

Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado

Alfredo León García

Eder Eduardo Galván Serralde

Fernando Samaniego Verduzco

Artículo recibido en junio de 2018 y aceptado en noviembre de 2018

Resumen

En este trabajo se realiza una evaluación del comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado, con objeto de analizar dos aspectos fundamentales en el comportamiento de los yacimientos de gas: 1).- Clasificar los fluidos de los yacimientos de gas, gas húmedo y gas y condensado de una manera precisa, ya que los criterios presentados en la literatura técnica internacional no tratan de una manera acertada los límites entre los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado, lo que crea confusión sobre todo cuando se trata del cálculo de las reservas originales y de los pronósticos de producción de gas y de condensado en los yacimientos de gas húmedo, lo cual en algunas ocasiones no permiten realizar un diseño adecuado de las baterías de separación para la recuperación de los líquidos, siendo estos de alto valor comercial, ya que por lo general presentan una densidad mayor de 50 °API y 2).- Evaluar el comportamiento de los yacimientos de gas húmedo en cuanto al cálculo de las reservas originales de gas y de condensado, ya que en este tipo de yacimientos por lo general no se realizan los procedimientos adecuados desde la realización de análisis PVT, hasta la predicción de la recuperación y volumen original de gas y condensado.

Palabras clave: Termodinámica, gas seco, gas húmedo, gas condensado, depósitos.

Thermodynamic behavior of dry gas, wet gas and gas-condensate reservoirs

Abstract

The main objective of this work is to evaluate the thermodynamic behavior of dry gas, wet gas and condensate-gas reservoirs, in order to analyze two major aspects of gas reservoirs: 1) classification the fluid properties from dry gas, wet gas and gas-condensate reservoirs, based on a proposed classifying presented in this paper; while there are different international classification techniques, none of them addressed the boundaries between dry gas, wet gas and condensate-gas reservoirs, which cause confusion in original reserves and production forecast of the gas and condensate fluids from wet gas reservoirs; as a result an adequate design of the batteries for the recovery of condensate is not performed. 2) calculating the gas and condensate original reserves, the correct predictions of gas and condensate recovery and adequate PVT samplings are not commonly properly available.

Keywords: Thermodynamic, dry gas, wet gas, gas-condensate, reservoirs.

Introducción

Los yacimientos de gas se clasifican de acuerdo a su comportamiento de fase en tres tipos:

- 1).- Yacimientos de gas y condensado
- 2).- Yacimientos de gas húmedo
- 3).- Yacimientos de gas seco

A continuación, se presentan las principales características de estos yacimientos:

Yacimientos de gas y condensado.- Un yacimiento de gas y condensado, presentará un comportamiento retrógrado isotérmico en el rango de temperatura de yacimiento para los estudios de ingeniería de yacimientos, (Craft & Hawkins, 2002, Maldonado, 2014). La **Figura 1** corresponde a un diagrama de fase típico presión - temperatura, de un yacimiento de gas y condensado; en donde la temperatura del yacimiento, T_y , se encuentra entre la temperatura crítica, T_c y la cricondenbar de la mezcla de hidrocarburos. Si los fluidos se encuentran a una presión y temperatura inicial del yacimiento y si la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, la composición inicial de los fluidos estará en una fase gaseosa. El punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenbar y las líneas de calidad debajo de la presión crítica se inclinan predominantemente hacia la línea de presiones de burbuja.

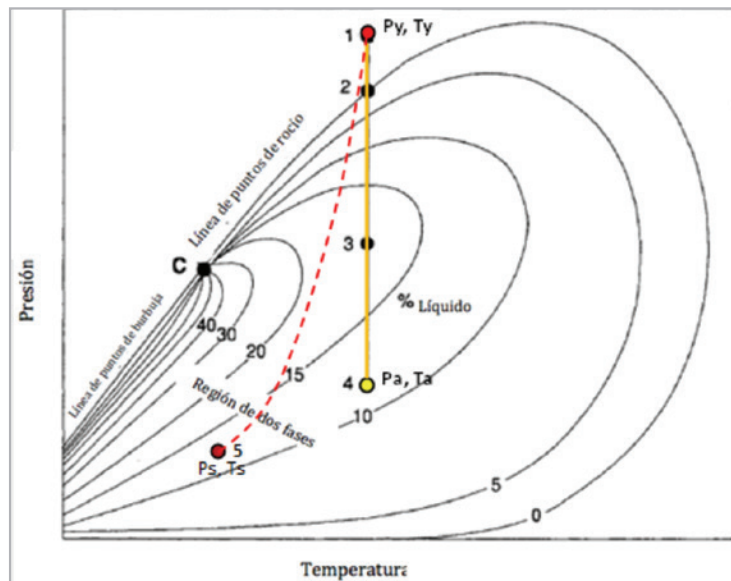


Figura 1. Diagrama presión - temperatura para un yacimiento de gas y condensado.

A la presión inicial del yacimiento y considerando que la temperatura es constante, se estaría en el punto 1 del diagrama de fase, como se muestra en la Figura 1. Puesto que la presión del yacimiento está arriba de la presión de rocío, el sistema de hidrocarburos se encuentra en forma gaseosa en el yacimiento. Al declinar la presión isotérmicamente debido a la producción del yacimiento, se pasaría del punto 1 al punto 2, y la composición sería constante hasta alcanzar la presión de rocío, la cual es señalada como el punto 2. Por

debajo de la presión de rocío, se condensa líquido del fluido del yacimiento, debido a que la atracción entre las moléculas de los componentes pesados aumenta y la fase líquida se condensa en el yacimiento, disminuyendo el contenido de componentes pesados en la fase gaseosa. El líquido condensado se adhiere a las paredes de los poros de la roca y permanecerá inmóvil si su saturación es menor a la crítica, ocasionando que el gas producido en la superficie tenga un contenido menor de líquido y un aumento en la relación

gas – condensado, (RGC). Este proceso de condensación retrógrada continúa con el decremento de presión hasta que el volumen de líquido condensado alcanza un máximo como se observa en el punto 3 del diagrama de fases.

Una vez que se alcanza el punto máximo de condensación retrógrada se presenta una vaporización de condensado a

partir del punto 3 hasta la presión de abandono, el cual se señala como el punto 4. Debido a que la reducción de la presión a partir del punto 3 permite que las moléculas de algunos de los componentes pesados comiencen su proceso de vaporización normal, se reduce el volumen de líquido en el yacimiento como se observa en la curva de condensado retrógrado que se muestra en la **Figura 2**.

