

Correlaciones para estimar propiedades clave para yacimientos de gas y condensado a partir de la relación gas condensado

Jorge Enrique Paredes Enciso
Pemex E&P
jorge.enrique.paredes@pemex.com

Rafael Pérez Herrera
Pemex E&P
rafael.perez@pemex.com

Luis Manuel Perera Pérez
Pemex E&P
luis.manuel.perera@pemex.com

Carlos Javier Larez Campos
Schlumberger
ccampos3@slb.com

Información del artículo: recibido: enero de 2015-aceptado: junio de 2015

Resumen

Un parámetro clave cuando un yacimiento de hidrocarburos es descubierto, es conocer el tipo de fluido presente, así como sus principales características fisicoquímicas. En la mayoría de los casos, disponer de un análisis PVT, de donde se puedan obtener estos parámetros, puede llevar varios meses, con lo que se limita el enfoque de los estudios del yacimiento que se puedan realizar en este periodo.

El único parámetro que se puede medir casi de inmediato después que el pozo es terminado, son las mediciones convencionales de producción. En algunos casos se puede incluso disponer de estos valores antes de terminar el pozo utilizando pruebas o equipos de medición denominados DST (Drill Stem Test, siglas en inglés), durante parte de la etapa de perforación.

Es importante obtener valores preliminares de propiedades tales como: porcentaje molar de heptanos y más pesados (%mol C_{7+}), peso molecular del fluido original (MW), máxima condensación retrograda (MCR), factor de compresibilidad del gas Z (Factor-Z) a la presión de rocío (Pd) y la presión de rocío para los yacimientos de gas condensado. La mayoría de estas propiedades son de suma importancia en la explotación de los yacimientos de gas condensado; su disponibilidad temprana permitirá efectuar estudios de yacimientos que garantice una explotación eficiente y maximicen la recuperación final de los líquidos presentes en el mismo.

Las condiciones operacionales dificultan disponer de análisis PVT al inicio de la producción de los yacimientos y es en estos casos donde las correlaciones PVT funcionan como herramientas importantes para los cálculos convencionales de desempeño de los yacimientos. Este trabajo propone una serie de correlaciones, obtenidas del estudio de varios análisis PVT de yacimientos principalmente de México y otras regiones de Latinoamérica, para estimar %mol C_{7+} , MW, MCR, Factor-Z y Pd; partiendo de las mediciones de la relación gas condensado (RGC) en campo durante la etapa inicial de desarrollo. Estas ecuaciones empíricas deberían ser válidas para cualquier yacimiento de gas condensado, aunque se recomienda que las propiedades estén en el rango propuesto.

Palabras clave: Correlaciones, propiedades, gas y condensado, yacimientos.

Correlations to estimate key gas condensate properties through field measurement of gas condensate ratio

Abstract

When a hydrocarbon reservoir is discovered it is important to know the type of fluids that are present as well as their main physicochemical characteristics, this is normally obtained by performing a PVT analysis to a representative fluid sample of the reservoir. In most cases, having a PVT analysis can take several months, which limits the number and type of reservoir studies that can be carried out during this period.

The only parameters that can be measured almost immediately after a well is completed, are conventional production measurements. In some cases this production measurement can be obtained before completing the well by using special testing or measuring equipment such as a DST (Drill Stem Test, acronym in English).

It is important to obtain preliminary values of properties such as: molar percentage of heptane and heavier components (% mole of C7+), molecular weight of the original fluid (MW), maximum retrograde condensation (MRC) and dew point pressure (Pd). Most of these properties are very important for exploitation of gas condensate reservoir and their early early availability will allow engineers to carry out reservoir studies that will ensure an efficient exploitation and maximize the final recovery of the liquids present in the reservoir.

This work proposes a series of correlations, obtained from analyses of several PVT studies collected mainly from reservoirs of Mexico and other regions of Latin America. These correlations can be used to estimate reservoir properties for gas condensate such as: % mole of C7+, MW, MRC, Pd and Z-factor at Pd.

