

## Método para calcular las propiedades volumétricas en el experimento de agotamiento a volumen constante

*Alfredo León García*

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

*Grupo R Petróleo y Gas*

*DEPFI – UNAM*

*José Luis Bashbush Bauza*

[Jbashbush@slb.com](mailto:Jbashbush@slb.com)

*Schlumberger*

*Fernando Samaniego Verduzco*

[pexfsamaniegov01@pemex.com](mailto:pexfsamaniegov01@pemex.com)

*DEPFI - UNAM*

Artículo recibido en diciembre de 2017, aceptado en febrero y recibido corregido en mayo de 2018

### Resumen

Los laboratorios de análisis PVT, por lo general, cuando realizan el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC) no reportan los parámetros volumétricos, por ejemplo: a) el factor de volumen del aceite ( $B_o$ ); b) la relación gas disuelto aceite ( $R_s$ ); y c) el factor de volumen de la fase mixta ( $B_t$ ); los cuales son de suma importancia en los estudios de ingeniería de yacimientos. En algunos casos, aunque los reporten, no existen métodos de validación para revisar su consistencia, o en algunos otros casos se prefiere realizar el experimento de separación diferencial para obtener los parámetros PVT para los estudios de yacimientos, lo cual involucra un gasto adicional, y con el problema que este experimento no es apropiado para representar el comportamiento de los yacimientos de aceite volátil.

Se propone un método que está basado en las técnicas de balance molar (Bashbush, 1981), mediante el cual se puede calcular el  $B_o$ ,  $R_s$ ,  $B_t$ . Para aplicar este método se requiere determinar algunos parámetros que no son reportados generalmente en los experimentos AVC, como por ejemplo, la densidad del aceite y el volumen molar de gas extraído en la última etapa del experimento AVC.

El método se probó con tres fluidos de aceite volátil denominados AV3, AV4 y AV5, de los cuales el experimento AV3 mostró problemas de consistencia en el  $B_o$  y el  $R_s$ . El fluido AV4, mostró una pequeña diferencia entre el  $B_o$  calculado y experimental, para este caso no reportó el  $R_s$ . El fluido AV5 mostró consistencia en el comportamiento de  $B_o$  y de  $R_s$ .

**Palabras clave:** Propiedades volumétricas, experimento de agotamiento, volumen constante, balance molar.

## Method to calculate the volumetric properties in the constant volume depletion experiment

### Abstract

The PVT analysis laboratories usually do not report the volumetric parameters when performing the constant volume depletion experiment (AVC), for example: a) the oil volume factor ( $B_o$ ), b) the dissolved gas oil ratio ( $R_s$ ), and c) the volume factor of the mixed phase ( $B_t$ ), which are very important in reservoir engineering studies. In some cases, even

if they report them, there are no validation methods to check their consistency, or in some other cases it is preferred to perform the differential separation experiment to obtain the PVT parameters for the reservoir studies, which involves an additional expense, and with the problem that this experiment is not appropriate to represent the behavior of the volatile oil reservoirs.

A method is proposed that is based on the techniques of molar balance (Bashbush, 1981), by means of which the  $B_o$ ,  $R_s$ ,  $B_i$  can be calculated. To apply this method it is necessary to determine some parameters that are not generally reported in the AVC experiments, such as, for example, the density of the oil and the molar volume of gas extracted in the last stage of the AVC experiment.

The method was tested with three volatile oil fluids called AV3, AV4 and AV5, of which experiment AV3 showed consistency problems in  $B_o$  and  $R_s$ . The AV4 fluid, showed a small difference between the calculated and experimental  $B_o$ , for this case it did not report the  $R_s$ . The AV5 fluid showed consistency in the behavior of  $B_o$  and  $R_s$ .

**Keywords:** Volumetric properties, exhaustion experiment, constant volume, molar balance.

## Introducción

Generalmente los laboratorios que realizan el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC), para aceite volátil no reportan los parámetros volumétricos como el factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), relación gas disuelto aceite, ( $R_s$ ), el factor de volumen de la fase mixta ( $B_i$ ). Estos parámetros son muy importantes para las áreas siguientes de ingeniería de yacimientos: a) análisis de pruebas de presión, b) estudios de balance de materia y c) cálculo de reservas.

En algunos casos, aunque reporten los parámetros volumétricos, como es el caso de los laboratorios del IMP, no hay técnicas para poderlos validar. En otras ocasiones se generan los dos experimentos, el de AVC y el de separación diferencial convencional (SD) para obtener los parámetros volumétricos; sin embargo, hay que recordar que este experimento se utiliza para aceites negros, y no es recomendable su aplicación para yacimientos de aceite volátil.

En este trabajo se presenta un procedimiento para determinar los parámetros volumétricos para el aceite  $B_o$  y  $R_s$  a partir de la aplicación de la técnica de balance molar para aceite volátil, con estos parámetros se puede calcular el  $B_i$ , el cual se utiliza para los estudios de balance de materia.

## Antecedentes

Los yacimientos de aceite volátil, denominados también como aceites de alto encogimiento o yacimientos de

aceite en condiciones cercanas al punto crítico (Moses, 1986, Méndez, 1979), generalmente se encuentran a profundidades mayores de 3,500 mbnm, temperaturas mayores de 130 °C, densidad del superior a 38 °API, el factor de volumen del aceite sobrepasa los 2.0 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, la RGA se encuentra en el rango entre 200 y 550 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, la fracción  $C_{7+}$  está entre 12.5 y 25 % mol, y el porcentaje de  $C_1$  se encuentra entre 45 y 65 % mol, (León, 2012).

La **Tabla 1** presenta un resumen de las propiedades PVT de siete fluidos de aceite volátil; se puede observar que el factor de volumen del aceite experimental contra presión a la presión de saturación ( $B_{ob}$ ), está en el rango entre 1.9 y 3.6 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, y también se puede notar que en solo tres casos para el aceite AV3, AV5 y AV7, se reportan valores de la relación gas disuelto aceite a la presión de burbuja ( $R_{sb}$ ), la cual está en el rango entre 498 y 503 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. La **Figura 1** presenta el comportamiento del Bob contra la presión, observando que el fluido más volátil es el AV6 y el menos volátil es el AV7. Con respecto al comportamiento de la  $R_{sb}$ , **Figura 2**, no se cuentan con todos los datos como se observa en la **Tabla 1**; generalmente no se reporta este dato en el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC), por lo cual solo se tiene el comportamiento de los pozos AV3, AV5 y AV7, en esta figura se observa que el fluido más volátil es el AV5 y el menos volátil es el AV7.

Actualmente los simuladores PVT basados en el uso de las ecuaciones de estado como el PVTi de Schlumberger y el PVTP de Petroleum Experts, no calculan los parámetros volumétricos ( $B_o$ ,  $R_s$ ) cuando simulan el experimento de Agotamiento a Volumen Constante, por lo cual se está construyendo un simulador PVT que permita calcular esos parámetros volumétricos.

Fluido	Composición				Total (% mol)	Propiedades C7+		Presión Inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	Presión Burbuja (kg/cm <sup>2</sup> )	Temp. Yac. (°C)	Experimento AVC			Experimento Separación etapas		
	(% mol) (CO <sub>2</sub> +H <sub>2</sub> S)	(% mol) (N <sub>2</sub> +C <sub>1</sub> )	(% mol) (C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub> )	(% mol) C <sub>7+</sub>		Peso mol. (lb/b-mol)	Densidad rel. (agua=1)				Bob	Rsb	ρab	Bobf	RGA	pra
AV1	1.100	63.061	19.845	15.994	100.000	179.4	0.8338	563.3	364.1	153.9	3.547		0.4404	2.685	477.9	40.6
AV2	2.190	62.130	21.190	14.490	100.000	191.0	0.8280	650.9	378.3	137.2	2.990				563.8	42.7
AV3	1.010	63.120	22.590	13.280	100.000	192.0	0.8262	804.3	355.0	144.0	2.809	498.3	0.4347		481.5	47.3
AV4	1.260	62.940	20.730	15.070	100.000	178.8	0.8260	803.1	357.2	156.8	3.068		0.5116		538.0	42.5
AV5	3.710	49.580	25.720	20.990	100.000	203.0	0.8440	644.7	306.8	158.9	3.061	503.3	0.5116	2.304	302.8	41.5
AV6	1.668	63.108	20.954	14.270	100.000	174.7		807.2	379.4	146.3	3.607		0.4320	2.914	513.6	44.7
AV7	3.660	48.760	22.140	25.440	100.000	240.0	0.8771	351.6	308.9	127.0	1.948	257.2	0.6064		257.2	34.0

Tabla 1. Datos generales de los fluidos de aceite volátil.

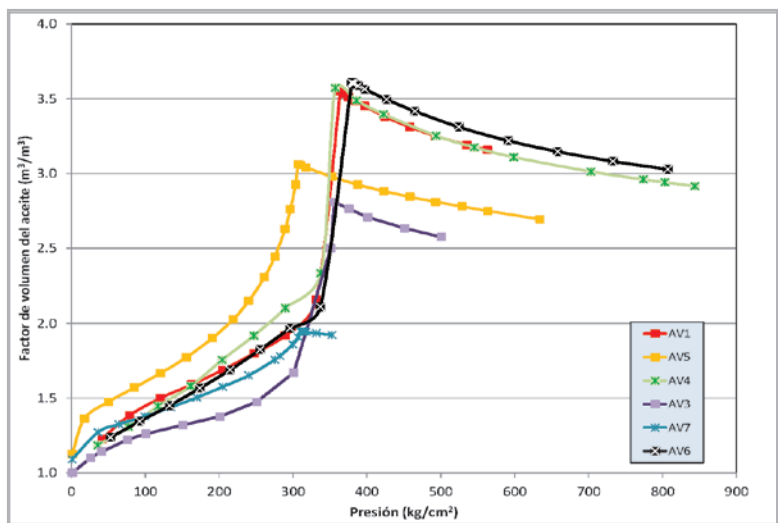


Figura 1. Comportamiento del factor de volumen del aceite para varios tipos de aceites volátiles.

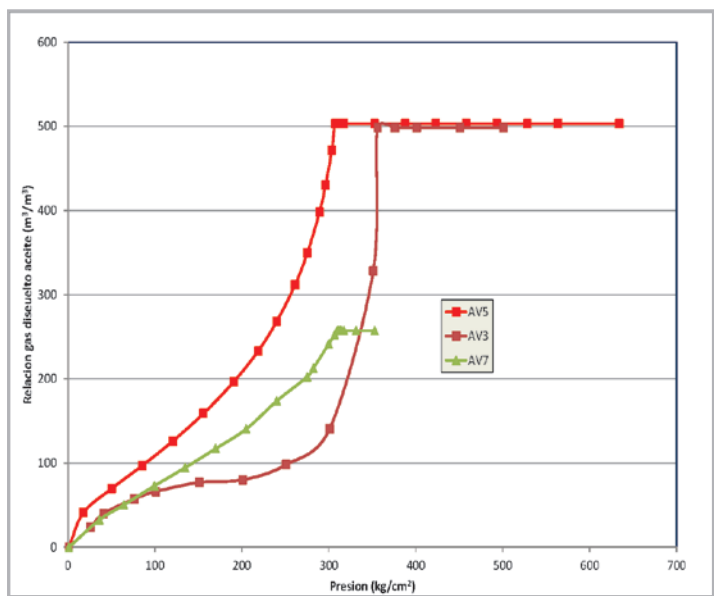
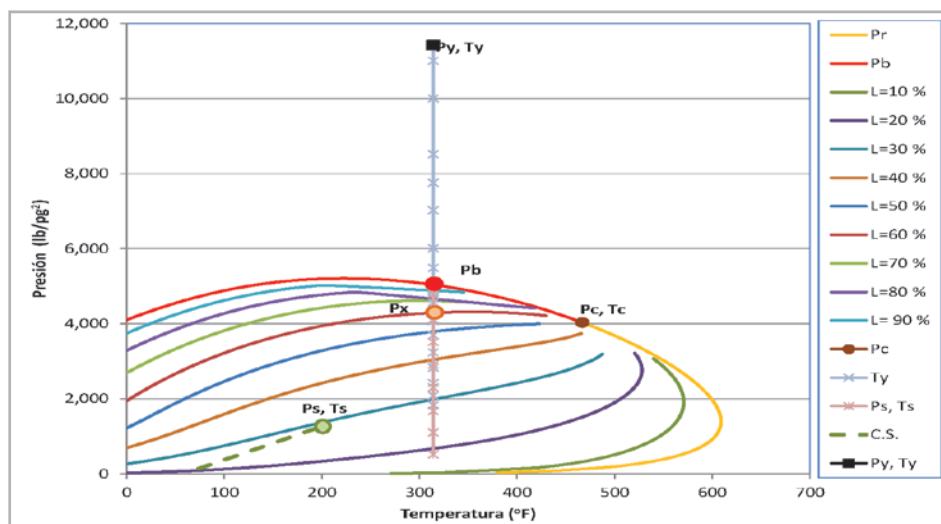


Figura 2. Comportamiento de la relación gas disuelto - aceite para varios tipos de aceites volátiles.