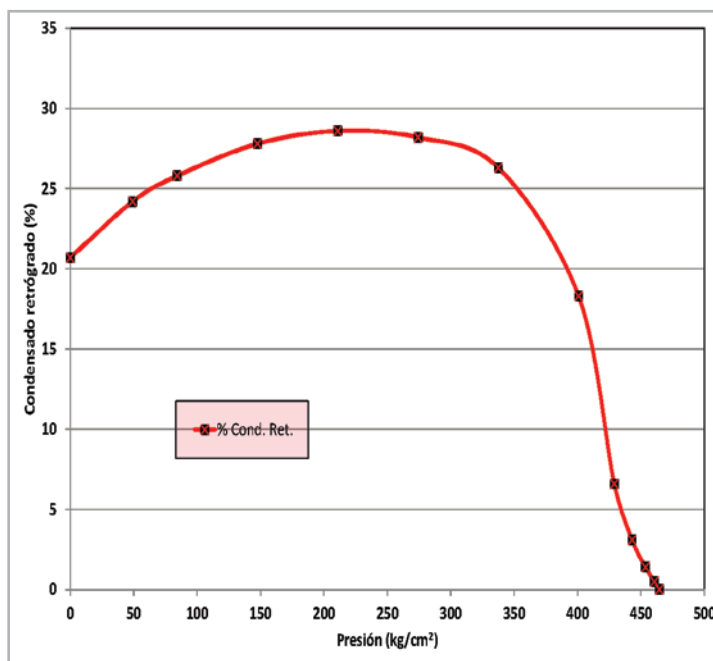


Figura 2. Comportamiento característico de una curva típica de condensación retrógrada contra presión.

Los yacimientos de gas y condensado presentan rangos de RGC (Moses, 1986) entre 540 a 27,000 m³/m³ y densidad entre 40 a 60 °API (0.74 a 0.83 gr/cm³), en la mayoría de los casos el límite composicional de un yacimiento de gas y condensado se establece por el contenido de la fracción C₇₊, si éste es mayor de 12.5 % mol (Tarek, 2007), seguramente el yacimiento será de condensado volátil. El color del condensado es desde blanco tipo agua, cuando en el condensado predominan los componentes ligeros (densidades del orden de 60 °API), hasta colores oscuros cuando predominan los componentes más pesados (densidades del orden de 40 °API).

Yacimientos de gas húmedo.- El diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo se presenta en la **Figura 3**, en esta se puede observar que a las condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento el

fluido se encuentra en la región de gas y a la derecha de la Cricondenterma, como se muestra en el punto 1. Conforme declina la presión del yacimiento a una temperatura constante, se pasaría del punto 1 al punto 2 y en el yacimiento nunca se tendría líquido, sin embargo, como se puede observar en el punto 3, a condiciones de presión y temperatura de separación se tendría líquido en la superficie, esto es causado por el decremento de la energía cinética de las moléculas más pesadas de la mezcla lo cual ocasiona un cambio de gas a líquido debido al incremento de las fuerzas de atracción entre estas moléculas, (Tarek, 2007).

Las relaciones gas-condensado de este tipo de yacimientos se encuentra en el rango de 10,700 a 18,800 m³/m³, la densidad del condensado en tanque es normalmente mayor a 50 °API y el color generalmente es blanco tipo agua.

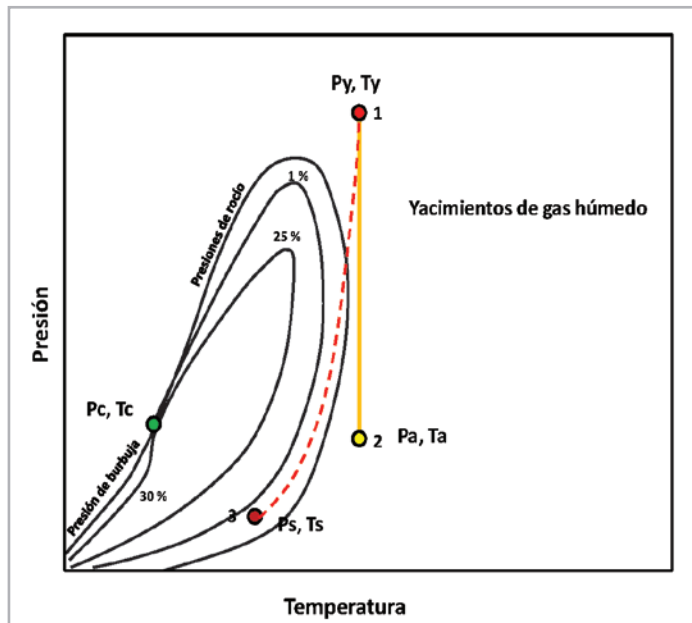


Figura 3. Diagrama presión - temperatura para un yacimiento de gas húmedo.

Yacimiento de gas seco.- Los yacimientos de gas seco, se caracterizan por tener un predominio de moléculas ligeras principalmente de C_1 y C_2 , por lo cual, a condiciones tanto de yacimiento como de superficie, se tendrá solamente una fase gaseosa, en la Figura 4, se presenta un diagrama de fase; a condiciones de yacimiento se tendrá una fase gaseosa al pasar desde el punto 1, a condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento, hasta el punto 2 que refleja

la presión de abandono y temperatura del yacimiento. Al pasar de la presión inicial del yacimiento hasta el punto 3, a las condiciones de presión y temperatura de separación, se tendrá una sola fase en el yacimiento y en superficie. Generalmente para propósitos prácticos se considera que un yacimiento con una relación gas-condensado mayor de $18,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ se considera como un gas seco, (Craft & Hawkins, 2002, Tarek, 2007).

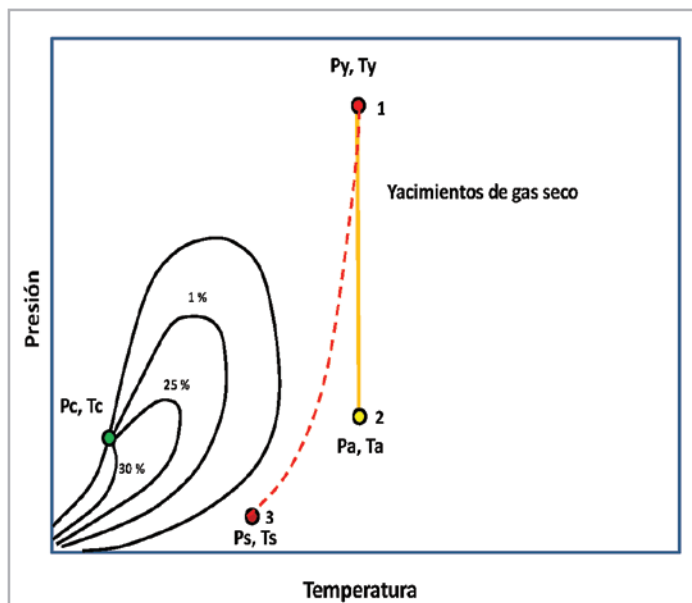


Figura 4. Diagrama presión temperatura para un yacimiento de gas seco.

Análisis del comportamiento de los yacimientos de gas seco, gas y condensado y gas húmedo

Como se comentó anteriormente, los rangos de clasificación de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado publicados en la literatura técnica internacional son con base en yacimientos fuera del país, siendo necesario revisar el comportamiento de los yacimientos de gas del Sistema Petrolero Nacional, con objeto de definir su comportamiento más acertadamente. Con base en lo anterior, se tomó una muestra característica de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado, para construir los diagramas de fase de los fluidos que se encuentran en las fronteras y asegurar que realmente se puedan definir

los límites entre gas y condensado (GC), gas húmedo (GH) y gas seco (GS).

