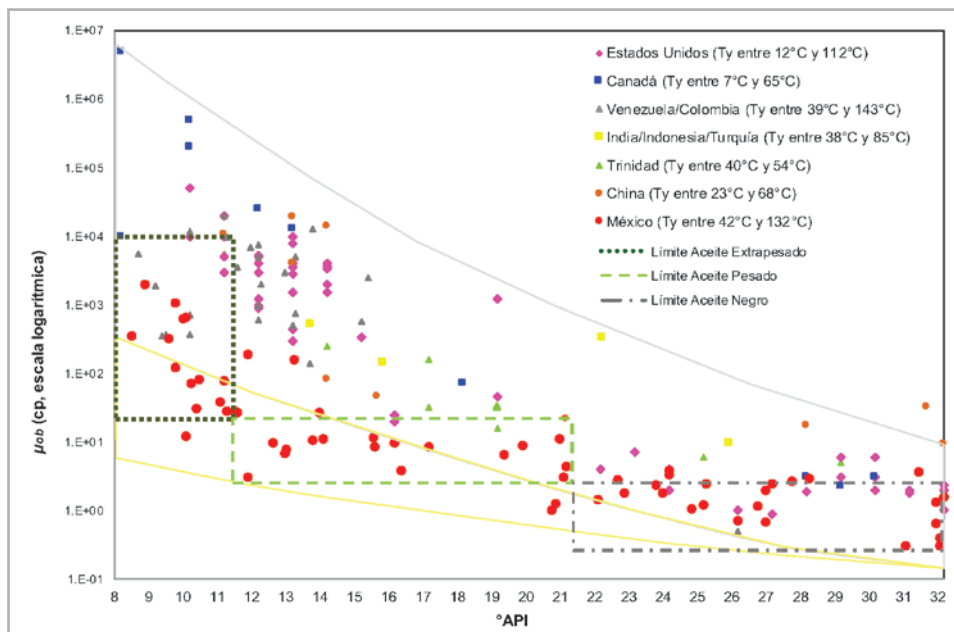


Figura 7. Comportamiento de la  $\mu_o$  a la  $p_b$  vs °API, panorama mundial con México, (aceite negro, pesado y extrapesado).

## Conclusiones

1. Se propuso una nueva clasificación que abarca a los yacimientos de aceite negro, pesado y extrapesado para los campos de México.
2. Las zonas del aceite extrapesado y pesado se pueden identificar fácilmente, ya que casi no se presentan cruces entre ellas; mientras que, para el caso de transición entre el aceite pesado y el negro, se observan algunos cruces; sin embargo, se identificó una tendencia definida.
3. En algunos casos como en el comportamiento del  $B_{ob}$  contra la  $RGA$ , y el contenido de intermedios  $C_2 - C_6$  contra la  $RGA$ , no se aprecia una tendencia bien definida, por lo cual se sugiere que la clasificación sea enriquecida con mayor información en la medida que sea posible.
4. La nueva clasificación servirá para elaborar correlaciones para aceite pesado más apropiadas para los campos de México, y proponer planes de explotación adecuados para cada tipo de yacimiento.

## Nomenclatura

$B_{ob}$  = factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo, bbl/STB,

$p_b$  = presión de saturación, kg/cm<sup>2</sup>,

PM = peso molecular, gr/gr-mol,

$RGA$  = relación gas-aceite, m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>,

$T_y$  = temperatura de yacimiento, °C,

$\mu_{ob}$  = viscosidad del aceite en el punto de burbujeo, cp.

