

Aplicación de las técnicas de balance molar y volumétricas para validar los análisis PVT de los yacimientos de aceite negro

Alfredo León García

aleon@grupor.com.mx

Grupo R Petróleo y Gas

Fernando Samaniego Verduzco

pexfsamaniegov01@pemex.com

Institución: DEPFI - UNAM

José Luis Bashbush Bauza

jbashbush@slb.com

Schlumberger

Alma Delia Gutiérrez Sánchez

alma.delia.gutierrez@pemex.com

Pemex Exploración y Producción

Información del artículo: recibido: septiembre de 2016-aceptado: abril de 2017

Resumen

La validación de los experimentos PVT es una tarea fundamental para contar con información de calidad que se pueda utilizar para los estudios de simulación numérica de yacimientos. El tener un análisis PVT validado puede evitar consumir mucho tiempo en tratar de ajustar datos inconsistentes con la ecuación de estado, (EDE), y así reproducir con mayor grado de confianza la historia de explotación de los yacimientos mediante estudios de simulación numérica.

En este trabajo se aplican las técnicas volumétricas convencionales, (Rojas, 2005) las cuales permiten validar la P_b , el B_o , la R_s , la densidad del aceite, y la densidad del gas; también se aplicaron las técnicas de balance molar (Bashbush, 1981), mediante las cuales se puede validar la siguiente información: a).- la composición original de los fluidos, b).- la composición del efluente producido, c).- la densidad del aceite y del gas, d).- El peso molecular del aceite y de la fracción más pesada (C_{7+}) y e) la consistencia global de las medidas del laboratorio. Los análisis PVT en ocasiones presentan inconsistencias, que deben corregirse para realizar estudios de yacimientos, y de simulación composicional, sobre todo cuando se van a simular esquemas de inyección de gas.

Ambos procedimientos se aplicaron en un yacimiento de aceite ligero, en el cual se realizó el experimento de separación diferencial (SD). Para poder validar la SD mediante las técnicas de balance molar cálculo de las constantes de equilibrio, (K_i), se aplicó el procedimiento propuesto inicialmente para aceite volátil, el cual fue modificado para aplicarse en fluidos de aceite negro, (León, 2011).

Palabras clave: Técnicas de balance molar, técnicas volumétricas, validar análisis PVT, aceite negro.

Application of volumetric and mole balance techniques to validate the PVT analysis of black oil reservoir

Abstract

The validation of PVT experiments is fundamental to have quality information that could be used to studies of numerical reservoir simulation. A validated PVT analysis can avoid the time-consuming procedure of trying to adjust inconsistent data with the equation of state (EOS), and thus to confidently reproduce the history of exploitation of reservoir by numerical simulation studies.

In this work, we utilized conventional volumetric techniques that enable the validation of P_b , B_o , R_s , and the density of both oil and gas. We also made use of mole balance techniques, which are useful to validate: a) the fluid's original composition, b) the composition of the produced effluent, c) the density of oil and gas, d) the molecular weight of the oil and heavier fraction (C_{7+}) and e) the overall consistency of laboratory measurements. In some times, PVT analyses show inconsistencies that should be correct before reservoir studies and compositional simulation was performed, especially when such studies include simulations of gas injection schemes.

Both conventional and mole balance procedures were applied onto a light oil reservoir in which the differential separation experiment (SD) had been performed. In order to validate the SD with mole balance techniques that facilitate the calculation of equilibrium constants (K_i), the proposed method was used for volatile oil and subsequently modified for its utilization on black oil fluids.

Keywords: Mole balance, volumetric techniques, validation of PVT analysis, black oil.

Yacimientos de aceite negro

Los fluidos contenidos en los yacimientos de aceite negro están formados por una gran variedad de componentes que por lo general incluyen un predominio de moléculas largas y pesadas. La composición original de este tipo de fluidos generalmente presentan un porcentaje alto en la fracción C_{7+} , mayor del 35 % y un contenido por lo general bajo de la fracción más ligera de los hidrocarburos, como es el C_1 , que por lo general es menor de 44 % (León, 2012). También comúnmente presentan contenido de componentes intermedios $C_2 - C_6$ menor de 24 %. Se conocen estos fluidos por lo general como aceites negros o aceites de bajo encogimiento (Méndez, 1979). Las ecuaciones de balance de materia utilizadas para aceites negros se derivaron bajo la suposición de que el gas asociado con el líquido del yacimiento es un gas seco; esto significa que para este tipo de yacimientos su comportamiento por agotamiento natural está más afectado por el efecto de las permeabilidades relativas que por su comportamiento termodinámico, (Cronquist, 1979).

Los yacimientos de aceite negro pueden representarse a través de su diagrama de fase. En la **Figura 1** se muestra el comportamiento presión - temperatura de un yacimiento

de aceite negro típico, (McCain, 2002); la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica del sistema, el punto crítico está situado a la derecha del punto que indica las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento, y las curvas de calidad se cargan por lo general hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión del yacimiento, (P_y) es mayor que la presión de burbuja, (P_b) el yacimiento se denomina como bajosaturado y si la P_y es menor que P_b al yacimiento se le denomina como saturado.

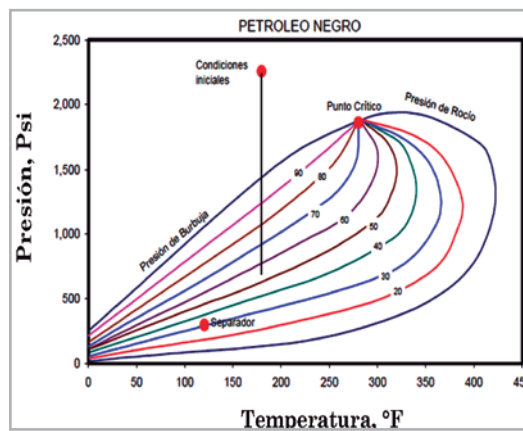


Figura 1. Diagrama de fase de presión contra temperatura para yacimiento de aceite negro.

En la **Figura 2** se muestra la distribución de los diferentes diagramas de fase de acuerdo a las características de los fluidos que contienen.

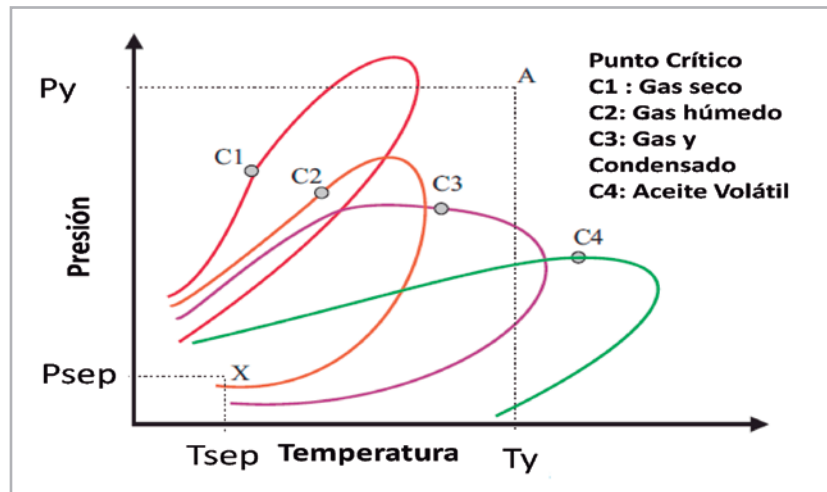


Figura 2. Diagrama de fase de presión contra temperatura (esquemático), para los diferentes tipos de yacimientos.

Los aceites por lo general pueden representarse por tres tipos, (León, 2012):

- 1).- Aceite negro o de bajo encogimiento
- 2).- Aceite intermedios o aceite ligero
- 3).- Aceite volátil o de alto encogimiento
- 4).- Aceite pesado y
- 5).- Aceite extrapesado

Debido a que dentro del aceite negro se tienen incluidos aceites viscosos y muy densos, se han agregado dos tipos de aceite más, los cuales son:

Actualmente los yacimientos de aceite se encuentran divididos en cinco tipos, (Reyes, 2015), los cuales se representan por las propiedades PVT principales que se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Clasificación de los tipos de aceite

Clasificación de Aceites					
Propiedad	Aceite Extrapesado	Aceite Pesado	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil
Densidad °API	< 11.5	11.5 – 21.5	21.5 – 32	32 - 38	> 38
RGA (m³/m³)	< 25	25 – 80	80 – 130	130 - 200	200 - 550
Bob (bl/STB)	< 1.15	1.15 – 1.32	1.32 – 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0
Contenido C ₁ (% Mol)	< 25	15 – 35	25 – 44	32 - 44	44 - 64
Contenido C ₇₊ (% Mol)	> 55	40 – 60	35 – 45	25 - 35	12.7 - 25
Contenido C ₂ - C ₆ (% Mol)	< 15	12 – 28	25 – 35	22 - 32	20 - 28
μ _{ob} (@ Pb y Ty, cp)	> 25	2.5 – 25	0.25 – 2.5	0.25 - 0.35	0.08 - 0.25
M promedio (gr/gr-mol)	> 300	165 – 300	100 – 165	66 - 100	44 - 66
M C ₇₊ (gr/gr-mol)	> 450	300 – 500	200 – 350	225 - 263	175 - 225

Es posible también distinguir entre los diferentes tipos de aceite a través del comportamiento del factor de volumen del aceite (Bo) y la relación gas disuelto aceite (Rs), entre otros parámetros PVT, como se muestra en las **Figuras 3 y 4**.

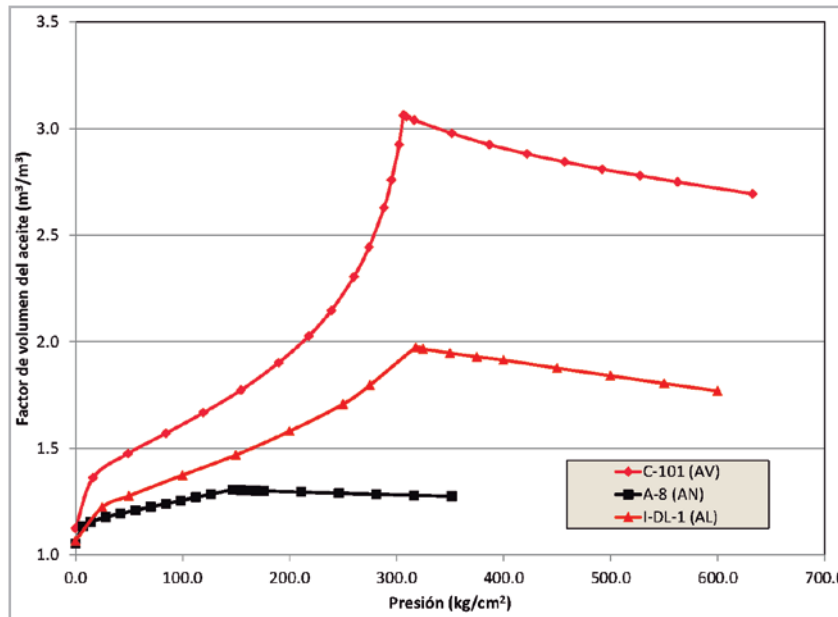


Figura 3. Comportamiento del factor de volumen del aceite contra presión, para aceite negro (AN), aceite ligero (AL) y aceite volátil (AV).