El diagrama de fase de la **Figura 3** muestra el comportamiento del fluido AV4, mediante, el cual presenta una composición inicial de 61.7 % mol de  $C_1$ , de intermedios  $C_2$ - $C_6$  con un 20.7 % mol y el contenido de  $C_7+$  es de 15.0 % mol, la presión inicial del yacimiento es de 803.1 kg/cm<sup>2</sup> y la  $P_b$  de 357.2 kg/cm<sup>2</sup>, la temperatura del yacimiento es de 156.8 °C (314 °F) y es menor que la temperatura crítica calculada la cual fue de 241.6 °C (467 °F), puesto que la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja, el fluido se encuentra en una sola fase. En el rango de bajo-saturación desde 803.1 kg/cm<sup>2</sup> hasta 357.2 kg/cm<sup>2</sup>, los fluidos van a ser producidos con una RGA constante, la cual es del orden de 538 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>; este valor puede cambiar dependiendo de las características de las condiciones de separación, pero será esencialmente constante; en esta etapa hay que tomar en cuenta que debido a que es un aceite volátil, la recuperación de aceite

dependerá fuertemente de las condiciones de presión y temperatura que tengan los separadores, (Cronquist, 1979). Una vez que la presión del yacimiento disminuya por debajo de  $P_b$ , el fluido se encoge rápidamente al tocar curvas de calidad con valores bajos de contenido de aceite. En la **Figura 3**, se observa que al disminuir la  $P_b$  de 357.2 kg/cm<sup>2</sup> (5,079.0 lb/pg<sup>2</sup>) a una  $P_x$  de 289 kg/cm<sup>2</sup> (4,110 lb/pg<sup>2</sup>), es decir, con una caída de presión de 68 kg/cm<sup>2</sup>, se toca una curva de calidad de 60 % de líquido, es decir, el líquido se encogió un 40 % de su volumen original. En esta figura también se incluyen las condiciones de separación en superficie; a estas condiciones se estaría muy cerca de la curva de calidad del 30 %, es decir, el volumen de aceite se reduce a un 30 % de su volumen original al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de separación en superficie.



**Figura 3.** Diagrama de fase presión temperatura para el fluido AV4.

El experimento adecuado para reproducir el comportamiento de los yacimientos de aceite volátil (Tarek, 2007) es el de agotamiento a volumen constante (AVC), en el que se reduce la presión gradualmente por debajo de la presión de burbuja, incrementado el volumen de la celda PVT, como se observa en la **Figura 4**.

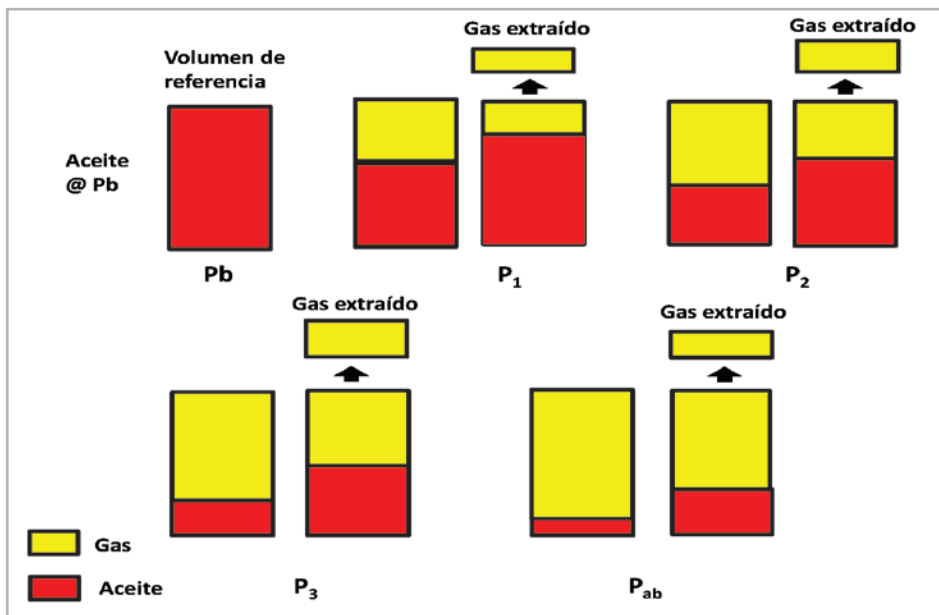


Figura 4. Experimento de agotamiento a volumen constante.

Después de alcanzar el equilibrio en cada etapa, se extrae de la celda un volumen suficiente de gas en equilibrio para llevar la celda al volumen original que tenía inicialmente a la presión de burbuja ( $P_b$ ). La cantidad de moles de gas extraídas, su composición, factor Z del gas, la densidad del aceite, así como como el volumen remanente de aceite en la celda PVT, se miden cuidadosamente y se registran en los reportes de los análisis PVT. Se requiere precisión en la medición de la composición del gas extraído de la celda y en los volúmenes de aceite y moles extraídas de

gas para realizar el análisis molar y poder validar la calidad del experimento PVT. El experimento AVC es una prueba de laboratorio extremadamente importante, la cual reproduce exactamente los cambios de fase y de volumen del aceite volátil a la temperatura del yacimiento, mientras la presión cae por debajo de la presión de burbuja, y el gas en equilibrio es removido de la celda. La **Tabla 2** muestra los datos reportados de una prueba de AVC para el fluido denominado AV4.

Estudio de Agotamiento									
Presion	Presion	Factor volumen del aceite	densidad del aceite	Sat. Aceite	fluido prod. acum.	Bg	Factor Z	Viscosidad del gas	Densidad relativa del gas
(kg/cm <sup>2</sup> )	(lb/pg <sup>2</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(gr/cm <sup>3</sup> )	(%)	% molar	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(adim)	cp	(aire=1)
843.7	11997.4	2.914							
803.1	11420.1	2.941							
774.1	11007.7	2.960							
703.4	10002.3	3.012							
598.7	8513.5	3.109							
545.3	7754.2	3.175							
493.8	7021.8	3.252							
422.6	6009.4	3.396							
385.9	5487.5	3.487							
357.2	5079.4	3.571	0.428	100.00	0.00				
337.7	4802.1	2.332	0.502	65.34	1.57	0.005	0.984	0.026	0.839
289.6	4118.1	2.100	0.537	58.90	7.38	0.005	0.942	0.023	0.766
247.0	3512.3	1.918	0.568	53.85	14.06	0.006	0.919	0.021	0.732
204.2	2903.7	1.756	0.594	49.36	23.23	0.006	0.905	0.019	0.712
161.7	2299.4	1.581	0.628	44.48	34.15	0.009	0.902	0.018	0.699
117.6	1672.3	1.447	0.659	40.75	45.38	0.012	0.910	0.016	0.697
77.3	1099.2	1.308	0.687	36.87	58.31	0.019	0.930	0.015	0.710
36.0	511.9	1.184	0.711	33.42	71.12	0.041	0.957	0.013	0.770

Tabla 2. Datos del experimento PVT para el fluido AV4.

## Procedimiento para la determinación de las propiedades volumétricas

La ecuación general de balance de materia para yacimientos de aceite volátil (Pérez, 1996), es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 & N_p \left[ \frac{B_o(1 - R_v R_p) + B_g(R_p - R_s)}{(1 - R_v R_p)} \right] \\
 &= N_{foi} \left[ \frac{B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s) - R_v(B_{oi}R_s - B_o B_g)}{(1 - R_v R_s)} \right] \\
 &+ G_{fgt} \left[ \frac{B_g - B_{gi} + B_o(R_{vi} - R_v) - R_s(B_{gi}R_v - B_g R_{vi})}{(1 - R_v R_s)} \right] + \Delta W + (N_{foi}B_{oi} + G_{fgi}B_{gi})C_t \Delta \bar{p} \quad \dots(1)
 \end{aligned}$$

Como se puede observar, se requiere conocer los términos volumétricos  $B_o$ ,  $R_s$ ,  $B_g$ , y la relación de solubilidad de aceite en el gas  $R_v$ , entre otros parámetros para poder realizar los estudios de balance de materia de manera correcta en los yacimientos de aceite volátil.

Los parámetros  $B_o$  y  $R_s$ , generalmente no se reportan para el estudio AVC, por lo cual se desarrolló el procedimiento siguiente:

1. Aplicar el método de balance molar (Bashbush, 1981), para validar el análisis PVT, el cual consiste en los pasos siguientes: a) Determinar las moles iniciales de aceite,  $n_{to}$ , b) Determinar las moles remanentes en la celda PVT en cada etapa ( $n_{gc}$ ), c) Calcular las moles de gas en la celda PVT en cada etapa ( $n_{gc}$ ), d) Determinar las moles de gas producidas en cada etapa ( $n_{gp}$ ), e) Determinar las moles de líquido en la celda PVT en cada etapa ( $n_l$ ), f) Determinar la composición del líquido en cada etapa para cada componente ( $X_i$ ), g) Determinar los valores K de cada componente en cada etapa ( $K_i$ ), h) Calcular la densidad del aceite en cada etapa ( $\rho_{oc}$ ), i) Determinar el peso molecular del aceite en cada etapa ( $M_o$ ), j) Obtener los valores del peso molecular de la fracción  $C_{7+}$  ( $MC_{7+}$ ) en la fase de aceite. La consistencia del experimento PVT se debe determinar de acuerdo al procedimiento propuesto por Bashbush.
2. A partir de la densidad del aceite residual ( $\rho_{or}$ ) a condiciones estándar obtenida del experimento AVC, determinar la densidad del aceite a la presión estándar y temperatura del yacimiento ( $\rho_{opt}$ ), a partir del método de Standing, (Tarek, 2007); para esto se utilizan las ecuaciones siguientes:

$$\rho_{opt} = \rho_{or} - \Delta\rho_{Ty} \quad \dots(2)$$

$$\begin{aligned}
 \Delta\rho_{Ty} = (T_y - T_{ce}) \left[ 0.0133 + 152.4(\rho_{ce} + \Delta\rho_p)^{-2.45} \right] - (T_y - T_{ce})^2 \left[ 8.1(10^{-6}) - (0.0622) * \right. \\
 \left. 10^{-0.0764(\rho_{ce} + \Delta\rho_p)} \right] \quad \dots(3)
 \end{aligned}$$

En la ecuación 2, el término  $\Delta\rho_p$  se hace cero, puesto que solo hay corrección por temperatura. El método de Standing – Katz para calcular la densidad del aceite está basado en la evaluación de datos de densidad

experimentales sobre 15 muestras de aceite, conteniendo hasta un 60 % mol de  $C_1$ . El método propuesto produjo un error promedio de 1.2 % y un error máximo de 4 % con respecto a los crudos evaluados.

