

Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque

MI. Alfredo León García
aleong560112@gmail.com

División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería/UNAM

Ing. Nancy Alamilla Carrillo
nanchyt@gmail.com

Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. Francisco García Hernández
francisco.garciah@pemex.com
Subdirección Técnica de Explotación
Pemex Exploración y Producción

Información del artículo: Recibido: junio de 2012-aceptado: julio de 2013

Resumen

Los criterios que se aplican de manera tradicional a los yacimientos, ya sean basados en los diagramas de fase o en los parámetros de clasificación los ubican en cinco tipos. 1).-Aceite negro, 2).-Aceite volátil, 3).-Gas y condensado, 4).-Gas húmedo y 5).-Gas seco; sin embargo, se ha visto que los yacimientos de aceite de México no son apropiadamente clasificados, en especial los que se ubican en la zona de transición entre aceite negro y aceite volátil, en estos casos se pueden cometer errores como clasificar un aceite volátil como aceite negro si se utilizan los criterios tradicionales, esto puede implicar que no se tomen las medidas adecuadas desde el muestreo de los fluidos, hasta el diseño de los experimentos apropiados para cada tipo de yacimientos, el no contar con los experimentos adecuados, puede ocasionar serios errores como por ejemplo: estudios de yacimientos incorrectos con la consecuente desviación en los pronósticos de explotación y en un inadecuado diseño de las instalaciones superficiales.

Se revisaron todos los criterios de clasificación de los yacimientos actualmente publicados en la literatura técnica nacional e internacional y se observó que no cubrían de manera adecuada a los yacimientos de México, por lo cual se elaboró una nueva clasificación en la que se modifican los rangos de clasificación publicados hasta la fecha para ampliar los rangos de clasificación para aceite volátil, y se incluye un nuevo tipo de aceite que se denomina aceite ligero, el cual clasifica adecuadamente los fluidos que se encuentran entre los fluidos de aceite negro típicos y los de aceite volátil. Con la nueva clasificación propuesta quedan los yacimientos de aceite de la siguiente forma: a).-aceite volátil, b).-aceite ligero, y c).-aceite negro. Para el caso de los yacimientos de gas quedan de la misma forma: d).-gas y condensado, f).-gas húmedo y g).-gas seco. Sin embargo, se está trabajando en precisar los rangos de clasificación para los yacimientos de gas.

Los nuevos criterios de clasificación propuestos incluyen los siguientes aspectos: 1).- rangos de clasificación adecuados para cada tipo de aceite, 2).-comparación de propiedades características de los fluidos, composición, peso molecular etc., con fluidos validados en las bases de datos, 3).- clasificación de los fluidos con gráficas especializadas como pueden ser peso molecular contra presión de burbuja o de rocío, 4).- gráficas de parámetros adimensionales como por ejemplo factor de volumen adimensional contra presión adimensional y 5).- clasificación mediante diagramas ternarios, los cuales ubican los fluidos en regiones características.

Palabras clave: Clasificación, yacimientos.

Classification of the Reservoirs in Mexico: A new approach

Abstract

The criteria traditionally applied to reservoir classification, whether phase diagrams or classification parameters-based, can be grouped into 5 categories. 1).- black oil, 2).-Volatile oil, 3).- Gas and condensate, 4).- Wet gas, and 5).- Dry Gas. However it has been seen that Mexican oil fields, particularly those located in the transition zone between black oil and volatile oil, have thus far not been properly classified. In this context the use of traditional classification criteria may result in errors such as sorting a volatile oil as black oil, which in turn may imply that no adequate measures are taken from the beginning of fluid sampling up to the appropriate experimental design for each type of reservoir. Failure to produce appropriate experiments can lead to serious errors such as incorrect reservoir studies with the associated deviation in operating forecasts and inadequate surface facility design.

We reviewed all the criteria for classification of the reservoirs currently published in national and international technical literature, and found that such criteria do not properly account for Mexican reservoirs. Hence we developed a new classification for reservoirs where conventional ranges are extended to include volatile oil as well as a new type of oil called light oil that relates to fluids between typical black and volatile oils. With the novel proposed classification oil reservoirs are now categorized as follows: a).-Volatile oil, b).- Light oil, and c).- Black-oil, with no changes in the case of gas fields, that is: d).- gas and condensate, f).- wet gas g).- dry gas. We are nevertheless also working on a more precise classification ranges for gas fields.

The proposed new classification criteria comprise the following aspects: 1).- Classification ranges for each type of oil, 2).- Comparison of characteristics of the fluid properties, composition, molecular weight etc., with validated fluids data base, 3).- Classification of fluids such as specialized graphics molecular weight against pressure dew or bubble, 4).- Graphs of dimensionless parameters such as dimensionless volume factor against dimensionless pressure, and 5).- Classification through ternary diagrams that locate fluids in characteristic regions.

Key words: Classification, deposits.

Introducción

La clasificación de los yacimientos propuesta por varios autores está basada en su diagrama de fase característico y en los rangos de propiedades de los fluidos típicas como por ejemplo: a).-El factor de volumen de aceite b).-Factor de volumen del aceite (Bo), c).- Relación gas aceite (RGA), d).-Contenido de la fracción C_{7+} , e).-Densidad del aceite y f).- Contenido de la fracción C_1 . En base a estos criterios los yacimientos se han clasificado de acuerdo a los fluidos que contienen en cinco tipos. 1).-Aceite negro, 2).-Aceite volátil, 3).-Gas y condensado, 4).-Gas húmedo y 5).-Gas seco, sin embargo, se ha visto que los fluidos que existen en los yacimientos de México, no son apropiadamente clasificados, en especial los yacimientos de aceite, ya que existen aceites de tipo volátil, los cuales si se usan estos criterios se clasifican como de aceite negro, lo cual implica que no se tomen las medidas adecuadas desde el muestreo de los fluidos hasta el diseño de los experimentos apropiado para cada tipo de

yacimientos, el no realizar los experimentos correctos va a ocasionar serios errores en los estudios de yacimientos y en el diseño de baterías de separación.

Esta situación motivó que se revisaran los rangos de clasificación de fluidos publicados en la literatura técnica internacional y proponer una nueva clasificación que estuviera mas adecuada a los yacimientos de México.

La clasificación de los yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos que contienen es una tarea importante dentro de la administración de yacimientos, ya que la explotación cuidadosa de un yacimiento requiere conocer que tipo de fluidos contiene, esto tiene una relevancia especial para cuando los fluidos se encuentran en dos situaciones:

1).-En el caso de los yacimientos que contienen fluidos de tipo crítico, los cuales se encuentran en la zona de transición entre gas y condensado y aceite volátil, para este tipo de

fluidos, se requiere de un análisis detallado y definir si existen dos fases gas y líquido que estén coexistiendo en el yacimiento a condiciones iniciales para establecer la mejor estrategia de explotación del yacimiento, como por ejemplo, definir si se explota primero la zona de aceite y posteriormente la zona de gas y condensado, lo cual si no se toma en cuenta puede conducir a tener grandes diferencias en los factores de recuperación del aceite.

2).-En el caso de los fluidos que se encuentran en la zona de transición entre aceite volátil y aceite negro, los fluidos deben de ser tratados con suma cautela, ya que si los fluidos tiene propiedades mas parecidas a un aceite volátil, se debe de realizar el experimento de Agotamiento a Volumen Constante (AVC) y también el de Separación Diferencial (SD) para que se proporcionen los parámetros volumétricos (B_o , R_s , etc.) para realizar estudios de comportamiento de yacimientos. El estudio AVC sería utilizado para hacer estudios de simulación composicional, lo cual será de

suma importancia en el caso de que se realicen estudios de recuperación mejorada con inyección de gases.

Integración de la información de los análisis PVT

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, los fluidos se agruparon de acuerdo al tipo de fluidos existente. La **Tabla 1**, muestra un ejemplo de la información que se integró en la base de datos y se representa con fluidos característicos de cada tipo de yacimientos: a).-aceite negro, b).-aceite ligero, c).-aceite volátil y d).-gas y condensado, en la **Tabla 1** se muestran las propiedades de los fluidos de los pozos Girdaldas 2, Sen 5, Chuc 11 y Akal 2, los cuales se agruparon de acuerdo a la clasificación propuesta en este estudio, como se discutiría en las siguientes secciones.

Tabla 1. Información importante de fluidos característicos.