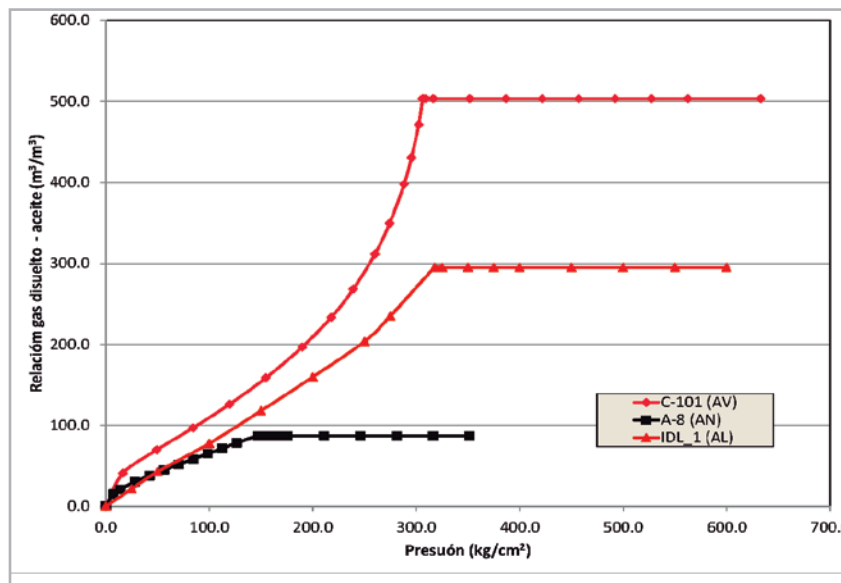


Figura 4. Comportamiento de la relación gas disuelto-aceite contra presión, para aceite negro (AN), aceite ligero (AL) y aceite volátil (AV).

Salvo raras excepciones, los yacimientos de aceite negro se encuentran a profundidades someras y a bajas temperaturas, contrastando con los yacimientos de aceite ligero o volátil, los cuales se encuentran ubicados a grandes profundidades con altas presiones y altas temperaturas (Cronquist, 1979), en la **Figura 5**, se muestra el comportamiento de la presión de burbuja o de rocío contra la profundidad, indicando las zonas de aceite negro, ligero y volátil.

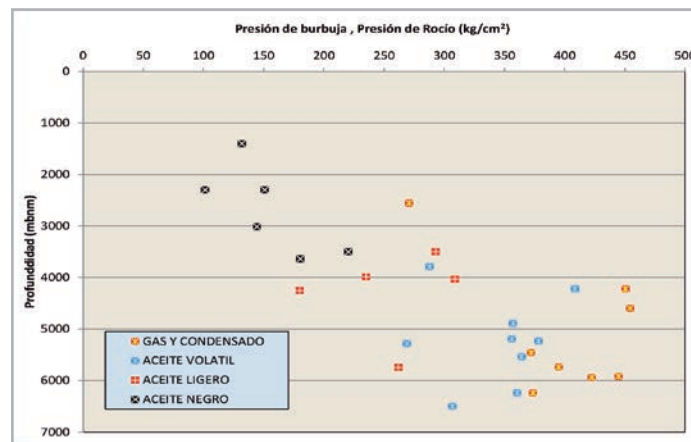


Figura 5. Variación de la presión de burbuja o de rocío con la profundidad para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

Los yacimientos de aceite se clasificaron de acuerdo a sus características principales, debido a que existen zonas de transición entre un tipo de aceite negro y aceite volátil (Cronquist, 1979), como se muestra en la **Figura 6**, se agregó a las clasificaciones utilizadas comúnmente (Mc Cain, 2002, Moses, 1986, Pérez, 2006), el yacimiento de tipo ligero, el cual se encuentra entre las zonas de aceite negro y aceite volátil, con objeto de poder definir de una manera adecuada su comportamiento termodinámico; es bien conocido (Moses, 1986) que para un aceite volátil, se debe de utilizar el experimento de agotamiento a volumen constante (AVC); en cambio, para los yacimientos de aceite negro se recomienda utilizar el experimento de separación diferencial (SD); con el aceite ligero se deben

realizar los dos experimentos SD y AVC, de tal manera que de acuerdo a su comportamiento y a los procesos que se vayan a aplicar, por ejemplo inyección de gases, se pueda elegir entre utilizar modelos composicionales o modelos de aceite negro, y también se puedan seleccionar de mejor manera los experimentos especiales a realizar en proyectos de inyección de gases. Se han cometido errores importantes cuando se ha realizado la SD en yacimientos de aceite ligero o volátil, cuando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento ha indicado que se hubiera representado mejor su comportamiento si se hubiera realizado el AVC (León, 2012, 2), el cual es el más apropiado para los yacimientos de aceite volátil o ligero.

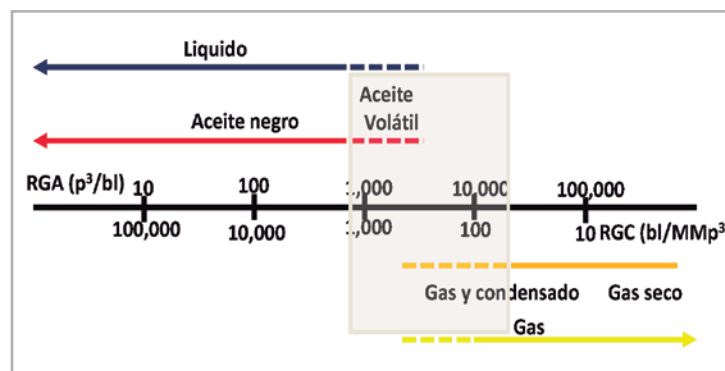


Figura 6. El aceite volátil y gas y condensado caen en la zona gris entre el aceite negro y el gas seco. Típicamente la RGA para aceite volátil está en el rango entre 267 m³/m³ (1500 p³/bl) y 623 m³/m³ (3500 p³/bl), (Cronquist).

Actualmente se cuenta con una serie de gráficas especializadas (León, 2011), para clasificar los diferentes tipos de aceite; entre las más comunes se encuentra el comportamiento del peso molecular promedio contra la presión de burbuja o de rocío, **Figura 7**, y el comportamiento de la fracción C_{7+} contra la presión de burbuja o de rocío, para los yacimientos de gas y condensado, aceite negro, ligero y volátil, **Figura 8**.

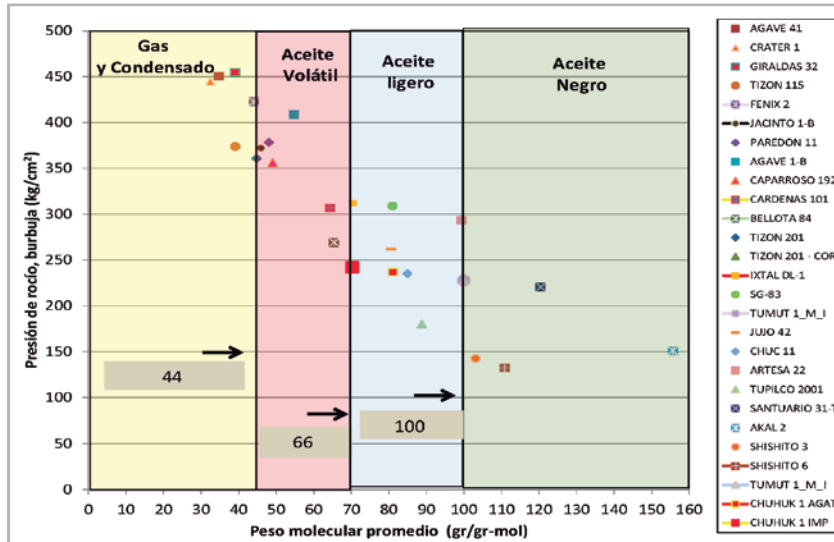


Figura 7. Comportamiento de la presión de burbuja o de rocío contra el peso molecular promedio, para gas y condensado, aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

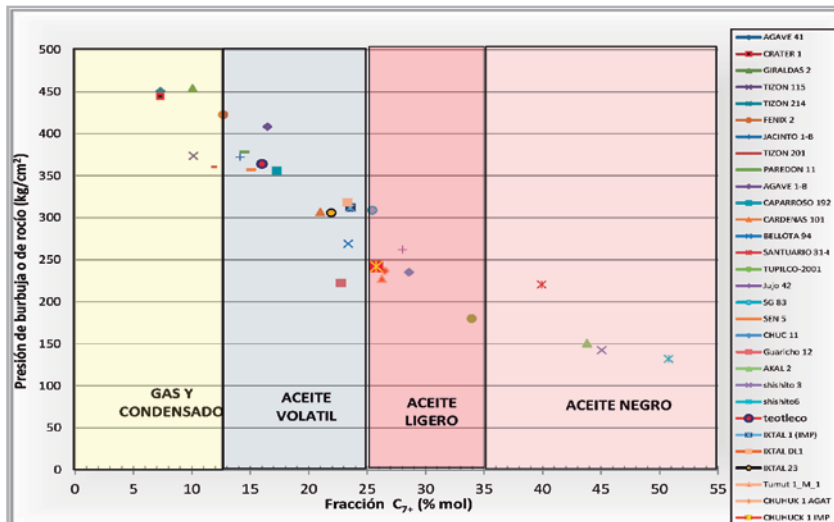


Figura 8. Comportamiento de la presión de burbuja o de rocío contra porcentaje de la fracción C_{7+} , para gas y condensado, aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

Los experimentos que se deben realizar para los yacimientos de aceite negro son los siguientes, (Moses, 1986):

1. Composición original del aceite
2. Expansión a composición constante (ECC)

3. Separación diferencial (SD)
4. Viscosidad del aceite
5. Separación en etapas (SEE)

Prueba de separación diferencial

La prueba de separación diferencial (SD), se realiza para poder evaluar el comportamiento de los yacimientos de aceite negro durante el proceso de agotamiento de presión. Esta prueba inicia a una presión igual a la presión de burbuja y el sistema se depresiona en una serie de etapas de presión, hasta alcanzar la presión atmosférica; en cada etapa el gas se remueve por completo todo el gas liberado de la celda PVT, la prueba termina cuando se alcanza la presión atmosférica, durante la prueba se mantiene constante la temperatura del yacimiento; un esquema ilustrativo de esta prueba se muestra en la **Figura 9**. Con esta prueba se puede determinar la cantidad de gas disuelto en el aceite en función de la presión (R_s) y por consiguiente, el encogimiento del aceite conforme el gas se libera cuando el aceite se depresiona (B_o). También se mide la composición y las propiedades del gas liberado, (factor Z , densidad absoluta y relativa, factor de volumen del gas etc.), en cada etapa del experimento.

