

## Validación del experimento de separación en etapas en superficie y su importancia para estudios de comportamiento de yacimientos

*Alfredo León García*

*José Luis Bashbush Bauza*

*Fernando Samaniego Verduzco*

*Pamela Maldonado Alonso*

**Schlumberger**

***División de Estudios de Posgrado/Facultad de Ingeniería/UNAM***

***Grupo de Trabajo Caan/Activo de Producción Abkatun Pol Chuc***

**Información del trabajo: recibido: junio de 2014-aceptado:enero de 2015**

### Resumen

Un experimento PVT muy importante es el de separación en etapas en superficie, el cual se puede utilizar para determinar el rendimiento de los fluidos en superficie, y para el diseño de las instalaciones superficiales.

Se presenta una descripción del proceso de separación en etapas, sus características principales y las ventajas de tener un conjunto apropiado de condiciones de presión y temperatura para poder recuperar la mayor cantidad posible de aceite en las baterías de separación.

Se analizan los resultados del experimento de separación en etapas, reportados por algunos laboratorios, también se discuten las razones principales por las cuales no se tienen resultados consistentes y las cuestiones fundamentales para revisar la calidad de estos estudios, para propósitos de incorporar resultados confiables en los estudios de simulación composicional.

Mediante las técnicas de balance molar se pueden validar los análisis PVT, obteniendo de los experimentos de agotamiento a volumen constante o de separación diferencial, pero no se incluye la validación del experimento de separación en etapas, por lo cual en este trabajo se propone una metodología para validar este experimento.

En este trabajo se aplicaron las técnicas de balance molar para validar pruebas de separación en etapas en algunos campos, detectando en algunos casos errores apreciables, los cuales deben de ser discutidos con los laboratorios para mejorar sus estándares de calidad.

**Palabras clave:** Separación en etapas, balance molar, experimento PVT, validación de experimentos PVT.

## Surface separator experiment validation and its significance for reservoir studies behavior

### Abstract

An important PVT experiment is surface separator, which can be used to determine the performance of the fluids on the surface, and for the design of surface facilities.

A description of the surface separator experiment, its main characteristics and the advantages of having an appropriate set of conditions of temperature and pressure to recover the maximum amount of oil in the battery separator it's presented.

The results of surface separator experiment reported by some laboratories are analyzed; also the main reasons why not having consistent results and key issues to review the quality of these studies are discussed for the purpose of incorporating reliable results in compositional simulation studies.

Material balance methods can be used to validate PVT analysis, there are some methods for constant volume depletion or differential separation, but validation experiment separation steps are not included, therefore in this paper a methodology is proposed.

In this paper the balance material techniques were applied to evaluate surface separator experiments, in some cases significant errors were detected and they should be discussed with the laboratories to improve their quality standards.

**Keywords:** Surface separator experiment , reservoir studies behavior, validate PVT analysis.

### Introducción

Una prueba de separación en etapas (separación flash) en el laboratorio, consiste en la reproducción de las condiciones de separación de gas y líquido que se va a realizar en las baterías de separación para un campo determinado; las pruebas de separación en etapas (SEE) se realizan tanto para yacimientos de gas como de aceite. En el campo, por lo general el fluido que se produce del yacimiento pasa a través de la cabeza del pozo y llega a las baterías de separación, en donde los hidrocarburos se transfieren a un conjunto de separadores que operan a diferentes condiciones de presión y temperatura. La presión en los separadores se controla por medio de un regulador de presión, en cambio la temperatura de los separadores depende de la temperatura de los fluidos que llegan desde el yacimiento y de la temperatura atmosférica, aspectos importantes son también la vaporización del gas y de la expansión de los fluidos que llegan del pozo. En muchas ocasiones se

puede enfriar o calentar la corriente de los fluidos del pozo de acuerdo a los requerimientos para maximizar el aceite a recuperar en las baterías de separación.

Generalmente los fluidos en el campo pasan por varias etapas de separación a diferentes condiciones de presión y temperatura, con objeto de recuperar la mayor cantidad posible de líquidos. En diversas ocasiones la última etapa de presión está a una presión mayor que la presión atmosférica, por lo cual el tanque actúa como una etapa de separación más.

En realidad una prueba de separadores en la cual se producen una serie de separaciones flash en varias etapas, en las que el gas es extraído en cada etapa de separación, es similar a un proceso de separación diferencial (Mc Cain, 1990), por lo cual se pueden aplicar las técnicas de balance molar (Bashbush, 1981), al proceso de separación diferencial, (León, 2011).

Debido a que los hidrocarburos de mayor valor comercial son los líquidos, frecuentemente la eficiencia del proceso de separación se relaciona con la cantidad de componentes líquidos, que contiene la fase gaseosa que abandona los separadores. Para reducir al mínimo este volumen de líquidos en la corriente de gas separado, se requiere efectuar la separación de la corriente que llega de los pozos en varias etapas; es decir, que los hidrocarburos líquidos que salen del primer separador se envíen a otros separadores, los cuales deben tener presiones de separación menores en cada etapa, hasta llegar al tanque de almacenamiento, donde se efectúa la última etapa de separación, a la temperatura ambiente y presión atmosférica; este aceite se corrige a condiciones de presión y temperatura estándar. De acuerdo a las condiciones de presión y temperatura y al número de etapas de los separadores, es posible conseguir la estabilización del aceite y gas recuperados en las baterías de separación, (Avalos, 2002).

La cantidad de líquido y de gas a recuperar en los separadores se puede obtener a partir de las pruebas de separación realizadas en el laboratorio, o mediante la simulación de las pruebas de separación es por medio de una ecuación de estado (EDE), para lo cual es indispensable contar con pruebas de laboratorio consistentes, que son muy útiles para calibrar de manera adecuada los parámetros de la EDE.

Comúnmente en el campo cuando se define el gasto de producción y el tipo de fluidos que producen los yacimientos; también se determina el número de etapas de separación a las que operarán y las condiciones de presión y temperatura de separación que permitan obtener la mayor recuperación de líquidos, es importante incluir aspectos importantes como la estabilización y compresión del gas.

Es importante comentar que comúnmente mientras se tenga una mayor presión en el primer separador, se obtendrá una mayor cantidad de líquido en el separador, sin embargo, si la presión es muy alta, una cantidad importante de componentes ligeros permanecerán en la fase líquida y se liberan como gas en el tanque de almacenamiento. Por el contrario, si la presión es muy baja, muchos componentes intermedios no permanecerán estables en el líquido, por lo que se incorporarán dos a la corriente de gas. Por esta razón es imprescindible seleccionar adecuadamente el número de etapas de separación, así como las condiciones de presión y temperatura de cada etapa, con objeto de encontrar las condiciones óptimas de separación que cumplan con

criterios técnicos y económicos. Para cumplir con este objetivo se requiere que se realicen en el laboratorio los experimentos de separación en etapas, en el rango del número de etapas de separación y de presión y temperatura que se esperan en el campo, con objeto de determinar las condiciones óptimas de separación experimentalmente.

Para simular el comportamiento de la historia de explotación con simuladores composicionales, se requiere que se ajuste la EDE con datos experimentales; en el caso de un yacimiento de aceite volátil, deben de incluirse los experimentos de expansión a composición constante, el agotamiento a volumen constante, viscosidad del aceite y el experimento de separación en etapas (SEE). En diversas ocasiones no es posible reproducir la cantidad de gas que se produce en el campo, debido a que se tienen SEE inconsistentes, y que no se tenga en el simulador las condiciones de separación que se tienen en el campo, las cuales van variando de acuerdo a las condiciones de presión y contrapresión que se tienen en las corrientes de producción que fluyen de los pozos hacia las baterías de separación, por lo cual siempre va a ser necesario que se deban ir variando las condiciones de separación en los modelos de simulación de acuerdo a los cambios que ocurran durante el tiempo de explotación de los yacimientos, esto cobra singular importancia cuando se trata de yacimientos de aceite volátil, en los cuales contar con condiciones adecuadas de separación es crítico para recuperar la mayor cantidad de aceite posible en tanque.

## Revisión de experimentos de separación en etapas

El experimento de separación en etapas (SEE), consiste en una serie de pruebas de separación instantánea que se efectúan a diferentes etapas de presión y temperatura en el laboratorio, con objeto de reproducir las condiciones en que van a operar las baterías de separación para un campo determinado, por medio de esta prueba se puede cuantificar el efecto de las condiciones de separación tanto de presión como de temperatura sobre las propiedades del crudo, densidad del aceite, relación gas aceite, y composición del gas y del aceite, con objeto de poder tener un conjunto óptimo de condiciones de separación para recuperar la mayor cantidad posible de líquido en el tanque de almacenamiento, en la **Figura 1**, se representa una prueba de separación con dos etapas de separación y tanque.

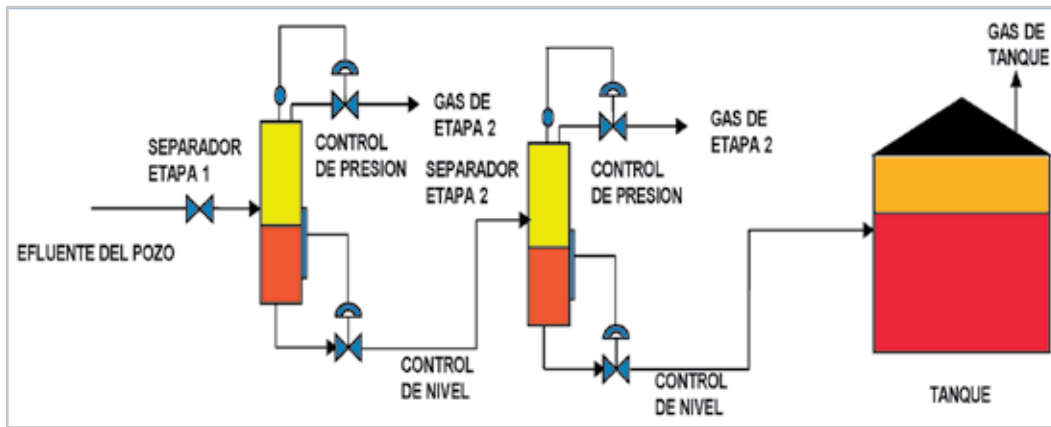


Figura 1. Experimento de separación en dos etapas y tanque.

En la **Tabla 1** se presenta una prueba de separación en dos etapas y tanque para un yacimiento de aceite negro, denominado pozo AN1, y en la **Tabla 2**, se incluye la composición de los gases extraídos en cada etapa del proceso.

Tabla 1. Prueba de separación en etapas fluido AN1.

Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Temp (oC)	RGA (1) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	RGA (2) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Dens. aceite (°API)	Bof (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Bos (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Grav gas (aire=1)	Dens aceite (gr/cm <sup>3</sup> )
7.0	79.4	98.1	105.4			1.075	0.947	
2.1	71.1	3.9	4.1			1.056	1.176	
0.0	40.6	2.3	2.3			1.019	1.36	0.8708
		104.4	111.9	31	1.451			

(1) Relación gas aceite a condiciones de separador  
 (2) Relación gas aceite a condiciones de tanque

Tabla 2. Composición del gas prueba de separación en etapas fluido AN1.

Etapa	1	2	3
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	7.0	2.1	0
Temperatura (°C)	79.4	71.1	40.6
Componente	(% mol)	(% mol)	(% mol)
H <sub>2</sub> S	1.200	1.790	
CO <sub>2</sub>	3.860	4.140	
N <sub>2</sub>	0.480	0.150	
C <sub>1</sub>	58.060	36.850	
C <sub>2</sub>	16.660	23.180	
C <sub>3</sub>	10.560	17.360	
iC <sub>4</sub>	1.510	2.800	
nC <sub>4</sub>	3.810	7.010	
iC <sub>5</sub>	0.970	1.740	
nC <sub>5</sub>	1.180	2.260	
C <sub>6</sub>	1.100	1.980	
C <sub>7+</sub>	0.610	0.740	
Total	100.000	100.000	
Dens rel gas (aire=1)	0.947	1.176	
Poder calorífico (BTU/p <sup>3</sup> a 14.696 psia y 60 oF)	1496.000	1840.000	

Las **Figuras 2 y 3** muestran el comportamiento de la relación gas aceite (RGA), densidad relativa del gas, factor de volumen del aceite y de la densidad del aceite de separador, la **Figura 4** muestra la composición del gas extraído contra

la presión. Es importante comentar que el laboratorio no reportó la composición del gas en la última etapa del SEE, ni tampoco la densidad del aceite en las dos etapas de separación.

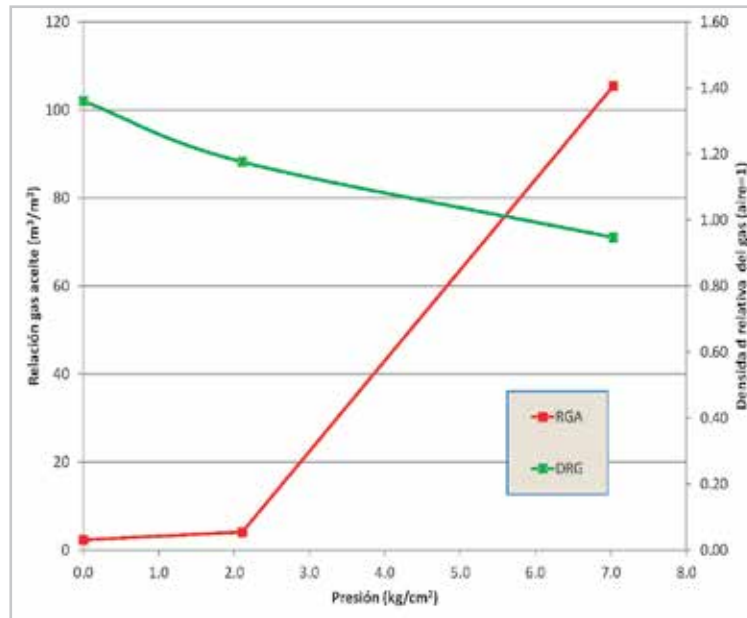


Figura 2. Comportamiento de la relación gas aceite y de la densidad relativa del gas con la presión de separación, pozo AN1.

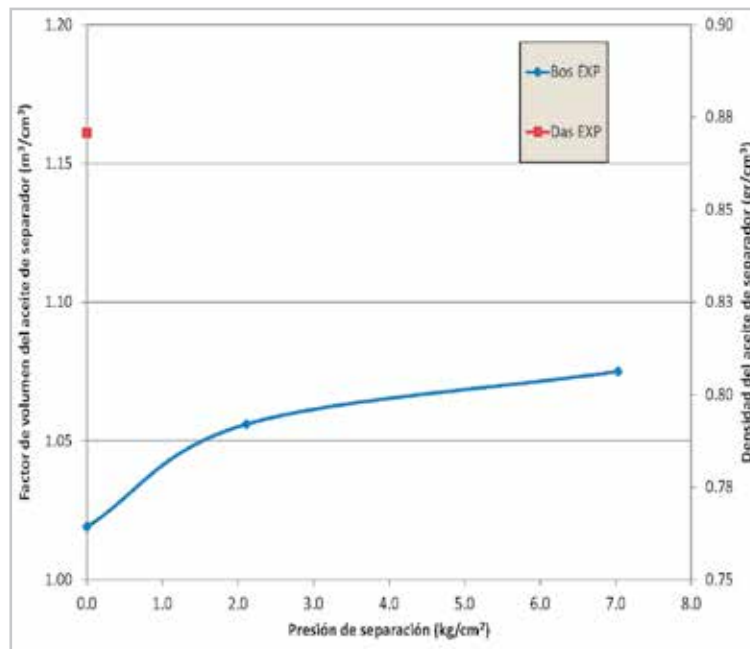


Figura 3. Comportamiento del factor de volumen del aceite y de la densidad del aceite con la presión de separación, pozo AN1.

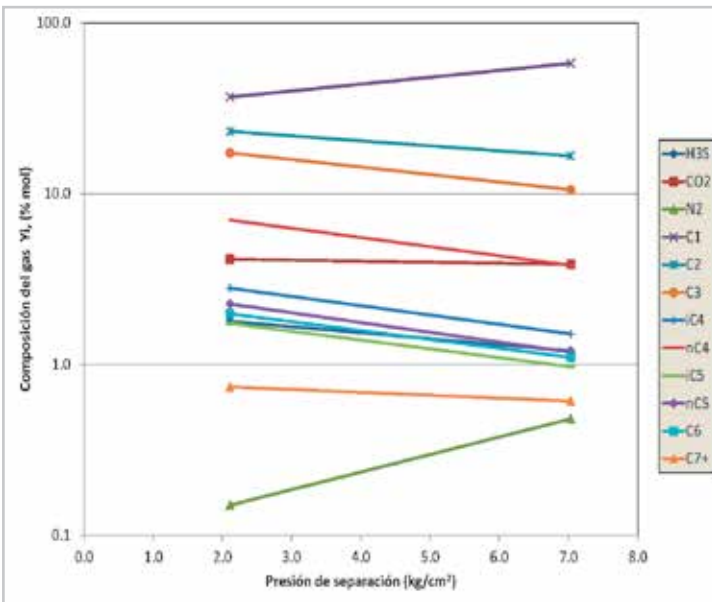


Figura 4. Variación de la composición del gas con la presión de separación, pozo AN1.

Se realizó un ajuste de la prueba de separación en etapas de los fluidos del pozo AN1 con la ecuación de estado (EDE), sin embargo, no se pudo tener un buen ajuste, obteniendo errores en la RGA de separador entre 5 y 30%. En cuanto a la densidad del aceite de la etapa tres, se tuvo una desviación menor del 1%. Con relación a la composición del gas, se observan desviaciones entre 1 y 30%, siendo los errores más grandes en el  $N_2$ ,  $C_6$  y la fracción  $C_{7+}$ . En los valores de factor de volumen del aceite y la densidad relativa del gas se observan desviaciones menores al 2%. Con relación a la RGA total experimental y determinada con la EDE se tuvieron

valores de 111.9 y 104.7  $m^3/m^3$  respectivamente, con una desviación de 6.4%. Con respecto al factor de volumen por el proceso flash experimental y determinada con la EDE se tuvieron valores respectivamente de 1.451 y 1.270  $m^3/m^3$ , con una alta desviación del 12.5%. Con respecto a la densidad del aceite en el tanque, el valor experimental es de 31 °API, y el valor calculado con la EDE es de 27.7 °API, con una desviación de 11%. La comparación de los valores experimentales y los calculados con la ecuación de estado de la prueba SEE, se muestran en las Figuras 5, 6 y 7.

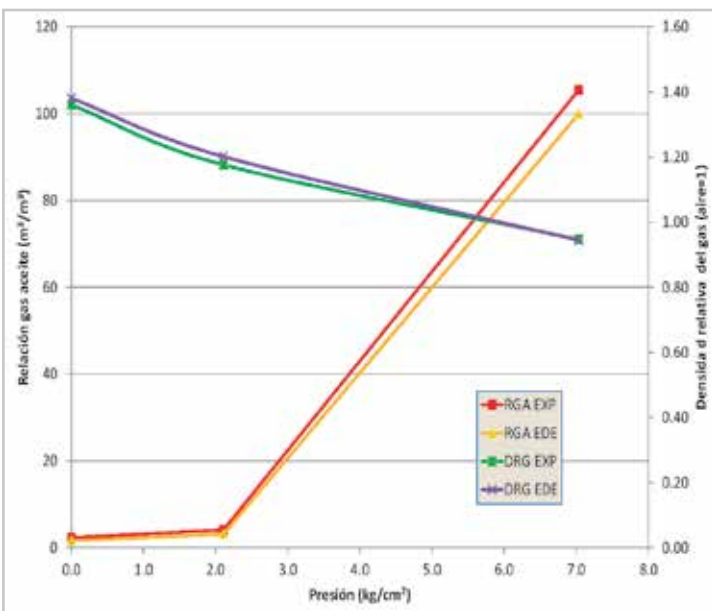


Figura 5. Comparación de la relación gas aceite y de la densidad relativa del gas experimental y calculada con la EDE, pozo AN1.

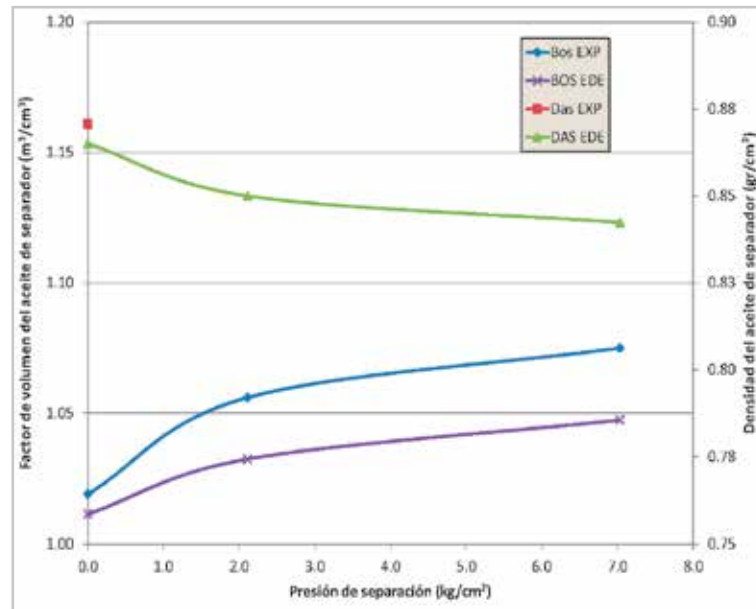


Figura 6. Comparación del factor de volumen del aceite y de la densidad del aceite con la presión de separación experimental y calculada con la EDE, pozo AN1.