Se integró una base de datos con la información de Yacimientos Nacionales de GC, GH, y GS, de ésta se tomó una muestra característica de los fluidos que se muestran en la **Tabla 1**, como se puede observar, los yacimientos de GS presentan alto contenido de C_1 , valores mayores a 97 % mol, cantidades bajas de C_2 y C_3 y ausencia de contenido de C_4 , C_5 , C_6 y C_{7+} . Los yacimientos de GH presentan contenido de C_1 del orden del 96 % mol, contenido de intermedios de C_2 a C_6 entre 2.1 a 3.1 % y el contenido de C_{7+} esta entre 0.43 a 0.63 % mol. Para los campos de GC se observan valores entre 5.3 a 8.2 % mol de C_{7+} y el contenido de C_1 está entre 67.1 y 70.6 % mol.

TIPO DE YAC.	Gas Seco		Gas Húmedo		Gas y Condensado		
	GS-1	GS-2	GH-1	GH-2	GC-3	GC-8	GC-13
Pozo	PM17	PM17	FM 3/4		OFM 5	KS	KM/KS
Formacion / Arena	PM17	PM17	FM 3/4		OFM 5	KS	KM/KS
Componente	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.	Comp.
	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)
H ₂ S	0.000	0.000			0.000	0.830	1.227
CO ₂	1.110	1.790	0.880		0.320	3.870	3.369
N ₂	0.160	0.150	0.100		0.790	2.510	2.430
C ₁	98.150	97.700	96.460	96.270	88.250	70.610	67.161
C ₂	0.520	0.330	1.680	2.230	4.220	8.180	6.528
C ₃	0.060	0.030	0.240	0.370	2.020	3.710	3.658
iC ₄			0.060	0.120	0.520	0.790	0.869
nC ₄			0.050	0.200	0.860	1.550	2.153
iC ₅			0.020	0.050	0.330	0.710	1.107
nC ₅			0.020	0.030	0.400	0.820	1.287
C ₆			0.060	0.102	0.530	1.110	1.988
C ₇₊			0.430	0.628	1.760	5.310	8.223
Total	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
$\rho_{C_{7+}}$			0.7467	0.7404	0.7636	0.7654	0.7817
PMC ₇₊			139.1	139.1	122.0	136.2	137.3
Conc C ₂ -C ₆	0.6	0.4	2.1	3.1	8.9	16.9	17.6
Peso molecular promedio	16.2	16.5	17.1	17.5	20.6	28.8	33.4
Pi (kg/cm ³)	413.0	449.9	398.0	412.0	232.5	316.2	668.0
Temp yac (°C)	116.0	111.0	115	118	94	109	101
Profundidad (mbnm)	2735	2604	2600	2700		2946	2556
Pr (kg/cm ²)					211	317	271
Zg @ Pr					0.885	0.968	0.814
Porcentaje cond. Max (%)					1.53	13.0	26.2
ρ_g @ Pr (gr/cm ³)						0.257	0.272
μ_g @ Pr (cp)						0.035	0.042
RGC (m ³ /m ³)			35,479	23,221	5,315	1,798	1,170
RCC (bl/mmpc)			5.02	7.67	33.51	99.06	152.20
ρ_o @ ce (gr/cm ³)			0.7599	0.7531	0.7314	0.7343	0.7494
Densidad Aceite @ ce (°API)			54.7	56.4	62.0	61.2	57.3

Tabla 1. Fluidos característicos de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado.

En la **Figura 5**, se muestra el comportamiento de la fracción C_{7+} contra la relación gas-condensado, se observa una tendencia consistente, ajustando una ecuación que reproduce este comportamiento, la cual es la siguiente:

$$RGC = 13,802.556C_{7+}^{(-1.234)} \quad \dots(1)$$

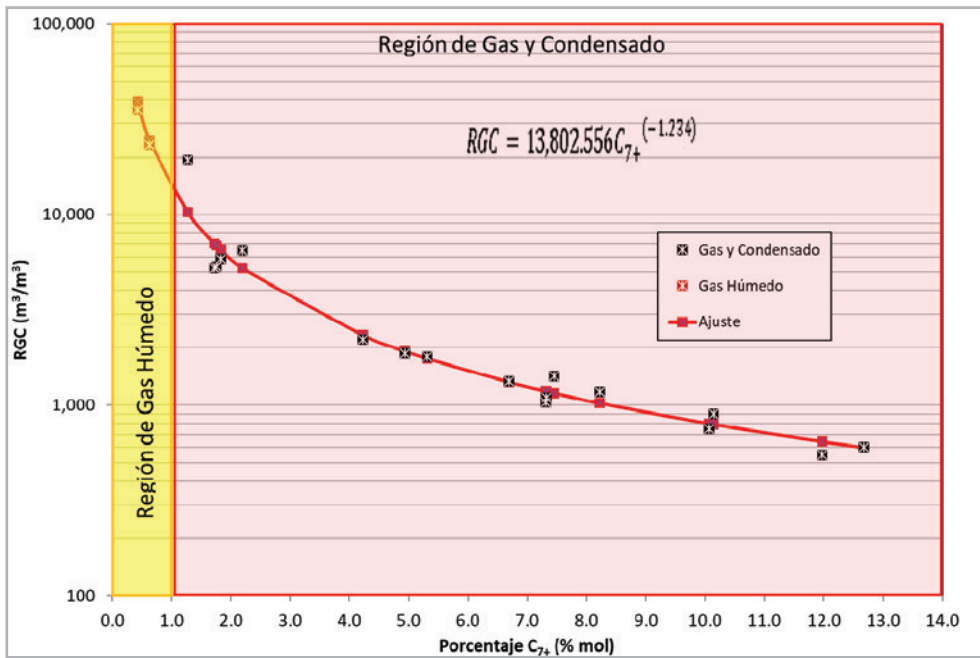


Figura 5. Comportamiento de la relación gas-condensado contra la fracción C_{7+} , yacimientos de gas y condensado y gas húmedo.

Generalmente el comportamiento de la fracción C_{7+} contra la RGC en coordenadas log – log es una línea recta como se muestra en la **Figura 6**, en la cual se detecta un buen ajuste para los yacimientos de gas húmedo y gas y condensado.