The only parameter needed to use these correlations is the value of the gas condensate ratio (GCR) of the fluid during the early stage of production. These empirical equations should be valid for any gas condensate reservoir; although a range of usability is proposed for a better performance of the correlations.

Keywords: Correlations, PVT properties, gas condensate, reservoirs.

Introducción

Los fluidos presentes en un yacimiento petrolífero son el resultado de una serie de cambios termodinámicos que con el tiempo ha sufrido la mezcla original de hidrocarburos, como son los cambios de presión y temperatura en su trayectoria desde la roca almacenadora hasta la superficie. Al aumentar las profundidades de las acumulaciones de hidrocarburos, se incrementa la presión y temperatura del yacimiento, influyendo en la relación de componentes ligeros y pesados que contiene.

En términos generales, el contenido de componentes ligeros en una mezcla de hidrocarburos se incrementa con la temperatura y profundidad, dando como resultado los yacimientos en fase líquida cerca del punto crítico o en fase gaseosa, dentro de los cuales encontramos los yacimientos de gas condensado. La temperatura en este tipo de yacimientos se encuentra entre la temperatura crítica

y la cricondenterma en su envolvente de fases presión-temperatura. El punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la curva de puntos de burbuja.

Los fluidos de los yacimientos de gas y condensado que penetran al pozo en su camino hasta los tanques de almacenamiento, sufren una fuerte reducción tanto en presión como en temperatura, y entran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas condensado que varían, aproximadamente, entre los 600 y 10,000 m³/m³.

El líquido recuperable es en general de coloración ligera y presenta densidades que varían entre 0.80 y 0.75 gr/cm³.

Debido a la importancia de conocer tempranamente parámetros clave como la presión de rocío en los yacimientos de gas condensado, es necesario disponer a la

brevidad de un análisis PVT. Las condiciones operacionales y requerimientos de producción en la mayoría de los casos impide efectuar esta tarea, y por lo tanto, es necesario recurrir a correlaciones empíricas para estimar estos valores y efectuar así los análisis necesarios para optimizar la explotación de los yacimientos de gas condensado.

Las correlaciones PVT son herramientas importantes para poder realizar cálculos y análisis de yacimientos cuando existe poca información. Las primeras correlaciones fueron publicadas por Standing¹ en 1947, logrando utilizar valores conocidos de temperatura y RGA para obtener la presión de burbuja y factor volumétrico de los yacimientos. Posterior a Standing, varios autores (Glaser² 1980, Sutton and Farshad³ en 1984), desarrollaron conjunto de ecuaciones que facilitan conocer parámetros críticos a la hora de efectuar análisis de yacimientos, tales como balance de materia, análisis nodales y simulación numérica de yacimientos. Las correlaciones PVT pueden provenir en forma de ecuaciones empíricas, soluciones gráficas o en algunos casos de ambas formas.

Los fluidos presentes en los yacimientos petrolíferos pueden clasificarse en aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Cada uno de estos fluidos posee características y propiedades únicas, gobernadas por fenómenos termodinámicos, lo que dificulta que una sola ecuación pueda reproducir el comportamiento termodinámico de los mismos. En el caso de este trabajo, se enfocó en obtener ecuaciones

para describir el comportamiento de algunas propiedades de los yacimientos de gas condensado. La necesidad de conocer lo más pronto posible las propiedades de estos yacimientos, como presión de rocío y MCR, los convierte en un foco de análisis a nivel mundial.

En este trabajo se presentan un conjunto de correlaciones empíricas obtenidas del análisis de muestras de fluidos para diferentes campos de gas y condensado, principalmente de México y otras regiones de Latinoamérica; sin embargo, pueden ser aplicadas a cualquier yacimiento de gas condensado del mundo, cuyas características queden dentro del rango de los datos utilizados en este estudio.

De igual manera se comparan los resultados obtenidos con las correlaciones propuestas con otras encontradas en la literatura donde se presenta un análisis del error y se compara el grado de precisión de las mismas.