Técnicas de validación volumétricas

La aplicación de estas técnicas sólo permiten validar una parte de los datos obtenidos en los experimentos de laboratorio, como son: P_b , B_{od} , od , R_s , g_i , B_g , y se aplican con información de los análisis PVT convencionales para fluidos que cuentan con los experimentos de expansión a composición constante, separación diferencial (SD) y separación en etapas (SEE), las técnicas utilizadas son las siguientes (Rojas, 2005):

1) Prueba de densidad del aceite.- Se debe cumplir que la densidad del aceite a la presión de burbuja de la SD, sea igual a la calculada a partir de los datos de la prueba (SEE), para lo cual se calcula la densidad a P_b a partir de la ecuación 1.

$$\rho_{obj} = \frac{Y_o P_w}{B_{obj}} + \frac{P_{aire}}{B_{obj}} \left[(\gamma_g RGA)_{sep} + (\gamma_g RGA)_{un} \right] \dots\dots\dots (1)$$

2) Prueba de la función Y . Calcula la función Y en función de la presión, utilizando datos del experimento ECC, para determinar la exactitud de la presión de burbuja, la función Y debe presentar un comportamiento lineal, en caso de no presentar este comportamiento indica error en la determinación de la P_b , este problema se presenta sobre todo en las cercanías de la P_b cuando no se da tiempo para alcanzar un equilibrio entre las fases gas y aceite, la función Y se determina con la ecuación 2.

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)} \dots\dots\dots (2)$$

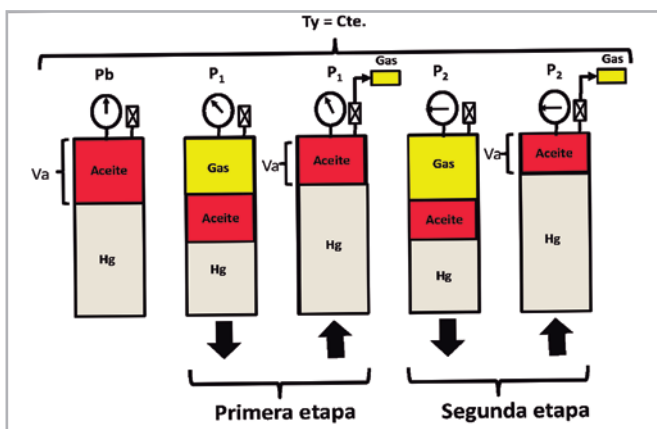


Figura 9. Experimento de separación diferencial.

3) Prueba de balance de materia.- Consiste en verificar si la relación gas disuelto en el aceite experimental (R_s) de la SD, es igual a la obtenida por balance de materia; se utilizan las ecuaciones 3 a 7.

Se determina la masa del aceite a condiciones base

$$m_{obase} = Voi^*(\gamma_{or} * \rho_w) \quad (3)$$

Se calcula la masa del aceite en cada etapa de la SD

$$m_{odi} = Voi^*(B_{odi} * \rho_{odi}) \quad (4)$$

Se determina la masa del gas con base en la diferencia de la masa de aceite en cada etapa de la SD.

$$m_{gi} = m_{odi} - m_{odi-1} \quad (5)$$

Se determina el volumen de gas en cada etapa de la SD.

$$V_{gi} = Fcm \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} \quad (6)$$

Se calcula la relación gas disuelto aceite en cada etapa de la SD.

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + FcbV_{gi} \quad (7)$$

4) Prueba de desigualdad. En esta prueba la derivada del factor de volumen del aceite con respecto a la presión debe ser menor que la derivada de la relación gas disuelto aceite con respecto a la presión multiplicada por el factor de volumen del gas, como se indica en la ecuación 8.

$$\frac{\delta B_{od}}{\delta p} < B_g \frac{\delta R_{sd}}{\delta p} \quad (8)$$

Técnicas de validación composicional (Método de Bashbush modificado)

Existen técnicas de balance molar (Bashbush, 1981, Whitson, 1983) para validar los análisis PVT mediante el uso del experimento de agotamiento a volumen constante,

el cual se utiliza para yacimientos de aceite ligero, volátil o de gas y condensado; mediante estas técnicas se pueden determinar las constantes de equilibrio (K), y detectar errores experimentales en la composición y corregirlos. Se aplicó una modificación a la técnica propuesta inicialmente para aceite volátil (Bashbush, 1981), la cual se puede aplicar al experimento de separación diferencial, la cual fue denominada método de Bashbush Modificado (León, 2011).

Para aplicar la metodología deben de calcularse previamente la saturación de aceite, el porcentaje de gas producido acumulado, el peso molecular promedio del aceite y las moles producidas acumuladas de gas.

La saturación de aceite para cada etapa de SD, se obtiene aplicando la ecuación 9.

$$S_{od} = \frac{B_{od}}{B_{obd}} \quad (9)$$

La fracción de gas producido acumulado durante la SD, se obtiene mediante la ecuación 10.

$$G_{pa} = \frac{G_{pt}}{G_{pt}} \quad (10)$$

Se determina el peso molecular promedio del aceite a Pb y Ty con la ecuación 11.

$$M_{ob} = \sum_{i=1}^{nc} M_i X_i \quad (11)$$

Las moles producidas acumuladas de gas se determinan mediante el procedimiento del Apéndice A, (Barrón, 1995).

Para calcular el balance molar de moles de aceite y de gas, se aplican las ecuaciones siguientes, considerando que para cada etapa de SD, el gas en la celda es igual a cero.

a) Se calculan las moles iniciales de aceite a Pb y Ty con la expresión siguiente:

$$n_{to} = \frac{p_{ob}}{M_{ob}} \quad (12)$$

b) El número de moles que quedan en cada etapa de la SD se obtienen como una función de la cantidad de masa producida a un nivel de agotamiento dado, de tal manera que:

$$(n_c)_j = n_{to} * (1 - n_{gpa}) \dots\dots\dots (13)$$

c) Las moles extraídas de gas en cada etapa de la SD serán:

$$(n_{ge})_j = n_{to} * ((n_{gpa})_j - (n_{gpa})_{j-1}) \dots\dots\dots (14)$$

d) Puesto que el gas en cada etapa de la separación se extrae totalmente, las moles de aceite de la SD será igual al número de moles remanentes en la celda:

$$(n_{oc})_j = (n_c)_j \dots\dots\dots (15)$$

e) Se aplica un balance de materia para cada componente y por cada etapa para calcular la composición de aceite de acuerdo a las ecuaciones siguientes:

$$(X_i)_{n_{to}} = (X_i)_j (n_i)_j + (Y_i)_j (n_{ge})_j \dots\dots\dots (16)$$

Despejando Xi de la ecuación anterior se tiene:

$$(X_i)_j = \frac{((X_i)_{n_{to}} - (Y_i)_j (n_{ge})_j)}{(n_o)_j} \dots\dots\dots (17)$$

f) Finalmente se calculan las constantes de equilibrio (K) para cada etapa y para cada componente con la expresión siguiente:

$$(K_i)_j = \left(\frac{Y_i}{X_i}\right)_j \dots\dots\dots (18)$$

g) Se determina la masa de aceite inicial con la siguiente expresión:

$$m_{oi} = M_{ob} \rho_{ob} \dots\dots\dots (19)$$

h) Se calcula la masa extraída de gas para cada etapa del experimento

$$(m_{gea})_j = \sum_{j=1}^m (n_{ge})_j (M_g)_j \dots\dots\dots (20)$$

i) Masa de gas en la celda, para la aplicación en la separación diferencial este término se elimina

$$(m_{gc})_j = (M_{gc})_j (n_{gc})_j \dots\dots\dots (21)$$

j) Masa de aceite remanente en la celda, se elimina el término m_{gcj} en esta ecuación.

$$(m_{oc})_j = m_{oi} - \sum_{j=2}^m (n_{ge})_j (M_{ge})_j - (m_{gc})_j \dots\dots\dots (22)$$

k) Por lo tanto, la densidad del aceite en la celda es:

$$\rho_{oj} = \frac{(m_{oc})_j}{(S_{oc})_j} \dots\dots\dots (23)$$

l) La densidad del gas en la celda PVT se calcula para el experimento AVC, este término no se aplica para la separación diferencial:

$$\rho_{gj} = \frac{(m_{gc})_j}{(1 - (S_{oc})_j)} \dots\dots\dots (24)$$

m) Calcular la densidad del gas en cada etapa con la ley general de los gases reales:

$$\rho_{gc} = \frac{P_j (M_g)_j}{Z_j R T_y} \dots\dots\dots (25)$$

n) El peso molecular de la fase aceite en cada etapa j, se determina de la siguiente manera:

$$M_{oj} = \frac{(m_{oc})_j}{(n_{oc})_j} \dots\dots\dots (26)$$

o) Se calcula el peso molecular del aceite hasta la fracción C_6 , para cada etapa del experimento

$$(M_{C_6})_j = \sum_{i=1}^{C_6} M_i X_i \dots\dots\dots (27)$$

p) El peso molecular de la fracción C_{7+} para cada etapa del experimento será igual a:

$$(M_{C_{7+}})_j = \frac{(M_o)_j - (M_{C_6})_j}{X_{C_{7+}}}$$

Se aplican los pasos (b) a (o) para cada etapa del experimento de separación diferencial.

Consistencia del análisis del PVT del pozo Ixtal-45 mediante las pruebas volumétricas convencionales

Se aplicaron las técnicas de validación volumétricas y de balance molar a los experimentos PVT del pozo Ixtal-45, para evaluar la consistencia de los experimentos PVT.

En el pozo Ixtal 45 de la formación JSK, se tomaron cuatro muestras de fluidos, de las cuales se seleccionaron la uno y la cuatro para realizar los análisis PVT; se revisó la calidad de las muestras definiéndose que eran de buena calidad, y que se tomaron en condiciones de bajosaturación. En las Figuras 10 y 11 se muestra la profundidad en la cual se tomaron las muestras y la comparación de los gradientes de los pozos a la profundidad de muestreo, y se comparan con los que se determinaron mediante los análisis PVT.

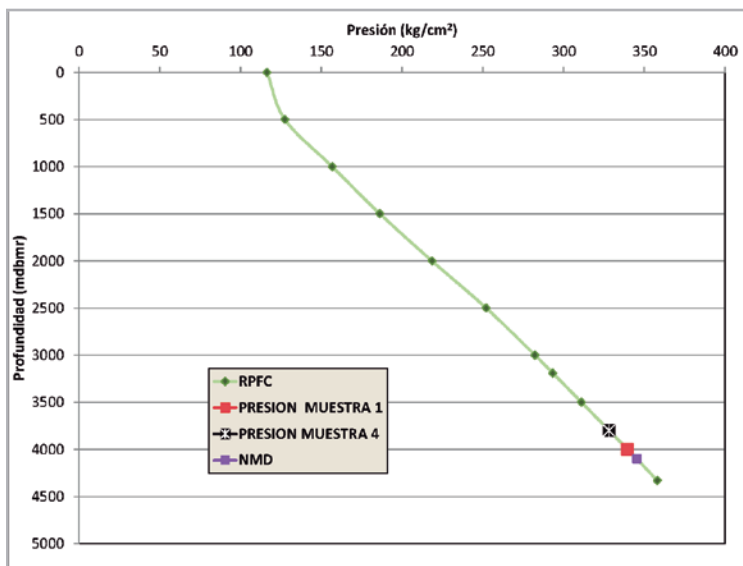


Figura 10. Presión de toma de las muestras 1 y 4, pozo I-45, (JSK).