3. A partir de la saturación de aceite a presión estándar y temperatura del yacimiento ( $S_{orpy}$ ) reportada en el análisis PVT, aplicar la ecuación de Standing para llevarla a condiciones estándar ( $S_{oe}$ ). Otra técnica para calcular la  $S_{oe}$  es utilizando el coeficiente de expansión térmica del aceite residual obtenido experimentalmente. Esto se puede hacer, puesto que la masa es la misma y solamente cambia el volumen de aceite.
4. Determinar las moles producidas de gas a la presión estándar y temperatura del yacimiento extrapolando los valores del experimento AVC a la presión estándar y temperatura del yacimiento. Posteriormente, para obtener los valores correctos de moles producidas de gas, reproducir por ensaye y error la densidad del aceite a la presión estándar y temperatura del yacimiento.
5. Determinar el factor de volumen del aceite en cada etapa del AVC, dividiendo la saturación de aceite de cada etapa del AVC entre la saturación de aceite a condiciones estándar, utilizando la siguiente expresión.

$$B_{oc} = \frac{S_o}{S_{oe}} \quad \dots(4)$$

6. Calcular la relación gas disuelto aceite en cada etapa del AVC, utilizando las ecuaciones siguientes:

Se calculan las moles de gas en la celda por unidad de volumen @  $P_b, T_y$  más las moles producidas acumuladas de gas en cada etapa por unidad de volumen @  $P_b, T_y$ :

$$(n_{gcext})_j = (n_{gpa})_j + (n_{gc})_j \quad \dots(5)$$

Las moles de gas disueltas en el aceite por unidad de volumen @  $P_b$  y  $T_y$ , será igual a la sumatoria de las moles totales producidas ( $n_{gtp}$ ) hasta la presión estándar y temperatura de yacimiento menos las moles de gas remanentes en la celda PVT más las moles producidas acumuladas en cada etapa.

$$(n_{gd})_j = (n_{gtp})_j - (n_{gcext})_j \quad \dots(6)$$

La relación gas disuelto–aceite por unidad de volumen en el caso de la aplicación del método de Bashbush será pie cúbico de gas @ c.e. por  $p^3$  de aceite @  $P_b, T_y$ , por lo cual, para obtener la  $R_s$  en  $p^3/bl$ , se utilizará un factor de conversión y se calculará la relación gas disuelto aceite con la expresión siguiente:

$$(R_{sc})_j = 5.6146 \left( \frac{(n_{gd})_j * V_{mg}}{S_{oe}} \right) \quad \dots(7)$$

### Aplicación a experimentos PVT

Para validar el procedimiento propuesto, se realizó la aplicación a los resultados PVT para los fluidos de aceite volátil AV3, AV4 y AV5, los cuales se realizaron en laboratorios diferentes para determinar también las diferencias que existen entre los valores reportados.

**Aceite volátil AV3.-** En este experimento se reportaron los parámetros volumétricos  $B_o, R_s, B_t, B_g$  para el experimento AVC; no se pudo validar este análisis PVT puesto que la composición del gas solo se reporta hasta la fracción  $C_6$ . Los resultados experimentales  $S_o, Z_g, r_o$  y  $r_g$ , se presentan en la **Tabla 3**, y en las **Figuras 5 a 7**. Las moles de gas producidas acumuladas no se reportaron por el laboratorio, por lo que se calcularon a partir del volumen de gas producido, (León, 2016), El comportamiento de las moles de gas producidas acumuladas contra presión se presentan en la **Figura 8**.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> ) abs	Valores Experimentales							Valores Calculados			
	Mol. Prod. Acum* (%)	Sat. Líquido (%)	Factor Z (adim)	Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	Densidad del gas (gr/cm <sup>3</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Densidad de aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	Densidad gas (gr/cm <sup>3</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
356.0	0.00	100.00		0.435		498.4	2.809	0.4347		3.542	665.8
351.0	0.53	89.10	0.870	0.470	0.380	328.5	2.500	0.4579	0.2359	3.156	557.2
301.0	8.33	61.05	0.868	0.595	0.201	140.6	1.671	0.5646	0.1920	2.162	279.6
251.0	16.98	52.53	0.872	0.641	0.144	98.0	1.476	0.6271	0.1571	1.860	208.0
201.0	28.58	49.03	0.882	0.669	0.115	80.0	1.377	0.6522	0.1244	1.736	165.7
151.0	41.90	45.55	0.896	0.692	0.100	76.9	1.320	0.6767	0.0933	1.613	119.4
101.0	56.77	41.67	0.917	0.728	0.081	66.0	1.261	0.7083	0.0623	1.476	68.2
76.0	64.25	39.97	0.930	0.748	0.066	57.3	1.222	0.7241	0.0469	1.416	45.6
41.0	74.60	37.21	0.952	0.773	0.042	40.0	1.141	0.7565	0.0257	1.318	16.8
26.0	78.43	36.56	0.965	0.785	0.025	24.0	1.100	0.7651	0.0166	1.295	10.5
1.0	84.74	32.44	1.000	0.804		0.0	1.000	0.8539	0.0012	1.149	0.0

\* Valores calculados a partir del volumen de gas producido acumulado.

Tabla 3. Datos experimentales y calculados para el fluido AV3.

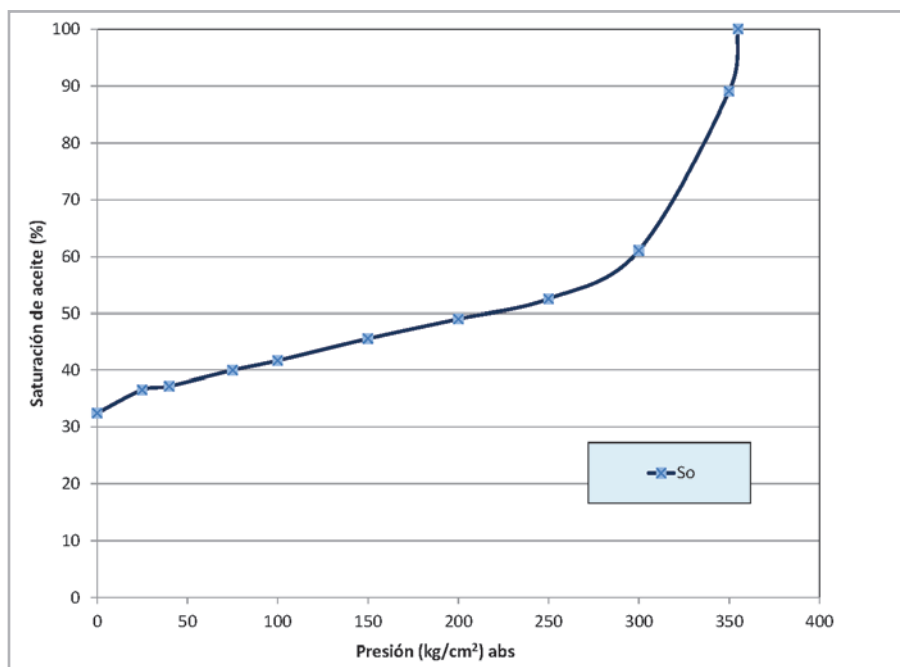


Figura 5. Variación de la saturación de aceite con la presión, fluido AV3.



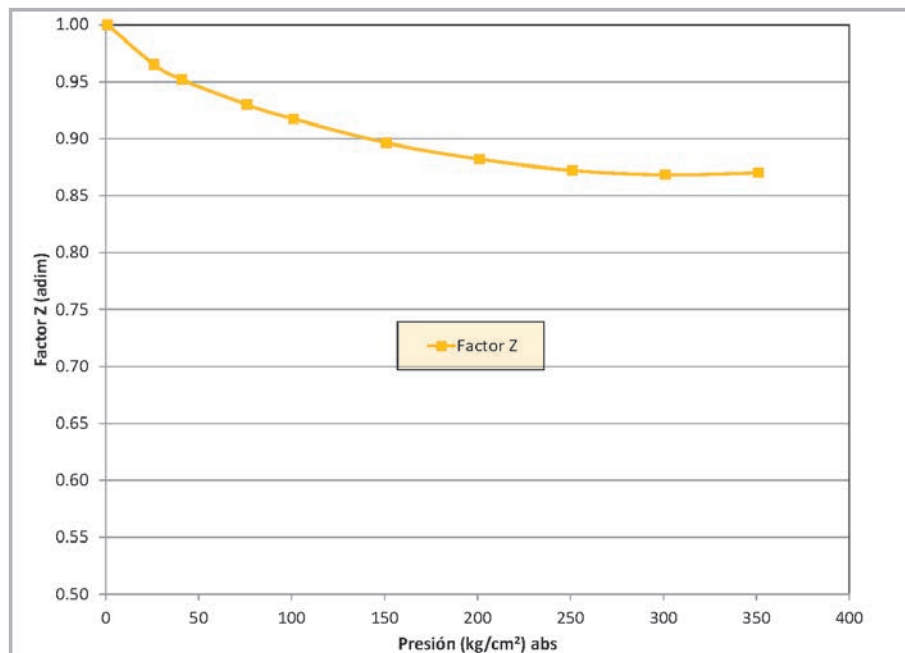


Figura 6. Variación del factor Z del gas con la presión, fluido AV3.

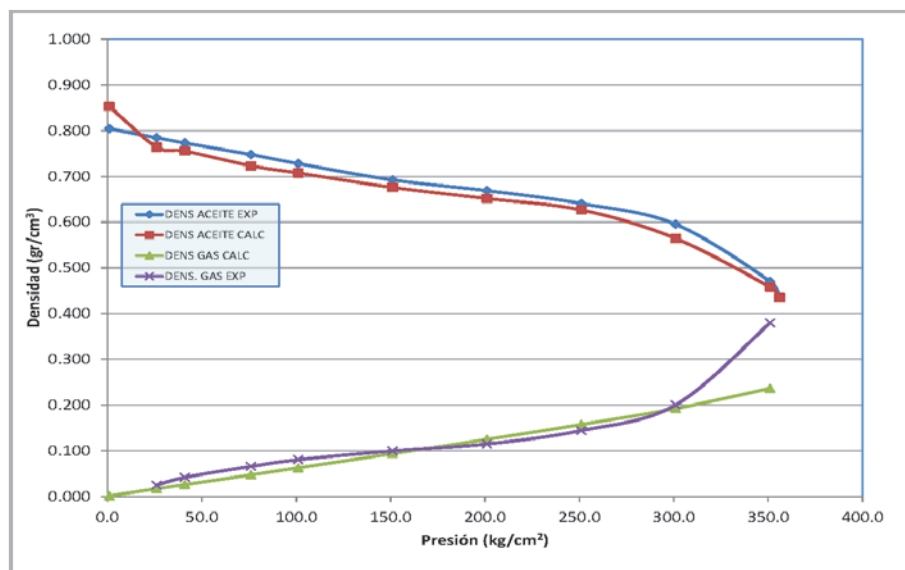
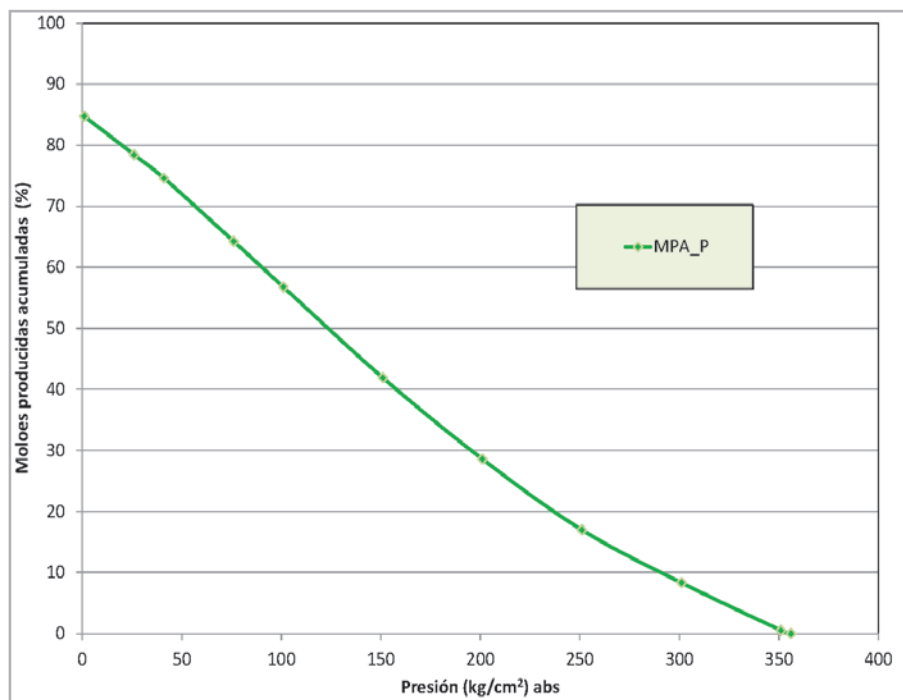


Figura 7. Variación de la densidad del aceite y del gas experimental y calculado en función de la presión, fluido AV3.