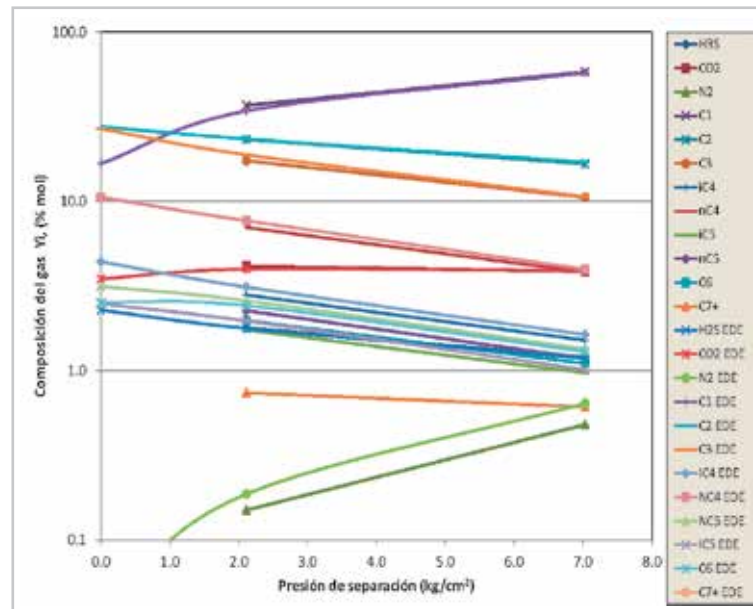
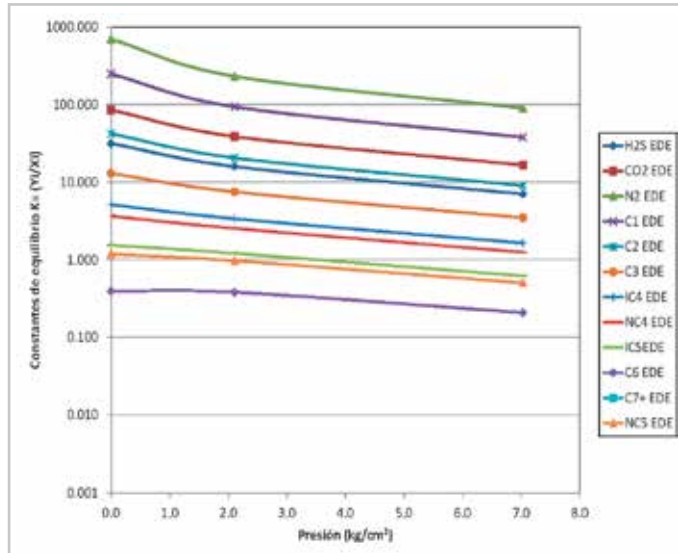


Figura 7. Comparación de la composición del gas con la presión de separación experimental y calculada con la EDE, pozo AN1.



La **Figura 8** presenta los valores K determinados con la ecuación de estado, como se puede observar no se

presentan los valores de la fracción  $C_{7+}$  debido a que los valores calculados con la EDE son demasiado bajos.



**Figura 8.** Valores K contra presión para los fluidos del pozo AN1, calculados con la EDE.

A primera vista podría concluirse que la ecuación de estado no es predictiva para poder simular la separación en etapas para el pozo AN1, por lo cual se aplicó la técnica de balance molar para validar la consistencia del SEE como se comenta más adelante.

Otro caso analizado es la prueba SEE del fluido del pozo AN2, en el cual se tiene una etapa de separación y tanque. Los resultados experimentales se presentan en la **Tabla 3** y la **Tabla 4** muestra la composición del gas. Para este fluido sí se reportan completos los resultados del SEE.

**Tabla 3.** Prueba de separación en etapas, fluido AN2.

Prueba de Separación en Etapas						
Presión abs	Temperatura	RGA (1)	RGA (2)	Densidad del Aceite	Bo	Drg
(kg/cm <sup>2</sup> )	(°C)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(gr/cm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(aire=1)
220.42	102.5	97.56			1.324	
8	35	93.01	86.04	0.806	1.081	0.732
1.03	35	4.55	4.48	0.853	1.016	0.854
(1) Con relación al aceite en tanque.						
(2) Con relación al aceite en separador						

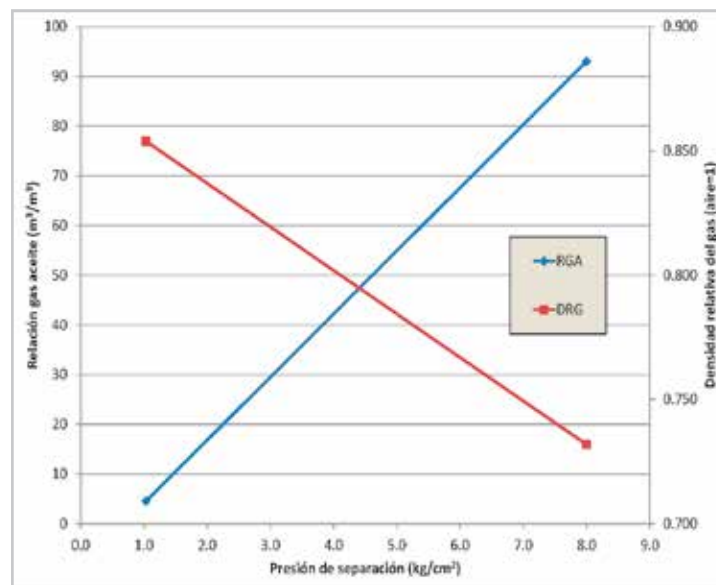


**Tabla 4.** Prueba de separación en etapas fluido AN2.

Separacion en Etapas		
Etapa	1	2
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	8.0	1.0
Temperatura(°C)	35	35
Componentes	(% mol)	(% mol)
H <sub>2</sub> S	0.00	0.00
CO <sub>2</sub>	1.61	0.94
N <sub>2</sub>	0.26	0.10
C <sub>1</sub>	82.46	71.93
C <sub>2</sub>	5.03	6.39
C <sub>3</sub>	5.87	11.90
iC <sub>4</sub>	1.01	1.90
nC <sub>4</sub>	2.24	4.14
iC <sub>5</sub>	0.52	1.08
nC <sub>5</sub>	0.45	0.97
C <sub>6</sub>	0.33	0.43
C <sub>7+</sub>	0.22	0.22
Total	100.00	100.00
PesoMolecular	21.20	24.73
Dens rel gas (aire=1)	0.73	0.85
Poder calorifico Neto (BTU/p <sup>3</sup> )	1243.00	1451.60

Las **Figuras 9** y **10** muestran el comportamiento de la relación gas aceite (RGA), densidad relativa del gas, factor de volumen del aceite y de la densidad del aceite de

separador, la **Figura 11** muestra la composición del gas extraído contra la presión.



**Figura 9.** Comportamiento de la relación gas aceite y de la densidad relativa del gas con la presión de separación, pozo AN2.

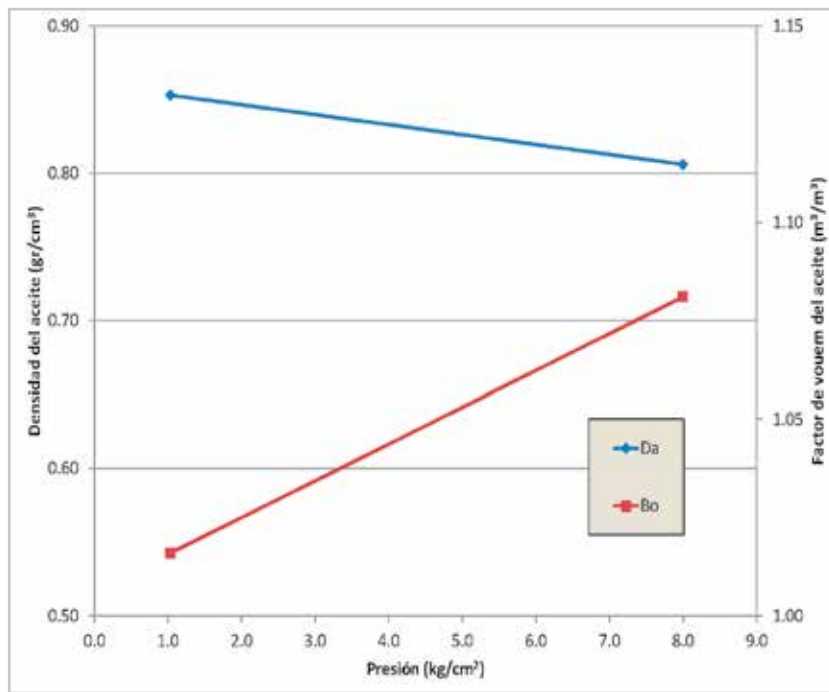


Figura 10. Comportamiento del factor de volumen del aceite y de la densidad del aceite de separador con la presión de separación, pozo AN2.