	Gas y condensado	Aceite volátil	Aceite ligero	Aceite negro
POZO	Girdaldas 2	Sen 5	Chuc 11	Akal 2
Componente	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.
	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)
H ₂ S	0.170	0.000	0.635	1.030
CO ₂	2.770	1.260	1.972	1.850
N ₂	1.660	0.800	0.337	0.280
C ₁	68.540	62.140	37.997	28.840
C ₂	7.550	9.910	13.001	8.680
C ₃	3.720	4.620	7.311	6.220
iC ₄	0.860	0.890	1.201	0.960
nC ₄	1.650	1.960	3.369	3.340
iC ₅	0.780	0.830	1.003	1.210
nC ₅	0.830	0.970	1.645	1.290
C ₆	1.410	1.550	2.949	2.490
C ₇₊	10.060	15.070	28.580	43.810
Total	100.000	100.000	100.000	100.000
rC ₇₊	0.824	0.826	0.8582	0.9287
PMC ₇₊	184	178.78	222	315
Conc C ₂ -C ₆	16.8	20.73	30.479	24.19
Peso molecular promedio	39.0	47.0	85.0	155.7

Pi (kg/cm ²)	510.1	803.1	369.7	185.2
Temp yac (°C)	134.4	156.8	138.0	97.2
Profundidad (mbnm)	4600	4893	3985	2300
Pb / Pr (kg/cm ²)	454.3	357.2	235.0	150.8
Bob (m ³ /m ³) / Zg @ Pb	1.260	3.068	1.776	1.320
Rsb (m ³ /m ³) / (% cond max)	30.0	542.0	214.5	87.6
r _o @ Pb/rg @ Pr (gr/cm ³)	0.402	0.428	0.612	0.790
μo @ Pb / μg @ Pr (cp)	0.062	0.270	0.269	2.320
RGA (m ³ /m ³)	752.9	538.0	214.0	72.1
ro @ ce (gr/cm ³)	0.808	0.813	0.867	0.912
Grav esp. aceite @ c.e. (°API)	43.7	42.5	31.7	23.6

Criterios de clasificación existentes

Existen varios criterios de clasificación de los autores Méndez¹, Pérez Herrera², McCain³, Moses⁴ y Cronquist⁵, los cuales se revisaron y se utilizaron para clasificar los yacimientos de México, en las **Tablas 2, 3, y 4** se presenta la comparación de los rangos de clasificación de algunos parámetros representativos como: a).- Factor de volumen del aceite @ Pb).- Relación gas aceite, c).- Densidad del aceite, d).-Contenido de la fracción C₇₊, e).-Contenido de la fracción C₁ y f).-Contenido de las fracciones C₂ – C₆. Como se puede observar, los rangos de clasificación en algunos casos son contrastantes como por ejemplo

en el comportamiento de la RGA, Méndez da un límite menor de 200 m³/m³ para aceite negro, mientras que McCain establece que un valor menor de 356 m³/m³ sería un yacimiento de aceite negro, igualmente en el caso de la RGA para aceite volátil Méndez propone un rango entre 200 a 1000 m³/m³ y McCain 356 a 587 m³/m³, estas diferencias en las propiedades del aceite hacen muy difícil la clasificación de los fluidos y pueden ocasionar errores importantes desde el muestreo de los fluidos, diseño de los experimentos adecuados para cada tipo de yacimiento, cálculo de las reservas, y propiciar desviaciones importantes en los pronósticos de la simulación numérica del yacimiento.

Tabla 2. Comparación de los criterios de clasificación propuestos por varios autores para aceite negro.

ACEITE NEGRO				
Propiedad	Méndez ¹	Pérez H. ²	McCain ³	Moses ⁴
Factor de volumen del aceite (Bo, m ³ /m ³)	< 2.0		< 2.0	< 2.0
Relación gas aceite (RGA, m ³ /m ³)	< 200	20 - 150	< 356	< 356
Densidad del aceite (gr/cm ³)	> 0.85		> 0.80	> 0.80
Densidad del aceite (°API)	< 34.9		< 45	< 45
Contenido de la fracción C ₇₊ (%)	> 20	36 - 48	> 20	
Contenido de la fracción C ₁ (%)		13 - 34		
Contenido C ₂ - C ₆		17 - 34		

Tabla 3. Comparación de los criterios de clasificación propuestos por varios autores para aceite volátil.

ACEITE VOLATIL					
Propiedad	Méndez ¹	Pérez H. ²	McCain ³	Moses ^{*4}	Cronquist ⁵
Factor de volumen del aceite ($B_o, m^3/m^3$)	> 2.0		> 2.0	> 2.0	> 1.75
Relación gas aceite (RGA, m^3/m^3)	200 - 1000	150 - 600	356 - 587	356 - 534	267 - 623
Densidad del aceite (gr/cm^3)	0.75 - 0.85		< 0.83	< 0.8	< 0.83
Densidad del aceite ($^{\circ}API$)	35 - 49.9		> 40	> 40	> 40
Contenido de la fracción C_{7+} (%)	12.5 - 25.0	12 - 21	12.5 - 20	12.5 - 22	> 11
Contenido de la fracción C_1 (%)		38 - 62		> 35	
Contenido $C_2 - C_6$		11 - 32			
** Se les denomina yacimientos cercanos al punto crítico					

Tabla 4. Comparación de los criterios de clasificación propuestos por varios autores para gas y condensado.

GAS Y CONDENSADO					
Propiedad	Méndez ¹	Pérez H. ²	McCain ³	Moses ⁴	Cronquist ⁵
Factor de volumen del aceite ($B_o, m^3/m^3$)					
Relación gas aceite (RGA, m^3/m^3)	500 - 15000	500 - 9000	356 - 587	534 - 26716	> 623
Densidad del aceite (gr/cm^3)	0.75 - 0.80		.74 - 0.83	0.74 - 0.83	
Densidad del aceite ($^{\circ}API$)	45 - 57.1		40 - 60	40 - 60	
Contenido de la fracción C_{7+} (%)	3- 12.5	0 - 14	1 - 12.5	< 12.5	< 11
Contenido de la fracción C_1 (%)		62 - 88			
Contenido $C_2 - C_6$		10 - 24			

Para tratar de aclarar esta situación, se clasificaron los fluidos de acuerdo a los parámetros de cada fluido y se utilizaron los criterios de la referencias 1, 2, 3 y 4, no se utilizó la referencia 5, ya que no presenta rangos para aceite negro, se utilizó información de los pozos Caan 23,

Jujo 42, Sitio Grande 83 y Chuc 11 que se muestra en la **Tabla 5**, y se obtuvieron los resultados que se presentan en la **Tabla 6**, se puede observar que en algunos casos solamente una propiedad clasifica a los fluidos como aceite volátil y las demás como aceite negro.

Tabla 5. Información general de los análisis PVT utilizados para clasificar los fluidos.

Propiedad	Caan 23	Jujo 42	Sitio Grande 83	Chuc 11
Factor de volumen del aceite (Bo, m ³ /m ³)	2.123	2.106	1.948	1.776
Relación gas aceite (RGA, m ³ /m ³)	244	218.4	369	214
Densidad del aceite (gr/cm ³)	0.8247	0.8380	0.8549	0.8671
Densidad del aceite (°API)	38.0	37.4	34.0	31.7
Contenido de la fracción C ₇₊ (%)	22.96	28.03	25.44	28.58
Contenido de la fracción C ₁ (%)	47.21	41.17	48.05	38.00
Contenido C ₂ - C ₆	25.47	28.03	22.14	30.479

En el caso de los fluidos del pozo Caan 23, presentan un Bob de 2.123 m³/m³, RGA de 244 m³/m³, densidad del aceite de 38 °API y contenido de C₇₊ de 22.96 %, de acuerdo a los criterios aplicados solamente Méndez¹ lo clasifica como aceite volátil y los demás autores lo clasifican como aceite negro, es importante comentar que en algunos

casos solamente una propiedad cumple con un criterio de clasificación y las demás quedan ubicadas dentro de otro tipo de fluido, como se puede apreciar en la **Tabla 6**, de acuerdo con McCain³ únicamente cumple el Bo con el requisito para clasificarlo como aceite volátil (Bob > 2.0 m³/m³), los demás parámetros corresponden a aceite negro.

Tabla 6. Resultados de la clasificación de los fluidos de acuerdo a los diversos autores^{1,2,3,4}

CLASIFICACION DIVERSOS AUTORES				
Propiedad	Caan 23	Jujo 42	Sitio Grande 83	Chuc 11
Méndez ¹	Aceite Volátil	Aceite Volátil	Aceite Negro	Aceite Negro
Pérez H. ²	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Volátil	Aceite Negro
McCain ³	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro
Moses ⁴	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro

Los fluidos del pozo Sitio Grande 83, presentan un Bob de 1.948 m³/m³, RGA de 369 m³/m³, densidad del aceite de 34 °API y contenido de C₇₊ de 25.44 %, de acuerdo a los criterios aplicados todos los autores lo clasifican como aceite negro, es importante comentar que en este caso solamente una propiedad cumple con un criterio de clasificación y las demás las clasifica como otro tipo de fluido, como se puede apreciar en la **Tabla 6**, de acuerdo con McCain³ únicamente cumple la RGA con el requisito para clasificarlo como aceite volátil (RGA > 369.0 m³/m³), los demás parámetros corresponden a aceite negro.

Es particularmente interesante comentar el caso de los fluidos del pozo Jujo 42, el cual presenta un Bob de 2.106 m³/m³, una RGA de 218 m³/m³, densidad del aceite de 37.4 °API y contenido de C₇₊ de 28.03 %, de acuerdo a los criterios aplicados solamente Méndez¹ lo clasifica como aceite volátil y los demás autores lo clasifican como aceite negro, en este

caso solamente el Bob (Bob > 2.0) cumple con el criterio de clasificación como aceite volátil de acuerdo con McCain³ y los demás parámetros lo clasifican aceite negro.