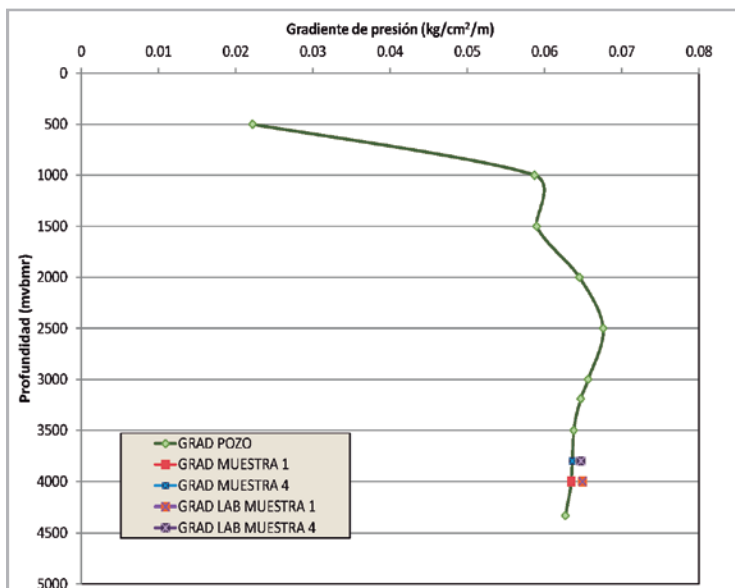


Figura 11. Gradientes de presión determinados durante el registro de presión de fondo cerrado y los obtenidos del análisis PVT para las muestras 1 y 4 del pozo Ixtal-45.

Los resultados del análisis PVT para la muestra 1 indicaron que se trata de un yacimiento de aceite de tipo ligero, como lo muestran sus propiedades PVT, P_b de 288.1 kg/cm², B_{ob} de 1.971 m³/m³, R_{sb} de 274.8 m³/m³, ρ_{ob} de 0.64 gr/cm³, μ_{ob} de 0.296 cp, RGA de 204 m³/m³ y γ_{or} de 33.5 o API; en la composición original la fracción C_1 tuvo un valor de 41.25 % y la fracción C_{7+} de 26.42 %. La temperatura de muestreo fue de 133.5 °C. En las **Figuras 12 y 13** se

observa buena semejanza entre los valores de B_o y R_s de las muestras 1 y 4, como se aprecia por la forma de las curvas, se presenta un comportamiento de un aceite ligero; lo anterior fue comprobado con el análisis de las figuras de P_b contra M y P_b contra la fracción C_{7+} , en la cual se corrobora que es un fluido de tipo ligero, muy cercano a la zona de aceite volátil, **Figuras 14 y 15**.

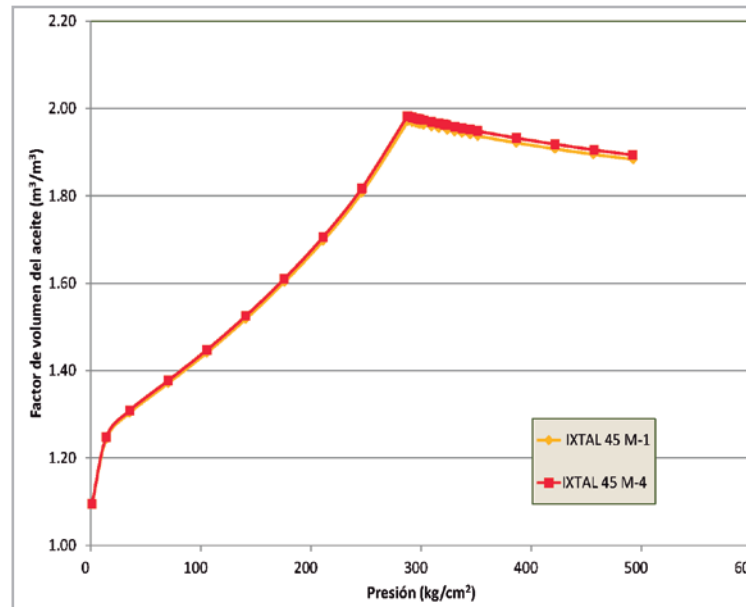


Figura 12. Comportamiento del factor de volumen del aceite contra la presión de los análisis PVT de las muestras 1 y 4, pozo Ixtal-45.

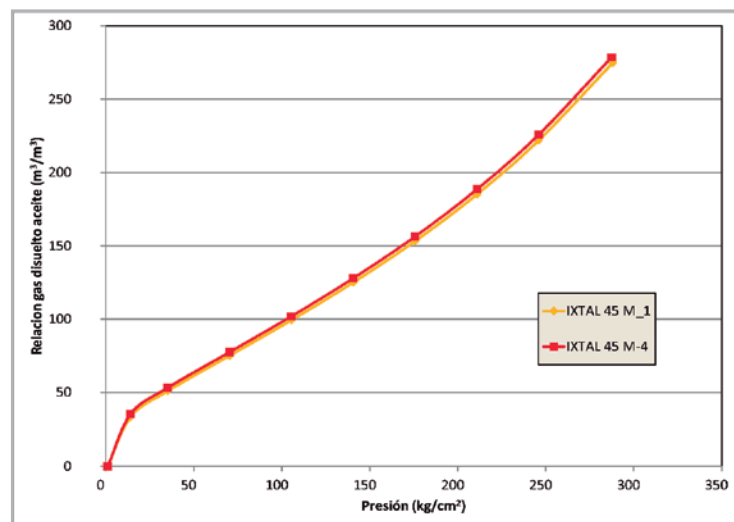


Figura 13. Comportamiento de la relación gas disuelto contra la presión de los análisis PVT de las muestras 1 y 4, pozo Ixtal-45.

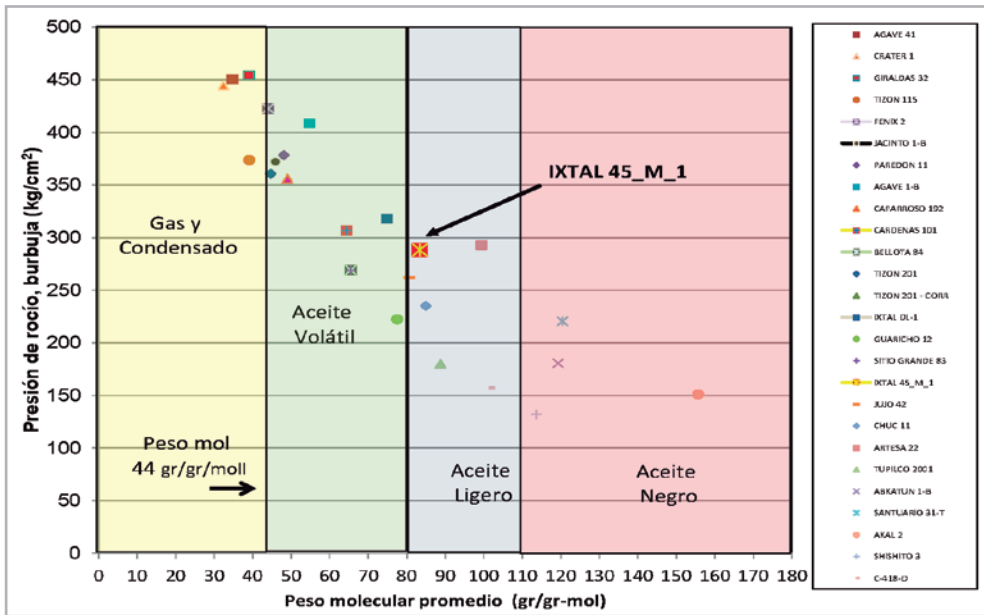


Figura 14. Comportamiento de la presión de burbuja contra el peso molecular promedio, muestra 1 del análisis PVT, pozo Ixtal 45.

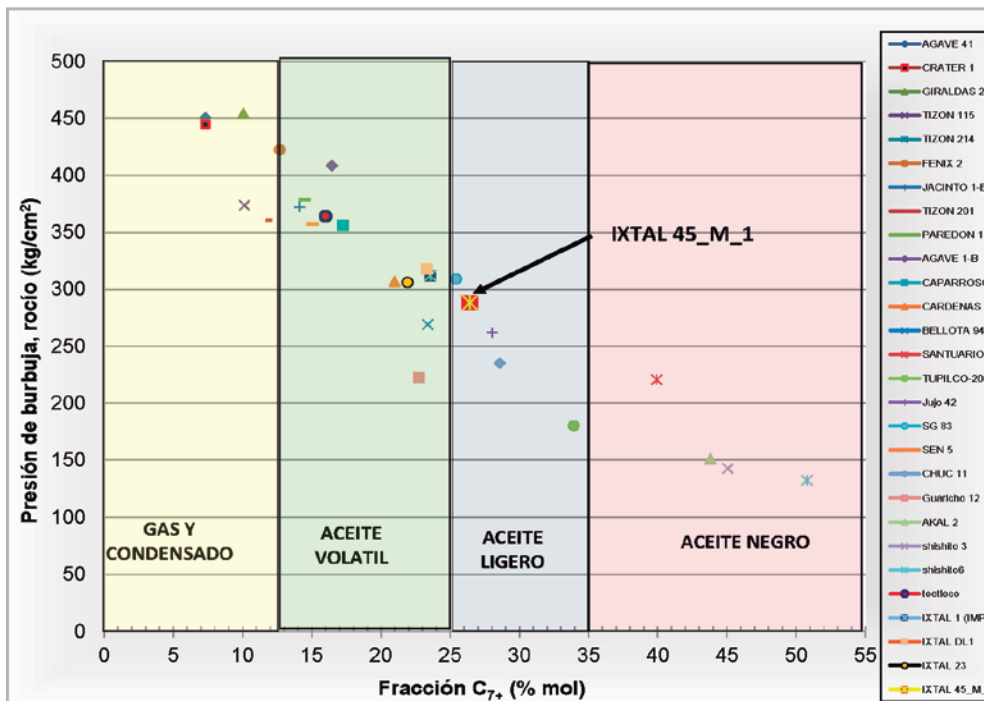


Figura 15. Comportamiento de la presión de burbuja contra la fracción C₇₊, muestra 1 del análisis PVT, pozo Ixtal 45.