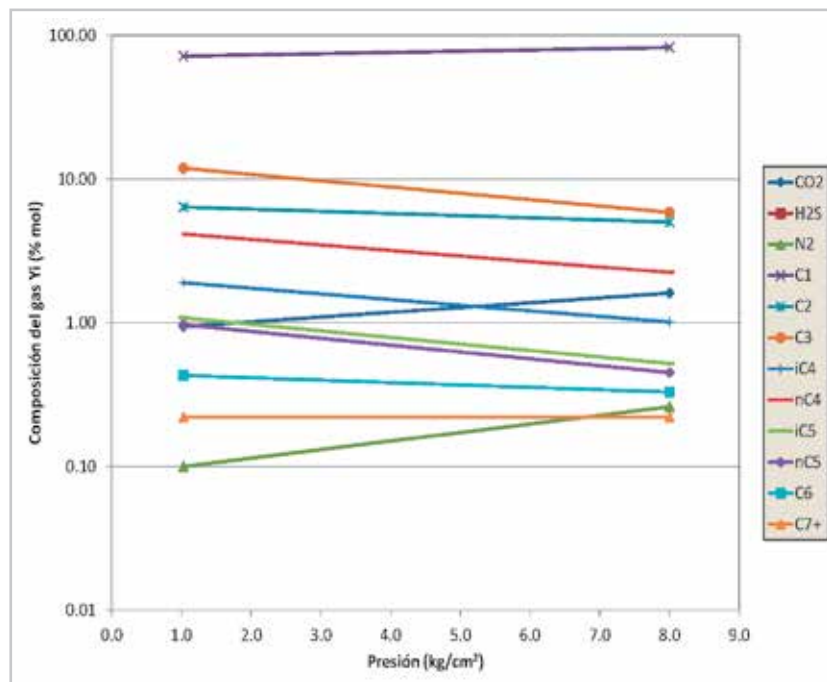
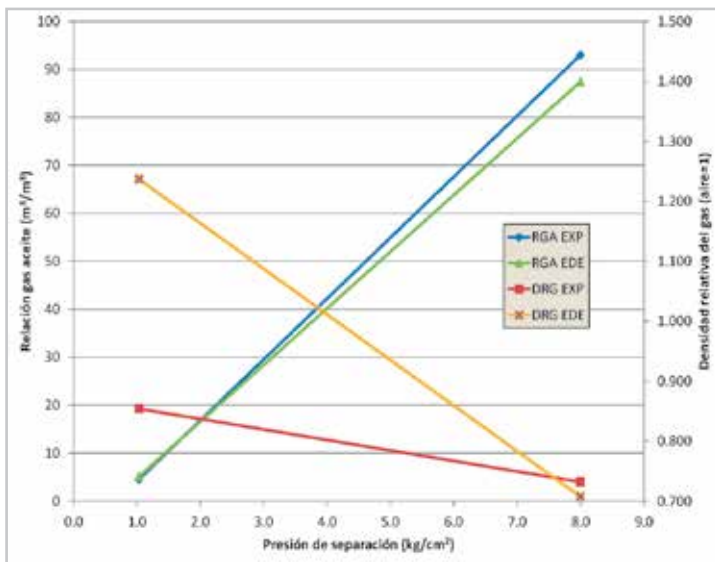


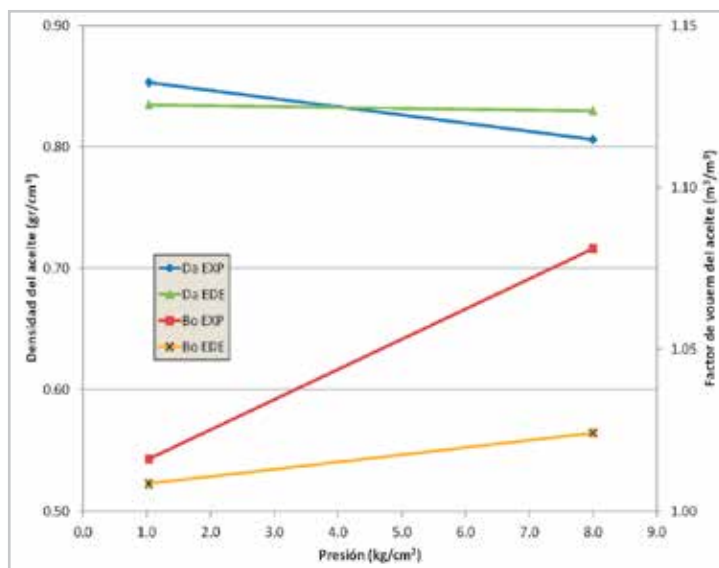
Figura 11. Variación de la relación gas aceite con la profundidad, para gas y condensado, aceite volátil, aceite ligero y aceite negro.

Para evaluar la calidad del SEE, se realizó un ajuste de la prueba de separación en etapas de los fluidos del pozo AN2 con la ecuación de estado (EDE), para este caso se tuvo un mejor ajuste en la mediciones de los parámetros reportados y errores apreciables en la composición del gas reportada. Se obtuvieron errores en la RGA de separador entre 5 y 13 %. En cuanto a la densidad del aceite se tuvo una desviación menor del 3 %. Con relación a la composición del gas, se observan desviaciones entre 1 y 60 %, especialmente los errores más grandes son en el  $N_2$ ,  $C_1$ ,  $C_6$  y la fracción  $C_{7+}$ . En cuanto a los valores de factor de volumen del aceite se tiene desviaciones menores al 5 %. En la densidad relativa del gas se observan desviaciones entre 3 % y 44 % con el

error más alto en la etapa 2. Con relación a la RGA total experimental y determinada con la EDE se tuvieron valores de 97.5 y 92.6  $m^3/m^3$  respectivamente, con una desviación de 5 %. Con respecto al factor de volumen por el proceso flash experimental y determinada con la EDE se tuvieron valores respectivamente de 1.324 y 1.298  $m^3/m^3$ , con una desviación de 2 %. Con relación a la densidad del aceite en el tanque el valor experimental es de 34.4 °API, y el valor calculado con la EDE es de 36.6 °API, con una desviación de 6.5 %. La comparación de los valores experimentales y los calculados con la ecuación de estado, se muestran en las **Figuras 12, 13 y 14**.



**Figura 12.** Comparación de la relación gas aceite y de la densidad relativa del gas con la presión de separación experimental y calculada con la EDE, pozo AN2.



**Figura 13.** Comparación del factor de volumen del aceite y de la densidad del aceite de separador con la presión de separación experimental y calculada con la EDE, pozo AN2.

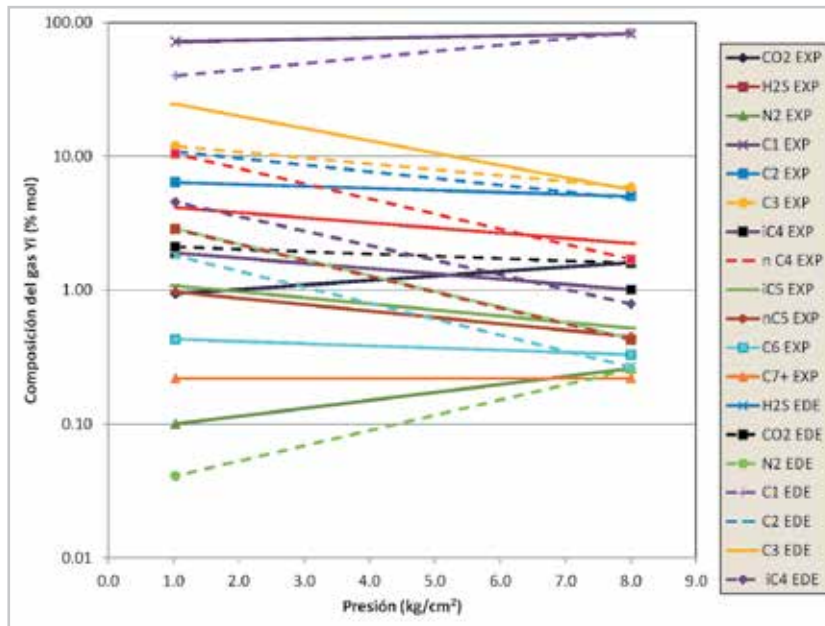


Figura 14. Variación de la composición del gas con la presión de separación, experimental y calculada con la EDE, pozo AN2.

La **Figura 15** presenta los valores K determinados con la ecuación de estado. En este caso se observa que la composición del gas y las propiedades del gas extraído en la segunda etapa de separación, presentan altas desviaciones

entre el valor experimental y calculado con la EDE, por lo que se aplicaron las técnicas de balance molar, para evaluar los valores experimentales.

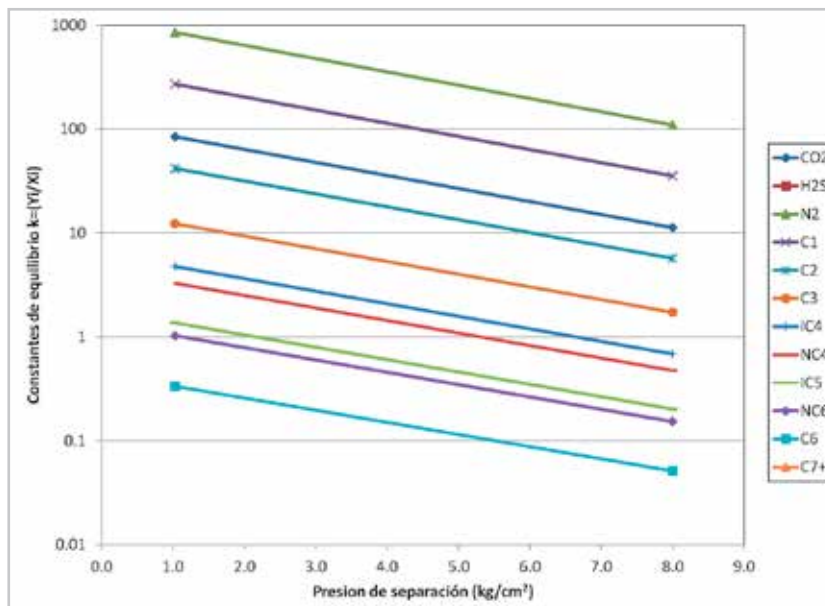


Figura 15. Valores K contra presión para los fluidos del pozo AN2, calculados con la EDE.

## Concesionarios

### Desarrollo del procedimiento de balance molar para el experimento de separación en etapas

Existen técnicas de balance molar (Bashbush, 1981) para validar los análisis PVT mediante el uso del experimento de agotamiento a volumen constante, el cual es utilizado 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 y corregirlos. Estas técnicas de balance molar fueron extendidas para aplicarlas a análisis PVT que cuenten únicamente con el experimento de separación diferencial (León, 2011). Otra técnica de validación para

fluidos que tienen comportamiento de aceite negro, es decir el experimento de separación diferencial, es mediante balance de materia (Rojas, 2005), con las cuales se puede evaluar la exactitud de la presión de saturación, la densidad del aceite y la relación gas disuelto aceite. Mediante estas técnicas se pueden validar los análisis PVT, usando los experimentos de agotamiento a volumen constante o de separación diferencial pero no se incluye la validación del experimento de separación en etapas (SEE), por lo cual en este trabajo se propone una metodología para validar este experimento.

Para aplicar la metodología se debe de calcular la información faltante la cual es la saturación de aceite, el gas producido acumulado, y las moles producidas acumuladas.