Desarrollo de las correlaciones

Se dispuso de más de 100 análisis PVT correspondientes exclusivamente a yacimientos de gas y condensado, proveniente de 41 campos. Cada uno de estos análisis PVT fue sometido a un proceso previo de validación utilizando las técnicas de balance molar propuestas por Bashbush⁴, Whitson⁵ y Hoffmann Crump⁶ para garantizar la consistencia de su composición y descartar aquellos con información poco confiable. Los rangos para cada una de estas variables, así como su distribución estadística se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Estadística descriptiva de las propiedades analizadas.

Variable	Promedio	Mínimo	Máximo	Desv. Estándar
Temperatura yacimiento (°C)	131.6	87.0	186.9	29.9
Presión de Rocío (Kg/cm ²)	361.95	202.5	537.8	70.87
MW (g/gmol)	32.28	20.23	45.09	7.10
RGC (m ³ /m ³)	2,619	598	12,199	2,759
C ₇₊ (% mol)	6.52	1.17	12.98	3.27
Factor-Z (Adim)	1.049	0.814	1.322	0.113
MCR (%)	18.81	1.07	38.50	10.80

La mayoría de los modelos estadísticos utilizados para el desarrollo de las correlaciones son no-lineales. Para la construcción de estas soluciones, se utilizó el

software MatLab™. Los rangos mostrados en la **Tabla 1**, especialmente la temperatura del yacimiento y la relación gas condensado, pueden utilizarse para garantizar la

confiabilidad de las ecuaciones propuestas en yacimientos dentro de estos rangos.

Para cada uno de los PVT recolectados y posterior a su validación se creó una base de datos con los principales parámetros y propiedades clave de un yacimiento de gas y condensado. En trabajos publicados anteriormente^{7,8} se

explica la relación que puede existir entre la saturación máxima de líquido retrógrado, el peso molecular promedio, el porcentaje molar del C₇₊ y la relación gas condensado. Partiendo de esto, se comenzaron a correlacionar estos parámetros con la relación gas condensado, logrando establecer inicialmente tres correlaciones.

Correlación para calcular el % mol de C₇₊

Se propone la siguiente ecuación empírica para calcular el % mol de C₇₊ de una muestra de fluidos, conociendo sólo su RGC (m³/m³) con mediciones de campo:

$$\% \text{ mol } C_{7+} = A \cdot (RGC)^B \quad \dots\dots\dots(1)$$

donde:

$$A = 2,258.31297446475$$

$$B = -0.81617090683706$$

En la **Figura 1** se presentan los datos experimentales y la curva representada por la ecuación propuesta. La correlación es confiable para un rango de aplicación entre los 600 y 8,000 m³/m³.

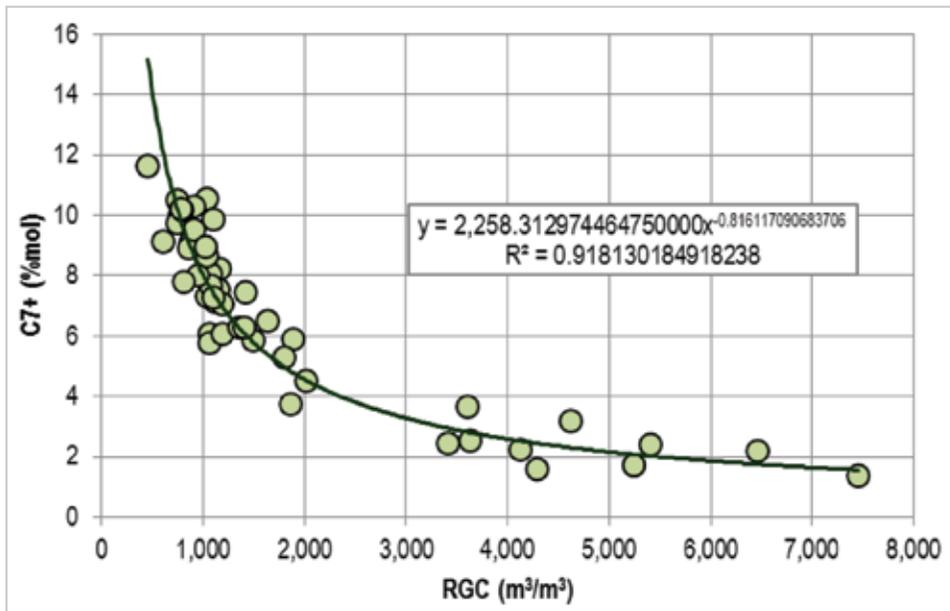


Figura 1. Datos experimentales % mol C₇₊ y curva de ajuste.