## Agradecimientos

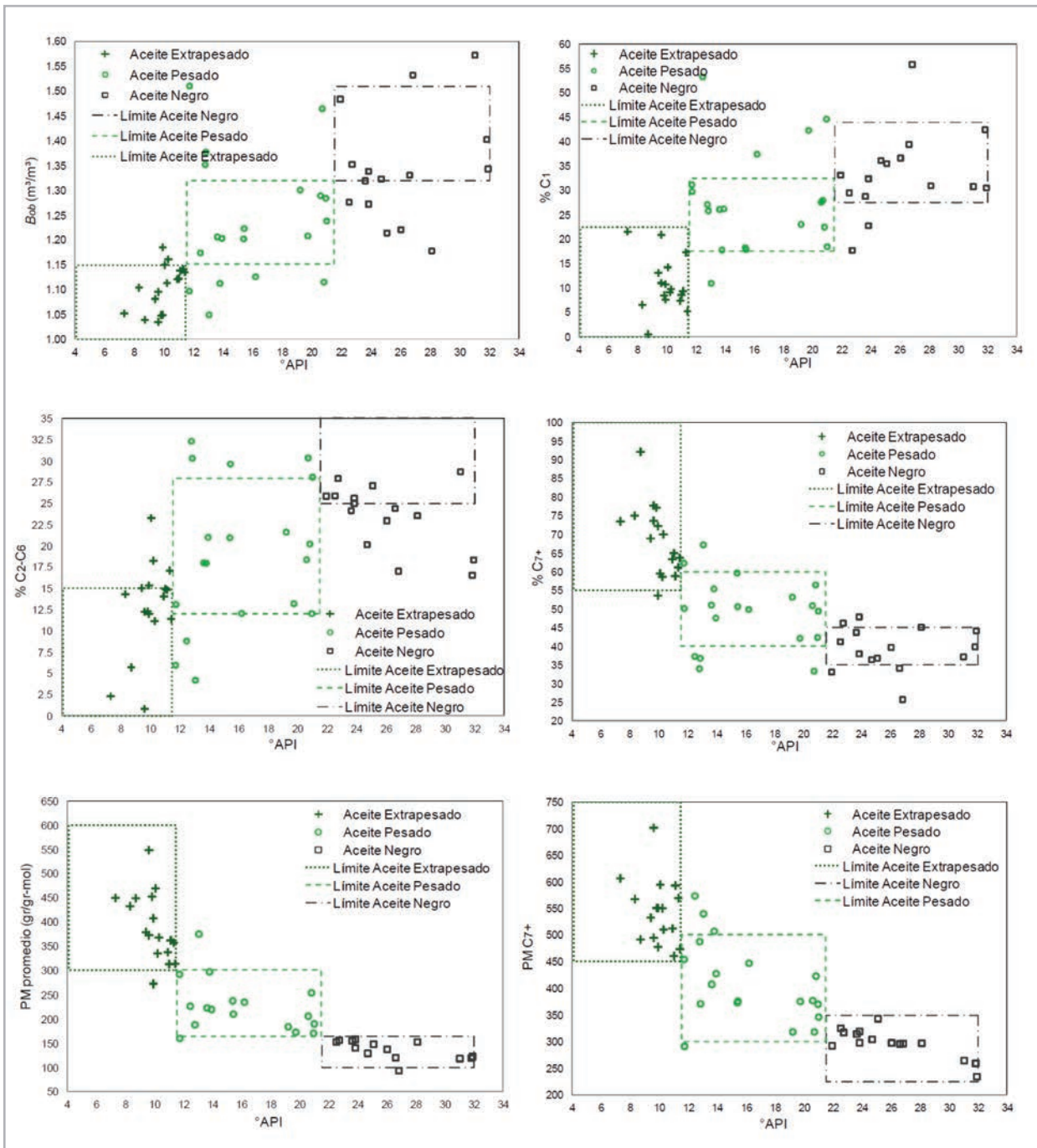
A la UNAM y al Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería por abrirme las puertas y contribuir en mi formación.

A mi tutor, el Maestro Alfredo León García, por sus valiosos conocimientos, apoyo, orientación y dedicación.

Al Ingeniero Germán López Bautista, por su compañerismo, sin el cual no habría sido posible la realización de este trabajo.

## Apéndice

En este apéndice se muestran algunos de los gráficos generados para evaluar el comportamiento de las propiedades volumétricas y composición de los diferentes aceites pesados y extrapesados producidos en México.