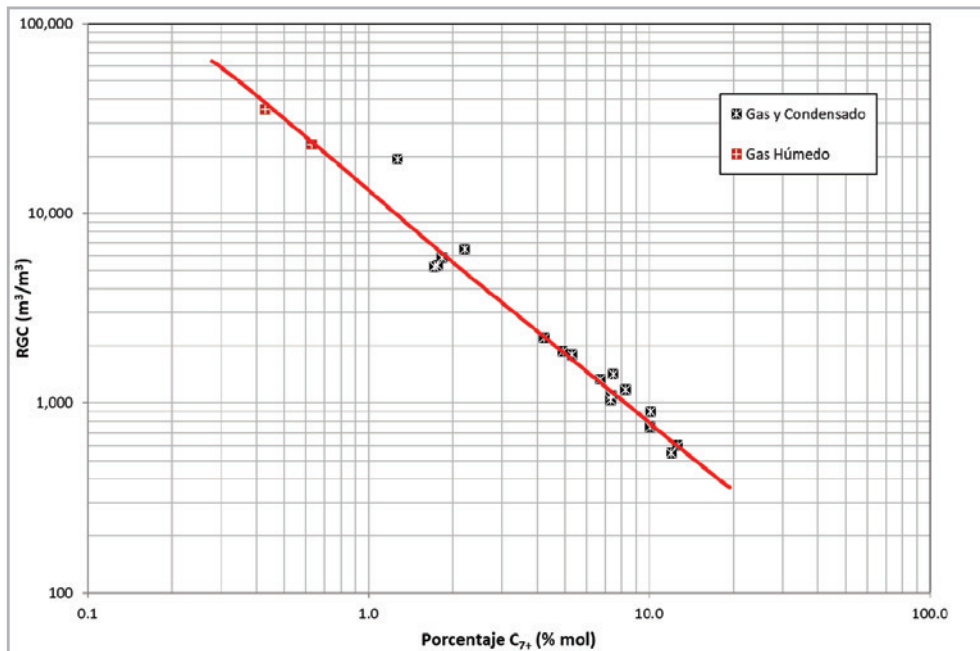


Figura 6. Comportamiento log - log de la relación gas-condensado contra la fracción C_{7+} , yacimientos de gas y condensado y gas húmedo.

En cuanto al comportamiento semilog de la fracción C_1 contra la RGC, **Figura 7**, se observa una dispersión, y el mejor ajuste proporcionó la siguiente ecuación:

$$RGC = 0.269e^{(0.1171C_1)} \quad \dots(2)$$

El comportamiento log – log de la fracción C_1 contra la RGC se muestra en la **Figura 8**, en ésta se puede observar la dispersión entre los valores utilizados.

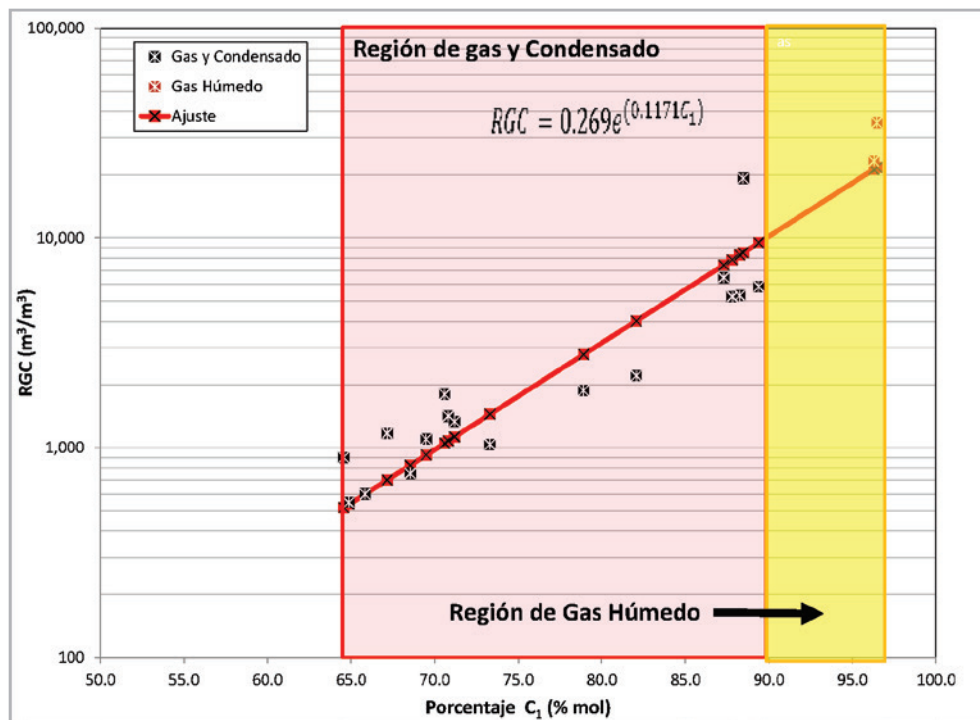


Figura 7. Comportamiento de la relación gas-condensado contra la fracción C_1 , yacimientos de gas y condensado y gas húmedo.

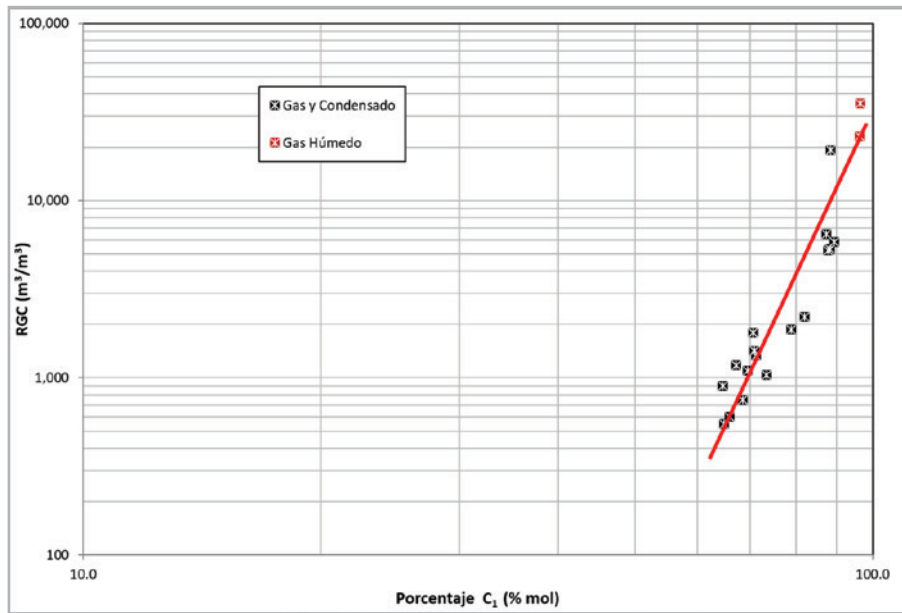


Figura 8. Comportamiento log - log de la relación gas-condensado contra la fracción C_1 , yacimientos de gas y condensado y gas húmedo.

Generación de diagramas de fase

Se construyeron los diagramas de fase mediante la ecuación de estado para definir bien las fronteras entre los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco, en la **Figura 9** se muestra el diagrama de fase para el fluido de gas y condensado denominado GC-2 en el cual se observa que a la presión y temperatura del yacimiento (P_y ,

T_y), el fluido se encuentra en la región de gas. Al disminuir la presión, a la temperatura del yacimiento constante, el fluido entra en la región de dos fases y se tendrá una formación de condensado en el yacimiento (P_y , T_y) y al pasar de las condiciones del yacimiento a las condiciones de separación (P_s , T_s), el fluido transita dentro de la región de dos fases, con lo cual se tendrá producción de gas y condensado en la superficie.