Con respecto a los fluidos del pozo Chuc 11, tienen un Bob de 1.776 m³/m³, una RGA de 214 m³/m³, densidad del aceite de 31 °API y contenido de C₇₊ de 28.58 %, en este caso todos los criterios aplicados lo clasifican como aceite negro, en este caso solamente la RGA (RGA > 200 m³/m³) cumple con el criterio de clasificación como aceite volátil de acuerdo con Méndez¹ y los demás parámetros lo clasifican aceite negro.

Es muy importante utilizar gráficas para visualizar el comportamiento de los fluidos de acuerdo a los diversos criterios de clasificación, en las **Figuras 1 y 2** se presenta la clasificación de los fluidos del pozo Caan 23, de acuerdo a las referencias 1 y 3.

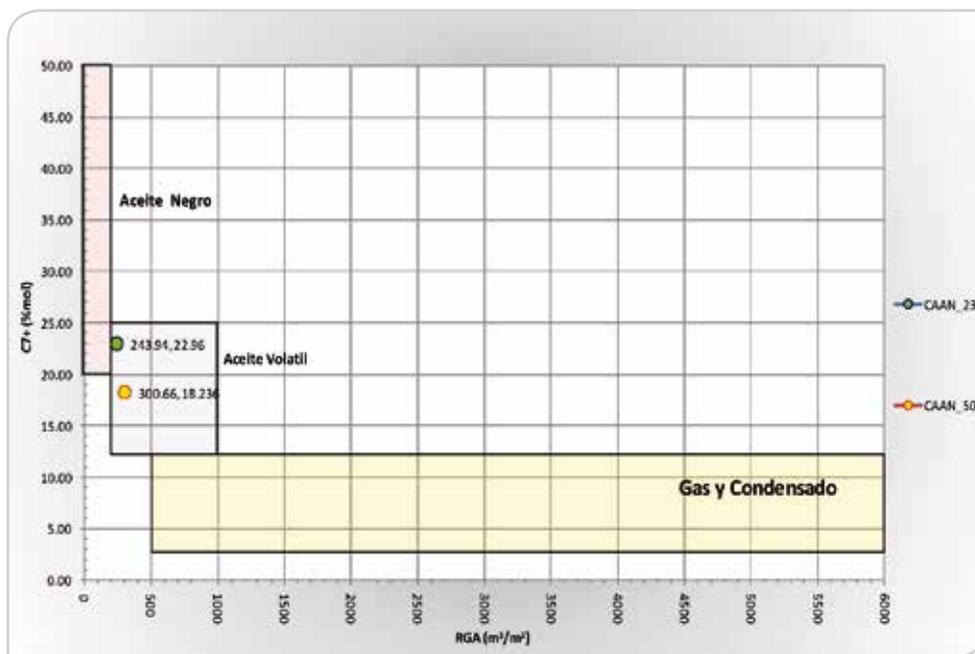


Figura 1. Comportamiento de la RGA con la fracción C₇₊, para clasificar los fluidos del pozo Caan 23, de acuerdo a Méndez¹.

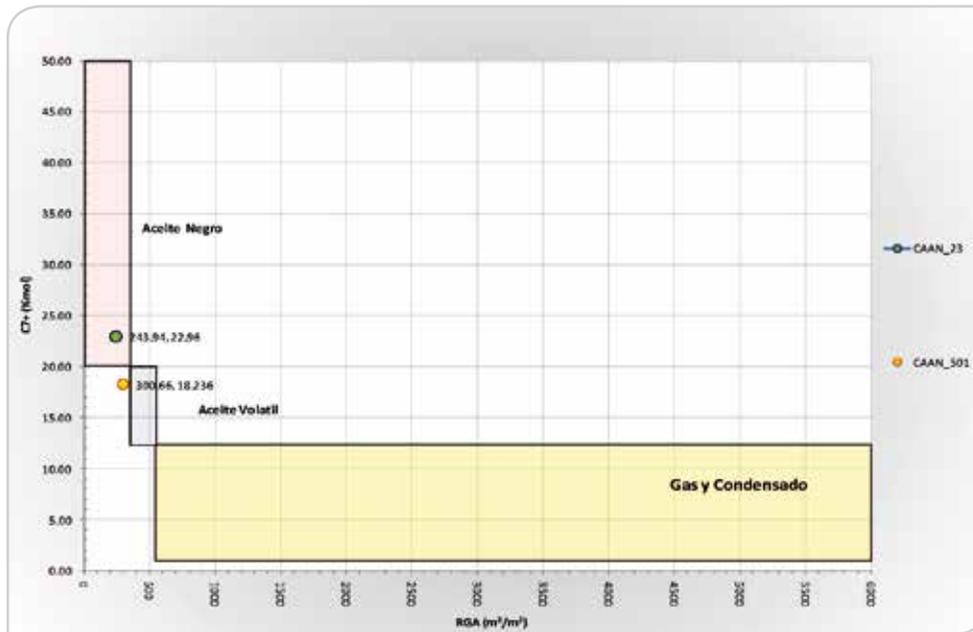


Figura 2. Comportamiento de la RGA con la fracción C_{7+} , para clasificar los fluidos del pozo Caan 23, de acuerdo a McCain³.

Los criterios de clasificación deben de ser claros para que desde la toma de las muestras y el diseño de los experimentos de laboratorio sea adecuadamente realizado de acuerdo al tipo de fluidos de cada yacimiento. Cabe aclarar que algunos laboratorios utilizan los criterios de clasificación de McCain³ por ser los más reconocidos, sin embargo, como se comentó anteriormente no son los más adecuados para clasificar los yacimientos de México, ya que algunos fluidos con comportamiento de aceite volátil se clasifican como de aceite negro, y solamente se realiza el experimento de separación diferencial convencional (SD) el cual es utilizado para aceites negros únicamente, utilizando este experimento se realizan los estudios de caracterización de fluidos con la ecuación de estado, lo cual implica errores fuertes del comportamiento de los fluidos en los estudios de simulación de yacimientos.

Con respecto a este punto cabe aclarar que en los yacimientos con fluidos de tipo volátil es requisito indispensable realizar el estudio de agotamiento a volumen constante (AVC), el cual debe de utilizarse para los estudios de caracterización de fluidos con la ecuación de estado.

En la mayoría de los laboratorios cuando se realiza el AVC no se reportan los parámetros requeridos (B_o , R_s , B_t , etc.) para realizar estudios de balance de materia, por lo cual se puede solicitar que se realice el experimento de SD, para

contar con estos valores experimentales, sin embargo, si se trata de yacimientos con aceite de tipo volátil, se deberán hacer estudios de balance de materia composicionales. Con respecto a este punto es conveniente aclarar que el laboratorio del IMP realiza el experimento de separación diferencial a volumen constante (SDVC), el cual es en realidad el experimento AVC, y es el único laboratorio a nivel mundial que reporta los parámetros volumétricos (B_o , R_s , B_t , etc.) los cuales son requeridos para estudios de balance de materia utilizando el experimento AVC, en los demás laboratorios debe de solicitarse que se realice adicionalmente el experimento de separación diferencial.

Nueva clasificación propuesta para los yacimientos de México

Como se comentó anteriormente, los criterios utilizados para clasificar los fluidos no son adecuados para clasificar los yacimientos de nuestro país, por lo cual de acuerdo a una revisión del comportamiento de los fluidos de las Regiones Sur y Marinas, se observó que era necesario ampliar los rangos de clasificación de aceite volátil de cuanto a la RGA, B_o , ρ_o , °API, porcentaje de la fracción C_{7+} y además incluir dentro de los criterios de clasificación el porcentaje del componente metano (C_1) y de la fracción $C_2 - C_6$ como se propone en la referencia 2. Además, se requería

incluir un nuevo tipo de aceite que quedaba en la zona de transición entre aceite negro y aceite volátil, los cuales no estaban debidamente clasificados y se les denominó

como aceites ligeros, los nuevos rangos de clasificación se presentan en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Nuevos criterios para la clasificación de fluidos.

CRITERIOS PROPUESTOS				
Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil	Gas y Condensado
Factor de volumen del aceite ($B_o, m^3/m^3$)	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0	
Relación gas aceite (RGA, m^3/m^3)	< 130	130 - 200	200 - 550	550 - 10000
Densidad del aceite (gr/cm^3)	0.865	0.834- 0.865	< 0.834	0.731 -0.815
Densidad del aceite ($^{\circ}API$)	< 32	32 - 38	> 38	42 - 62
Contenido de la fracción C_{7+} (%)	> 35	25 - 35	12.7 - 25	1 - 12.7
Contenido de la fracción C_1 (%)	< 44	32 - 44	44 - 64	> 64
Contenido $C_2 - C_6$	16 - 28	22 - 32	20 - 28	< 20

Se aplicó la nueva clasificación a los fluidos de los pozos Caan 23, Jujo 42, Sitio Grande 83 y Chuc 11, y quedaron clasificados de la siguiente manera aceite Volátil, para Caan 23 y los demás fluidos quedaron como aceite ligero, como se observa los fluidos quedaron clasificados de una mejor forma. Los fluidos que quedan clasificados como aceite ligero su comportamiento es mas parecido desde el punto de vista termodinámico a los fluidos de aceite volátil, por lo cual se recomienda realizar el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC) para realizar los estudios de simulación composicional, y además solicitar el experimento de separación diferencial (SD) para obtener los parámetros requeridos para estudios de balance de materia.