Correlación para estimar el MW (g/gmol)

La siguiente ecuación empírica se puede utilizar para estimar el MW a partir de la medición de la RGC en m³/m³:

$$MW = A \cdot (RGC^B) \dots\dots\dots(2)$$

donde:

$$A = 687.1830018707650$$

$$B = -0.429370789691255$$

En la **Figura 2** se presentan los datos experimentales y la curva representada por la ecuación propuesta. De igual forma se puede aplicar de manera confiable en el mismo rango que en la correlación anterior.

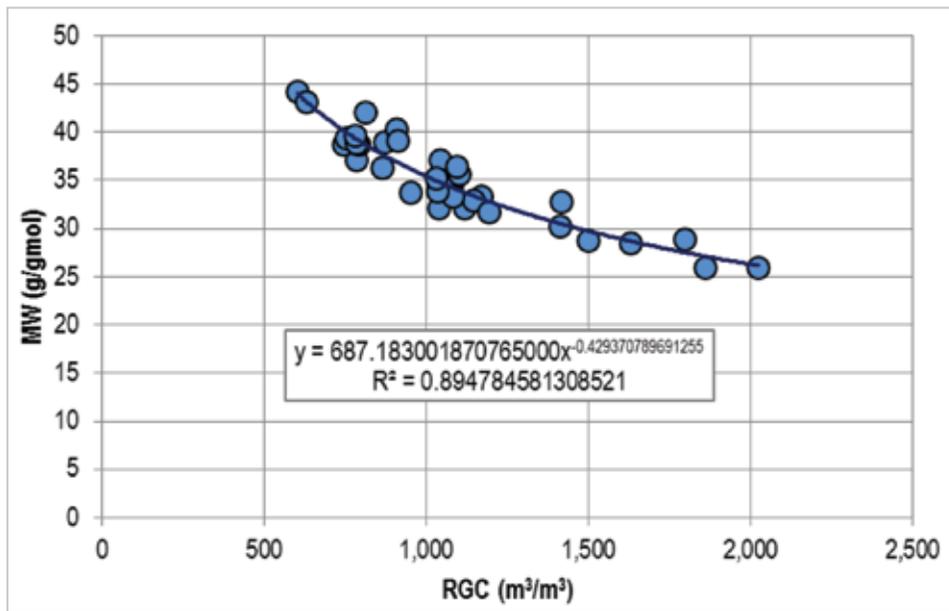


Figura 2. Datos experimentales de MW y curva de ajuste.

Correlación para calcular la MCR (%)

Durante el desarrollo de esta correlación no se logró obtener una ecuación empírica que satisficiera adecuadamente de forma directa una estimación de la MCR a partir de la RGC.

Lo anterior debido a que por debajo de valores de RGC de 1,200 m³/m³ y acercándose a la región de crítica (punto crítico), comienza un comportamiento que está regido por la composición molar de las fracciones pesadas. Con base a lo anterior se propone una ecuación empírica para estimar la MCR en función del % mol del C₇₊:

$$MCR = (A \cdot C_{7+}) - B \dots\dots\dots(3)$$

donde:

$$A = 2.921696607928510$$

$$B = 2.640466985198960$$

En la **Figura 3** se presentan los datos experimentales y la curva representada por la ecuación propuesta. El valor del % mol del C7+ puede ser obtenido de la Ecuación 1, respetando el mismo rango de aplicación.