La saturación de aceite para cada etapa de separador se obtiene aplicando la ecuación 1:

$$S_{as} = \frac{B_{as}}{B_{abf}} \quad (1)$$

La fracción de gas producido acumulado para cada etapa de separador, se obtiene mediante la ecuación 2:

$$G_{pa} = \frac{RGA_s}{RGA_T} \quad (2)$$

Se determina el peso molecular promedio del aceite a Pb y Ty con la ecuación 3.

$$M_{ab} = \sum_{i=n}^{nc} M_i X_i \quad (3)$$

Las moles producidas acumuladas de gas se determinan mediante el procedimiento del Apéndice A.

En la **Tabla 5**, se muestran los valores que proporcionan el laboratorio y los calculados para poder aplicar las técnicas de balance molar, para los fluidos del pozo AN2.

Para calcular el balance molar se aplican los siguientes pasos basados en el método de Bashbush (1981), el cual fue modificado posteriormente para utilizarlo con el experimento de separación diferencial, (León, 2011).

**Tabla 5.** Datos proporcionados por el laboratorio y calculados para aplicar el balance molar para el pozo AN2.

Prueba de Separación en Etapas									
Datos de Laboratorio							Datos Calculados		
				Densidad			Gas prod	Sat. de aceite	Moles prod.
Presión abs	Temperatura	RGA (1)	RGA (2)	del Aceite	Bo	Drg	acum.	Sep.	acum.
(kg/cm <sup>2</sup> )	(°C)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(gr/cm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(aire=1)	(frac)	(frac)	(frac)
220.42	102.5	97.56			1.324		0.000	1.0000	0.0000
8	35	93.01	86.04	0.806	1.081	0.732	0.953	0.8165	0.4936
1.03	35	4.55	4.48	0.853	1.016	0.854	1.000	0.7674	0.5177
(1) Con relación al aceite en tanque.									
(2) Con relación al aceite en separador									

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

$$n_{ta} = \frac{\rho_{ab}}{M_{ab}} \quad (4)$$

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

$$(n_c)_j = n_{ta} * (1 - n_{gaj}) \quad (5)$$

c).- Las moles extraídas de gas en cada etapa de la prueba de separadores serán:

$$(n_{ge})_j = n_{ta} * ((n_{ga})_j - (n_{ga})_{j-1}) \quad (6)$$

d).- Puesto que el gas en cada etapa de la separación es extraído totalmente, las moles de líquido en los separadores será igual a las moles remanentes en la celda:

$$(n_l)_j = (n_c)_j \quad (7)$$

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

$$(X_i)_{n_{ta}} = (X_i)(n_l)_j + (Y_i)_j(n_{ge})_j \quad (8)$$

Despejando  $X_i$  de la ecuación anterior se tiene:

$$(X_i)_j = \frac{((X_i)_1 n_{1a} - (Y_i)_j (n_{ge})_j)}{(n_l)_j} \quad (9)$$

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

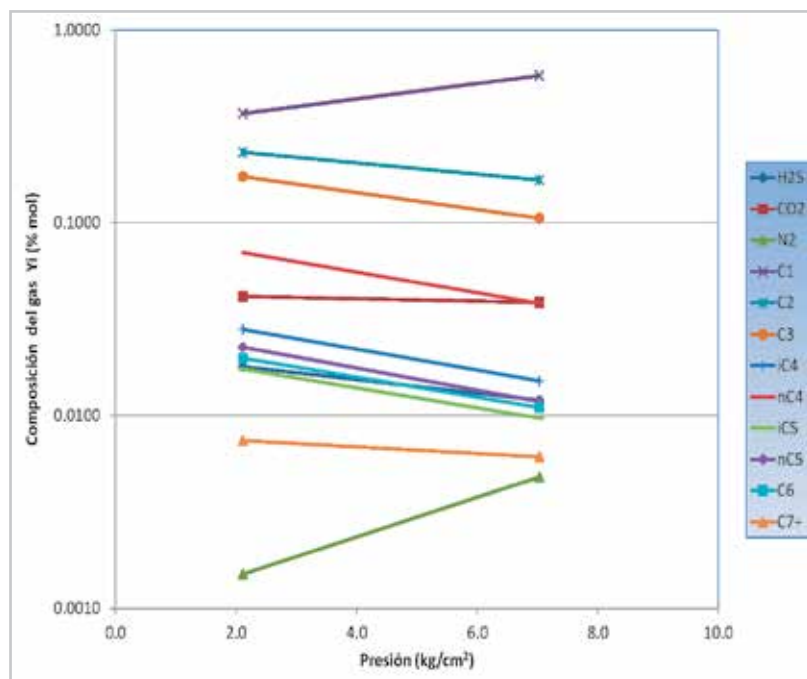
$$(K_i)_j = \left(\frac{Y_i}{X_i}\right)_j \quad (10)$$

g).-Se efectúa un balance molar y de masa para calcular el peso molecular y la densidad de líquido además del peso molecular del  $C_{7+}$  del líquido.

### Aplicación a casos de campo

**Caso AN1.-** Se aplicó la técnica de balance molar a los fluidos del pozo AN1, en las **Figuras 16, 17 y 18** se presentan

la composición del gas de separador, la composición de líquido y los valores K calculados, y en la **Figura 19** se tiene la densidad del líquido de separador calculada y experimental.



**Figura 16.** Variación de la composición del gas del SEE, pozo AN1.



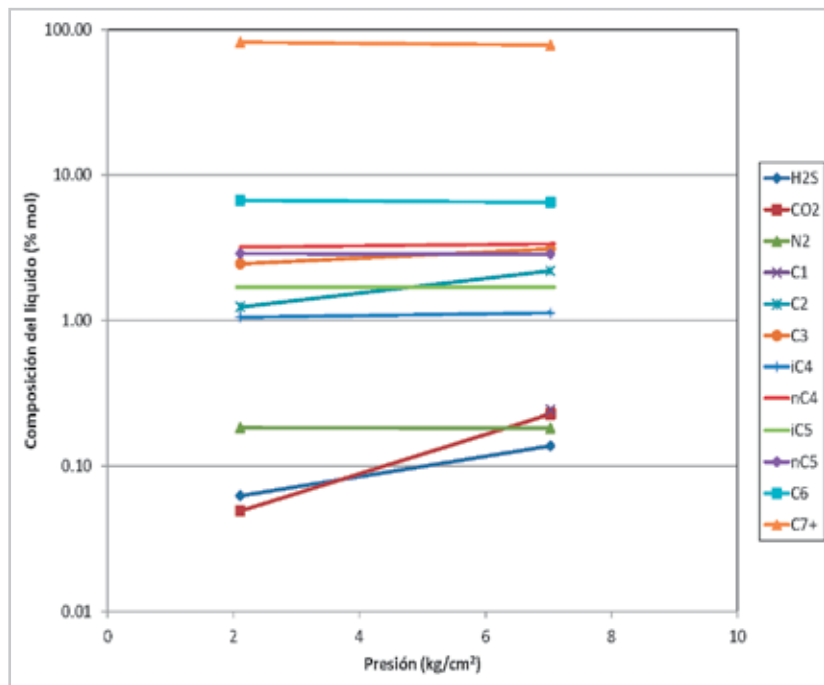


Figura 17. Variación de la composición del líquido con la presión calculada con el balance molar para el SEE, pozo AN1.

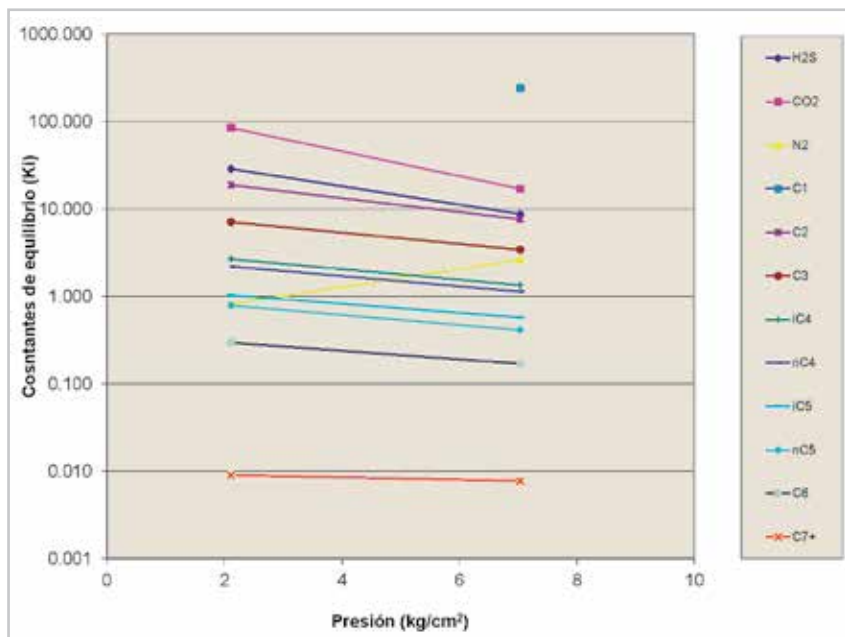


Figura 18. Variación de los valores K con la presión calculada por el balance molar para el SEE, pozo AN1.

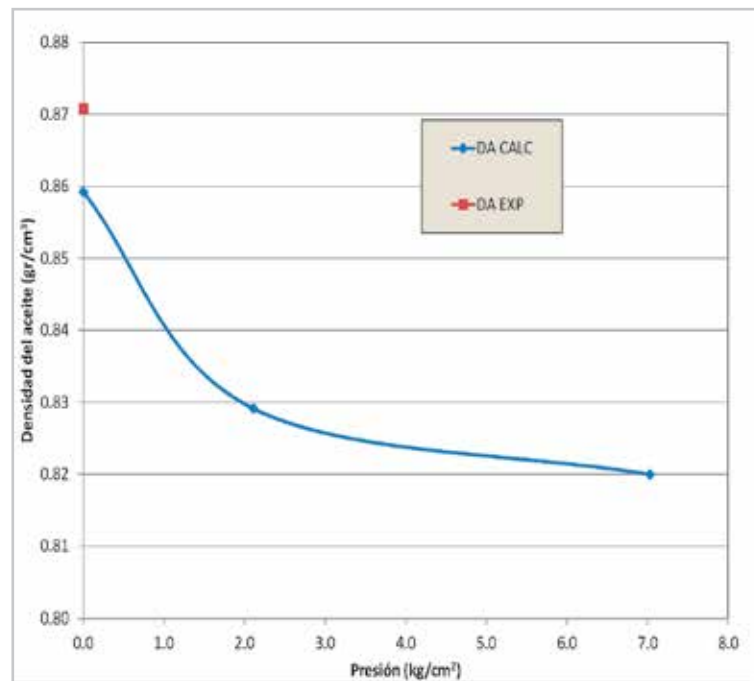


Figura 19. Variación de la densidad del aceite experimental y calculado por balance molar, fluidos del pozo AN1.