**Figura 8.** Variación de las moles producidas acumuladas con la presión, fluido AV3.

La densidad del aceite residual experimental fue de  $0.8115 \text{ gr/cm}^3$  y el coeficiente de expansión térmica del aceite residual experimental ( $\beta_{or}$ ) es de  $0.001037 (1/^\circ\text{C})$ . A partir de este parámetro  $\beta_{or}$ , se determinó la saturación de aceite residual a condiciones estándar ( $S_{ore}$ ), obteniendo un valor de 28.23 %, el cual es congruente con respecto al valor obtenido a presión estándar y temperatura del yacimiento ( $S_{orpy}$ ) el que fue de 32.44 %. Para comprobar el valor de la densidad del aceite a presión estándar y temperatura del yacimiento reportado por el laboratorio ( $0.804 \text{ gr/cm}^3$ ), se utilizó la densidad del aceite residual a condiciones estándar ( $\rho_{ore}$ ) de  $0.8115 \text{ gr/cm}^3$  y con el  $\beta_{or}$  se calculó un valor de  $0.7184 \text{ gr/cm}^3$ , el cual presenta un error de 10.7 % entre el valor calculado y el experimental;

esto claramente refleja una inconsistencia en los valores de densidad del aceite reportada por el laboratorio, como se observa en la Figura 7. Un resumen de los resultados se presenta en la **Tabla 4**. La Tabla 3 muestra los valores de  $B_o$  y de  $R_s$  experimentales y calculados. La **Figura 9** muestra el comportamiento de los factores de volumen del aceite experimental y calculado, reflejando inconsistencia en los valores de  $B_o$  reportados por el laboratorio. Con respecto a los valores de  $R_s$ , **Figura 10**, los valores presentan una gran diferencia, indicando también problemas en los valores reportados por el laboratorio; los resultados no son congruentes cuando se comparan con los resultados de otros laboratorios, como se discutirá más adelante.

Cálculo de la Saturación de Aceite Residual @ c.e.		
Cálculo con el coeficiente de expansión térmica		
Moles producidas acum @ Presión est., Ty	<b>84.74</b>	(moles prod./mol fluido original)
Saturación de aceite @ Presión	<b>32.44</b>	(vol aceite @ P, Ty/vol aceite @ Pb, Ty)
Temperatura del yacimiento	<b>144.00</b>	(°C)
Temperatura estándar	<b>20.00</b>	(°C)
experimental	<b>0.001037</b>	(1/°C)
Saturación de aceite @ c.e.	<b>28.23</b>	(%)
Densidad del aceite residual experimental @ c.e.	<b>0.8115</b>	(gr/cm <sup>3</sup> )
Densidad del aceite residual experimental @ c.e.	<b>50.6376</b>	(lb/p <sup>3</sup> )
Densidad de aceite residual @ P est., Ty	<b>0.7184</b>	(gr/cm <sup>3</sup> )
Densidad de aceite residual @ P est., Ty	<b>44.83</b>	(lb/p <sup>3</sup> )
Cálculo con el método de Standing		
Densidad del aceite residual experimental @ Pest., Ty.	<b>0.8041</b>	(gr/cm <sup>3</sup> )
Densidad del aceite residual experimental @ Pest., Ty.	<b>50.1758</b>	(lb/p <sup>3</sup> )
Corrección Standing ecuación	<b>5.44</b>	(unidades de densidad)
Densidad del aceite @ Pest., Ty.	<b>0.7169</b>	(lb/p <sup>3</sup> )
Densidad del aceite @ @ Pest., Ty.	<b>44.7358</b>	(lb/p <sup>3</sup> )
Saturación del aceite @ c.e.	<b>27.00</b>	(%)

Tabla 4. Cálculo de la saturación de aceite residual y de la densidad del aceite residual para el fluido AV3.

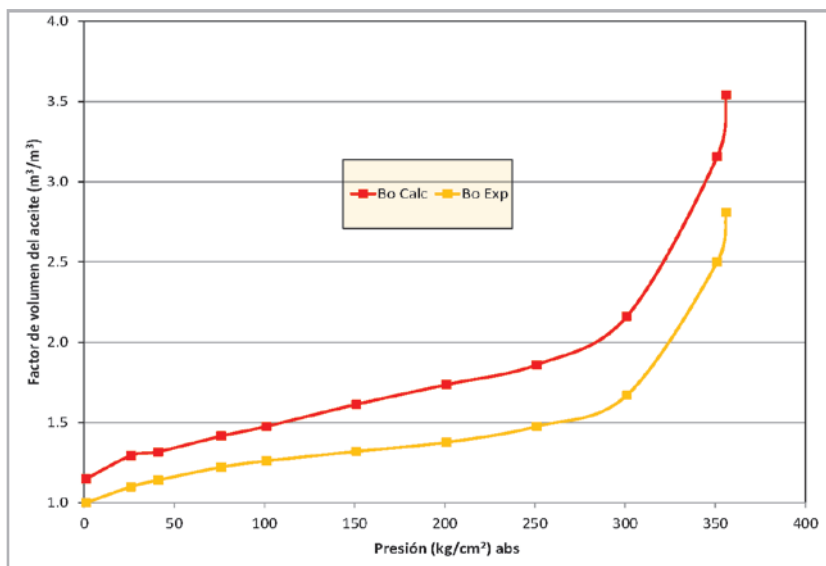


Figura 9. Variación del factor de volumen experimental y calculado con la presión, fluido AV3.

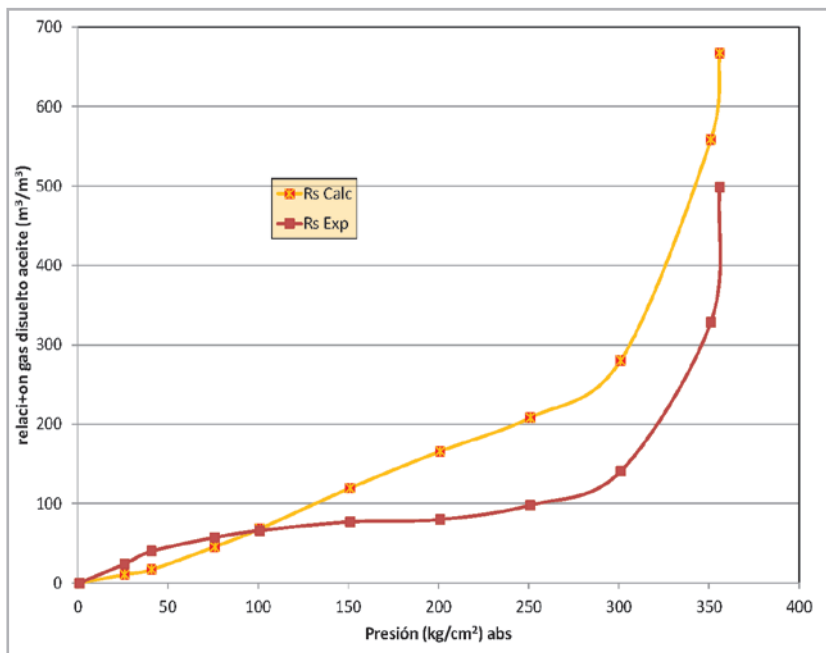


Figura 10. Variación con la presión de la relación gas disuelto aceite experimental y calculada, fluido AV3.

**Aceite volátil AV4.-** Los resultados experimentales del fluido AV4, se muestran en la Tabla 2; como este análisis PVT cuenta con el experimento AVC completo, se realizó la validación aplicando las técnicas clásicas de balance molar, (Bashbush, 1981), detectándose solamente unas pequeñas inconsistencias en la última etapa del AVC en el N<sub>2</sub> y el C<sub>1</sub>

reportados en la composición del gas experimental; se corrigieron las inconsistencias mostrando en las Figuras 11, 12 y 13 el comportamiento de los valores K, la composición del líquido y el comportamiento de la densidad de aceite y gas experimentales y calculados con respecto a la presión.

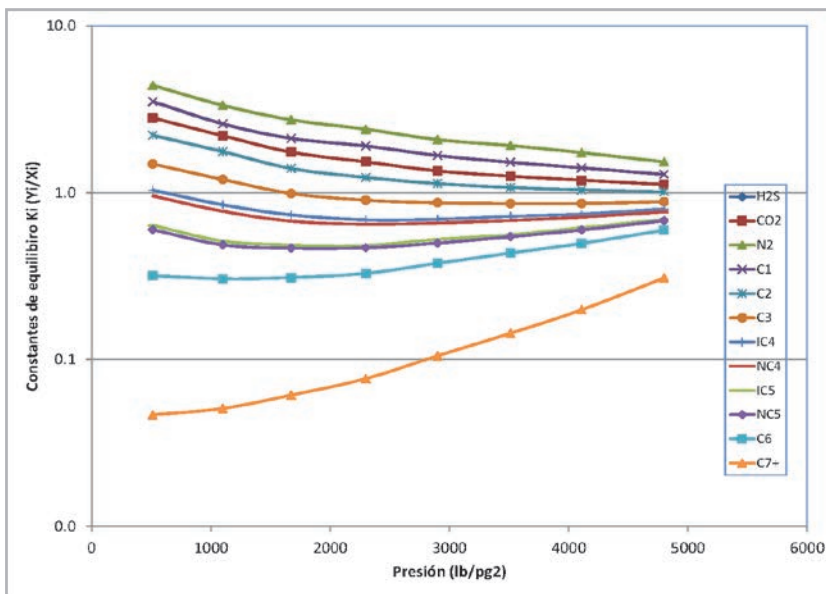


Figura 11. Variación de las constantes de equilibrio con la presión, fluido AV4.

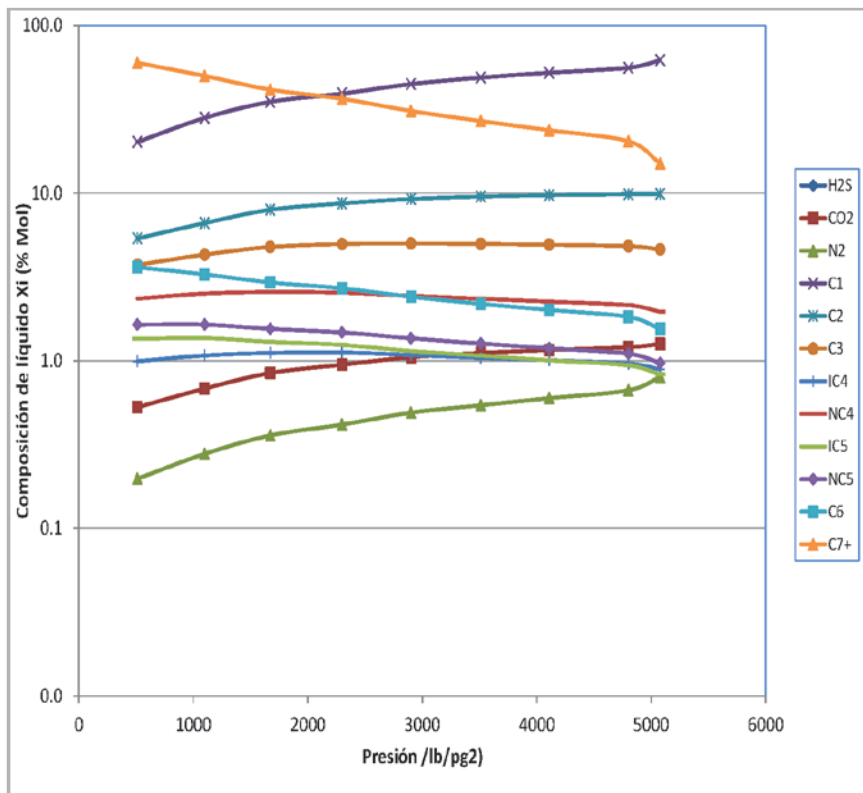


Figura 12. Variación de la composición del aceite con la presión, fluido AV4.

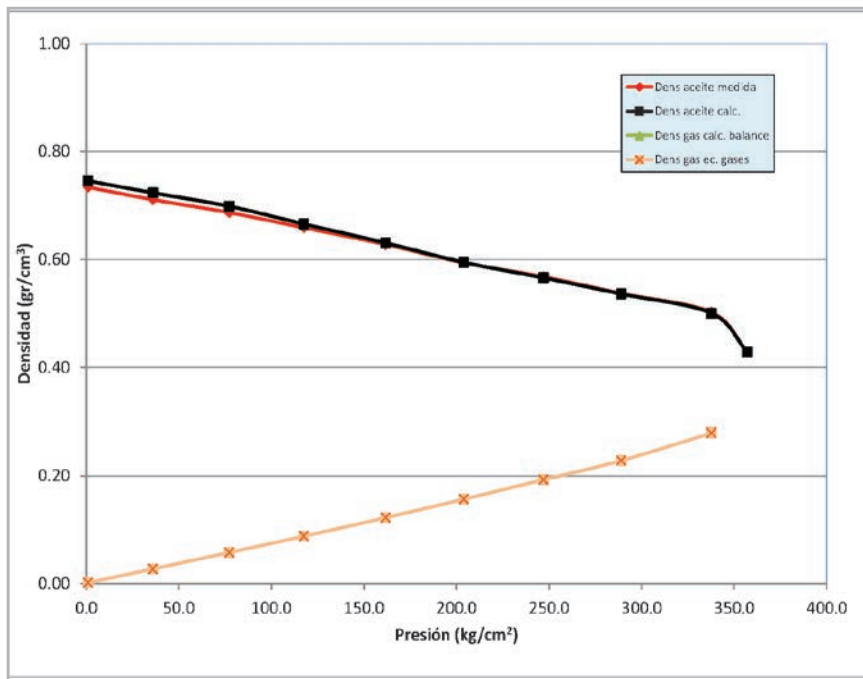


Figura 13. Variación de la densidad del aceite y del gas con la presión experimental y calculada, fluido AV4.