Se validó el análisis PVT realizado a la muestra 1 del pozo Ixtal-45, aplicando la técnica de validación volumétrica, los resultados indicaron que el PVT es consistente según la prueba de linealidad de la función Y , balance de materia, desigualdad y de densidad. Los resultados de la validación pueden observarse en las **Figuras 16 y 17** y en las **Tablas 2 y 3**.

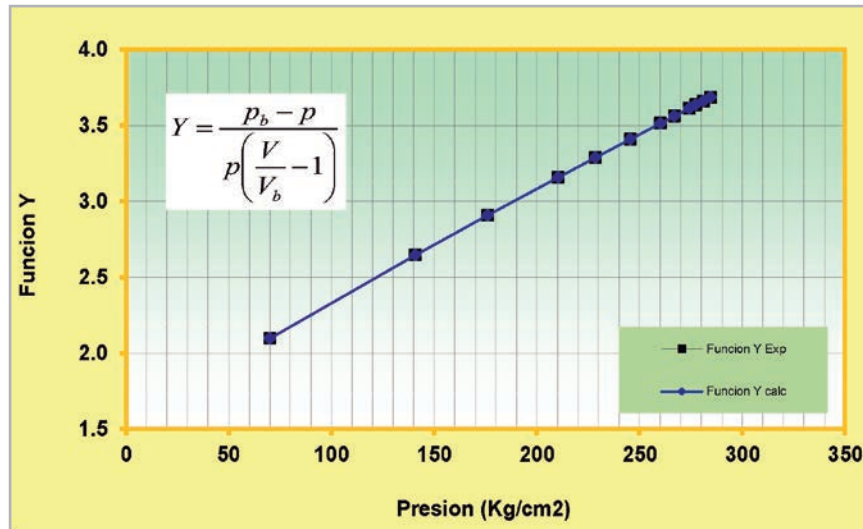


Figura 16. Prueba de linealidad de la función “Y”, muestra 1, pozo Ixtal-45.

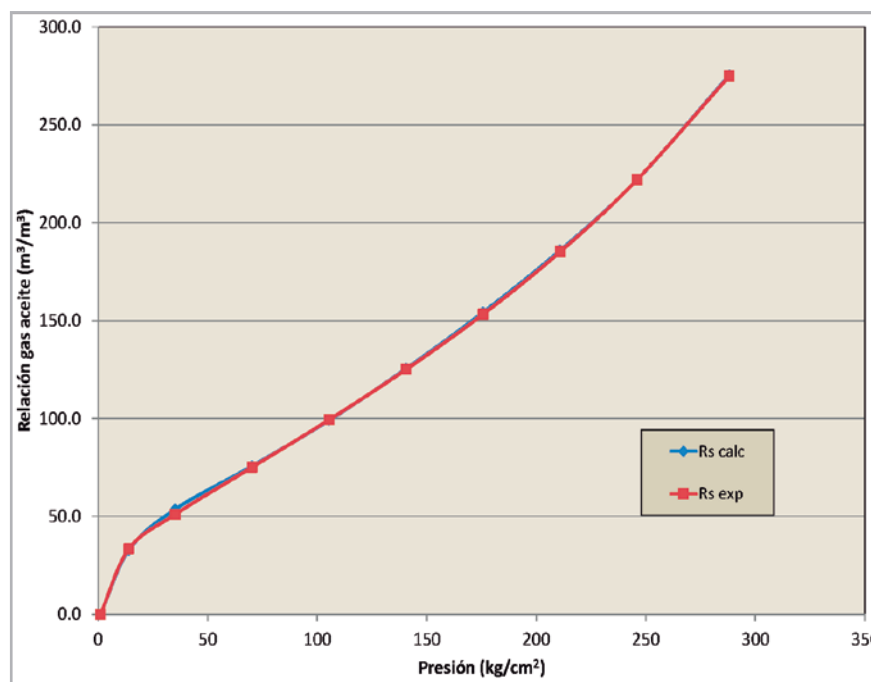


Figura 17. Comparación de la relación gas disuelto aceite calculado y experimental, muestra 1, pozo Ixtal-45.

Tabla 2. Prueba de densidad para el pozo Ixtal-45 M-1.

Determinación de la Densidad del Aceite a la Presión de Burbuja		
Densidad del aceite experimental	0.6400	(gr/cm ³)
Densidad del aceite calculada	0.6406	(gr/cm ³)
Error	-0.0939	(%)

Tabla 3. Prueba de desigualdad pozo Ixtal-45 M-1.

Presión (Kg/cm ²)	Rsd (m ³ /m ³)	Bod (m ³ /m ³)	Bgd (m ³ /m ³)	BgPROM (m ³ /m ³)	$\frac{\delta B_{od}}{\delta p}$	$B_g \frac{\delta R_{sd}}{\delta p}$	$\frac{\delta B_{sd}}{\delta p} < B_g \frac{\delta R_{sd}}{\delta p}$
288	274.8	1.9714	0.0042				
246	222.0	1.8073	0.0049	0.0045	0.0039	0.0057	CUMPLE
211	185.1	1.6973	0.0056	0.0053	0.0031	0.0055	CUMPLE
176	153.3	1.6027	0.0067	0.0062	0.0027	0.0056	CUMPLE
141	125.1	1.5181	0.0085	0.0076	0.0024	0.0061	CUMPLE
105	99.4	1.4412	0.0115	0.0100	0.0022	0.0073	CUMPLE
70	75.1	1.3714	0.0177	0.0146	0.0020	0.0101	CUMPLE
35	51.0	1.3031	0.0367	0.0272	0.0019	0.0187	CUMPLE
14	33.4	1.2437	0.0880	0.0623	0.0028	0.0520	CUMPLE
1	0.0	1.0941	1.3373	0.7126	0.0115	1.8308	CUMPLE

Aplicación de las técnicas de balance molar para el experimento de separación diferencial

Se realizó la validación del experimento de separación diferencial (SD), aplicando el método de Bashbush modificado (MBM) (León, 2011), para el análisis PVT de la muestra 1 del pozo Ixtal 45, (León, 2014), el cual consistió en realizar un balance molar al experimento de separación diferencial, para lo cual se calcularon las moles producidas de gas, y el volumen de líquido en la celda; del experimento de separación en etapas se obtuvieron la composición del

gas liberado en cada etapa, la densidad del gas, el factor Z del gas, y los pesos moleculares de la fracción C_{7+} para el gas, entre otros parámetros. De los resultados del proceso de validación resultó consistente en su mayor parte el experimento de SD, excepto en la composición del N_2 a bajas presiones y la composición del gas en la última etapa de la separación diferencial.

Las Figuras 18, 19 y 20 muestran el comportamiento de las moles producidas acumuladas calculadas, la saturación de aceite calculada y el factor Z del gas.

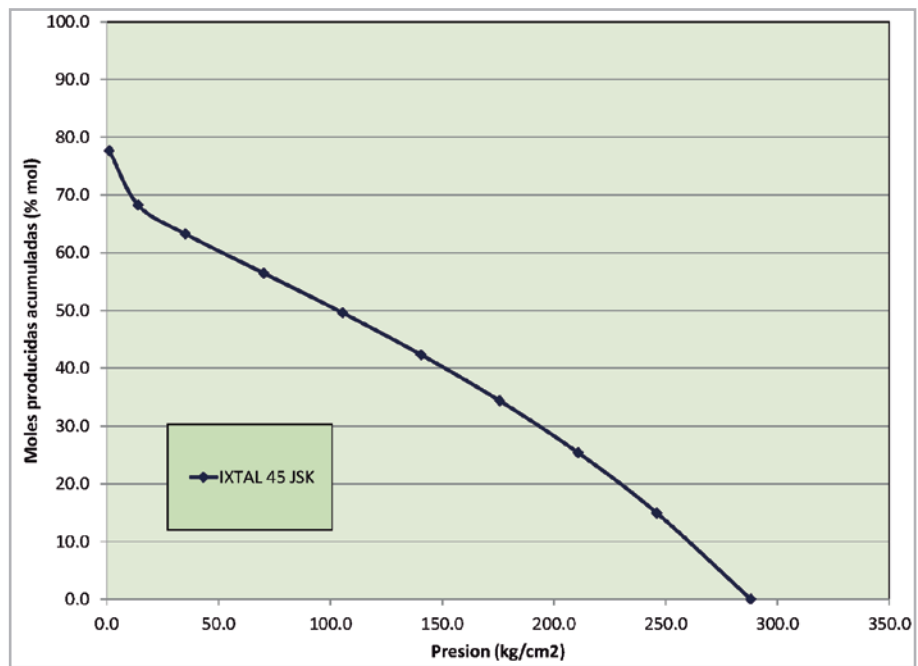


Figura 18. Moles producidas acumuladas calculadas contra la presión, muestra 1 pozo Ixtal-45.

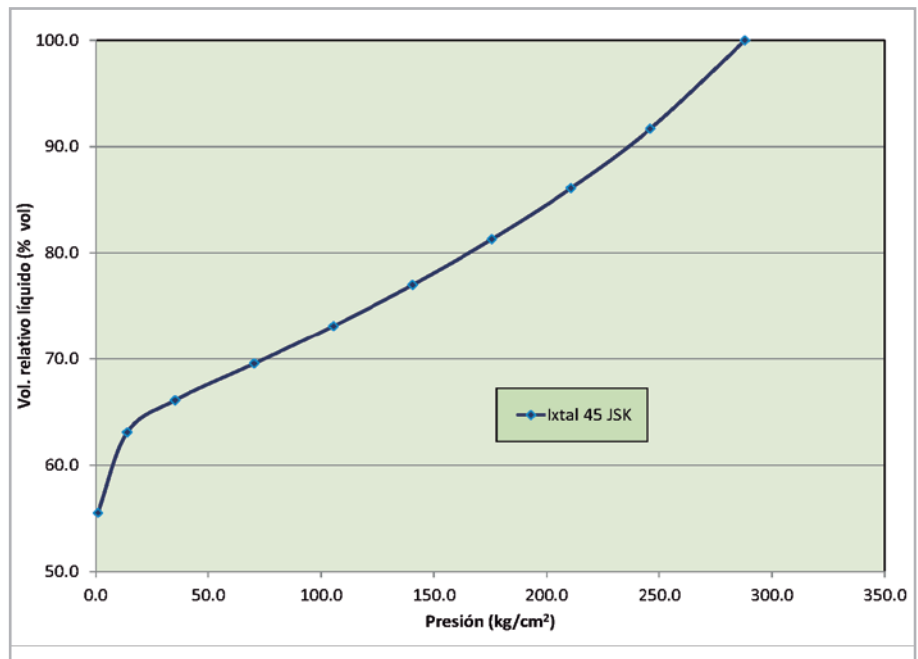


Figura 19. Saturación de aceite calculada contra la presión, muestra 1 pozo Ixtal-45.