**Figura A1.** Comportamiento de los °API con diferentes propiedades volumétricas y composición, clasificación propuesta para el aceite negro.

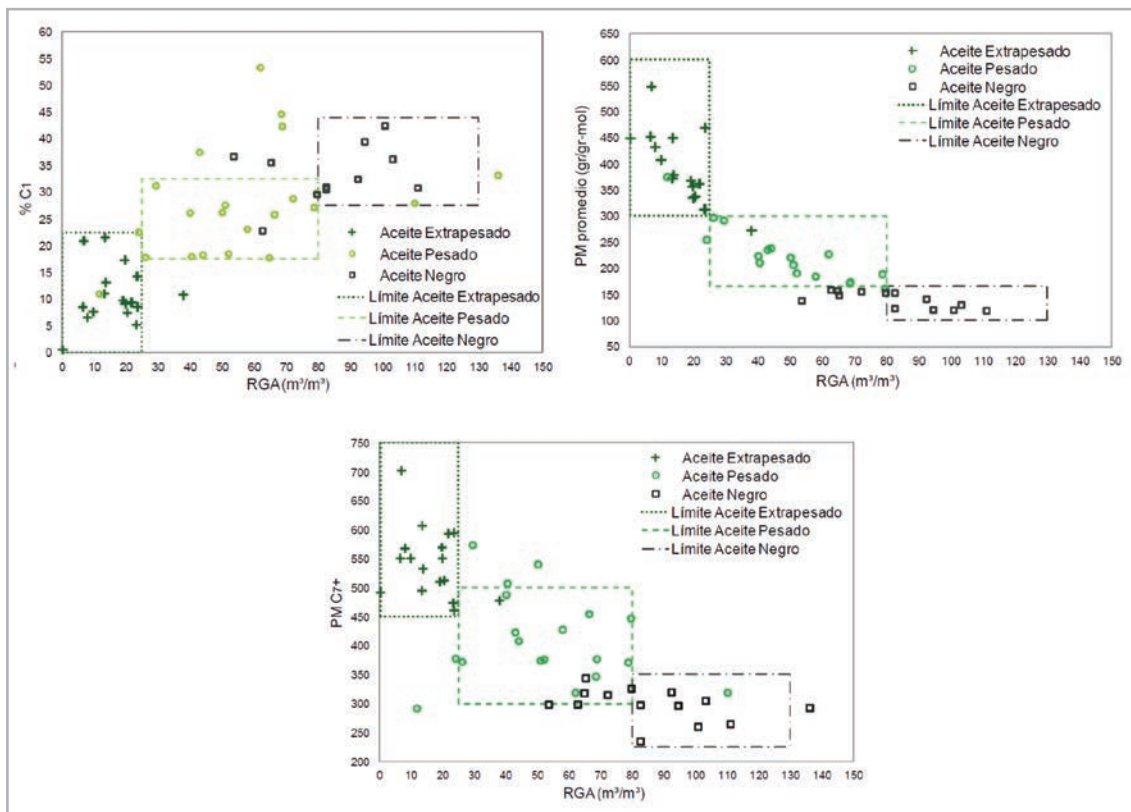


Figura A2. Comportamiento de la RGA con diferentes propiedades volumétricas y composición, clasificación propuesta para el aceite negro.

## Referencias

1. Al-Marhoun, M.A. 2003. Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions. *SPE Res Eval & Eng* 6 (3): 142-146. SPE-84684-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/84684-PA>.
2. Pemex. 2015. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015. [www.pemex.com](http://www.pemex.com)
3. León García, A. 2012. *Apuntes Físicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos*. UNAM, México, D. F.
4. León García, A., Alamilla Carrillo, N. y García Hernández, F. 2013. Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque. *Ingeniería Petrolera* 53 (7): 388-409.
5. Moritis, G. 2006. Special Report EOR/Heavy Oil Survey. 2006 Worldwide EOR Survey. *Oil and Gas Journal* 104 (4): 45-57.
6. Rojas G.: "Curso de Análisis PVT Composicional", Instituto Tecnológico Superior de Comalcalco, Villahermosa Tab., Mayo 2005.
7. Rangel Germán, E. 2012. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. Comisión Nacional de Hidrocarburos. [http://www.cnh.gob.mx/\\_docs/IOR\\_EOR.pdf](http://www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf) (descargado el 02 de agosto de 2014).