Con respecto al cálculo del  $B_o$  y del  $R_s$  referente a la presión en el CVD, solamente se reporta la densidad del aceite residual de  $0.826 \text{ gr/cm}^3$ ; por lo tanto, la saturación de aceite y las moles de gas producidas a presión estándar y temperatura del yacimiento, se determinaron mediante la extrapolación de las tendencias reportadas por el laboratorio a la última etapa de presión reportada de  $36 \text{ kg/cm}^2 \text{ abs}$ , los valores obtenidos fueron de 30.19 y de 85.7 % de moles de gas producidas acumuladas. Mediante el método de Standing (Tarek, 2007) y a partir de la densidad del aceite residual @ c.e., se determinaron la densidad del aceite y la saturación

de aceite residual a condiciones estándar y temperatura del yacimiento, las cuales fueron de  $0.734 \text{ gr/cm}^3$  y 27.22 % respectivamente, estos valores se muestran en la **Tabla 5**. Las **Figuras 14 y 15** muestran el comportamiento de las moles producidas acumuladas y de la saturación de aceite contra la presión. Los valores de  $B_o$  calculados y experimentales se muestran en la **Tabla 6** y en la **Figura 16**, observándose bastante consistentes. En cuanto a los valores de la relación gas disuelto aceite calculada contra presión **Tabla 6** y **Figura 17**, se observan con tendencia bastante razonable.

<b>Calculo de la Densidad del Aceite y de la Saturación de Aceite Residual</b>		
Temperatura del yacimiento	153.8	(°C)
Temperatura del yacimiento	308.8	(°F)
Densidad del aceite residual	0.8260	( $\text{gr/cm}^3$ )
Densidad del aceite residual	51.5	( $\text{lb/p}^3$ )
Saturación de aceite @ Pest.,Ty	31.0	(% vol.)
<b>Coefficiente de Expansión Térmica</b>		
Saturación de aceite @ c.e.	26.2	(% vol.) usando coef. exp. térmica
<b>Método de Standing</b>		
Corrección Standing	5.7	Unidades de densidad
Saturación de aceite @ c.b.	25.3	(% vol.)
Densidad del aceite @ Pest, Ty	0.7347	( $\text{gr/cm}^3$ )
Densidad del aceite @ Pest, Ty	45.8	( $\text{lb/p}^3$ )

**Tabla 5.** Cálculo de la saturación de aceite residual y de la densidad del aceite residual para el fluido AV4.

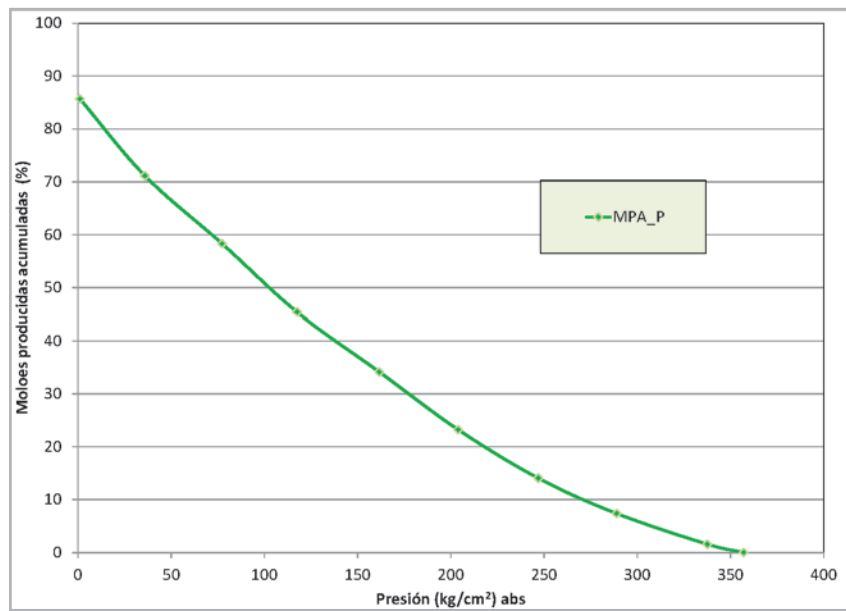


Figura 14. Variación de las moles producidas acumuladas con la presión, fluido AV4.

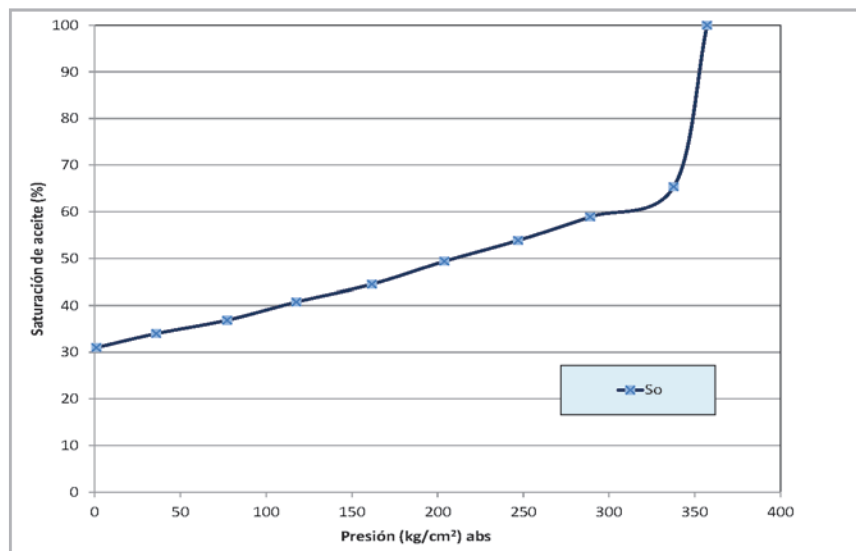


Figura 15. Variación de la saturación de aceite contra la presión, fluido AV4.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> ) abs	Valores Experimentales							Valores Calculados			
	Mol. Prod. Acum* (%)	Sat. Líquido (%)	Factor Z (adim)	Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	Densidad del gas (gr/cm <sup>3</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Densidad de aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	Densidad gas (gr/cm <sup>3</sup> )	Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Rs (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
357.2	0.00	100.00		0.428		3.572		0.428		3.674	682.1
337.7	1.57	65.34	0.984	0.502	0.279	2.333		0.500	0.279	2.400	383.1
289.0	7.38	58.90	0.942	0.537	0.228	2.101		0.536	0.228	2.154	319.8
247.0	14.06	53.85	0.919	0.568	0.193	1.919		0.566	0.193	1.978	271.6
204.0	23.23	49.36	0.905	0.594	0.157	1.757		0.595	0.157	1.813	222.6
161.7	34.15	44.48	0.902	0.628	0.122	1.582		0.631	0.122	1.634	171.1
117.6	45.38	40.75	0.910	0.659	0.088	1.448		0.656	0.088	1.497	137.3
77.3	58.31	36.87	0.930	0.687	0.058	1.308		0.699	0.058	1.355	92.7
36.0	71.12	33.42	0.957	0.711	0.029	1.185		0.728	0.029	1.228	57.0
1.0	85.70	30.19	1.000	0.734	0.002	1.068		0.733	0.002	1.109	0.0

Tabla 6. Datos experimentales y calculados para el fluido AV4

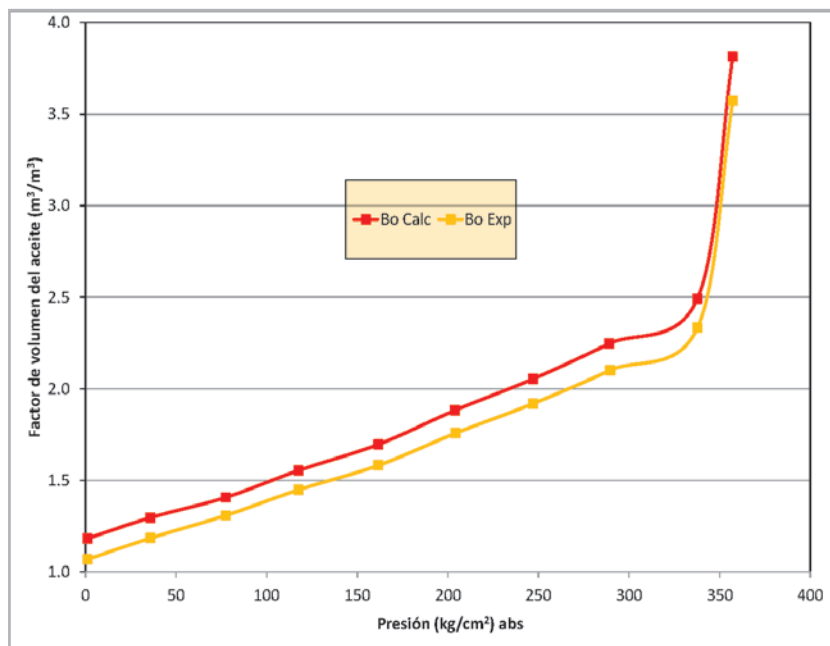


Figura 16. Variación del factor de volumen del aceite con la presión calculada y experimental, fluido AV4.



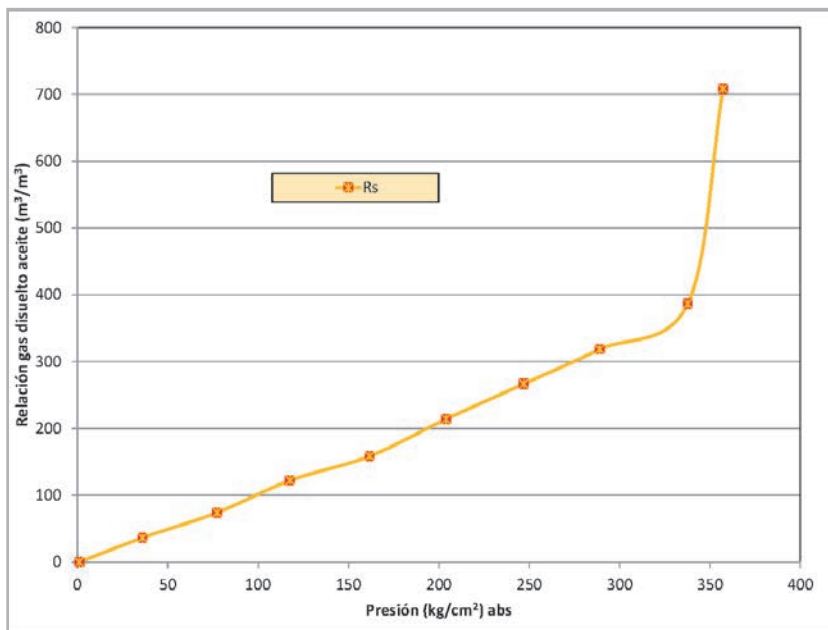


Figura 17. Variación de la relación gas disuelto aceite calculada con la presión, fluido AV4.

**Aceite volátil AV5.-** Los resultados experimentales del fluido AV5, se muestran en la **Tabla 7**, como este análisis PVT cuenta con el experimento AVC completo, se realizó la validación aplicando las técnicas clásicas de balance molar (Bashbush, 1981), detectándose solamente unas inconsistencias pequeñas con el comportamiento del N<sub>2</sub> y el C<sub>1</sub>, reportados en la composición del gas experimental, las

cuales se corrigieron, y las **Figuras 18, 19 y 20** muestran el comportamiento de los valores K calculados, la composición del líquido calculada y el comportamiento de la densidad de aceite y gas experimental y calculadas con respecto a la presión. Los valores obtenidos del experimento de agotamiento a volumen constante y los calculados se presentan en la **Tabla 7**.