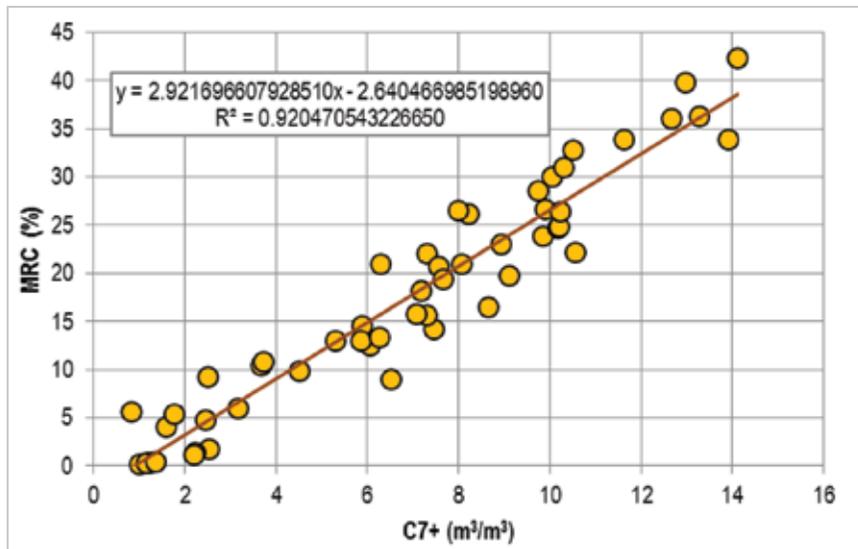


Figura 3. Datos experimentales de MRC y curva de ajuste.

Nomograma: de manera complementaria, las tres ecuaciones empíricas presentadas anteriormente se agruparon para formar un nomograma, **Figura 4**. Esta solución gráfica permite

de manera rápida y precisa, estimar % mol C₇₊, MW y MCR, sin necesidad de efectuar cálculos complejos, lo cual es de mucha utilidad para los ingenieros de campo.

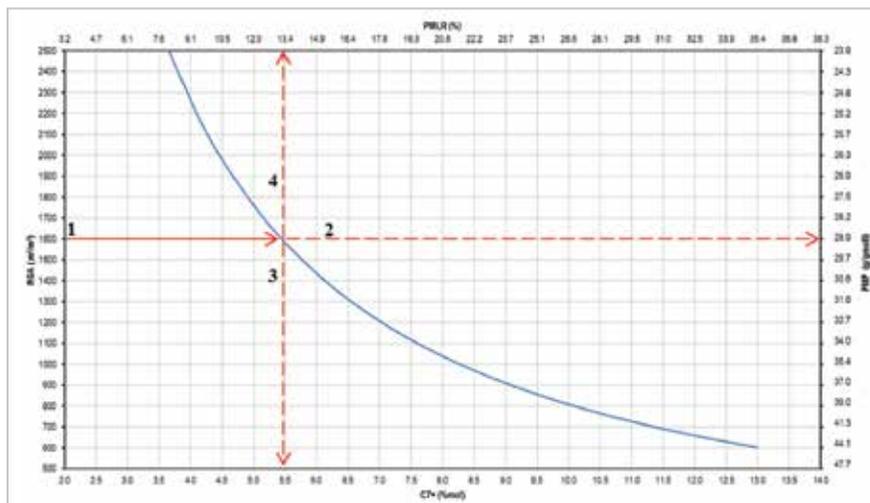


Figura 4. Nomograma para el cálculo de MCR, MW y % mol C₇₊ a partir de valores de la RGC.

Por último, se procedió a desarrollar una correlación para estimar la presión de rocío, ya que al aplicar correlaciones publicadas anteriormente se observaban fuertes variaciones y sólo eran confiables para un rango en específico, lo cual puede estar asociado a la muestra utilizada para el desarrollo de las mismas. Para este caso se analizaron diferentes parámetros que tuvieran una correlación con la

presión de rocío, siendo el Factor Z a la presión de rocío la variable que puede correlacionarla.

El Factor Z es un parámetro que se obtiene a partir de un estudio PVT de laboratorio, que indica la razón del volumen molar de un gas real con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión.