La **Tabla 6** muestra los valores K calculados por balance molar y con la EDE, como se puede observar, se detectaron inconsistencias en los valores K calculados obteniendo valores negativos para el C<sub>1</sub> y valores inconsistentes en el N<sub>2</sub>. La densidad del aceite calculada y con la EDE tienen valores semejantes para la etapa 3, sin embargo, el laboratorio no

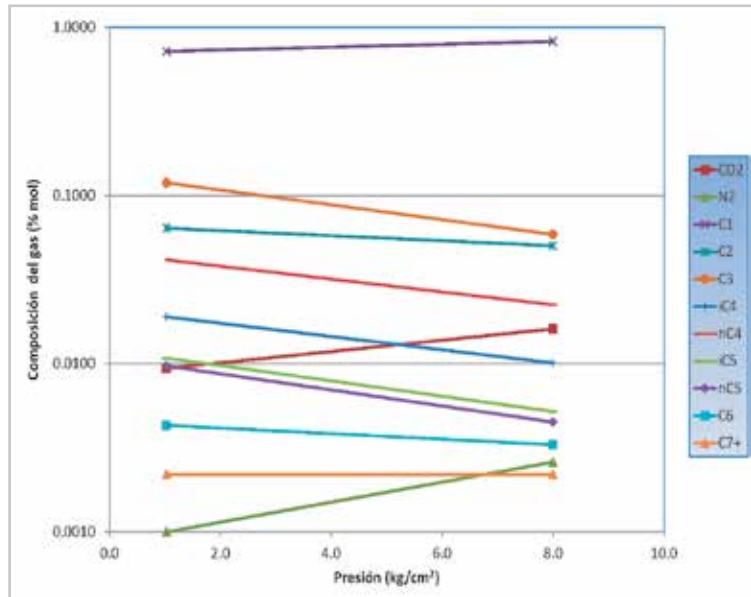
proporcionó la densidad para todas las etapas, todo esto refleja la inconsistencia de este experimento, y en casos como éste, lo mejor es contactar al laboratorio que realizó el estudio para que revise sus procedimientos y proporcione los resultados correctos.

Tabla 6. Comparación del ajuste de los valores K calculados con el balance molar y con la EDE, para el pozo AN1.

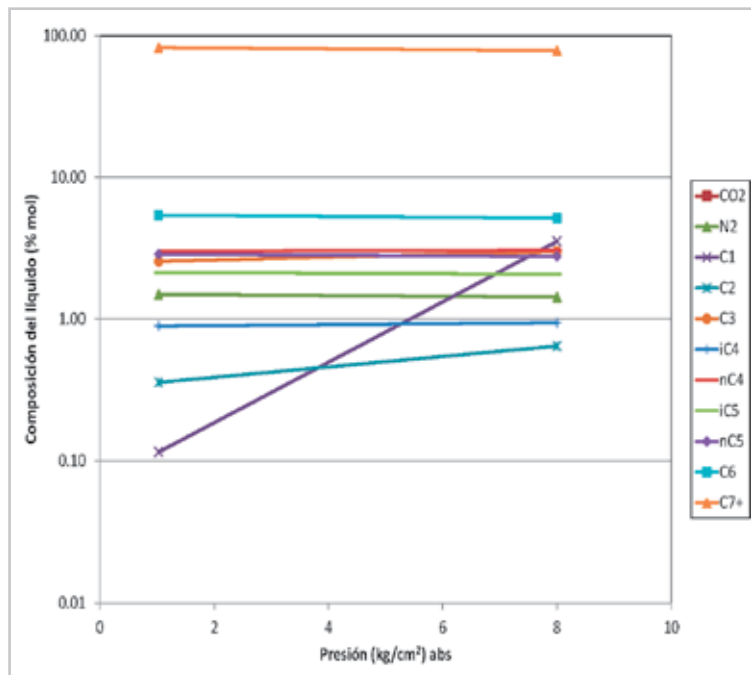
Componente	Valores K (Y <sub>i</sub> /X <sub>i</sub> ), Calculado			Valores K (Y <sub>i</sub> /X <sub>i</sub> ), EDE		
	1	2	3	1	2	3
H2S	8.70	28.63	203.39	7.01	15.89	31.52
CO2	16.94	84.22	-68.26	16.57	38.79	85.10
N2	2.63	0.81	0.05	90.05	231.32	698.31
C1	239.52	-25.78	-12.60	37.91	93.49	248.03
C2	7.59	18.74	44.69	9.02	20.54	42.14
C3	3.40	7.08	10.23	3.48	7.50	12.98
iC4	1.34	2.66	3.39	1.64	3.38	5.12
nC4	1.13	2.19	2.74	1.25	2.53	3.65
iC5	0.57	1.03	1.23	0.62	1.21	1.54
nC5	0.41	0.78	0.94	0.50	0.97	1.18
C6	0.17	0.30	0.35	0.21	0.38	0.39
C7+	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00

**Caso AN2.-** A los fluidos del pozo AN2, se le evaluó su consistencia con la técnica de balance molar, la composición del gas de separador, de líquido calculada y las constantes

de equilibrio K calculadas, se muestran en las **Figuras 20, 21 y 22.**



**Figura 20.** Variación de la composición del gas contra la presión, datos experimentales del SEE, pozo AN2.



**Figura 21.** Variación de la composición del líquido con la presión, calculada con el balance molar del SEE, pozo AN2.

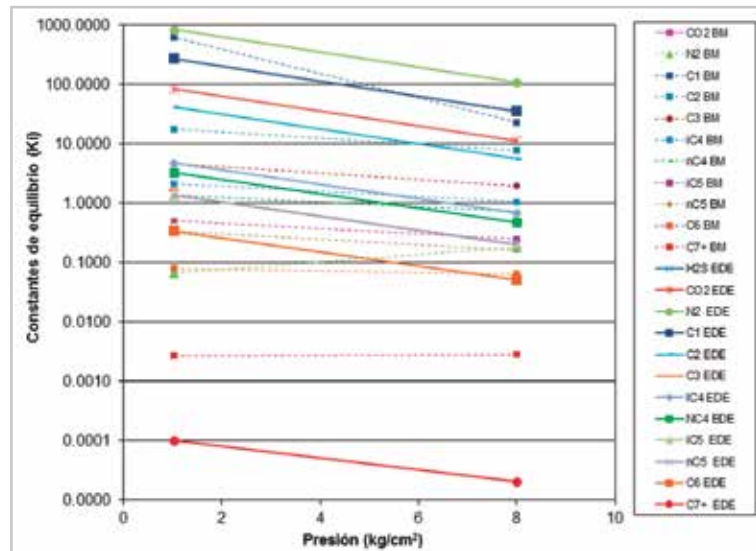


Figura 22. Variación de los valores K con la presión calculadas con el balance molar y con la EDE del SEE, pozo AN2.

En la Figura 23 se muestra la densidad del aceite calculada y experimental.

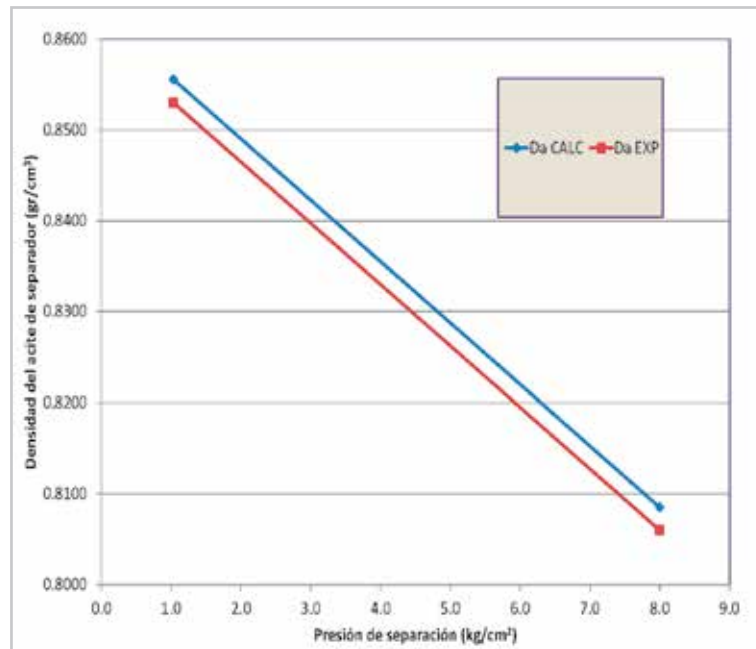


Figura 23. Variación de la densidad del aceite con la presión calculada con el balance molar y con la EDE del SEE, pozo AN2.

La **Tabla 7** presenta los valores K determinados con el balance molar y los calculados con la EDE, se pueden observar las inconsistencias en la etapa 2 del SEE sobre todo en la densidad relativa del gas y la composición del gas del separador. También es importante comentar que la

composición de los componentes no hidrocarburos  $\text{CO}_2$  y  $\text{N}_2$ , presentan valores K fuera del orden, lo cual refleja malas condiciones de las mediciones de laboratorio, sobre todo en la segunda etapa de separación.

**Tabla 7.** Comparación del ajuste de los valores K calculados con el balance molar y con la EDE, para el pozo AN2.

Componente	Balance Molar		Ecuación de Estado	
	Valores K ( $Y_i/X_i$ )		Valores K ( $Y_i/X_i$ )	
	1	2	1	2
$\text{H}_2\text{S}$				
$\text{CO}_2$	-1.2212	-0.6567	11.2669	84.3519
$\text{N}_2$	0.1817	0.0668	109.4714	851.8239
$\text{C}_1$	23.2959	621.8684	35.4713	270.6651
$\text{C}_2$	7.7827	17.8122	5.6862	41.7602
$\text{C}_3$	1.9535	4.6494	1.7214	12.2814
$i\text{C}_4$	1.0712	2.1230	0.6839	4.7597
$n\text{C}_4$	0.7279	1.3690	0.4734	3.2752
$i\text{C}_5$	0.2498	0.5065	0.2016	1.3629
$n\text{C}_5$	0.1618	0.3377	0.1527	1.0259
$\text{C}_6$	0.0637	0.0794	0.0511	0.3343
$\text{C}_{7+}$	0.0028	0.0027	0.0000	0.0001

En casos como éste que se detecten errores importantes en las propiedades reportadas por el laboratorio, se debe de solicitar al laboratorio datos consistentes, en caso de que no sea posible y que se tenga que hacer un estudio de las condiciones de separación con la ecuación de estado, lo más conveniente es detectar la información más confiable para hacer el estudio con la ecuación de estado con la información más confiable.