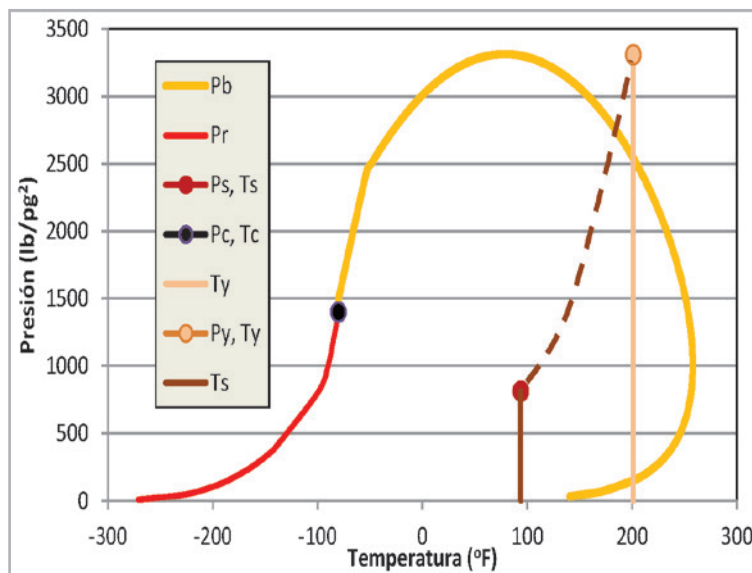


Figura 9. Diagrama de fase del fluido de gas y condensado GC-2.

El comportamiento típico de un yacimiento de gas húmedo denominado GH-1 se muestra en la **Figura 10**, presenta que a las condiciones iniciales del yacimiento (P_y , T_y) el fluido se encuentra en una sola fase en la región de gas, al disminuir

la presión a la temperatura del yacimiento constante en el yacimiento se tendrá una sola fase gaseosa y nunca se entrará en la región de dos fases.

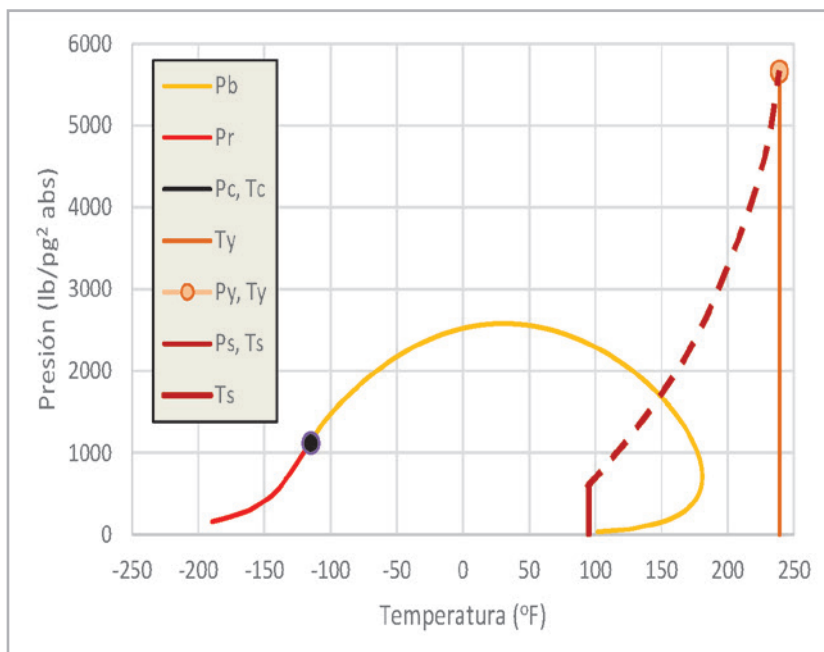


Figura 10. Diagrama de fase del fluido de gas y húmedo GH-1.

Al pasar de las condiciones del yacimiento (P_y , T_y) a las condiciones de separación en superficie entraremos a la región de dos fases y se tendrá producción de gas y condensado en la superficie.

En el diagrama de fase para gas seco del fluido GS-4, **Figura 11**, se tendrá a las condiciones del yacimiento una sola

fase de gas, al bajar la presión desde las condiciones del yacimiento a una temperatura constante se tendrá una sola fase gaseosa dentro del yacimiento, igualmente al disminuir la presión y al pasar de las condiciones del yacimiento a las condiciones de separación en superficie se tendrá siempre una fase gaseosa.

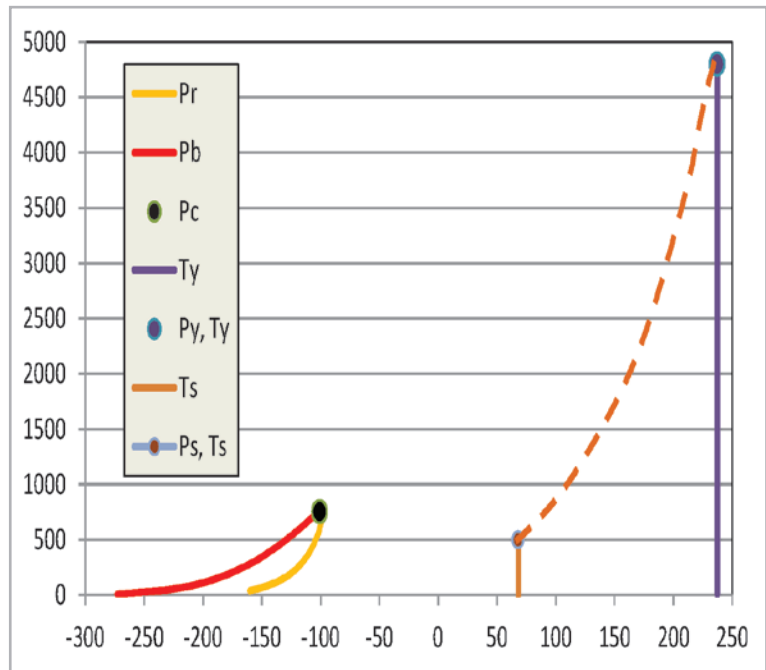


Figura 11. Diagrama de fase del fluido de gas seco GS-4.

En la Figura 12, se tiene el comportamiento del diagrama de fase para los yacimientos de gas y condensado GC-3, GC-8 y GC-13, para el yacimiento de gas húmedo GH-1 y para el yacimiento de gas seco GS-4. Se observa que a medida que aumenta el porcentaje de componentes intermedios y

pesados, el diagrama de fase se amplía y se desplaza hacia la derecha, se puede observar que el diagrama de fase para el GS-4 es muy pequeño, aumenta de tamaño cuando se tiene gas húmedo para el fluido GH-1 y el máximo tamaño es para el GC-13.

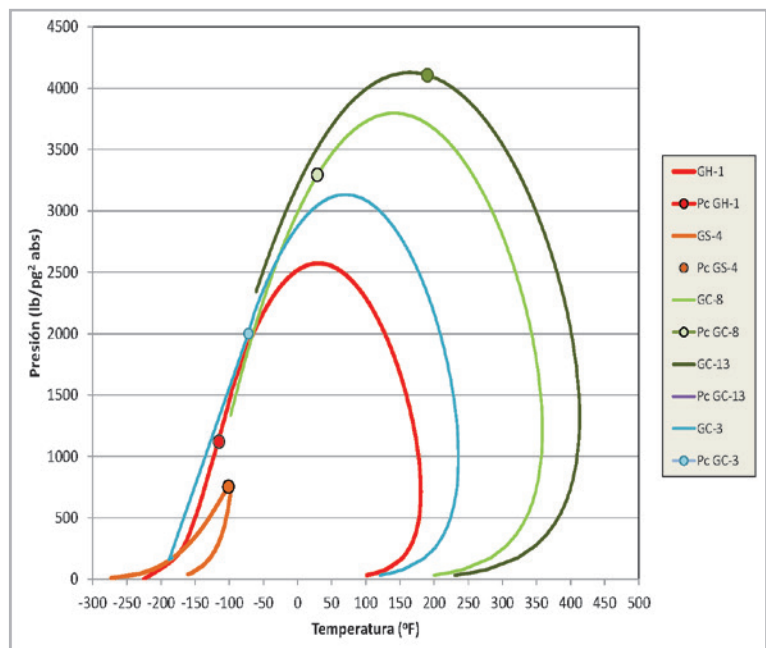


Figura 12. Comportamiento de los diagramas de fase característicos de algunos yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado.