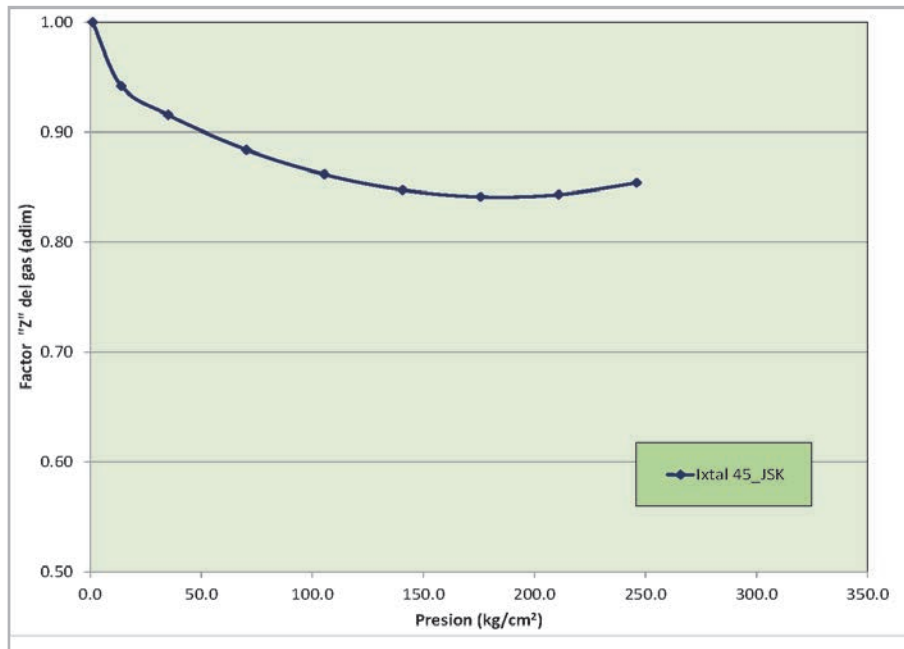


Figura 20. Factor Z del gas contra la presión, muestra 1, pozo Ixtal-45.

Las Figuras 21, 22 y 23 muestran el comportamiento de composición del gas, composición de líquido y las constantes de equilibrio para cada componente, en la cual no existen intersecciones ni inflexiones indicativas

de errores en las mediciones de este experimento, hasta la presión de 35 kg/cm²; por debajo de esta presión se muestran muy inconsistentes los valores de las constantes de equilibrio calculadas.

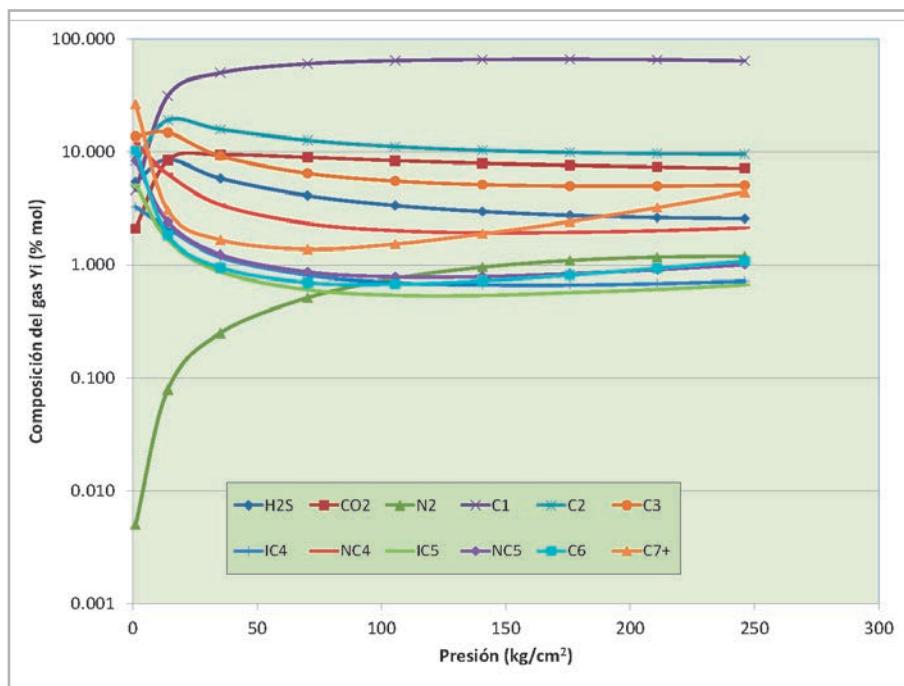


Figura 21. Composición del gas contra la presión, muestra 1, pozo Ixtal.

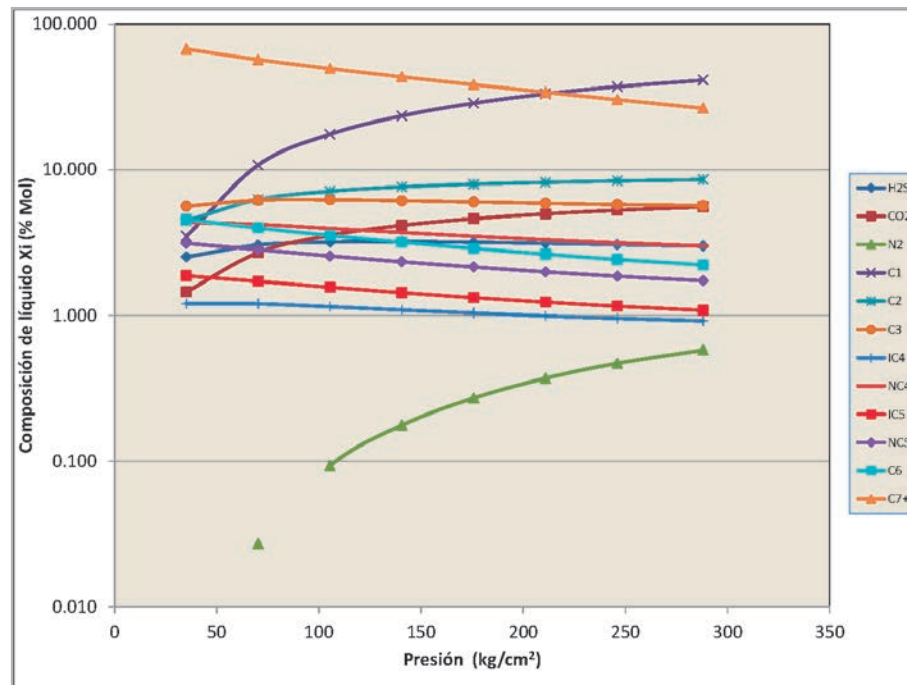


Figura 22. Composición del líquido calculada contra la presión, muestra 1 pozo Ixtal-45.

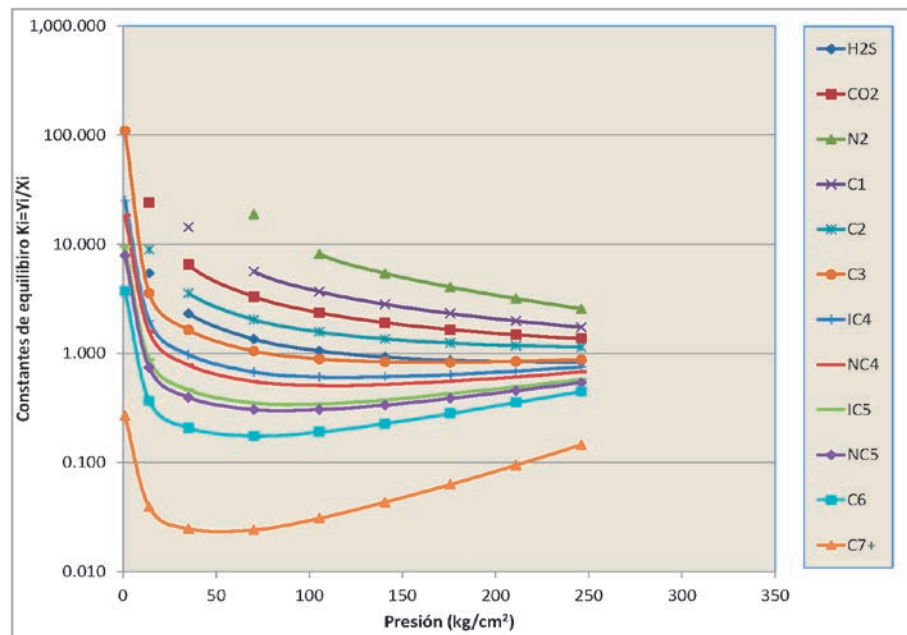


Figura 23. Comportamiento de los valores K contra la presión, calculados con balance molar, muestra 1, pozo Ixtal-45.

La **Figura 24**, presenta la densidad experimental del aceite y calculada, la cual en general tiene buena tendencia y se muestra la densidad del gas calculada con la ecuación de estado. La **Figura 25** muestra el peso molecular del líquido y del gas experimental y calculado, y el peso molecular de la fracción C_{7+} para el líquido.

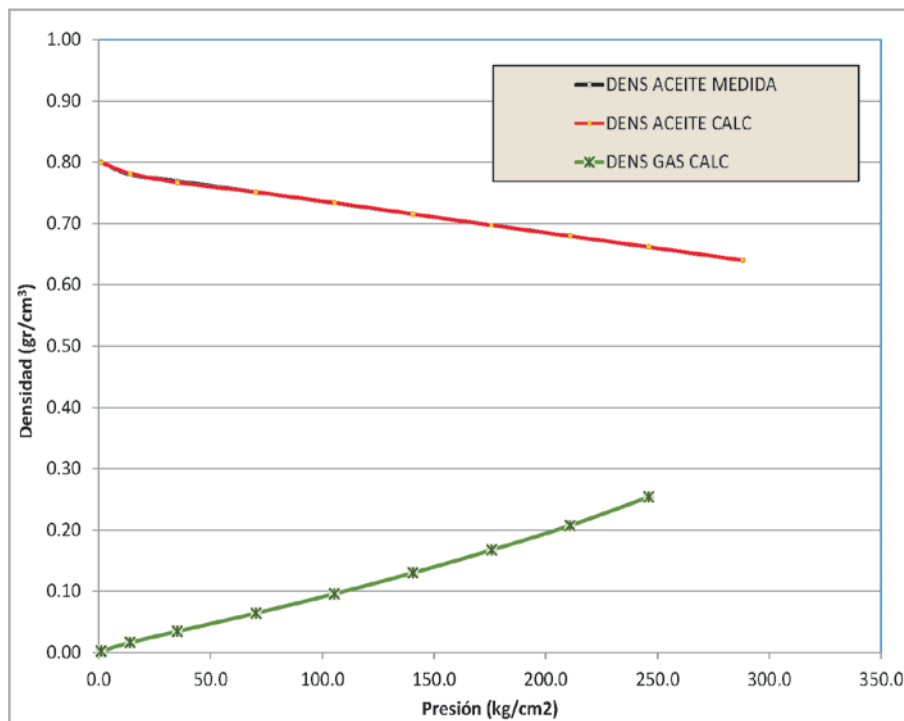


Figura 24. Comportamiento de la densidad del aceite experimental y calculada y de la densidad del gas con la presión, muestra 1, pozo Ixtal-45.