Correlación para calcular el Factor-Z de gas a la presión de rocío (Adim)

Para estimar el valor del Factor Z a la presión de rocío se propone una correlación empírica que está en función del % mol del C_{7+} y del MW:

$$e^Z = [A + B \cdot \ln(MW) + C \cdot \ln(C_{7+}) + D \cdot (\ln(MW) \cdot \ln(C_{7+})) + E \cdot (\ln(MW))^2] \cdot \ln(C_{7+}) \quad \text{.....(4)}$$

donde:

$$A = -89.543548$$

$$B = 34.620795$$

$$C = 29.186098$$

$$D = -16.777186$$

$$E = 7.2393271$$

En la **Figura 5** se presentan los datos experimentales y la curva representada por la ecuación propuesta. Los valores del % mol del C_{7+} y del MW se pueden estimar a partir de las Ecuaciones 1 y 2.

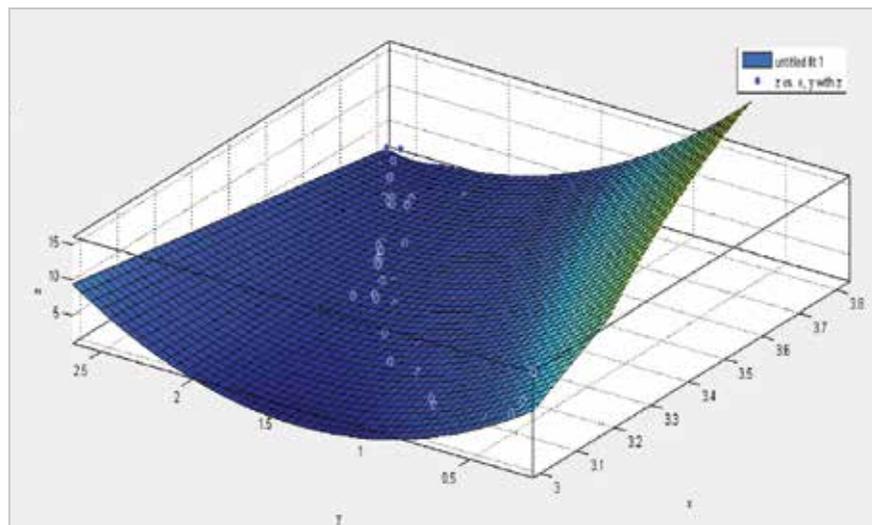


Figura 5. Superficie de ajuste para los datos de factor de compresibilidad del gas, (Factor-Z) a la presión de rocío.

Correlación para calcular el Factor-Z de gas a la presión de rocío (Adim)

Se propone la siguiente ecuación empírica para calcular la presión de rocío en kg/cm² de una muestra de fluidos, conociendo su Factor-Z a la presión de rocío, la cual puede calcularse utilizando la Ecuación 5:

$$\ln(P_d) = A \cdot (e^Z)^2 + B \cdot e^Z + C \quad \dots\dots\dots(5)$$

donde:

$$A = -0.27522065593$$

$$B = 2.121956466266$$

$$C = 2.129009818$$

En la **Figura 6** se presentan los datos experimentales y la curva representada por la ecuación propuesta.