Clasificación propuesta para los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado

Se revisaron los principales criterios para la clasificación de los gases publicados por Craft & Hawkins, McCain, Méndez, Moses y Tarek, y se observó una amplia gama de criterios no unificados. Por lo cual, se propuso una nueva clasificación con base en los campos característicos de México, la cual incluye, además de los criterios de clasificación comunes, como la RGC y la densidad del condensado, las fracciones C_1 y C_{7+} . Adicionalmente, calculó el diagrama de fase con la ecuación de estado para los fluidos más representativos,

como se comentó anteriormente, y se verificó que tanto para los yacimientos de gas húmedo y de gas y condensado se tuvieran las condiciones de separación dentro de la zona de dos fases.

Los **Tablas 2, 3 y 4**, presentan los criterios de clasificación de McCain, Méndez, Moses, y Tarek, y los criterios propuestos en este trabajo (León, 2018), se puede observar que se tiene un rango de valores más consistentes, incluyendo valores como la fracción C_1 y C_{7+} , lo cual hace los criterios más robustos.

Gas y Condensado					
Autor	McCain	Méndez	Moses	Tarek	Este trabajo
RGA (p^3/bl)	3,300- 50,000	3,088 - 112,292	3,000 - 150,000	8,000 - 70,000	3,088 - 112,292
RGA (m^3/m^3)	587 - 8,905	500 - 10,000	534 - 26,716	1,424 - 4,922	550 - 20,000
Densidad relativa ($^{\circ}API$)	40 - 60	45 - 57	40 - 60	> 50	40 - 65
Componente C_1 (% mol)					64.0 - 90.0
Componentes $C_2 - C_6$ (% mol)					8.0 - 22.0
Componente C_{7+} (% mol)	< 12.5		< 12.5	< 12.5	1.0 - 12.5

Tabla 2. Criterios de clasificación para los yacimientos de gas y condensado.

Gas Húmedo					
Autor	McCain	Méndez	Moses	Tarek	Este trabajo
RGA (p^3/bl)	> 50,000	56,146 - 112,292	> 150,000	60,000 - 100,000	112,292 - 224,584
RGA (m^3/m^3)	> 8,905	10,000 - 20,000	> 26716	10 , 686 - 17,810	20,000 - 40,000
Densidad relativa ($^{\circ}API$)		> 45		> 60	50 - 65
Componente C_1 (% mol)					88.0 - 97.0
Componentes $C_2 - C_6$ (% mol)					2.0 - 8.0
Componente C_{7+} (% mol)					0.0 - 1.0

Tabla 3. Criterios de clasificación para los yacimientos de gas húmedo.

Gas Seco					
Autor	McCain	Méndez	Moses	Tarek	Este trabajo
RGA (p^3/bl)		> 112,292		> 100,000	> 224,584
RGA (m^3/m^3)		> 20,000		> 17,810	> 40,000
Densidad relativa ($^{\circ}API$)					
Componente C_1 (% mol)					88.0 - 98.0
Componentes $C_2 - C_6$ (% mol)					0.3 - 8.0
Componente C_{7+} (% mol)					0.0

Tabla 4. Criterios de clasificación para los yacimientos de gas seco.

Dentro de los parámetros más importantes para la clasificación de los yacimientos de gas y condensado es la RGC para cual se propone un rango entre 550 y 20,000 m^3/m^3 , para la densidad del condensado entre 40 y 65 $^\circ\text{API}$, para la fracción C_1 entre 64 a 90 % mol y para la fracción C_{7+} entre 1 a 12.5 % mol. Para el contenido de intermedios $\text{C}_2 - \text{C}_6$ se observó un rango entre 8.0 a 22.0 % mol.

Para los yacimientos de gas húmedo, la RGC debe de estar entre 20,000 y 40,000 m^3/m^3 , la densidad del condensado entre 50 y 65 $^\circ\text{API}$, el contenido de C_1 entre 88.0 y 97.0 % mol y el contenido de C_{7+} entre 0 y 1 % mol. Es importante comentar que el contenido de intermedios $\text{C}_2 - \text{C}_6$ debe estar entre 2.0 a 3.0 % mol.

Para los yacimientos de gas seco la RGC debe de ser mayor de 40,000 m^3/m^3 , el contenido de C_1 debe de estar entre 88.0 a 98.0 % mol, el contenido de intermedios $\text{C}_2 - \text{C}_6$ entre 0.3 a 2.0 % mol; en cuanto al contenido de C_{7+} su valor es 0 % mol.

Se observa una buena tendencia entre el contenido de las fracciones $\text{C}_2 - \text{C}_6$ con la RGC como se observa en la **Figura 13**; a medida que disminuye la fracción $\text{C}_2 - \text{C}_6$ la RGC tiende a aumentar. Con respecto a la variación de la densidad del condensado en $^\circ\text{API}$ contra el peso molecular del fluido original, **Figura 14**, también se observa que a medida que disminuye el peso molecular promedio, la densidad del condensado en $^\circ\text{API}$ tiende a aumentar.

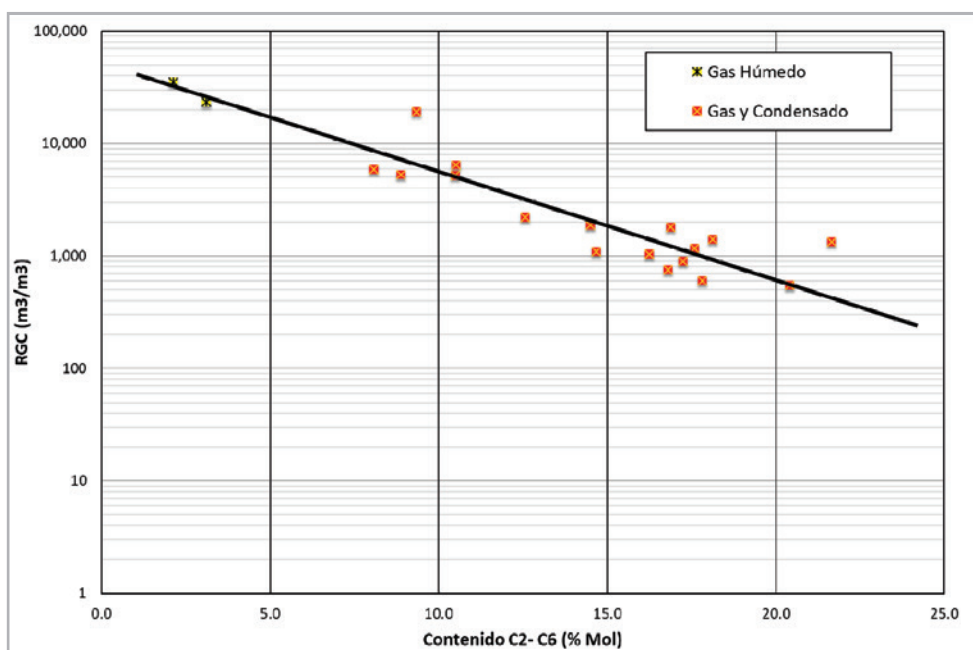


Figura 13. Comportamiento de la fracción $\text{C}_2\text{-C}_6$ con la relación gas - condensado para los yacimientos de gas húmedo y gas y condensado.