Presión (kg/cm² abs)	Valores Experimentales							Valores Calculados			
	Mol. Prod. Acum* (%)	Sat. Líquido (%)	Factor Z (adim)	Densidad del aceite (gr/cm³)	Densidad del gas (gr/cm³)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Densidad de aceite (gr/cm³)	Densidad gas (gr/cm³)	Rs (m³/m³)	Bo (m³/m³)
307.78	0.00	100.00		0.5116		503.30	3.06	0.5114		492.43	2.99
268.26	6.36	79.20	0.93	0.5620	0.2487	330.57	2.37	0.5602	0.2487	340.82	2.36
212.00	18.12	67.40	0.90	0.6123	0.1872	224.33	2.00	0.6039	0.1872	242.93	2.01
155.75	32.47	60.20	0.90	0.6372	0.1322	158.69	1.77	0.6372	0.1322	176.95	1.80
99.49	48.30	54.60	0.92	0.6640	0.0817	108.57	1.61	0.6671	0.0817	126.45	1.63
50.26	63.59	50.40	0.96	0.6952	0.0424	69.64	1.48	0.6832	0.0424	84.71	1.50
1.03	87.40	39.00	1.00	0.7741	0.0009	0.00	1.13	0.7745	0.0009	0.00	1.16

Tabla 7. Datos experimentales y calculados para el fluido AV5.

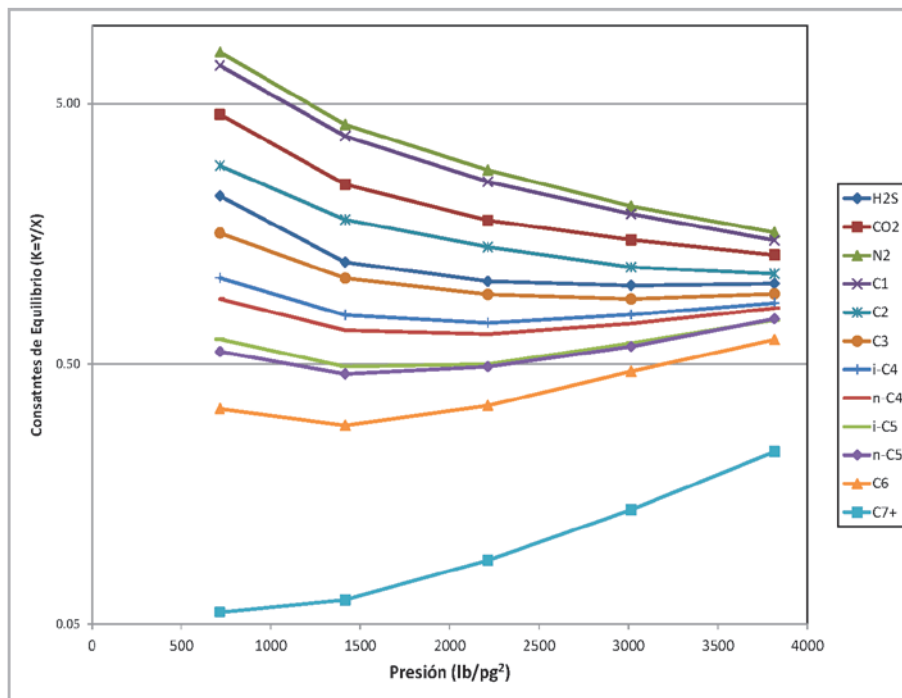


Figura 18. Variación de las constantes de equilibrio calculadas con la presión, fluido AV5.

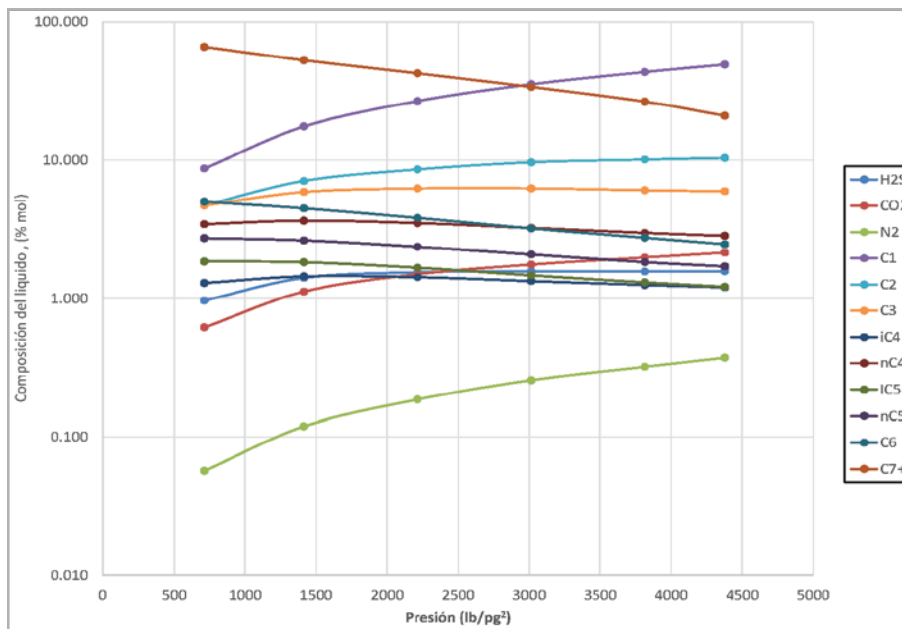


Figura 19. Variación de la composición del aceite calculada con la presión, fluido AV5.

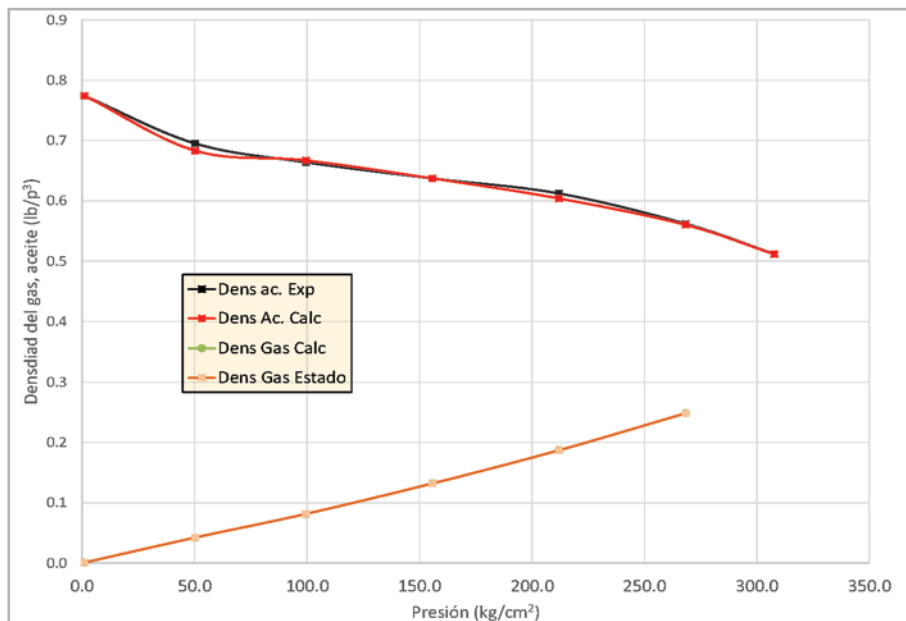


Figura 20. Variación de la densidad del aceite y gas experimental y calculado con la presión, fluido AV5.

Se reportaron la saturación de aceite residual a la presión estándar y temperatura del yacimiento, obtenida experimentalmente de 39.0 % vol, y también la densidad del aceite experimental a presión estándar y temperatura del yacimiento de 0.8623 gr/cm<sup>3</sup>; las moles producidas

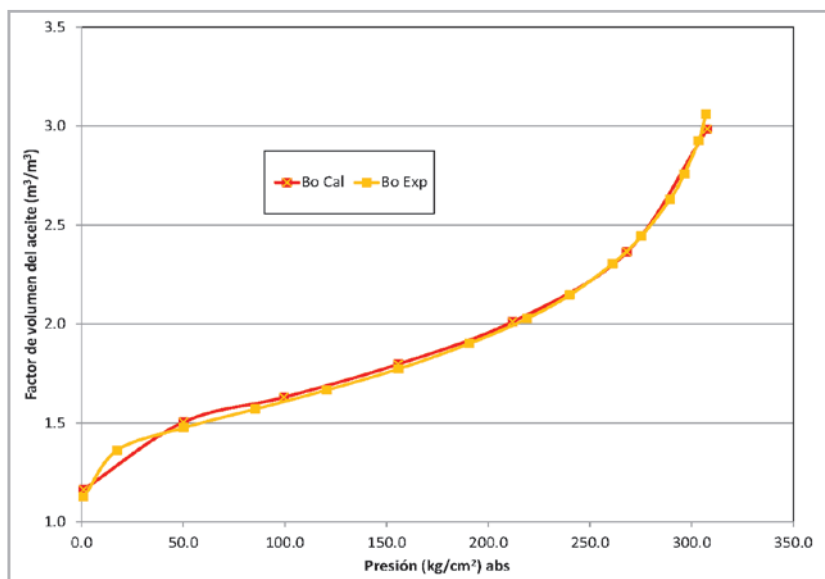
acumuladas se obtuvieron por extrapolación obteniendo un valor de 87.4 % mol, los resultados se verificaron por el método de Standing, resultando valores muy aproximados, presentándose en la **Tabla 8**.

Determinación de la Saturación de Aceite Residual		
Temperatura del yacimiento	158.9	(°C)
Temperatura del yacimiento	318.0	(°F)
Temperatura base	60.0	(°F)
Densidad del aceite residual @ c.e.	0.8623	(gr/cm <sup>3</sup> )
Densidad del aceite residual @ c.e.	53.81	(lb/p <sup>3</sup> )
Corección por temp (St)	5.5	Unidades de densidad
Saturación de aceite residual @ c.b.	33.5	(% vol)
Densidad del aceite @ Pest, Ty	48.31	(lb/p <sup>3</sup> )

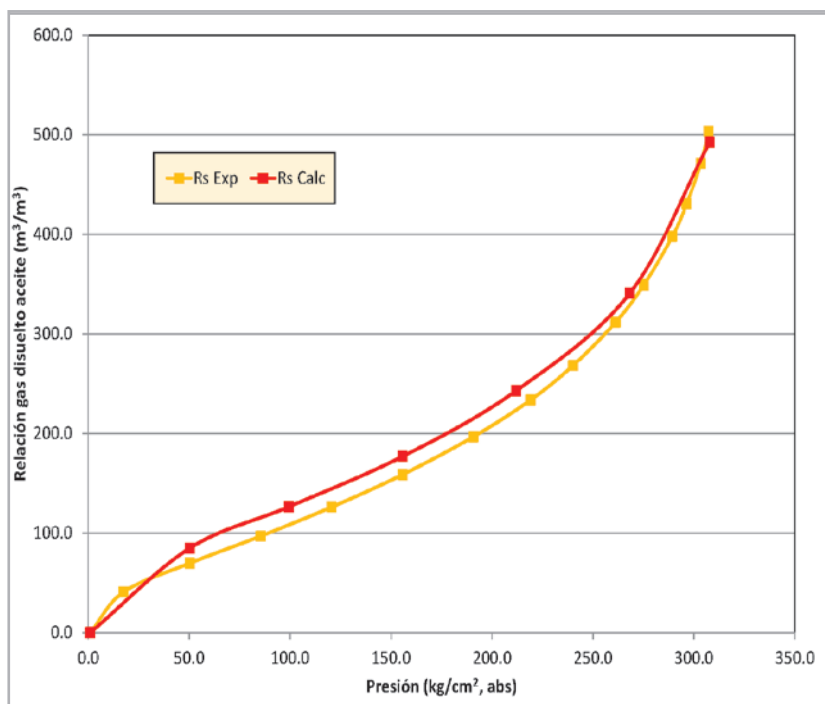
Tabla 8. Cálculo de la saturación de aceite residual y de la densidad del aceite residual para el fluido AV5.

A partir de la saturación de aceite residual @ c.e., se determinó el factor de volumen del aceite con la presión, observando valores muy aproximados, como se muestra en la **Figura 21**. De la misma manera se calculó la relación gas disuelto en el aceite observándose valores muy aproximados

con respecto a los valores experimentales mostrándose éstos en la **Figura 22**. Es conveniente hacer notar que el  $B_o$  y el  $R_s$  experimental se obtuvieron del experimento de separación diferencial.