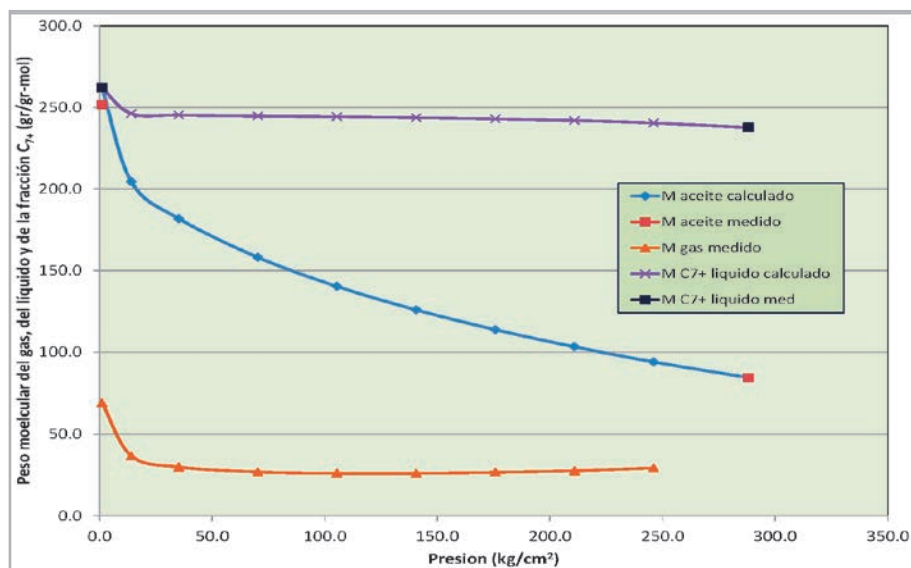


Figura 25. Comportamiento del peso molecular del líquido, del gas, y de la fracción C_{7+} experimental y calculado con la presión, muestra 1, pozo Ixtal-45.

Con la finalidad de corregir los errores en la composición del N_2 , se realizó un ajuste, de este componente en la corriente del gas producido y en las **Figuras 26 a 28** se tiene la composición del gas, la composición del líquido y los valores K ajustados.

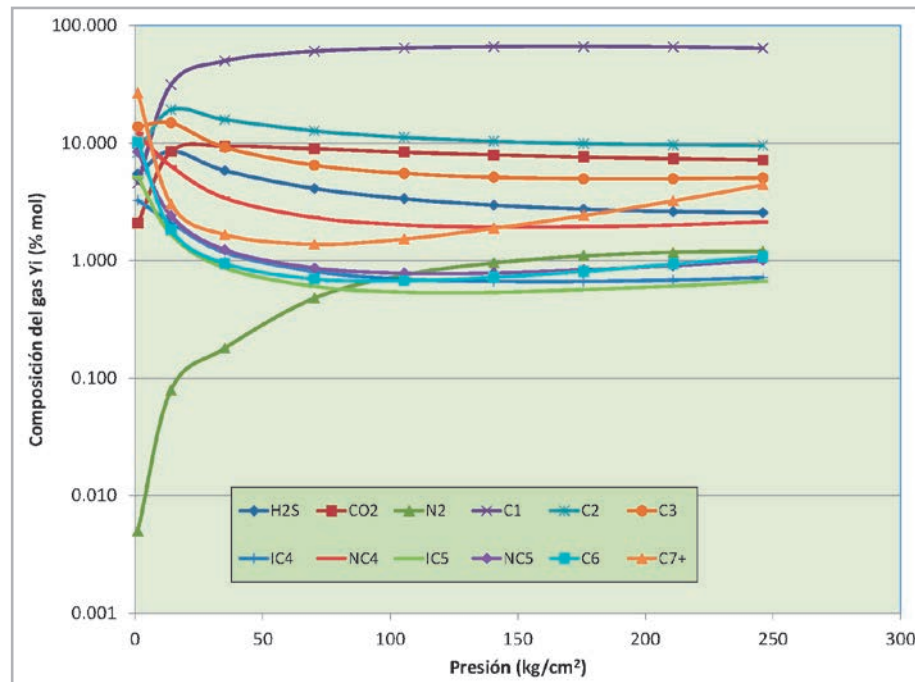


Figura 26. Comportamiento de la composición del gas, corregida con la presión, muestra 1, pozo Ixtal-45.

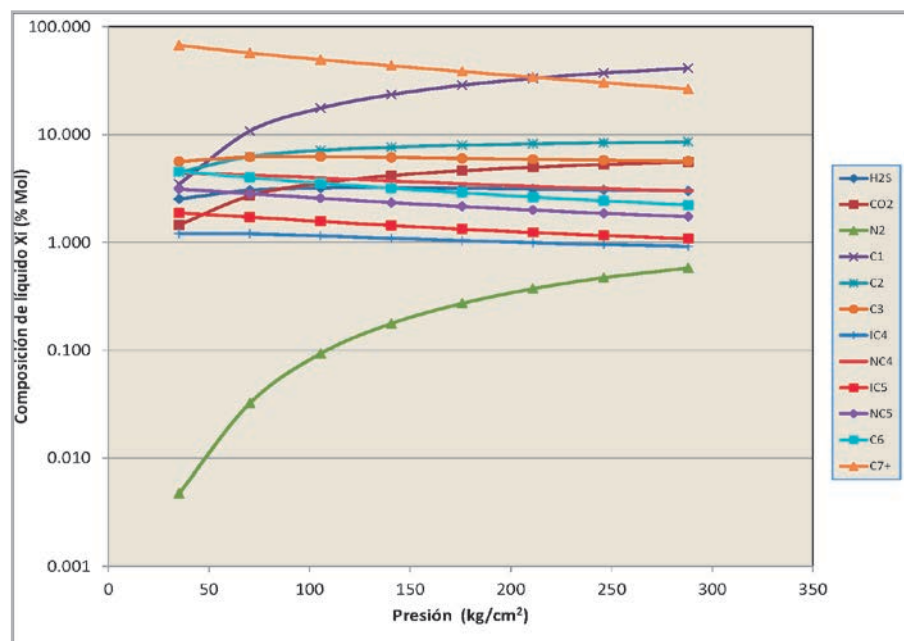


Figura 27. Comportamiento de la composición corregida del líquido, muestra 1, pozo Ixtal-45.

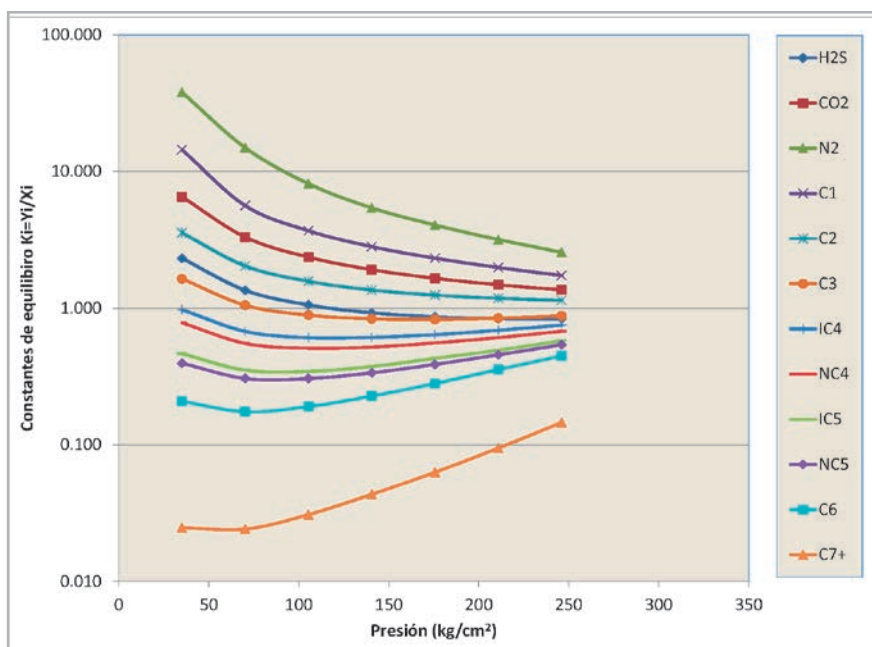


Figura 28. Comportamiento de los valores K corregidos, muestra 1, pozo Ixtal-45.

Conclusiones y recomendaciones

1.- Es necesario corregir los análisis PVT de aceite negro, por ambos métodos, ya que el procedimiento de validación PVT convencional sólo permite validar los parámetros PVT volumétricos como el B_o , R_s , densidad del aceite; entre otros parámetros, y con el método de MBM se puede validar la composición del fluido original, composición del efluente producido, densidad del gas, del aceite y los pesos moleculares de la fracción C_{7+} , con lo cual se obtiene una validación completa de los análisis PVT de aceite negro.

2.- La aplicación de ambos métodos en el caso del análisis PVT del pozo Ixtal 45, permitió que se pudieran corregir inconsistencias en la composición del gas a bajas presiones, lo cual no hubiera sido posible aplicando solamente las técnicas volumétricas.

3.- Es muy importante poder clasificar los análisis PVT inicialmente, para poder definir los experimentos requeridos, ya que en el caso del pozo Ixtal 45, se determinó que se trata de un fluido de tipo ligero, muy cercano a la zona de aceite volátil, y hubiera sido conveniente realizar el experimento de agotamiento a volumen constante, ya que es el que mejor puede reproducir el comportamiento de este tipo de yacimientos, aceite ligero muy cercano a la zona de aceite volátil.

4.- Se recomienda que se solicite a los laboratorios realizar los análisis PVT, que determinen las moles acumuladas de gas extraído y la saturación de aceite, cuando efectúen el experimento de separación diferencial, para poder contar con datos experimentales para realizar la validación de los análisis PVT.

5.- Se observaron valores muy inconsistentes de las constantes de equilibrio a bajas presiones, por lo cual se requiere que los laboratorios proporcionen la composición del aceite residual de la última etapa de la separación diferencial, con la finalidad de calibrar las constantes de equilibrio.

6.- Es importante contar con bases de datos de análisis PVT validadas y clasificadas, con la finalidad de que sirvan de soporte para la clasificación de fluidos y para la validación de los experimentos de laboratorio.

Agradecimientos

Se agradece a los ingenieros Esteban Soriano Mercado y Ricardo Toledo Piña del Grupo Multidisciplinario Ixtal Manik, el apoyo para la realización del presente trabajo.