Los nuevos criterios de clasificación propuestos se pueden visualizar mejor mediante una gráfica que muestre el

comportamiento de la RGA contra el contenido de la fracción C_{7+} , como se observa en la **Figura 3**, en la cual se clasificaron los fluidos del pozo Caan 23 y se observa que queda en la zona de aceite volátil lo cual es correcto. Otra gráfica especializada para clasificar los fluidos es la **Figura 4**, la cual indica un comportamiento de la presión de rocío o presión de burbuja contra la fracción C_{7+} , en esta figura se observa que el contenido de la fracción C_{7+} va aumentando conforme los pozos pasan desde gas y condensado hasta aceite negro, y la presión de saturación para los diferentes tipos de aceite tiende a disminuir, de manera general se observa que los fluidos de gas y condensado tienen altas presiones de rocío.

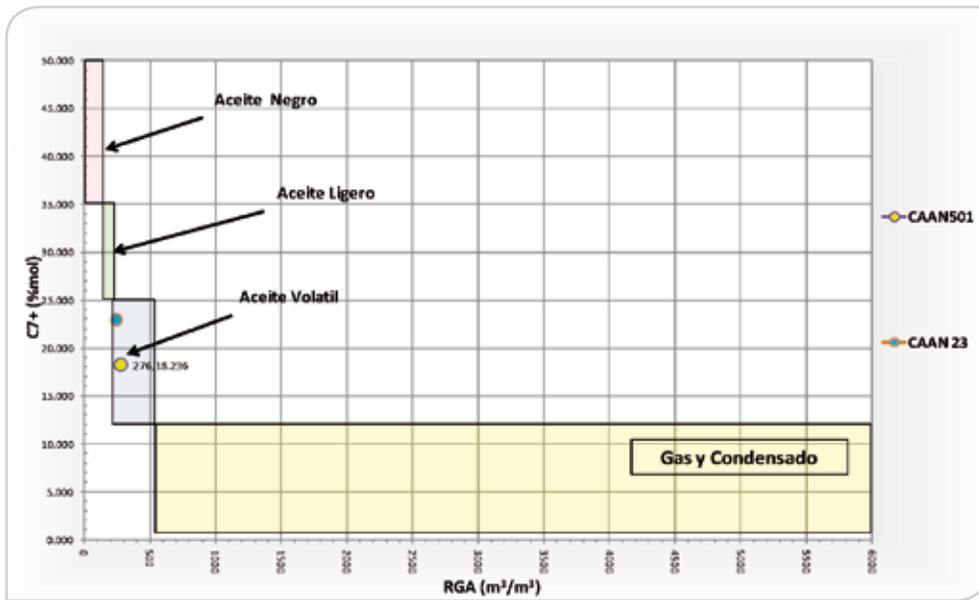


Figura 3. Comportamiento de la relación gas aceite con la fracción C_{7+} , se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero, aceite volátil y gas y condensado.

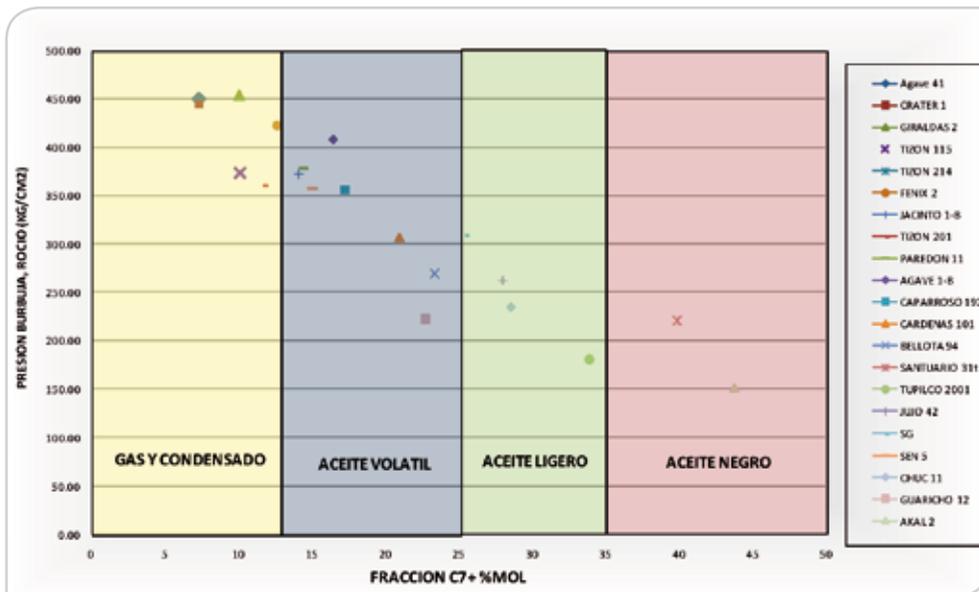


Figura 4. Presión de saturación contra la fracción C_{7+} , se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero, aceite volátil y gas y condensado.

La **Figura 5** muestra el comportamiento de la presión de saturación (presión de burbuja o de rocío), contra el peso molecular promedio de la mezcla de hidrocarburos, se pueden observar las zonas de gas y condensado y aceite volátil que indica que un peso molecular mayor a 44 gr/gr-mol es indicativo que se trata de un aceite volátil. La **Figura 6** muestra el comportamiento de la presión de saturación (presión de burbuja o de rocío) contra el contenido $C_2 - C_6$ de la mezcla

de hidrocarburos, en este caso un contenido $C_2 - C_6$ mayor de 18 %, indica que se trata de un fluido de aceite volátil, con respecto a esta gráfica, es importante comentar que este criterio sólo se aplica para definir las zonas de gas y condensado y aceite volátil, ya que conforme se vayan haciendo los aceites más pesados el contenido de la fracción $C_2 - C_6$ tiende a incrementarse.

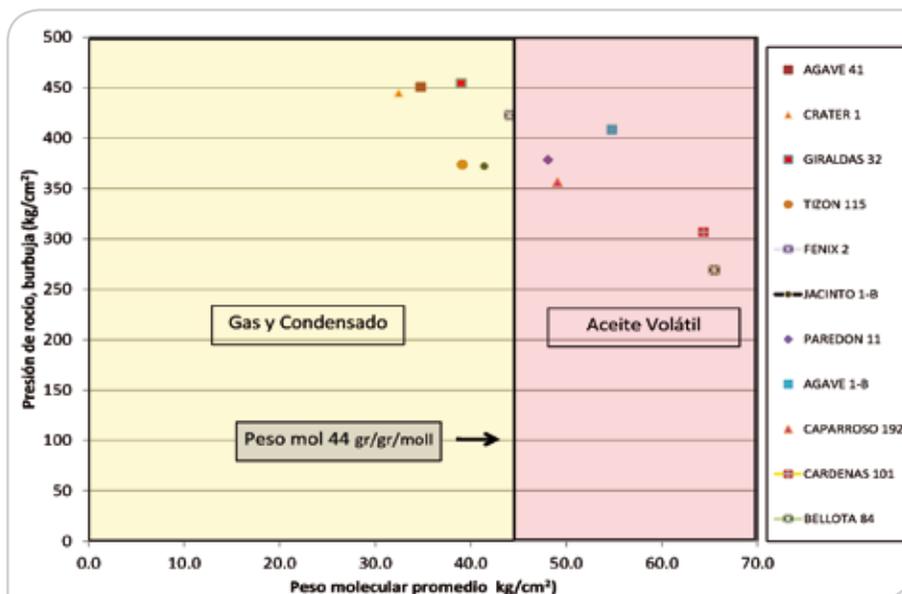


Figura 5. Variación del peso molecular promedio con la presión de burbuja o de rocío. Se muestra la región de gas y condensado y aceite volátil.

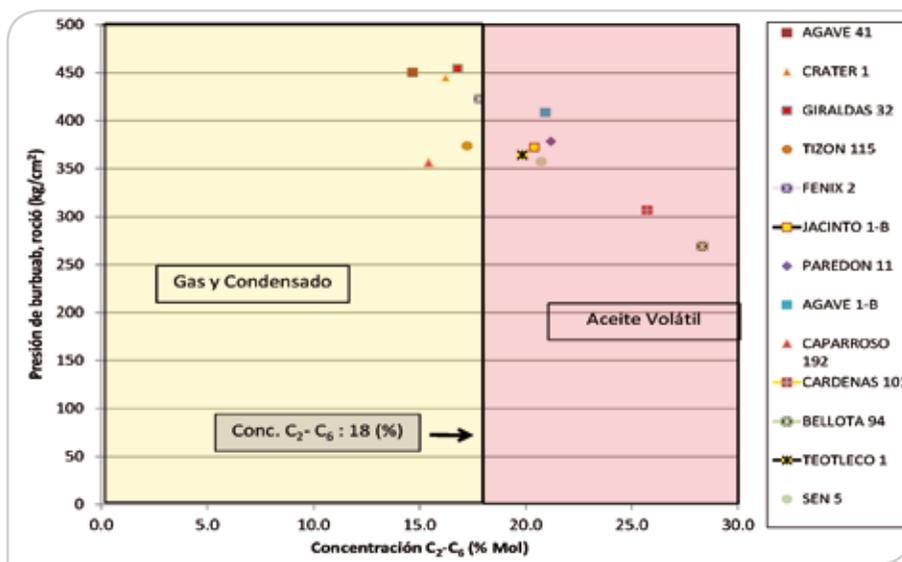


Figura 6. Variación de la fracción $C_2 - C_6$ con la presión de burbuja o de rocío. Se muestra la región de gas y condensado y aceite volátil.