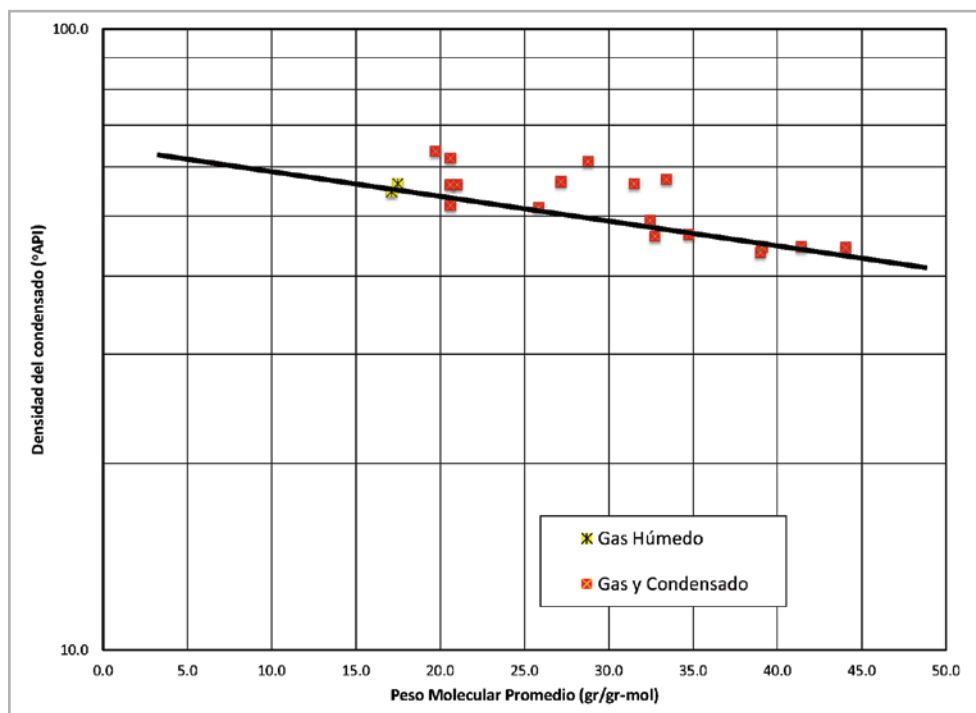


Figura 14. Comportamiento del peso molecular promedio con la densidad del condensado para los yacimientos de gas húmedo y gas y condensado.

Recuperación de las muestras de fluidos en la superficie para análisis PVT

La obtención de muestras PVT consistentes en los yacimientos de gas y condensado, es de vital importancia para determinar los volúmenes originales de gas y de condensado y poder realizar pronósticos adecuados para obtener las reservas de gas y de condensado. La obtención de muestras representativas en los yacimientos de gas y condensado radica en realizar una toma de muestras en condiciones de flujo estabilizadas, esto significa que el gasto de condensado, el gasto de gas, la relación gas-condensado y la presión de fondo fluuyente deben de estar estabilizadas.

Cuando los fluidos se encuentran estabilizados, la saturación y la composición en la vecindad del pozo no cambian (Moses, 1976), una vez que el pozo se encuentre estabilizado se deben de tomar las muestras de gas y condensado en el separador para realizar el recombinado y efectuar el análisis PVT en el laboratorio.

Para el caso de los yacimientos de gas húmedo se deben de tomar muestras en el separador de gas y de condensado a condiciones de flujo estabilizado para realizar un recombinado y el análisis PVT en el laboratorio, es muy importante que en el experimento PVT se determine la composición original del fluido, se realice el experimento de expansión a composición constante y se reproduzca el experimento de separación en etapas para asegurar la calidad del análisis PVT.

En cuanto a los yacimientos de gas seco, estos van a mantener su composición constante a lo largo de su vida productiva, por lo cual, se recomienda tomar muestras del fluido original a cabeza de pozo lo más temprano en su vida productiva para determinar su composición original y en su caso, si tienen presente agua de evaporación poder cuantificarla y evaluar su efecto en los pronósticos de producción.

Determinación del volumen original y reservas en los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado

El propósito fundamental de los estudios de ingeniería de yacimientos para los yacimientos de GS, GH y GC, es definir el volumen original de hidrocarburos, tanto de gas como de condensado, calcular el factor de recuperación de gas y de condensado, y efectuar los pronósticos de producción considerando diferentes alternativas de explotación para maximizar los factores de recuperación de gas y de condensado.

Para definir el cálculo del volumen original y las reservas de hidrocarburos, se deben considerar los siguientes métodos diferentes:

- 1) Volumétrico,
- 2) Balance de materia,

- 3) Métodos analíticos, (declinación, tiempo de balance de materia),
- 4) Simulación numérica de yacimientos.

Cada uno de estos métodos se aplica a diferentes etapas de la vida del yacimiento, dependiendo del volumen y de la calidad de la información obtenida, sin embargo, es muy importante considerar inicialmente el volumen original de gas y de condensado en el yacimiento.

Una vez que se tienen valores inicialmente consistentes se pueden aplicar con más confianza técnicas más sofisticadas con el fin de obtener resultados más confiables que permitan explotar de manera óptima los yacimientos.

Para los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco, se utiliza la ecuación clásica para estimar el volumen original por métodos volumétricos, la cual es la siguiente:

$$G_{gc} = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad \dots(3)$$

Donde:

A=Área del yacimiento (km², p²)

h= Espesor neto (m,p)

f= Porosidad (%)

Swi= Saturación de agua inicial (%)

Bgi=Factor de volumen del gas (m³/m³, p³/p³)

G_{gc}=Volumen original de gas y condensado.

Para los yacimientos de GC y GH, la ecuación anterior se utiliza para determinar el volumen de gas y de condensado en el yacimiento como una sola fase gaseosa, sin embargo, en este tipo de yacimientos, al producir el fluido del yacimiento a la superficie se obtiene tanto gas como condensado, por lo cual se deben de estimar los volúmenes originales de gas y condensado en el yacimiento a condiciones estándar.