Referencias

- Barrón T., R. y León García, A. 1995. Método para Determinar el Porcentaje Molar a Partir del Porcentaje en Volumen de Gas Extraído para el Experimento de Agotamiento a Volumen Constante. Publicación Interna, Superintendencia de Yacimientos, Región Sur, Pemex Exploración y Producción, Villahermosa Tab., (septiembre 1995).
- Bashbush, J. L. 1981. A Method to Determine K Values from Laboratory Data and It's Applications. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. 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., García Hernández, F., Pérez Herrera, R. et al. 2011. Modificación de las Técnicas de Balance Molar para su Aplicación a los Experimentos de Separación Diferencial. Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla Pue., junio 8-11.
- León García, A., Alamilla Carrillo, N., García Hernández, F. et al. 2012. Importancia de una Caracterización de Fluidos Adecuada para la Simulación del Yacimiento Caan. *Ingeniería Petrolera* **52** (11): 19-48.
- 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., Gutiérrez Sánchez, A. D. y Nasser Salazar, R. 2014. Control de Calidad y Validación del Análisis PVT Pozo Ixtal-45 JSK Realizado por la Empresa SGS. Grupo Multidisciplinario Ixtal Manik, Región Marina Suroeste, Activo de Producción Abkatun Pol Chuc, Paraíso, Tab., (mayo 2014).
- McCain, W. D. 2002. Analysis of Black Oil PVT Reports Revisited. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, septiembre 29-octubre 2. SPE-77386-MS. <https://doi.org/10.2118/77386-MS>.
- 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 Herrera, R. y Flamenco López, 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., agosto 30-septiembre 2.
- Reyes Ruiz, M. G. 2015. Comportamiento PVT de Aceites Pesados y su Efecto en la Hidrodinámica del Flujo en Oleogasoductos. Tesis de maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F. (febrero 2015).
- Rojas, G. 2005. *Curso de Análisis PVT Composicional*. Villahermosa, Tab.: Instituto Tecnológico Superior de Comalcalco (mayo 2005).
- Whitson C. H. y Torp S. B. 1983. Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *J Pet Technol* **35** (3): 610-620. SPE-10067-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10067-PA>.

Nomenclatura

- Bg = Factor de volumen del gas (p^3/p^3), (m^3/m^3).
- Bobf = Factor de volumen del aceite del experimento de la separación diferencial a la Pb y temperatura del yacimiento, (m^3/m^3), (bl/bl).
- Bobf = Factor de volumen del aceite del experimento de separación en etapas (flash) a la Pb y temperatura del yacimiento, (m^3/m^3), (bl/bl).
- Bodi = Factor de volumen del aceite en cada etapa de la separación diferencial, (m^3/m^3), (bl/bl).
- Fcb = Factor de conversión de barriles a litros (159).
- Fcm = Factor de conversión para calcular la masa en libras a partir de la masa en gramos usando la densidad del aire @ c.e. en gr/cm^3 (0.02881).
- Gpa = Gas producido acumulado para cada etapa de la separación diferencial (cm^3), (p^3).

mgi	=	Masa del gas en cada etapa de la separación diferencial (gr), (lb).	Rngt	=	Relación de las moles producidas de gas entre las moles totales iniciales.
mobase	=	Masa del aceite base para inicio del balance en masa (gr).	Sod	=	Saturación de aceite en la separación diferencial (fracc.).
Modi	=	Masa del aceite en cada etapa de la separación diferencial (gr).	Vgpa	=	Volumen de gas producido acumulado durante la prueba de la separación diferencial (fracc.).
Mob	=	Peso molecular del aceite a Pb y Ty, (gr/gr-mol) ó (lb/lb-mol).	Vmg	=	Volumen molar de gas a condiciones estándar.
Mi	=	Peso molecular del componente i, (gr/gr-mol) ó (lb/lb-mol).	V	=	Volumen relativo del aceite (m ³ /m ³).
nc	=	Moles remanentes en la celda en cada etapa la SD.	Vb	=	Volumen relativo del aceite a Pb (m ³ /m ³).
ngpa	=	Moles de gas producidas acumuladas calculadas durante la SD.	Vgi	=	Volumen de gas en cada etapa de la separación diferencial (cm ³), (p ³).
nge	=	Moles de gas extraídas en cada etapa de la SD.	Voi	=	Volumen de aceite inicial de 1000 cm ³ .
noj	=	Moles de aceites remanentes en la celda en cada etapa j de la SD.	Xi	=	Fracción molar del líquido.
nto	=	Moles totales de aceite a la Pb y Ty para iniciar el balance molar.	Yi	=	Fracción molar del gas.
ntb	=	Moles totales por barril de aceite a la Pb, (mol/cm ³ , mol/p3@ Pb).	Y	=	Función Y.
ngr	=	Moles de gas remanentes en cada etapa de SD.	ρaire	=	Densidad del aire @ c.e., (0.0763277 lb/p ³).
nte	=	Moles totales por barril de aceite @ c.e., (mol/cm ³ , mol/p ³ @ c.e.)	ρobf	=	Densidad del aceite a la Pb de la separación flash, (gr/cm ³), (p ³ /bl)
Py	=	Presión del yacimiento (kg/cm ²), (lb/pg ²).	ρob	=	Densidad del aceite a la Pb, (gr/cm ³), (p ³ /bl).
Pb	=	Presión de burbuja (kg/cm ²), (lb/pg ²).	ρodi	=	Densidad del aceite en cada etapa de la separación diferencial (gr/cm ³).
P	=	Presión del experimento de expansión a composición constante, (lb/pg ²).	ρor	=	Densidad del aceite residual, (gr/cm ³), (p ³ /bl).
RGA	=	Relación gas aceite en cada etapa del experimento de separación en etapas (p ³ /bl).	ρw	=	Densidad del agua a condiciones estándar.
Rsdi	=	Relación gas disuelto aceite en cada etapa de la separación diferencial (m ³ /m ³), (p ³ /bl).	γgdi	=	Densidad relativa del gas en cada etapa de la separación diferencial (aire =1).
Rsbf	=	Relación gas disuelto aceite a la Pb de la separación flash (m ³ /m ³), (p ³ /bl).	γo	=	Densidad relativa del aceite residual (agua =1).
			γrg	=	Densidad relativa del gas, (aire =1).

Apéndice A

1.- Determinar las moles totales por cm³ de aceite a la presión de saturación (N_{tb}) mediante la ecuación A.1:

$$n_{tb} = \frac{P_{ob}}{M_{ob}}, \dots\dots\dots (A.1)$$

2.- Determinar las moles totales por cm³ de aceite a condiciones estándar (N_{te}) mediante la ecuación A.2.

$$n_{te} = n_{tb} * B_{obd}, \dots\dots\dots (A.2)$$

3.- Se calculan las moles totales producidas de gas por cm³ de aceite (N_{pg}) a condiciones estándar, con la siguiente ecuación:

$$n_{pg} = \frac{R_{sdb}}{V_{mg}}, \dots\dots\dots (A.3)$$

4.-Se calculan la relación de las moles producidas de gas entre las moles totales de aceite a condiciones estándar, con la ecuación A.4.

$$R_{ngt} = \frac{n_{pg}}{n_{te}}, \dots\dots\dots (A.4)$$

5.- Se calculan las moles producidas de gas con relación a las moles totales iniciales con la siguiente expresión.

$$n_{pa} = V_{gpa} * R_{ngt} \dots\dots\dots (A.5)$$

Semblanza de los autores

M. en I. 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 DEPMI de la UNAM en abril de 1993.

Su carrera profesional inició en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977. Posteriormente ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos, donde laboró en el departamento de Yacimientos del Distrito Frontera Noreste y en el departamento de Recuperación Secundaria de la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Norte. Ha ocupado diversos cargos dentro del área de Tecnología y Desarrollo Profesional de Pemex Exploración y Producción. Hasta su jubilación de PEP en septiembre de 2011, se desempeñaba como Subgerente de Recuperación Mejorada de la Gerencia de Explotación de Yacimientos.

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

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

Es profesor de asignatura de Termodinámica y Físicoquímica de los Hidrocarburos en la DEPEFI de la UNAM.

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

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 su alma máter.

Ha colaborado con el Instituto Mexicano del Petróleo y con el Instituto de Investigaciones Eléctricas. Fue Superintendente de Planeación y Aplicación de Tecnología Avanzada y asesor técnico de la Dirección de Exploración y Producción de Petróleos Mexicanos.

Fue presidente de la Sociedad de Ingenieros Petroleros de México, es miembro de la Academia Mexicana de Ingeniería y de la Academia Mexicana de Ciencias. Es miembro extranjero de la Academia de Ciencias de Rusia desde 2002. Es miembro extranjero de la National Academy of Engineering (NAE) desde 2005, miembro distinguido de la Society of Petroleum Engineers (el único mexicano en recibir este honor) y miembro honorario del American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers de Estados Unidos. Es investigador nivel III del Sistema Nacional de Investigadores y miembro del Consejo Consultivo de Ciencias de la Presidencia de la República.

Ha recibido diferentes reconocimientos a lo largo de su trayectoria profesional entre los 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.

José Luis Bashbush Bauza

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. En reconocimiento a sus logros profesionales y académicos, esta última institución le otorgó el título de "Centennial Fellow" en 1998.

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 estado involucrado en la Optimización y Administración Integrada de Yacimientos incluyendo el desarrollo y aplicación de simulación numérica, estudios integrales de yacimientos, recuperación secundaria y mejorada, geomecánica y en la implementación y desarrollo de cursos y programas de entrenamiento a nivel mundial.

Ha trabajado en el Instituto Mexicano del Petróleo, Pemex y la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Ha sido miembro activo de la Society of Petroleum Engineers International, Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, donde ha colaborado durante más de un lustro en la Comisión Editorial y fue miembro de la mesa directiva de la Delegación México en el bienio 2012-2014.

En la SPE, ha colaborado durante años con el Gas Technology, el Reservoir Technology y el Nominating Committee. Ha fungido como Presidente de la SPE en Venezuela, Director de la SPE en Colombia y Miembro de la junta directiva de la SPE en varios países y, ha participado en numerosas comisiones técnicas. Ayudó a traducir y corregir al español el libro “Energy 4Me” de la SPE. En diciembre del 2010 la SPE le confirió el “Distinguished Service Award” durante el LACPEC en Lima, Perú. En 2010 recibió el premio “Instituto Mexicano del Petróleo” en el Congreso Anual de la AIPM en Villahermosa.

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.

Actualmente continúa impartiendo clases y dirigiendo tesis de posgrado en la UNAM, en donde en 1979 fue profesor fundador del doctorado en Ingeniería Petrolera y miembro de la Comisión Dictaminadora de Ciencias de la Tierra del 2011 al 2013.

Desde hace unos años, ha sido el Director de tecnología de la compañía Schlumberger para México y Latinoamérica.

Alma Delia Gutiérrez Sánchez

Es ingeniera petrolera egresada de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, obteniendo el título en 2005.

Participó en la documentación de las carteras de proyectos de los campos del Activo de Producción Abkatún Pol-Chuc.

Ha colaborado en diversos estudios de balance de materia y simulación de yacimientos de los campos Ixtal-Manik, Onel, Chuc, Tumut y Wayil, analizando escenarios de recuperación primaria, secundaria y mejorada de hidrocarburos.

Actualmente se desempeña como especialista en la documentación y actualización de Reservas de Hidrocarburos de los campos Ixtal-Manik y Onel, pertenecientes al Activo Abkatún Pol Chuc.

Participó en el CMP 2015 con una ponencia.