Para incorporar el comportamiento termodinámico de los fluidos a partir de la clasificación propuesta, se utilizó el método de Cronquist⁶, mediante el cual se utilizan dos gráficas en las que se puede comparar el comportamiento de los diversos tipos de aceite, estas gráficas representan el comportamiento de la relación gas disuelto adimensional y el factor de volumen adimensional contra la presión adimensional, para construir las gráficas se utilizan las ecuaciones 1, 2 y 3, con este tipo de gráficas es posible evaluar el comportamiento termodinámico de los fluidos, y definir las zonas de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

$$B_{od} = \frac{B_{ob}-B_o}{B_{ob}-B_{ab}} \dots\dots\dots(1)$$

$$R_{pd} = \frac{R_p}{R_{sb}} \dots\dots\dots(2)$$

$$P_d = \frac{P}{P_b} \dots\dots\dots(3)$$

La **Figura 7** muestra el comportamiento del factor de volumen adimensional contra la presión adimensional y la **Figura 8** muestra el comportamiento de la relación gas disuelto aceite adimensional contra la presión adimensional, en estas figuras están representados

algunos fluidos típicos de nuestro país, se pueden observar las zonas donde se ubican los diferentes tipos de aceite, el aceite negro, se ubica hacia la parte alta de la figura, la zona de aceite ligero en la parte central y la parte baja se muestra el comportamiento de la zona de aceite volátil.

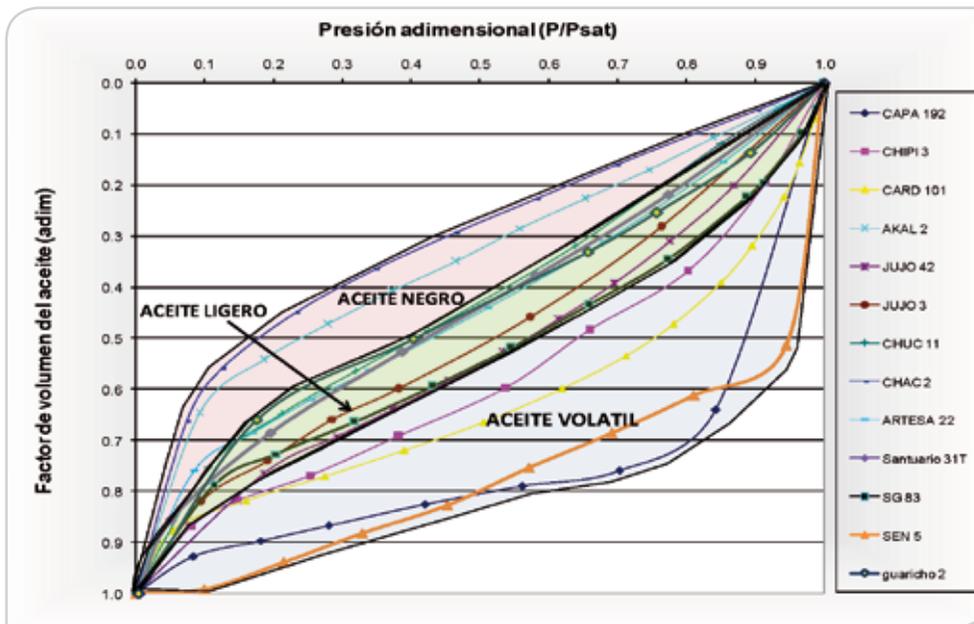


Figura 7. Factor de volumen adimensional contra la presión adimensional, en esta figura se ubican las regiones de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

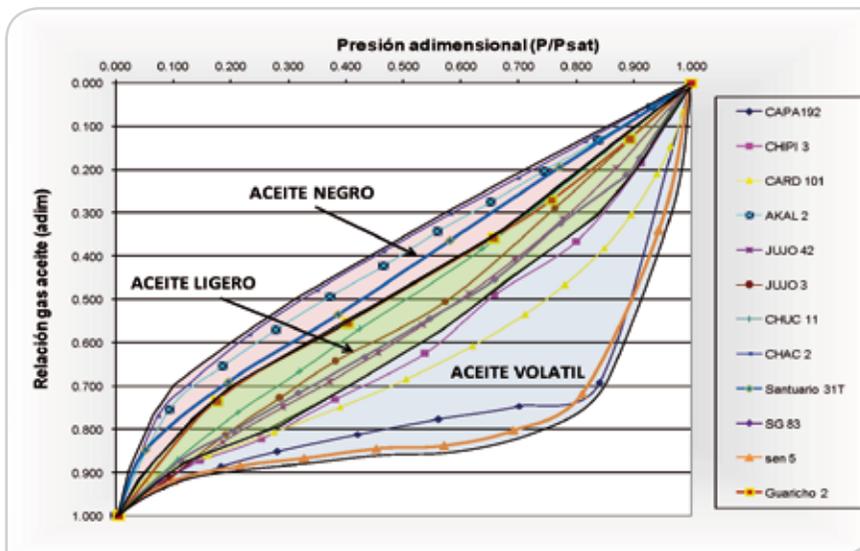


Figura 8. Relación gas disuelto adimensional contra la presión adimensional, en esta figura se ubican las zonas de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

Una gráfica muy ilustrativa para poder clasificar los fluidos también, es la presentada en la **Figura 9**, en esta se tiene el comportamiento de la presión adimensional (ecuación 3) contra el volumen relativo de aceite, el cual se encuentra representado por la ecuación 4.

$$V_{ra} = \frac{V_a}{V_{as}} \dots\dots\dots(4)$$

Para construir esta **Figura 9** se utilizaron algunos fluidos típicos y el valor adicional de esta figura es que se puede comparar el volumen relativo de aceite para los yacimientos

de gas y condensado, en esta figura se muestran la zona de aceite negro, hacia la parte alta de la figura con aceites que tienen muy bajo encogimiento con valores entre 75 a 85 %, aceite ligero hacia la zona media de la **Figura 9** con encogimientos entre 50 a 75 % y aceite volátil con encogimiento entre 28 a 50 %, hacia la parte baja de la **Figura 9** se tiene la zona de gas y condensado, la cual indica que los fluidos de gas y condensado muy cercanos al punto crítico como el caso del Campo Fénix, tienen valores de volumen relativo de aceite muy cercanos a los de aceite volátil como se puede observar comparando su comportamiento con los del volumen relativo de los fluidos del pozo Paredón 11.

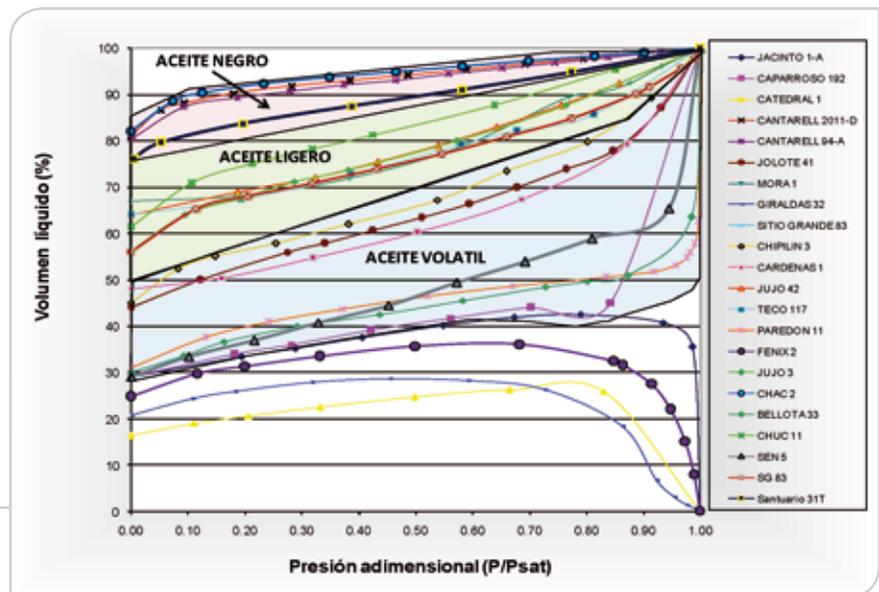


Figura 9. Volumen relativo de aceite contra la presión adimensional, indicando las zonas de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil, y gas y condensado.

Los criterios de clasificación propuestos también se pueden visualizar correctamente mediante un diagrama ternario de tres pseudocomponentes, para representar el comportamiento de los fluidos se utiliza el C_1 agrupado con el N_2 , los intermedios que agrupan el contenido de $C_2 - C_6$ más el CO_2 y el H_2S y finalmente la fracción C_{7+}

como un tercer pseudocomponente, en la **Figura 10**, se presenta un diagrama ternario, en el cual se representan las zonas de gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro, en los cuales se ubicaron algunos fluidos característicos de nuestro país.