Para calcular el factor de recuperación de gas y de condensado y cuantificar las reservas de gas y de condensado a recuperar en superficie, la ecuación (3) se debe afectar por el flujo molar de gas, el cual se define como:

$$f_g = \frac{n_g}{n_{gc}} \quad \dots(4)$$

Donde:

f_g =flujo molar de gas

n_g =moles de gas

n_{gc} =moles de condensado

Por lo cual, el volumen de gas original en el yacimiento medido a condiciones estándar, queda de la siguiente forma:

$$G_g = G_{gc} f_g \quad \dots(5)$$

El volumen original de condensado medido a condiciones estándar se calcula con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{G}{RGC} \quad \dots(6)$$

Donde:

C=Volumen original de condensado en el yacimiento medido a condiciones estándar (mmbbls, mmm³).

G=Volumen original de gas y de condensado medido a condiciones estándar (mmmpc, mmm³).

RGC=Relación gas-condensado (p³/bl, m³/m³).

Existen numerosas fuentes bibliográficas en las cuales se hacen demostraciones y aplicaciones de las ecuaciones anteriores como las referencias 1 y 6, por que en este estudio enfocaremos la discusión hacia los yacimientos de gas húmedo en los cuales no se aplica de manera consistente esta metodología. Se utilizó información del fluido GH-1, en la cual se obtiene un rendimiento de 5 bls de condensado por millón de p³ producido como se muestra en la **Tabla 1**, es importante comentar que el rendimiento de los yacimientos de gas húmedo permanece constante durante toda su vida productiva. Tomando la información del fluido GH-1 de la Tabla 1, se obtuvo la presión inicial del

yacimiento de 398 kg/cm² y la temperatura del yacimiento de 115 °C, la relación gas-condensado a condiciones estabilizadas fue de 35,479 m³/m³, y la densidad del condensado fue de 54.7 °API. El volumen original de gas y condensado estimado volumétricamente a las condiciones de yacimiento fue de 1.940 mmmp³ @ c.y.

Se utilizó el factor de volumen de gas inicial estimado mediante la ecuación de estado Peng-Robinson de 0.003790 p³/p³ y se obtuvo un volumen original de gas y condensado de 512 mmmp³ @ c.e.

El flujo molar de gas calculado fue de 0.996 (mol/mol), por lo cual, el volumen de original de gas en el yacimiento es de 510.1 mmmp³ @ c.e y el volumen original del condensado en el yacimiento es de 2.560 mmbls @ c.e. Lo que resalta la importancia de tomar en cuenta el volumen de condensado en el yacimiento para estimar la reserva de condensado a recuperar y considerarlo dentro de los pronósticos de producción, ya que muchas veces éste no es cuantificado.

Para yacimientos volumétricos de gas húmedo es posible obtener factores de recuperación del 90 % como es el caso del yacimiento GH-1, aplicando las ecuaciones para el cálculo del factor de recuperación y considerando una presión de abandono de 35 kg/cm²; se obtendría una reserva de gas de 459 mmmp³ @ c.e., y una reserva de condensado de 2.31 mmbls.

Conclusiones y recomendaciones

1.- Se revisó la información PVT de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado con la finalidad de establecer los límites entre estos yacimientos, estos fueron acotados con precisión utilizando los diagramas de fase, para establecer; en el caso de los yacimientos de gas y condensado si se entraba a la región de dos fases a la temperatura del yacimiento y para los yacimientos de gas húmedo que a la temperatura del yacimiento no se entrara al diagrama de fases, y que ambos a las condiciones de separación estuvieran dentro del diagrama de fases.

2.- Los criterios de clasificación propuestos para los yacimientos de gas y condensado establecen que la RGC debe de estar en un rango entre 550 y 20,000 m³/m³, para la densidad del condensado entre 40 y 65 °API, para la fracción C₁ entre 64 a 90 % mol, la fracción C₇₊ entre 1 a 12.5 % mol y para el contenido de intermedios C₂ - C₆ entre 8.0 y 22.0 % mol.

3.- Los criterios propuestos para los yacimientos de gas húmedo definen que la RGC debe de estar entre 20,000 y 40,000 m³/m³, la densidad del condensado entre 50 y 65 °API, el contenido de C₁ entre 88.0 y 97.0 % mol y el contenido de C₇₊ entre 0 y 1 % mol. Es importante comentar que el contenido de intermedios C₂ - C₆ debe estar entre 2.0 y 3.0 % mol.

4.- En cuanto a los yacimientos de gas seco se propone que la RGC debe de ser mayor de 40,000 m³/m³, el contenido de C₁ debe de estar entre 88.0 a 98.0 % mol, el contenido de intermedios C₂ - C₆ entre 0.3 a 2.0 % mol; en cuanto al contenido de C₇₊ éste es de 0 % mol.

5.- Se observó una excelente correlación entre la fracción C₇₊ y la relación gas - condensado, tanto para los yacimientos de gas húmedo como para los yacimientos de gas y condensado, por lo cual se propuso una ecuación para definir su comportamiento.

6.- Se observó bastante dispersión en el comportamiento de la fracción C₁ con la relación gas-condensado, por lo cual no se pudo generar ninguna correlación apropiada.

7.- Se resalta la importancia de poder calcular el volumen original de gas y condensado en los yacimientos de gas húmedo, con objeto de poder definir su comportamiento y el cálculo de las reservas de gas y de condensado, ya que los condensados producidos tienen un alto valor comercial.

Referencias

- 1.- Craft, B. C. y Hawkins, M. F. 2002. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall.
- 2.- Maldonado Alonso, R., León García, A. y Gallardo Ferrera, H. E. 2016. Determinación del Gradiente Composicional en Yacimientos de Gas y Condensado Mediante Una Ecuación de Estado. *Ingeniería Petrolera* **56** (8): 429-443.
- 3.- McCain, W. D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
- 4.- Méndez L., T. y Teyssier S., J. 1979. Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* **11** (4): 21-33.
- 5.- Moses, L. P. 1986. Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems. *J Pet Technol* **38** (7): 715-723. SPE-15835-PA. <https://doi.org/10.2118/15835-PA>
- 6.- 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.
- 7.- Rojas, G. 2003. *Ingeniería de Yacimientos de Gas y Condensado*. Puerto la Cruz, Venezuela: G. Rojas.

- 8.- Tarek, A. 2007. *Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- 9.- Whitson, C. H. y Brule M. R. 2000. *Phase Behavior*, Vol. 20. Richardson Texas: Monograph Series, SPE.

Semblanza de los autores

Alfredo León García

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

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

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

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

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

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

Eder Eduardo Galván Serralde

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Se encuentra actualmente laborando en Grupo R Petróleo y Gas, empresa donde ha laborado en diferentes departamentos, Perforación, Terminación de pozos e Ingeniería de yacimientos. A la fecha es Coordinador del Departamento de desarrollo de campos.

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 dirigido el Laboratorio de Rocas Fracturadas de la División de Estudios de Posgrado y participa en la Sección de Ingeniería Petrolera de la misma facultad.

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 escrito casi doscientos obras editadas y casi mil artículos especializados. Fue autor del artículo Review and Forecast Paper "New Techniques for The Assesment of Drainage Areas and Reservoir Dyamics" el cual se presentó en el XV Congreso de Petróleo en Pekín, China.

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 Nacional de Ingeniería, por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México; 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.