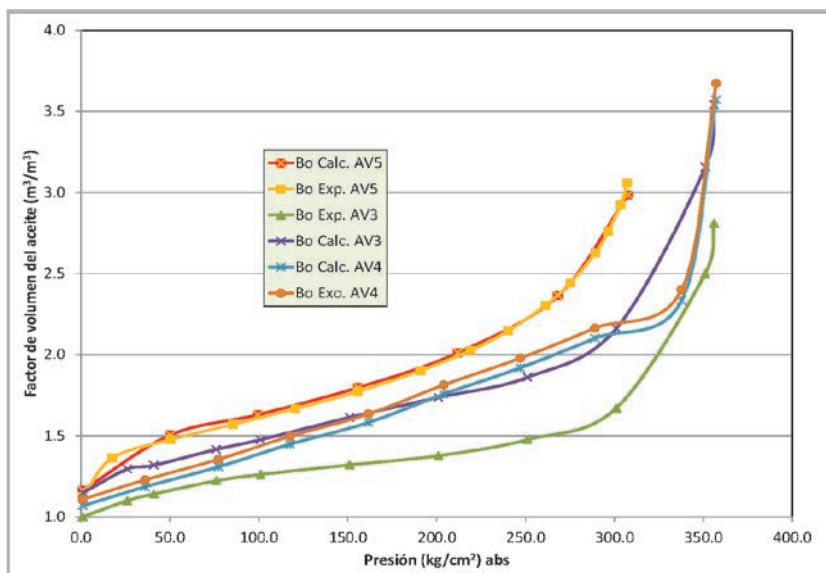
**Figura 21.** Variación del factor de volumen del aceite experimental y calculado con la presión, fluido AV5.



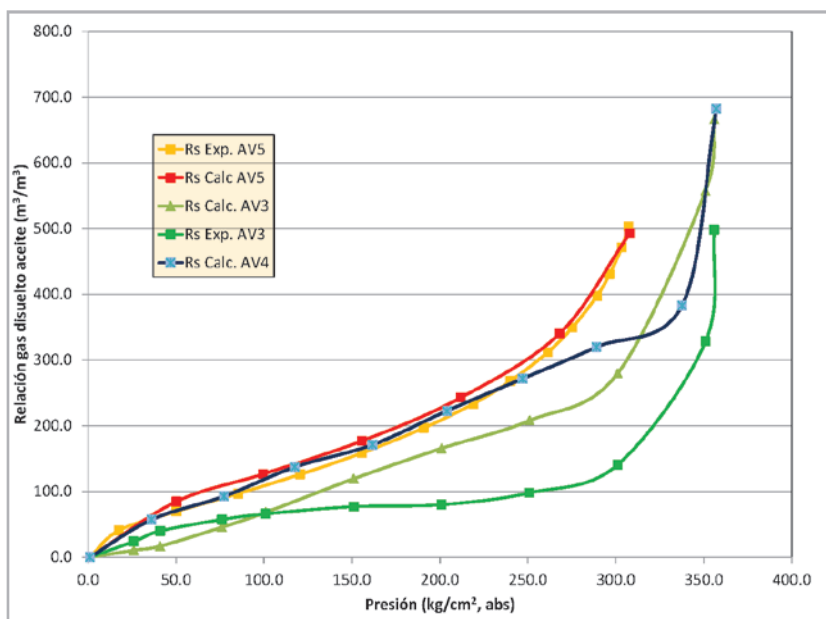
**Figura 22.** Variación de la relación gas disuelto en el aceite experimental y calculado con la presión, fluido AV5.

La **Figura 23** muestra el comportamiento del factor de volumen del aceite obtenido experimentalmente y el calculado para los tres fluidos AV3, AV4 y AV5, observándose una gran diferencia entre  $B_o$  experimental y calculado para el fluido AV3. En la **Figura 24** se observa el comportamiento

de la relación gas disuelto aceite experimental y calculado con el método propuesto, para los fluidos AV3, AV4 y AV5; similarmente al caso del factor de volumen se observa una gran inconsistencia entre el  $R_s$  experimental y calculado para el fluido AV3.



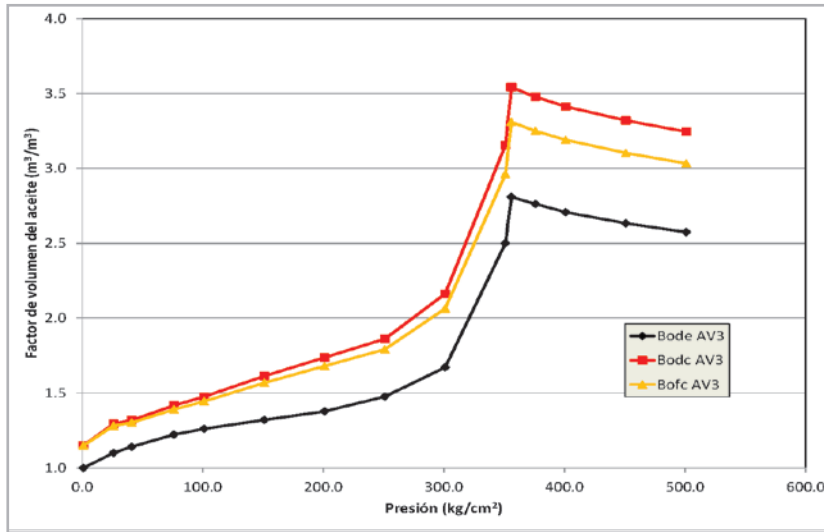
**Figura 23.** Variación del factor de volumen experimental y calculado, fluidos AV3, AV4, AV5.



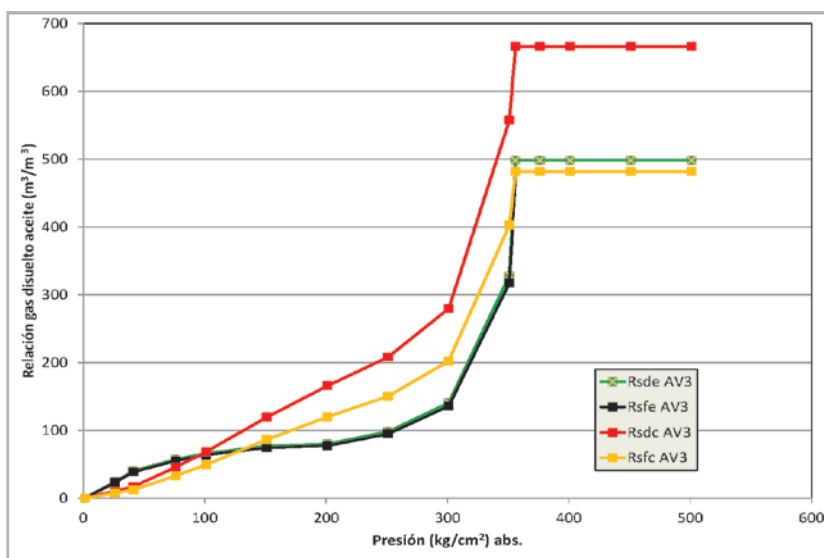
**Figura 24.** Variación de la relación gas disuelto aceite experimental y calculado con respecto a la presión, fluidos AV3, AV4 y AV5.

Con objeto de poder comparar los valores de  $B_o$  y  $R_s$  corregidos por condiciones de separación flash (Muhammad, 2002), se aplicó este método a los análisis PVT de los fluidos AV3, AV4 y AV5. Para el fluido del pozo AV3, la comparación de los valores del factor de volumen experimental ( $B_{ode}$ ), el factor de volumen calculado ( $B_{odc}$ ) y el corregido por condiciones de separación a partir del valor calculado ( $B_{ofc}$ ) se muestran en la **Figura 25**, se observa

que el valor  $B_{ode}$  es mucho menor que el  $B_{odc}$ , indicando inconsistencia; para este caso no se aplicó la corrección por separadores, debido a que no se reportó el  $B_{ofb}$  en el experimento de separadores. La **Figura 26** compara las relaciones gas disuelto aceite experimental, calculadas y las determinadas por condiciones de separación flash; para este caso se observan inconsistencias en los valores experimentales, ya que el  $R_{sde}$  es mucho menor que el  $R_{sdc}$ .



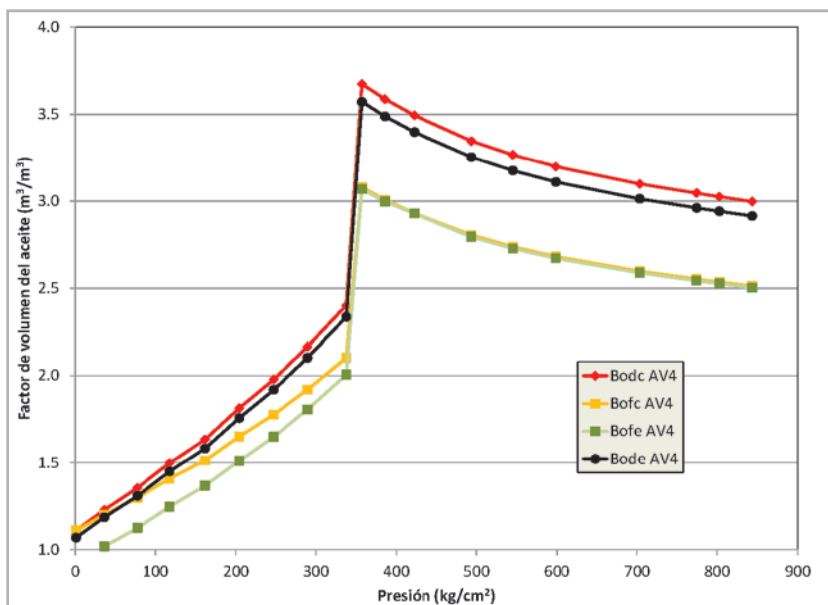
**Figura 25.** Variación del factor de volumen experimental, calculado, y corregido por condiciones de separación flash, fluido AV3.



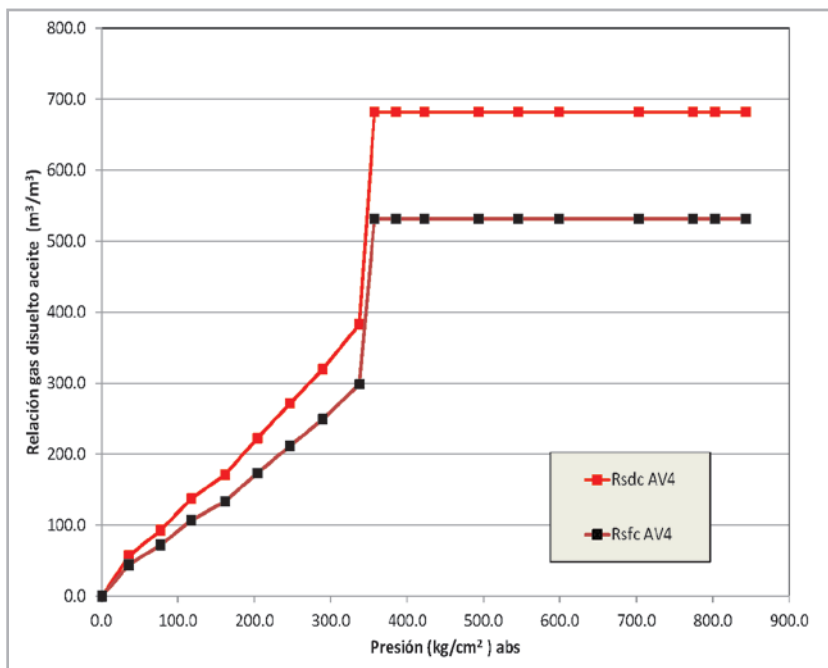
**Figura 26.** Variación de la relación gas disuelto aceite con respecto a la presión, valores experimentales, calculados y corregidos por condiciones de separación flash, fluido AV3.

Con respecto al fluido AV4, la **Figura 27** muestra el comportamiento de los factores  $B_{ode}$ ,  $B_{ofe}$ ,  $B_{ofc}$  y  $B_{ode}$ , los resultados se ven consistentes a excepción del  $B_{ofe}$  debajo de la presión de burbuja, lo cual se debe probablemente

al método utilizado para corregir por condiciones de separación flash. Para el fluido AV4, la **Figura 28** muestra el comportamiento de la  $R_{sdc}$  y de la  $R_{sfc}$ , en este caso no se tienen valores experimentales para poderlos comparar.