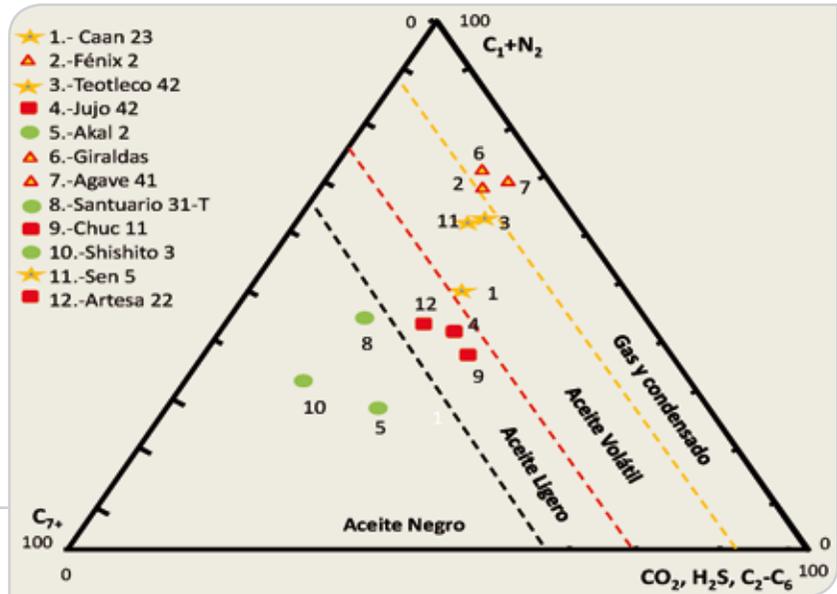


Figura 10. Clasificación de los fluidos en base a su comportamiento ternario, se pueden observar las regiones de gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

Para evaluar mejor la utilidad de la clasificación propuesta, en la **Figura 11** se muestra el comportamiento de la presión de rocío o de burbuja contra la profundidad, para los fluidos clasificados en la nueva propuesta, se puede observar que a mayor profundidad predominan

los fluidos de gas y condensado y aceite volátil, los cuales presentan mayor presión de burbuja que los fluidos de aceite ligero y de aceite negro que por lo general se presentan a menor profundidad.

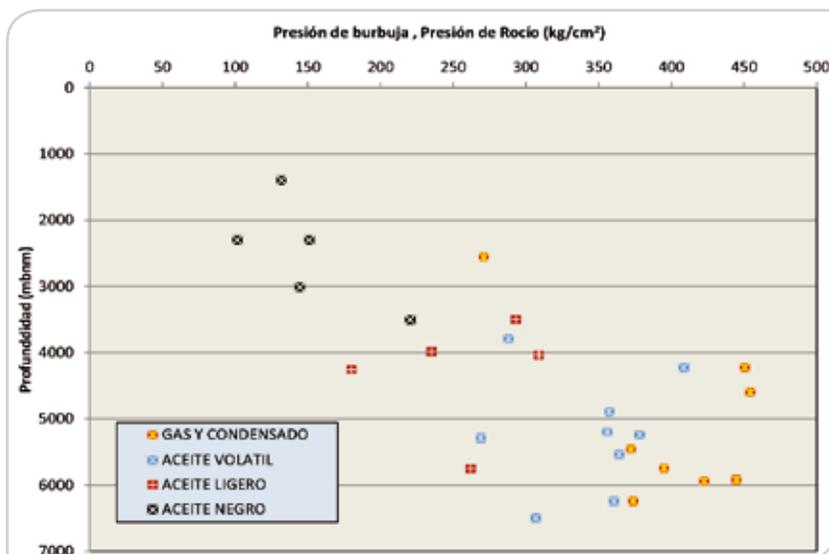


Figura 11. Variación de la presión de burbuja o de rocío con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La **Figura 12** muestra el comportamiento de la RGA contra la profundidad se observa que por debajo de los 4,500 m de profundidad, predominan los fluidos de aceite volátil y de gas y condensado, siendo casos raros

encontrar fluidos de aceite negro a estas profundidades, debido al craqueo molecular que sufren las moléculas debido a las altas temperaturas que se encuentran a grandes profundidades.

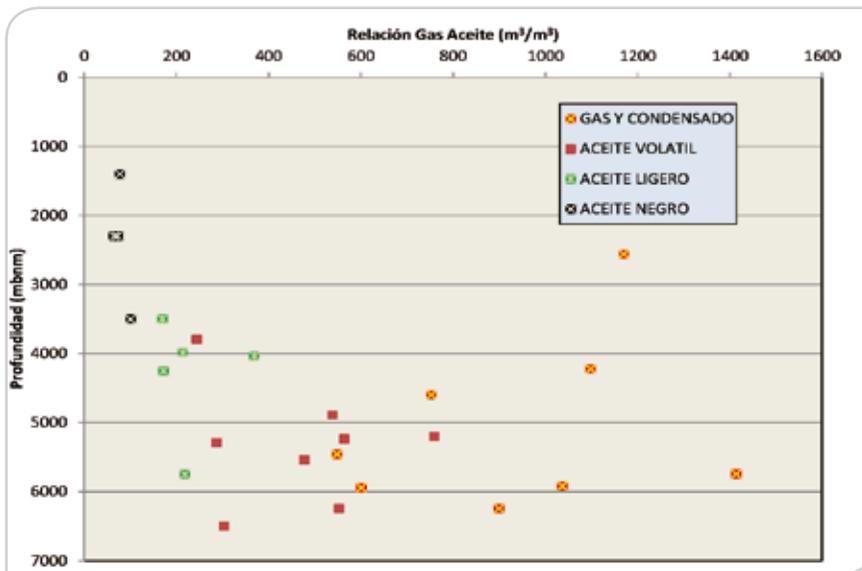


Figura 12. Variación de la relación gas aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

El comportamiento de la densidad del aceite en °API contra la profundidad se presenta en la **Figura 13**, como se puede observar por debajo de los 4500 m predomina el aceite volátil con valores mayores a los 40 °API, siendo los yacimientos de gas y condensado los que presentan los valores más altos de más de 44 °API.

El comportamiento de la densidad de los fluidos a la presión de saturación contra la profundidad, se presenta en la **Figura 14**, en esta figura se puede observar que a profundidades mayores de 5,000 m, se cruzan los valores de densidad del gas o del aceite volátil, con valores en el rango entre de 0.40 a 0.50 gr/cm³.

Figura 13. Variación de la densidad en °API del gas o el aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.



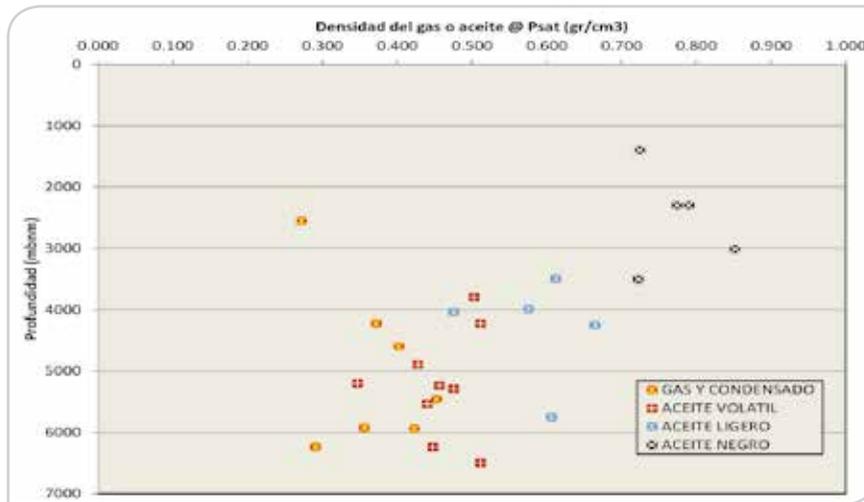


Figura 14. Variación de la densidad del gas o del aceite a la presión de saturación con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La variación de la viscosidad del fluido a la presión de saturación contra la profundidad, **Figura 15**, revela que a mayor profundidad se tienen valores menores de viscosidad

alcanzando los yacimientos de gas y condensado valores menores de 0.1 cp.

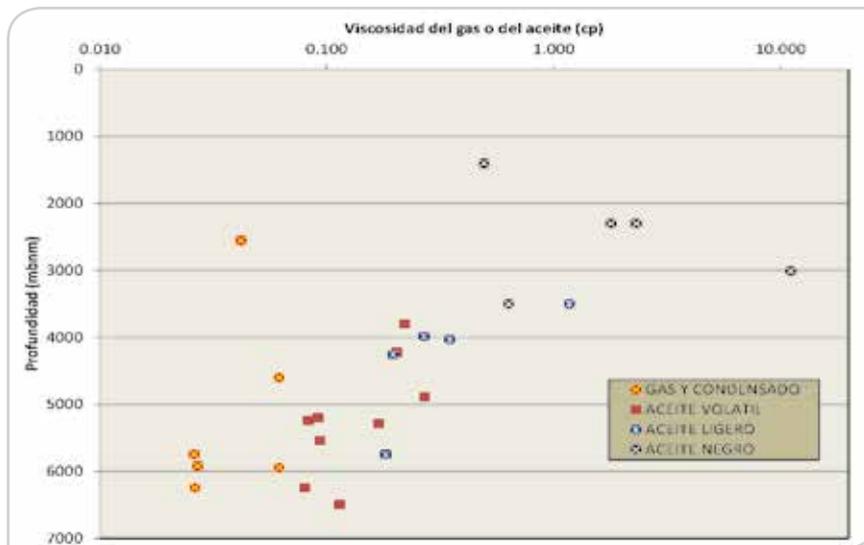


Figura 15. Variación de la viscosidad del gas o el aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

El comportamiento del metano (C_1) contra la profundidad, **Figura 16**, revela que los yacimientos de gas y condensado y aceite volátil, tienen valores más altos de este componente,

este valor va disminuyendo conforme los fluidos se van haciendo más pesados teniendo los valores menores los yacimientos de aceite negro.