**Caso AN3.-** La prueba de separación en etapas de los fluidos del pozo AN3, se presentan en la **Tabla 8**, y la composición del gas en la **Tabla 9**, éste es un yacimiento de aceite pesado con densidad de 19.5 °API, a este fluido se le aplicó la técnica de balance molar, la composición del gas de separador, de líquido calculada y las constantes de equilibrio K calculadas, se muestran en las **Figuras 24, 25 y 26**.

**Tabla 8.** Prueba de separación en etapas, fluido del pozo AN3.

Presión	Presión	Temperatura	Temperatura	RGA	Fact enc	Prg	Gp	Gpa	po saturado	Bos	So
(kg/cm <sup>2</sup> )	(lb/pg <sup>2</sup> ) abs	(°C)	(°F)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(in <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(aire=l)	(%)	(Fracc)	(gr/cm <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(fracc)
70.1	996.8	117.8	244.0	24.6				0.00	0.8373	1.1507	1.0000
16.0	227.9	80.0	176.0	17.7	0.958	0.8318	72.0	0.72	0.9063	1.0433	0.9067
13.0	185.0	60.0	140.0	0.3	0.968	0.7993	1.4	0.73	0.9146	1.0334	0.8981
9.1	129.0	60.0	140.0	1.8	0.972	0.8593	7.2	0.81	0.9169	1.0288	0.8940
7.0	100.0	40	104.0	0.3	0.980	0.8247	1.0	0.82	0.9245	1.0200	0.8864
1.0	14.7	20	68.0	4.5	0.997	1.1163	18.4	1.00	0.9340	1.0031	0.8717
1.1	15.0	15.6	60.0	0.0	1.000		0.0	1.00	0.9369	1.0000	0.8690
			RGA TOTAL	24.6			100.0	Densidad	19.5	(°API)	

**Tabla 9.** Composición del gas de SEE, fluido del pozo AN3.

Etapa	2	3	4	5	6
Presión (kg/cm <sup>2</sup> ) abs	16.0	13.0	9.1	7.0	1.0
Componente	Composición	Composición	Composición	Composición	Composición
	(fracc mol)	(fracc mol)	(fracc mol)	(fracc mol)	(fracc mol)
H <sub>2</sub> S	0.0152	0.0142	0.0186	0.0174	0.0403
CO <sub>2</sub>	0.0684	0.0674	0.0755	0.0749	0.0785
N <sub>2</sub>	0.0135	0.0133	0.0071	0.0069	0.0012
C <sub>1</sub>	0.6718	0.6972	0.6306	0.6591	0.3380
C <sub>2</sub>	0.1266	0.1214	0.1517	0.1459	0.2597
C <sub>3</sub>	0.0679	0.0595	0.0798	0.0694	0.2006
iC <sub>4</sub>	0.0050	0.0041	0.0056	0.0045	0.0146
nC <sub>4</sub>	0.0138	0.0110	0.0150	0.0118	0.0385
iC <sub>5</sub>	0.0030	0.0022	0.0030	0.0021	0.0066
nC <sub>5</sub>	0.0039	0.0028	0.0038	0.0027	0.0081
C <sub>6</sub>	0.0069	0.0045	0.0061	0.0037	0.0101
C <sub>7+</sub>	0.0042	0.0024	0.0032	0.0017	0.0039
Total	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

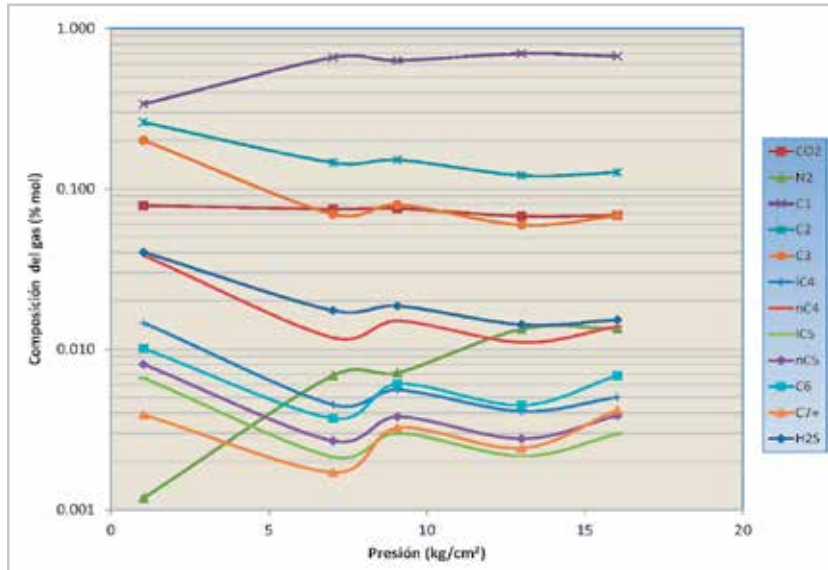


Figura 24. Variación de la composición del gas con la presión valores experimentales del SEE, fluidos del pozo AN3.

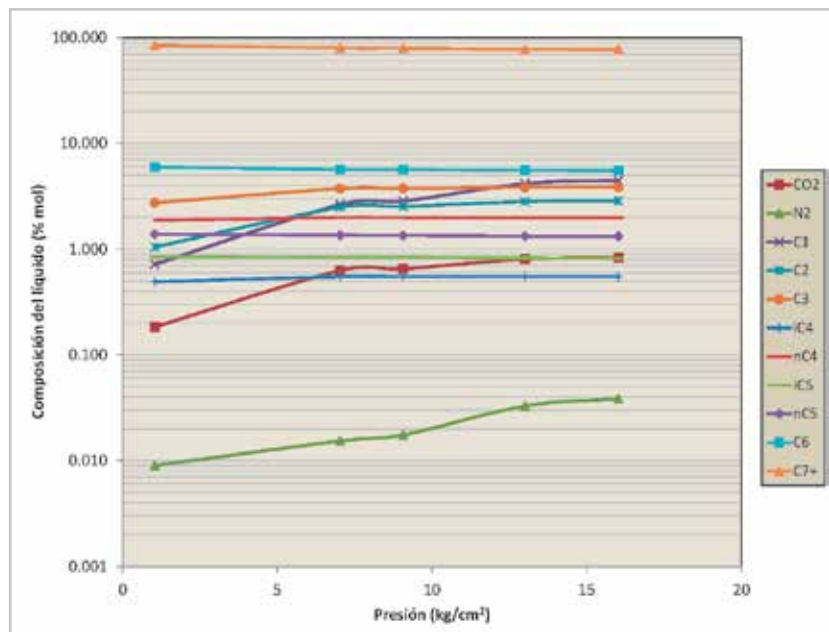


Figura 25. Variación de la composición del líquido con la presión calculada por balance molar, fluidos del pozo AN3.



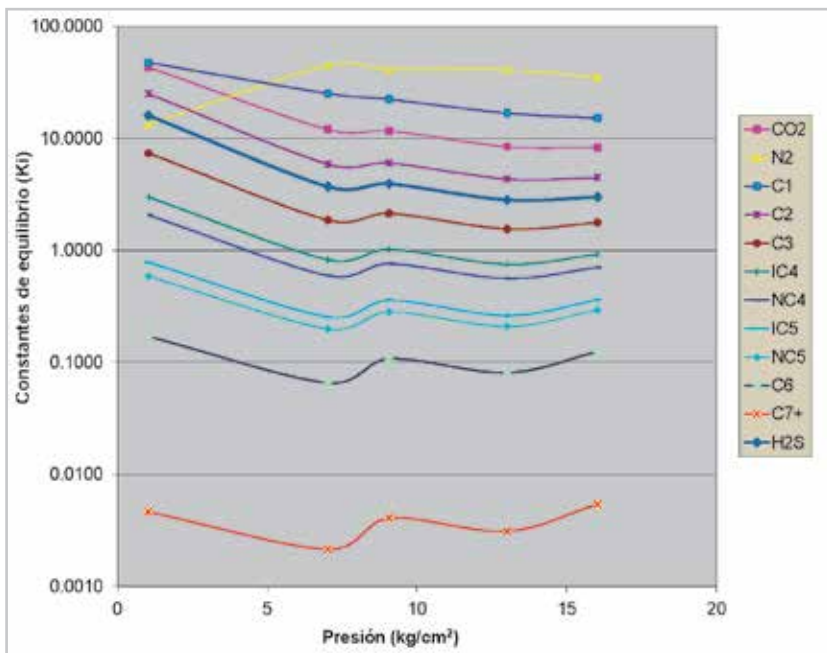


Figura 26. Variación de las relaciones de equilibrio K con la presión, obtenidas del balance molar del SEE, pozo AN3.

La **Figura 27** muestra la densidad del aceite calculada y experimental. En este caso no se utilizó la ecuación de estado. Se tuvo una buena consistencia en la densidad del aceite en la cual se comparan los datos experimentales con los calculados, **Figura 27**, en cuanto a la composición del gas, se observan inflexiones en la composición del gas de separador, lo cual significa que no se estabilizó el gas

adecuadamente, eso se refleja en el comportamiento de las relaciones de equilibrio ( $K_i$ ), en el cual se observa un punto inestable a la presión de 9  $\text{kg/cm}^2$ , también se tiene inconsistencia en el  $\text{N}_2$  a bajas presiones. Las relaciones de equilibrio fueron corregidas, las cuales se muestran en la **Figura 28**. De las pruebas analizadas esta fue en la que se obtuvieron mejores resultados.