## Semblanza de los autores

### María Graciela Reyes Ruiz

Ingeniera Mecánica egresada de la ESIME – IPN en 2007. Ingresó al Activo Integral Poza Rica – Altamira, al Departamento de ingeniería y construcción en 2008, realizando simulaciones de instalaciones superficiales y sistemas de transporte de hidrocarburos, así como en el desarrollo y revisión de ingeniería de instalaciones.

A partir de 2010, se incorpora al Departamento de Diseño y Optimización de Instalaciones del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, en la visualización, conceptualización y definición de infraestructura para la recolección, manejo y transporte de hidrocarburos, así como en la realización de ingeniería conceptual de las redes de transporte de gas y aceite, instalaciones de proceso y oleogasoductos.

De 2012 a 2014, realizó estudios de Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales, con la especialidad de Producción, recibiendo el grado de Maestra en Ingeniería en marzo de 2015.

De 2015 a la fecha, se desempeña como profesora de asignatura en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, para la carrera de Ingeniería Petrolera.

### Alfredo León García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA del IPN en 1978. Recibió diploma de distinción como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera del IPN. Obtuvo el Grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPTI de la UNAM en abril de 1993.

Su carrera profesional inició en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977. Posteriormente ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos donde laboró en el Departamento de yacimientos del Distrito Frontera Noreste y en el Departamento de recuperación secundaria de la Superintendencia de yacimientos de la Zona Norte. Ha ocupado diversos cargos dentro del área de tecnología y desarrollo profesional de Pemex Exploración y Producción. Hasta su jubilación de PEP en septiembre de 2011, se desempeñaba como Subgerente de recuperación mejorada de la Gerencia de explotación de yacimientos.

Actualmente colabora en el área de Ingeniería de yacimientos en la compañía Grupo R Petróleo y Gas.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales. En 1997 recibió la medalla Juan Hefferan y en el año de 2002 fue galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas, otorgadas ambas por la AIPM.

Es profesor de asignatura de Termodinámica y Físicoquímica de los hidrocarburos en la DEPTI de la UNAM.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la SPE.

## **Germán López Bautista**

Realizó sus estudios en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde en 2001 obtuvo el título de Ingeniero Petrolero.

En el año 2000 se incorpora a la compañía Schlumberger en el área de Information Solutions, con el grupo MERAK, trabajando en análisis de rentabilidad de proyectos. Para el 2003, inicia trabajos con las áreas de diseño de los activos de producción en Pemex, como Ingeniero de soporte en herramientas de Schlumberger de análisis de producción y yacimientos.

Para el 2005 se incorpora a Petróleos Mexicanos en la Región Marina Noreste, en el Activo de producción Ku Maloob Zaap, en el área de Diseño, como ingeniero de proyectos en análisis y seguimiento a implementación del sistema artificial de bombeo electrocentrífugo.

En el año 2007 formó parte del grupo de la Gerencia programación y evaluación operativa en la misma región, trabajando en distintas coordinaciones en las áreas de evaluación de resultados, documentación de reservas y programas operativos de movimiento de equipos y producción.

Para el 2012, cursó estudios de Maestría en ingeniería en exploración y explotación de recursos naturales del subsuelo en la Facultad de ingeniería en la Universidad Nacional Autónoma de México.

Actualmente trabaja en la Gerencia de integración y optimización del portafolio de exploración y producción, en el grupo multidisciplinario de cartera de proyectos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la SPE.