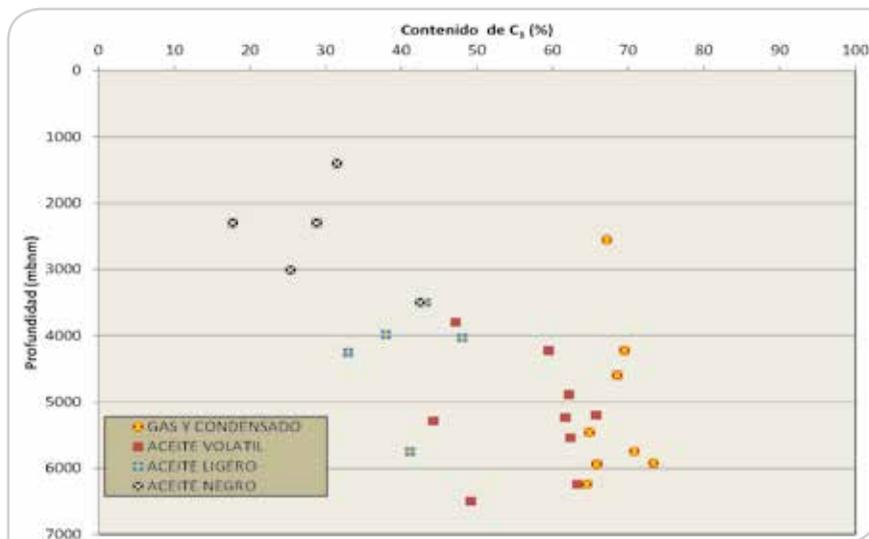


Figura 16. Variación del contenido de C_1 con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La **Figura 17** muestra el comportamiento de la fracción C_{7+} con la profundidad, el contenido de esta fracción va aumentando conforme los fluidos se van haciendo más

pesados y el contenido de esta fracción va cambiando desde gas y condensado hasta aceite volátil.

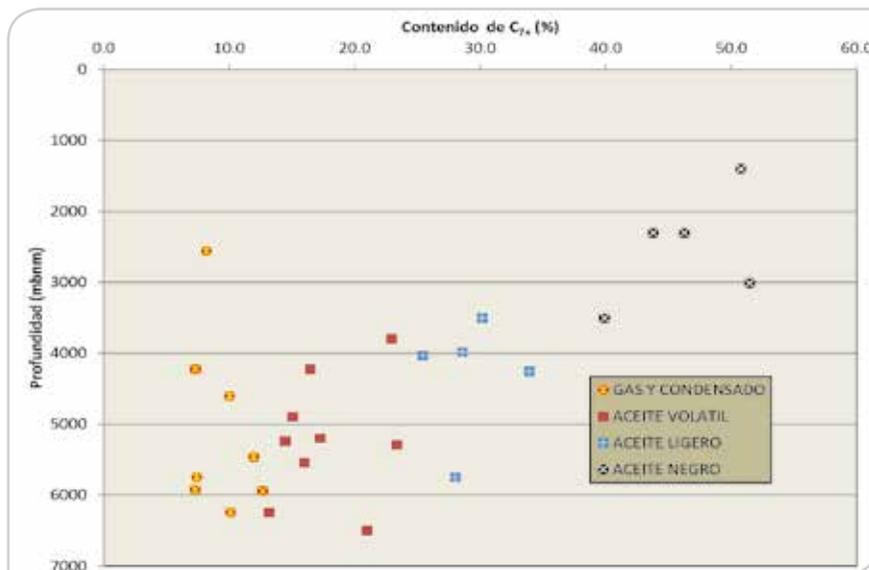


Figura 17. Variación del contenido de C_{7+} con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

La **Figura 18** indica el comportamiento del contenido de la fracción C_{7+} contra su peso molecular, se observa que el peso molecular tiene un incremento a medida que los fluidos se van haciendo más pesados, presentando los valores mayores los aceites negros y los menores los fluidos de gas y condensado. Es importante comentar

que el peso molecular tiene diferencias apreciables debido a los diferentes métodos que utilizan los laboratorios para medir el peso molecular, el peso molecular de la fracción mas pesada es un parámetro sumamente importante para realizar estudios de fluidos con la ecuación de estado.

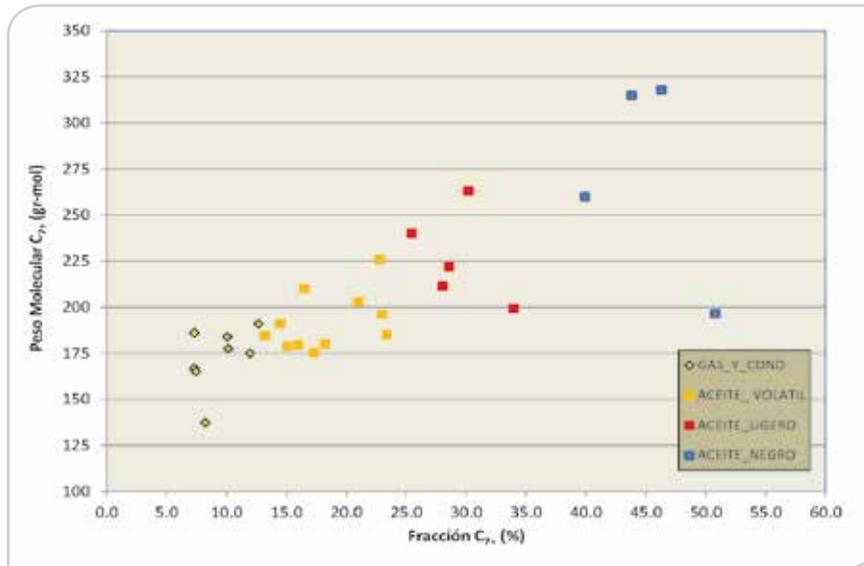


Figura 18. Variación de la fracción C_{7+} con el peso molecular de la fracción C_{7+} , para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

Conclusiones y recomendaciones

Con base en las referencias consultadas con las cuales se clasifican comúnmente los yacimientos de aceite, se observó que los criterios propuestos para aceite volátil y aceite negro, no permiten clasificar adecuadamente los yacimientos, por lo cual se propusieron nuevos rangos que permiten clasificar mejor los yacimientos de México, de acuerdo al tipo de fluidos que presentan.

Se observó que los fluidos que se encuentran en la zona de transición entre aceite negro y aceite volátil, no se encontraban debidamente clasificados, por lo cual se propone un nuevo tipo de aceite que se denominó aceite ligero, los cuales presentan características similares a los yacimientos de aceite volátil.

Dentro de la nueva clasificación, la cual incluye los aceites de tipo ligero, es más adecuada, ya que incorpora no solamente los rangos de clasificación sino también el comportamiento termodinámico.

Se recomienda que para los yacimientos de aceite ligero y aceite volátil, es conveniente que se realicen los dos tipos de experimentos para aceite: 1).-Separación Diferencial (SD) y 2).-Agotamiento a Volumen Constante (AVC), dado que con la SD se pueden obtener los parámetros volumétricos como B_o , R_s etc., los cuales se utilizan para cálculos de ingeniería de yacimientos, y el AVC se debe utilizar para ajuste de los fluidos con la ecuación de estado para los modelos de simulación composicional.

En cuanto al porcentaje molar de los fluidos de aceite volátil, se determinó que el rango propuesto para el % mol del contenido C_{7+} del 12.5 al 25% es más adecuado, ya que de no hacerlo de esta manera se corre el riesgo de clasificarlos como aceites negros, lo cual implica tener serios errores en los estudios de comportamiento de yacimientos.

La nueva clasificación propuesta se considera más apropiada para los aceites de México, por lo cual se recomienda su uso para clasificar los fluidos correctamente, **Tablas 8 y 9.**

Tabla 8. Resultados de la clasificación de los fluidos de acuerdo a la nueva propuesta.

CLASIFICACION DE FLUIDOS NUEVA PROPUESTA			
Propiedad	Aceite Volatil	Aceite Ligero	Aceite Negro
Caan 23			
Jujo 42			
Sitio Grande 83			
Chuc 11			

Tabla 9. Clasificación de los yacimientos en base al diagrama ternario.