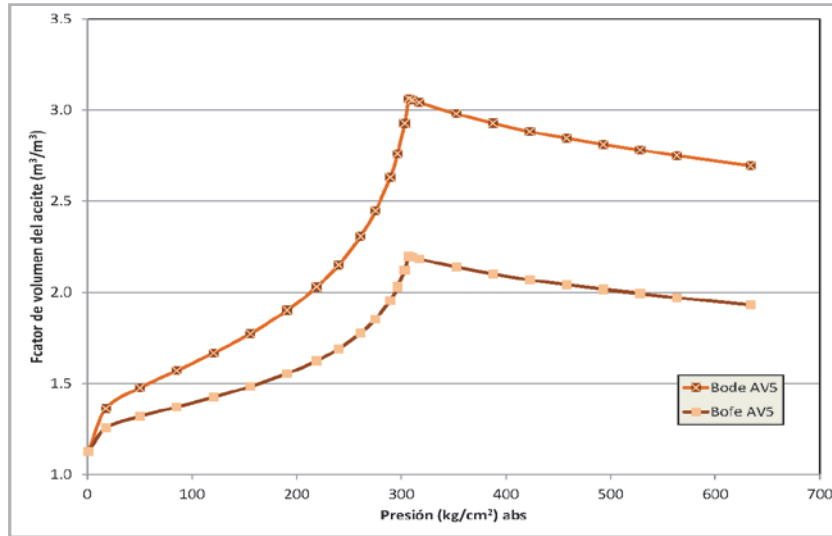
**Figura 27.** Variación del factor de volumen experimental, calculado y corregidos por condiciones de separación flash, fluido AV4.



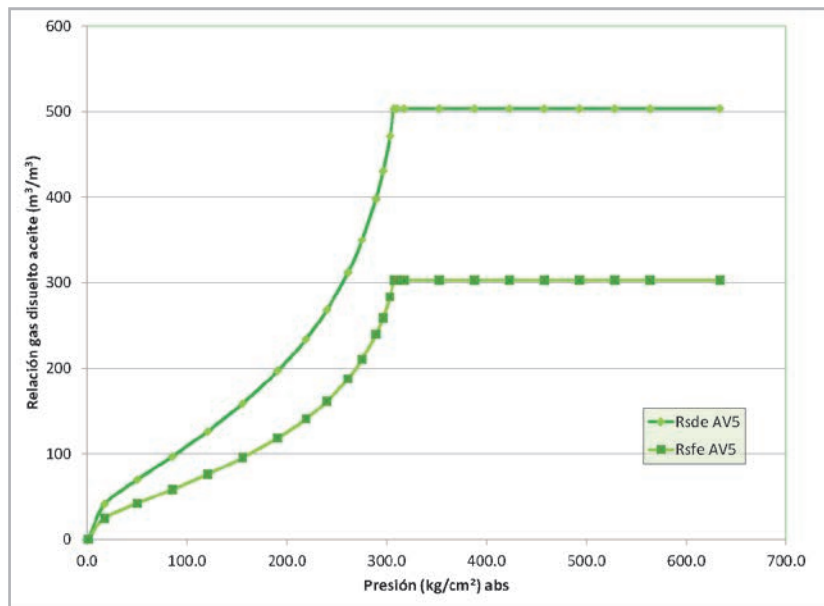
**Figura 28.** Variación de la relación gas disuelto aceite con respecto a la presión, calculada y corregida por condiciones de separación flash, fluido AV4.

La **Figura 29** presenta el  $B_{ode}$  y  $R_{sfe}$ , no se comparan con los valores calculados por que son valores muy semejantes. Los comportamientos de  $R_{sde}$  y  $R_{sfe}$  se muestran en la **Figura 30**,

y tampoco se comparan con los valores calculados por que son muy consistentes.



**Figura 29.** Variaciones del factor de volumen experimental y corregido por condiciones de separación flash, fluido AV5.



**Figura 30.** Variaciones de la relación gas disuelto aceite experimental y corregida por condiciones de separación flash, fluido AV5.



## Conclusiones

1. Se desarrolló un método basado en las técnicas de balance molar para determinar el factor de volumen del aceite y la relación gas disuelto aceite para el experimento de agotamiento a volumen constante.
2. El método se probó con tres fluidos de aceite volátil denominados AV3, AV4 y AV5, de los cuales el experimento AV3 mostró problemas de consistencia en el  $B_o$  y el  $R_s$ , el fluido AV4 mostró una pequeña diferencia entre el  $B_o$  calculado y experimental, en este caso no reportó el  $R_s$ . El fluido AV5 fue totalmente consistente entre el  $B_o$  y el  $R_s$ .
3. Se debe solicitar a los laboratorios que realizan los análisis PVT, que reporten la densidad del aceite a la presión estándar y temperatura del yacimiento, la saturación de aceite residual a las condiciones estándar, las moles producidas acumuladas a la presión estándar y temperatura del yacimiento y el coeficiente de expansión térmica del aceite residual.
4. También es importante que se reporte la composición del aceite residual obtenido de los experimentos de agotamiento a volumen constante y de separación en etapas en superficie.
5. Con el método propuesto se pueden validar los parámetros volumétricos reportados para el experimento de agotamiento a volumen constante, y obtener valores consistentes para los estudios de comportamiento de yacimientos de aceite volátil.

## Nomenclatura

$B_g$	=	Factor de volumen del gas ( $p^3/p^3$ ), ( $m^3/m^3$ ).
$B_{gi}$	=	Factor de volumen del gas a la presión inicial ( $p^3/p^3$ ), ( $m^3/m^3$ ).
$B_o$	=	Factor de volumen del aceite, ( $m^3/m^3$ ), (bl/bl).
$(B_{oc})_j$	=	Factor de volumen del aceite calculado para cada etapa del AVC, ( $m^3/m^3$ ), (bl/bl).
$Bobf$	=	Factor de volumen del aceite del experimento de separación en etapas (flash) a la $P_b$ y temperatura del yacimiento, ( $m^3/m^3$ ), (bl/bl).
$C_t$	=	Compresibilidad total (1/lb/pg <sup>2</sup> )
$G_{fgt}$	=	Volumen original de la fase inicial de gas (MMbls, MMm <sup>3</sup> ).

$(n_{gd})_j$	=	Moles de gas disueltas en cada etapa del AVC, (moles/vol. aceite @ $P_b$ , $T_y$ ).
$(n_{gc})_j$	=	Moles de gas remanentes en la celda en el AVC (moles/vol. aceite @ $P_b$ , $T_y$ ).
$(n_{gext})_j$	=	Moles de gas extraídas en cada etapa del AVC (moles/vol. aceite @ $P_b$ , $T_y$ ).
$(n_{gpa})_j$	=	Moles de gas producidas acumuladas en cada etapa del AVC. ( mol / vol.. aceite @ $P_b$ , $T_y$ ).
$N_{foi}$	=	Volumen original de la fase aceite inicial (MMbls, MMm <sup>3</sup> )
$N_p$	=	Producción acumulada de aceite (MMbls, MMm <sup>3</sup> )
$P_y$	=	Presión del yacimiento (kg/cm <sup>2</sup> ), (lb/pg <sup>2</sup> ).
$P_b$	=	Presión de burbuja (kg/cm <sup>2</sup> ), (lb/pg <sup>2</sup> ).
$R_s$	=	Relación gas disuelto aceite ( $m^3/m^3$ ), ( $p^3/bl$ ).
$(R_{sc})_j$	=	Relación gas disuelto aceite calculada para cada etapa del AVC ( $p^3/bl$ ), ( $m^3/m^3$ )
$R_p$	=	Relación gas aceite acumulada ( $p^3/bl$ ), ( $m^3/m^3$ )
$R_{sbf}$	=	Relación gas disuelto aceite a la $P_b$ de la separación flash ( $m^3/m^3$ ), ( $p^3/bl$ ).
$R_v$	=	Relación del aceite disuelto en el gas ( $m^3/m^3$ ), ( $p^3/bl$ ).
$R_{vi}$	=	Relación del aceite disuelto en el gas a las condiciones iniciales ( $m^3/m^3$ ), ( $p^3/bl$ ).
$S_o$	=	Saturación de aceite en la prueba de agotamiento a volumen constante (fracc.).
$S_{oe}$	=	Saturación de aceite residual a condiciones estándar (fracc.).
$T_{ce}$	=	Temperatura a condiciones estándar, (°C), (°F)
$T_y$	=	Temperatura del yacimiento, (°C), (°F)
$V_{mg}$	=	Volumen molar de gas ( $p^3/mol$ ).
$\rho_{obf}$	=	Densidad del aceite a la $P_b$ de la separación flash, (gr/cm <sup>3</sup> ), ( $p^3/bl$ )
$\rho_{ob}$	=	Densidad del aceite a la $P_b$ , (gr/cm <sup>3</sup> ), ( $p^3/bl$ )
$\rho_{opt}$	=	Densidad del aceite a presión estándar y temperatura del yacimiento (gr/cm <sup>3</sup> ), (lb/p <sup>3</sup> )
$\rho_{or}$	=	Densidad del aceite residual @ c.e., (gr/cm <sup>3</sup> ), (lb/p <sup>3</sup> ).
$\Delta p$	=	Caída de presión (lb/pg <sup>2</sup> )
$\Delta \rho_{ty}$	=	Factor de corrección por temperatura del método de Standing (unidades de densidad)
$\Delta W$	=	Agua producida (MMbls)

## Referencias

Ahmed, T. H. 2007. *Equations of State and PVT Analysis*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.

Bashbush, J. L. 1981. A Method to Determine K Values from Laboratory Data and its Applications. Artículo presentado en SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 5-7. SPE-10127-MS. <https://doi.org/10.2118/10127-MS>.

Cronquist, C. 1979. Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs. *World Oil* (April): 159–66.

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.

León García, A., Samaniego Verduzco, F., Bashbush Bauza, J. L. et al. 2017. Aplicación de las Técnicas de Balance Molar y Volumétricas para Validar los Análisis PVT de los Yacimientos de Aceite Negro. *Ingeniería Petrolera* **57** (2): 120-144.

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 Hernández, J. L. 1996. *Desarrollo de un Método para Estimar el Volumen Original de Aceite Volátil y los Parámetros del Acuífero Asociado*. Tesis de Maestría, UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, México, D.F.

Piedra L., E. O. 2018. *Determinación de los Parámetros PVT para los Aceites de Alto Encogimiento Mediante el Uso de la Ecuación de Estado de Peng Robinson de Tres Parámetros*. Tesis de Maestría en Ingeniería, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Ciudad de México. Tesis en elaboración.

## Semblanza de los autores

### Alfredo León García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la ESIA del Instituto Politécnico Nacional 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 DEPI de la UNAM en abril de 1993.

Su carrera profesional inició en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977. 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, ambas otorgadas por la AIPM.

### **José Luis Bashbush Bauza**

Tiene más de 45 años de experiencia en la industria petrolera con amplia actividad en varias partes del mundo, incluyendo África, el Medio Oriente, el Mar del Norte, Inglaterra, Japón, México, Norte y Sur América. Ha trabajado en el Instituto Mexicano del Petróleo, Pemex y la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Recibió el título de Ingeniero Petrolero con Mención Honorífica de la Universidad Nacional Autónoma de México en el año de 1969, estudió la Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Texas, en Austin y obtuvo el Doctorado en Ingeniería Petrolera y Gas Natural por la Universidad de Pennsylvania. Tiene más de 45 publicaciones y ha participado como expositor y panelista en numerosas ocasiones en foros nacionales e internacionales. Ha ofrecido más de 250 cursos especializados en diversas partes del mundo.

### **Fernando Samaniego Verduzco**

Cursó la licenciatura y una Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad Nacional Autónoma de México. Posteriormente ingresó a la Universidad Stanford para obtener un doctorado en la misma especialidad.

Desde 1971 ha impartido cátedra en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Ha recibido diferentes reconocimientos a lo largo de su trayectoria profesional, entre las que destacan los siguientes: Premio “Juan Hefferan”, otorgado por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México en 1984 y 1996, Premio Universidad Nacional en el área de Investigación en Ciencias Exactas, por la Universidad Nacional Autónoma de México, en 1999. Honorary Membership por la Society of Petroleum Engineers. Medalla de oro “Kapitsa” otorgada por la Academia Rusa de Ciencias. Premio Nacional de Ciencias y Artes en el área de Tecnología y Diseño otorgado por la Secretaría de Educación Pública en 2006.