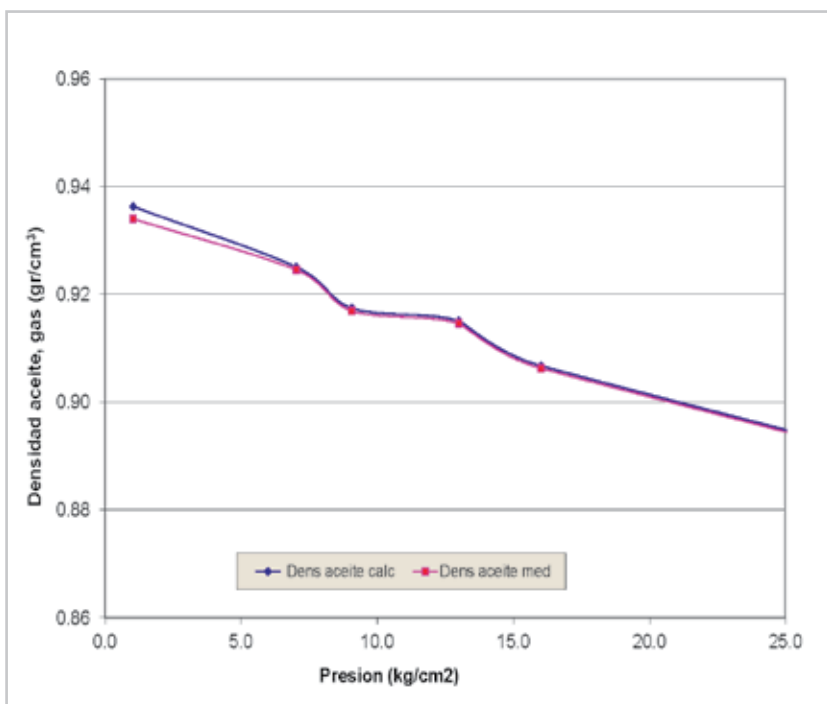


Figura 27. Variación de la densidad del aceite experimental y calculado por balance molar, fluidos del pozo AN3.

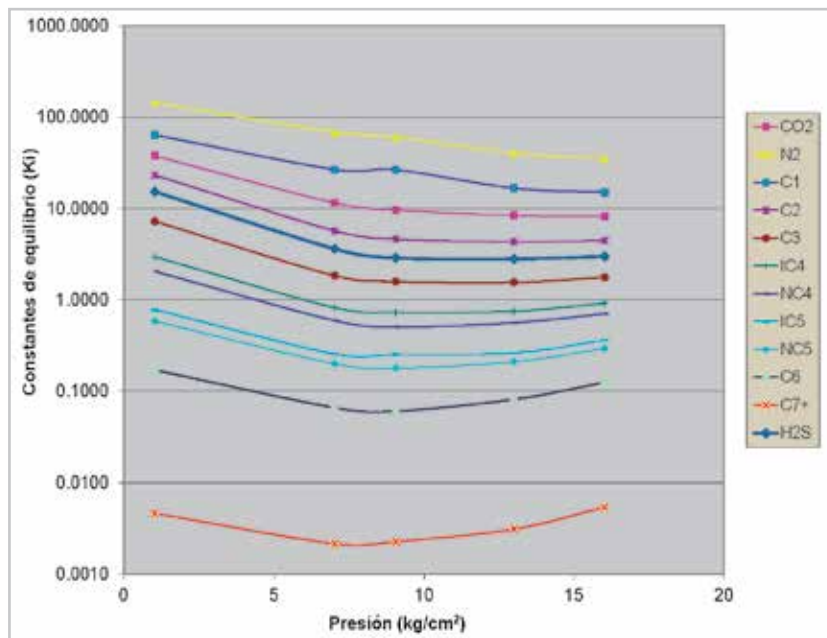


Figura 28. Relaciones de equilibrio corregidas por el balance molar, fluidos del pozo AN3.

## Conclusiones y recomendaciones

- Se desarrolló una técnica para determinar la consistencia del experimento de separación en etapas, la cual utiliza balance molar, para calcular la composición del líquido, las constantes de equilibrio, la densidad del aceite y gas, y el peso molecular del aceite y de la fracción  $C_{7+}$  para el líquido, lo cual permite validar la consistencia del experimento de separación en etapas.
- Las constantes de equilibrio (K), la RGA, la densidad del aceite y las propiedades del gas, calculadas con este método, se deben comparar con los valores experimentales y los obtenidos con la ecuación de estado, para verificar la calidad del ajuste, cualquier inconsistencia se debe de reportar al laboratorio que realizó el análisis.
- Los valores de RGA y densidad validados, deben de ser capaces de reproducir con más confianza los valores medidos en las baterías de separación y utilizarse para estudios de simulación de yacimientos, para reproducir el rendimiento de los fluidos en la superficie durante la historia de explotación de los campos.
- Se recomienda que en los análisis PVT se solicite que los laboratorios, realicen dos o tres conjuntos de pruebas de separación en etapas, que cubran las condiciones de separación esperadas en el campo durante su vida productiva.
- La técnica propuesta sólo se puede utilizar para yacimientos de aceite, se debe adecuar su utilización para yacimientos de gas y condensado.
- Es recomendable que se solicite a los laboratorios que reporten las moles producidas acumuladas, la saturación de aceite, y la composición de líquido en el tanque de almacenamiento, para utilizar esta información directamente en la aplicación de las técnicas de balance molar en las pruebas de separación en etapas.
- Se detectó que en algunos casos no se estabiliza el gas y el aceite adecuadamente, ocasionando errores en la composición del gas y en los valores reportados por el laboratorio, debe de sugerirse a los laboratorios dar tiempo suficiente para estabilizar los fluidos en cada etapa del SEE.

## Nomenclatura

$B_{afb}$	=	Factor de volumen del aceite del proceso flash a la Pb y temperatura del yacimiento, ( $m^3/m^3$ ).	$n_{tb}$	=	Moles totales por barril de aceite a la Pb, ( $mol/cm^3 @ Pb$ ).
$B_{as}$	=	Factor de volumen del aceite a condiciones de separador, ( $m^3/m^3$ ).	$n_{gr}$	=	Moles de gas remanentes en cada etapa del SEE.
$G_{pa}$	=	Gas producido acumulado para cada etapa del separador.	$n_{te}$	=	Moles totales por barril de aceite @ c.e., ( $mol/cm^3 @ c.e.$ )
$M_{ab}$	=	Peso molecular del aceite a Pb y Ty, ( $gr/gr-mol$ ) ó ( $lb/lb-mol$ ).	$P$	=	Presión del yacimiento ( $kg/cm^2$ ).
$M_i$	=	Peso molecular del componente i, ( $gr/gr-mol$ ) ó ( $lb/lb-mol$ ).	$P_b$	=	Presión de burbuja ( $kg/cm^2$ )
$n_c$	=	Moles remanentes en la celda en cada etapa del SEE.	$RGA_s$	=	Relación gas aceite en cada etapa del separador ( $m^3/m^3$ ).
$n_{ga}$	=	Moles de gas producidas acumuladas calculadas durante el SEE.	$RGA_t$	=	Relación gas aceite total ( $m^3/m^3$ ).
$n_l$	=	Moles de líquido remanentes en la celda en cada etapa j del SEE.	$R_{ngt}$	=	Relación de las moles producidas de gas entre las moles totales iniciales.
$n_{ge}$	=	Moles de gas extraídas en cada etapa del SEE.	$S_{as}$	=	Saturación de aceite en el separador (fracc.).
$n_{pa}$	=	Moles producidas acumuladas de gas durante la SEE.	$V_{gp}$	=	Fracción de volumen de gas producido acumulado durante la prueba de separadores.
$n_{pg}$	=	Moles producidas acumuladas de gas por $cm^3$ de aceite @ c.e. durante la prueba de separación en etapas.	$V_{mg}$	=	Volumen molar de gas a condiciones estándar.
$n_{ta}$	=	Moles totales de aceite a la Pb y Ty para iniciar el balance molar.	$V_{ra}$	=	Volumen relativo del aceite (fracc.).
			$X_i$	=	Fracción molar del líquido.
			$Y_i$	=	Fracción molar del gas.
			$\rho_{ab}$	=	Densidad del aceite a la Pb, ( $gr/cm^3$ ).
			$\rho_{rg}$	=	Densidad relativa del gas, ( $cm^3$ ).

## Referencias

Ávalos Santos, E.U. y Salazar Bustamante, M. 2002. Desarrollo de la Batería Modular del Campo Puerto Ceiba. Tesis de maestría, Universidad de las Américas Puebla, Cholula, Pue., México (mayo 2002).

[http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/mip/avalos\\_s\\_eu/indice.html](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/avalos_s_eu/indice.html) (Fecha de acceso 3 de mayo de 2014).

Bashbush, J.L. 1981. A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and It's Applications. Artículo SPE 10127, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 4-7.

<http://dx.doi.org/10.2118/10127-MS>.

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.

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

Rojas, G. 2005. Curso de Análisis PVT Composicional. 2005. Instituto Tecnológico Superior de Comalcalco, Mayo 2005, Villahermosa Tab., México.

## Apéndice A

Determinación del porcentaje molar de gas producido para el experimento de separación en etapas.

1.- Determinar las moles totales por  $\text{cm}^3$  de aceite a la presión de saturación ( $N_{tb}$ ) mediante la ecuación A.1

$$n_{tb} = \frac{\rho_{ab}}{M_{ab}} \quad (\text{A.1})$$

2.- Determinar las moles totales por  $\text{cm}^3$  de aceite a condiciones estándar ( $N_{te}$ ) mediante la ecuación A.2.

$$n_{te} = n_{tb} * B_{obf} \quad (\text{A.2})$$

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

$$n_{pg} = \frac{RGA_t}{V_{mg}} \quad (\text{A.3})$$

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.

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

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

$$n_{pa} = V_{gp} * R_{ngt} \quad (\text{A.5})$$

### Semblanza de los autores

#### Alfredo León García

Ingeniero petrolero con estudios de Maestría en Física de Yacimientos en la DEPMI de la UNAM.

Su carrera profesional inició en el Departamento de investigación experimental de la división de yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo. Posteriormente ingresó a laborar en Petróleos Mexicanos, donde se desempeñó en diversas disciplinas dentro del área de yacimientos, reservas, recuperación secundaria, laboratorio de yacimientos, balance de materia y simulación de yacimientos. Se desempeñó como Coordinador y Subgerente de recuperación secundaria y mejorada en la STDP y en la SCTET. Laboró como especialista en recuperación secundaria y mejorada en la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur de la Subdirección Técnica de Explotación.

Recibió las medallas Juan Hefferan y Lázaro Cárdenas otorgadas por la AIPM.

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

Jubilado de Petróleos Mexicanos, actualmente es consultor en el área de recuperación secundaria y mejorada. Imparte la cátedra de Fisicoquímica y termodinámica de los hidrocarburos en la DEPMI de la UNAM.

### **Pamela Maldonado Alonso**

Ingeniera petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México con especialidad en ingeniería de yacimientos y procesos de recuperación adicional. Experiencia en pruebas de laboratorio para la selección y evaluación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en el IMP, en el periodo de 2009 a 2011.

A partir de 2012 se desempeña como Ingeniera de yacimientos en el Activo de Producción Abkatún Pol Chuc de la Subdirección de Producción, Región Marina Suroeste.

Miembro de la Red de especialistas de simulación numérica de yacimientos.