YACIMIENTO	POZO	PROFUNDIDAD	PRESION ORIGINAL	TEMPERATURA	PRESION DE BURBUJA/ROCIO	RGA	DENSIDAD ACEITE	COMPOSICION				PROPIEDADES C ₇₊		TIPO DE YACIMIENTO
								C ₁ +N ₂	CO ₂ , H ₂ S, C ₁ -C ₆	C ₇₊	TOTAL	DENSIDAD RELATIVA C ₇₊	PESO MOLECULAR C ₇₊	
		(mbnm)	(kg/cm ²)	(°C)	(kg/cm ²)	(m ³ /m ³)	(gr/cm ³)/(°API)	(%)	(%)	(%)	(%)	(agua =1)	(gr/gr-mol)	
CAAN	CAAN 23	3796.0	347.9	150.0	288.0	243.9	0.8247 / 38.0	48.37	28.67	22.96	100.00	0.8443	196.0	Aceite Volátil
FENIX	FENIX 2	5943.0	610.2	156.0	422.6	601.0	0.8040 / 44.5	67.20	20.12	12.68	100.00	0.8310	191.0	Gas y Condensado
TEOTLECO	TEOTLECO 1	5540.0	563.3	153.9	364.1	477.9	0.8221 / 40.6	63.34	22.51	14.15	100.00	0.8321	175.3	Aceite Volátil
JUJO TECOMINCACAN	JUJO 42	5750.0	701.0	153.9	262.0	218.3	0.8380 / 37.4	41.69	30.28	28.03	100.00	0.8250	211.3	Aceite Ligero
CANTARELL	AKAL 2	2300.0	273.2	97.2	150.8	72.1	0.9123 / 23.6	29.12	27.07	43.81	100.00	0.9287	315.0	Aceite Negro
GIRALDAS	GIRALDAS 2	4600.0	510.1	134.4	454.3	752.9	0.8076 / 43.7	70.20	19.74	10.06	100.00	0.8240	184.0	Gas y Condensado
AGAVE	AGAVE 41	4225.0	491.0	130.0	450.4	1098.0	0.7938 / 46.7	69.85	22.83	7.32	100.00	0.8273	186.0	Gas y Condensado
SANTUARIO	SANTUARIO 31-T		314.7	102.5	220.4	100.7	0.8665 / 31.8	42.62	17.45	39.93	100.00		259.9	Aceite Negro
CHUC	CHUC 11	3985.0	369.7	138.0	235.0	214.0	0.8671 / 31.7	38.33	33.09	28.58	100.00	0.8582	222.0	Aceite Ligero
SHISHITO	SHISHITO 3	1400.0	147.7	64.2	132.0	77.4	0.8353 / 37.3	31.53	17.68	50.79	100.00	0.8569	196.3	Aceite Negro
SEN	SEN 5	4893.2	803.1	156.8	357.2	538.0	0.8130 / 42.5	62.94	21.99	15.07	100.00	0.8260	178.8	Aceite Volátil
ARTESA	ARTESA 22	3500.0	388.0	112.0	293.0	170.0	0.9003 / 25.7	43.66	26.16	30.17	100.00	0.8950	263.0	Aceite Ligero

Nomenclatura

B_o = Factor de volumen del aceite a presión y temperatura del yacimiento, (m³/m³).

B_{ob} = Factor de volumen del aceite a P_b , (m³/m³).

B_{oab} = Factor de volumen del aceite a la última etapa de la separación diferencial, (m³/m³).

B_{od} = Factor de volumen del aceite adimensional.

B_t = Factor de volumen de la fase mixta (m³/m³).

P = Presión del yacimiento (kg/cm²).

P_b = Presión de burbuja (kg/cm²).

P_d = Presión adimensional.

RGA = Relación gas aceite (m³/m³).

R_s = Relación gas disuelto aceite (m³/m³).

R_p = Relación gas disuelto aceite acumulada (m³/m³).

R_{sb} = Relación gas disuelto aceite a P_b (m³/m³).

R_{pd} = Relación gas disuelto aceite producida adimensional.

V_a = Volumen del aceite a presión de yacimiento y temperatura de yacimiento en el experimento de agotamiento a volumen constante, (cm³).

V_{as} = Volumen de aceite a presión de saturación en el experimento de agotamiento a volumen constante, (cm³).

V_{ra} = Volumen relativo del aceite (%).

Referencias

Cronquist, C. 1972. Dimensionless PVT Behavior of Gulf Coast Reservoir Oils. *J. Pet Tech* **25** (5): 538-542. SPE-4100-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4100-PA>.

Cronquist, C. 1979. Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs. *World Oil* (april): 159-166.

McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.

Méndez, L.T. y Teyssier, S.J. 1979. Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* **11** (4): 21-33.

Moses, P.L. 1986. Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems. *J. Pet Tech* **38** (7): 715-723. SPE-15835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15835-PA>.

Pérez, H.R. y Flamenco, L.F. 2006. Análisis de los Estudios PVT Composicionales en Yacimientos de la Región Sur. XLIV Congreso Nacional de la A.I.P.M., Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, Cancún, Q.R.

Semblanza de los autores

M. en I. 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 y diploma de los Mejores Estudiantes de México otorgada por el Ateneo de Artes, Letras, Ciencias y Tecnología en 1977.

Ingresó a trabajar en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977, adscrito al Departamento de Investigación Experimental de la División de Yacimientos, efectuando estudios de análisis PVT y comportamiento de fases.

A partir de 1982 ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos en el Departamento de Yacimientos del Distrito Frontera Noreste. De 1983 a 1987 laboró en el Departamento de Recuperación Secundaria de la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Norte. En 1989 fue transferido a la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Sureste, posteriormente pasó a realizar estudios de simulación de yacimientos en el Departamento de Comportamiento Primario de la Subgerencia de Administración de Yacimientos y de 1995 a 1996 ocupó la Jefatura del Grupo Interdisciplinario Girdaldas – Iris. De 1993 a 1994 estuvo comisionado en Houston, Texas, en la compañía Petresim para participar en el estudio integral del Yacimiento Girdaldas.

De 1996 a 2009 se ha desempeñado como Coordinador y Subgerente de recuperación secundaria y mejorada en la STDP y en la SCTET. Actualmente se desempeña como especialista en recuperación secundaria y mejorada en la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur de la Subdirección Técnica de Explotación.

De 1987 a 1989 realizó estudios de Maestría en Física de Yacimientos en la DEPMI de la UNAM, recibiendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera en abril de 1993.

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 por la AIPM.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.

Ing. Nancy Alamilla Carrillo

Es Ingeniera en Petróleo y Gas Natural egresada de la Universidad Olmeca titulándose en enero de 2012.

Prestó servicio social de septiembre de 2008 a febrero de 2009 en Pemex Exploración y Producción en la Gerencia de Planeación y Evaluación colaborando en el programa operativo trimestral y anual.

Ingresó a trabajar en enero de 2010 en el Instituto Mexicano del Petróleo, siendo comisionada a la Subgerencia de Recuperación Mejorada de la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur, de la Subdirección Técnica de Explotación, en la cual colaboró en la elaboración de varios Estudios de Recuperación Secundaria y Mejorada y de Caracterización de Fluidos para varios campos de la Región Sur.

A partir de febrero de 2012 se encuentra comisionada en el Proyecto El Golpe – Puerto Ceiba realizando actividades de análisis y simulación dinámica de la red de pozos, líneas de transporte de hidrocarburos del Campo Tupilco, del Activo de producción Bellota - Jujo.

Ha participado con trabajos técnicos en las Jornadas Técnicas en los años de 2010 y 2011, organizadas por la AIPM, Delegación Villahermosa.

Dr. Francisco García Hernández

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1974. Ese mismo año ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo, a la División de Producción de la Subdirección de Tecnología de Explotación, donde colaboró en proyectos relacionados con aditivos para cemento.

De 1980 a 1982 cursó la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Escuela de Minas de Colorado y de 1993 a 1996 realizó sus estudios de Doctorado en la misma institución.

Colaboró, de 1974 a 1977, en la sección de materias propedéuticas de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en la Escuela Superior de Estudios Profesionales, (ENEP), Aragón de 1977 a 1979 y fue asistente de profesor en la Escuela de Minas de Colorado de 1982 a 1986.

De 1987 a 1992 colaboró en la División de producción del IMP, en la División de Estudios de Posgrado en la Facultad de Ingeniería y en la Escuela Superior de Ciencias de la Tierra del IPN.

De 1993 a 1994 colaboró en la Subgerencia de Administración de Yacimientos de la Gerencia de Producción de la Región Sur, teniendo a su cargo el área de Recuperación Mejorada y de 1995 a 1996 ocupó dicha Subgerencia.

A partir de 1996 colaboró en la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional, (STDP), ocupando la Gerencia de Productividad de Pozos y posteriormente formó parte de la Dirección Ejecutiva del Programa Estratégico de Gas ocupando la Gerencia de Ingeniería de Yacimientos y Producción de dicho programa.

Posteriormente fue nombrado Gerente de Explotación de Yacimientos de la SCTET y estuvo comisionado de junio de 2006 a agosto de 2007 como Líder del Proyecto Estratégico Cantarell.

Actualmente ocupa el cargo de Gerente de Proyectos de Explotación Sur de la STE y de septiembre de 2007 a la fecha colabora en el proyecto del Complejo Antonio J. Bermudez.

Ha presentado diferentes trabajos técnicos nacionales como extranjeros y de 1987 a 1998 perteneció al Sistema Nacional de Investigadores. Es miembro de la AIPM, de la SPE, de la AIME, del Colegio de Ingenieros Petroleros y de la Academia de Ingeniería.