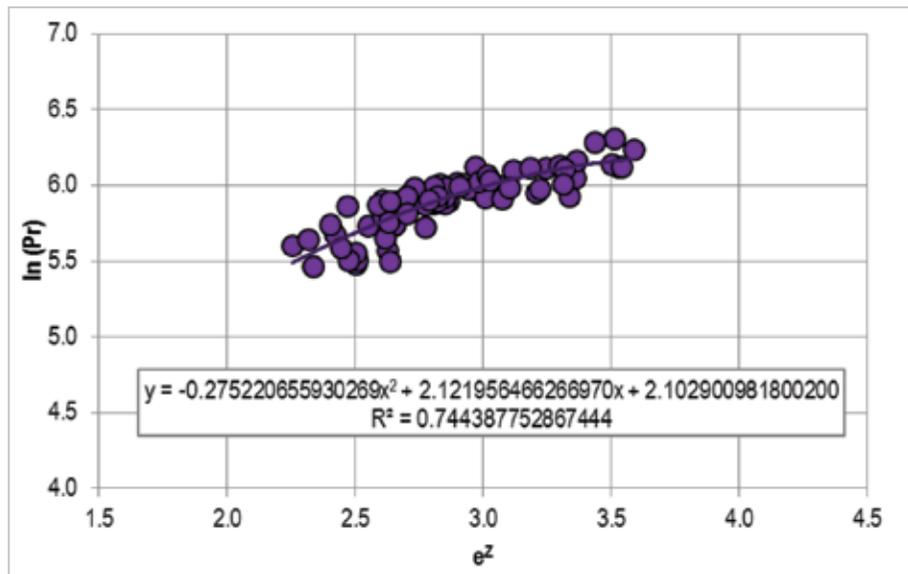


Figura 6. Superficie de ajuste para los datos de factor de compresibilidad del gas, (Factor-Z) a la presión de rocío.

Para analizar la robustez de la correlación propuesta para estimar la presión de rocío se efectuó una comparación con otras correlaciones previamente publicadas. Se utilizaron las correlaciones propuestas por Marrufo⁹ y Ovalle¹⁰. Como se puede apreciar en la **Figura 7**, los resultados muestran

que la correlación propuesta en este trabajo, para la presión de rocío, tiene un error menor al 10% en el 90% de los datos donde fue aplicada; a diferencia de las correlaciones de control, donde se obtuvieron errores mayores al 20% en aproximadamente 50% del mismo conjunto de datos.

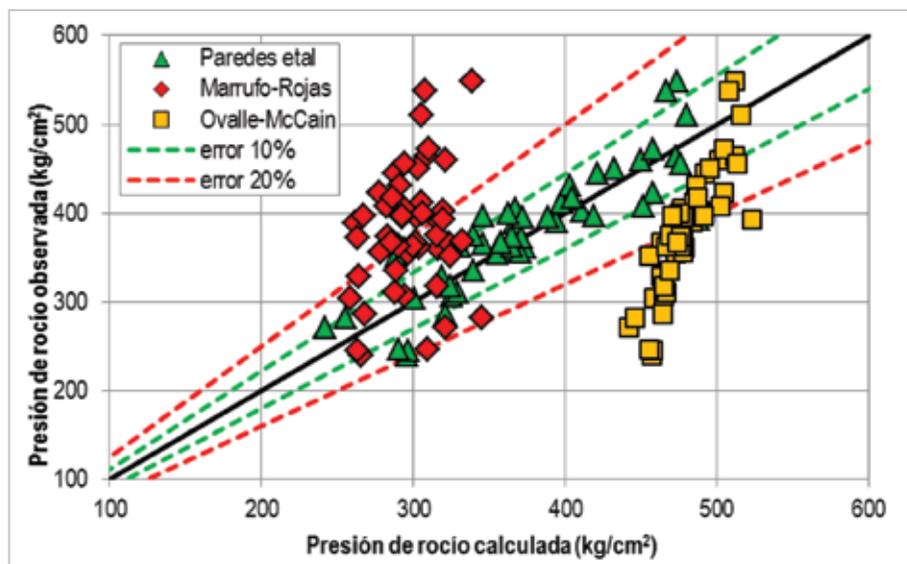


Figura 7. Comparación de los resultados obtenidos al utilizar varias correlaciones para estimar la presión de rocío.

Las correlaciones propuestas pueden utilizarse para estimar de manera rápida, tan sólo conociendo valores de RGC de cualquier pozo exploratorio o de desarrollo, alguna de las propiedades importantes, que normalmente sólo se podrían obtener efectuando un análisis PVT completo a una muestra de fluidos.

Se estableció un rango de aplicabilidad, principalmente para los valores de RGC de la muestra que se vaya a utilizar.

El rango para RGC es de 600 a 8000 m^3/m^3 , en el cual se garantiza el grado de confiabilidad de los resultados obtenidos. Este rango también va de acuerdo a la clasificación de los tipos de yacimientos¹¹, puesto que si un tipo de fluido presenta valores de RGC menores a 600 m^3/m^3 se puede considerar aceite volátil y con valores por encima de 8000 m^3/m^3 se comienza a comportar como un yacimiento de gas húmedo.

Otro punto importante a destacar es la utilización de las mediciones de RGC durante la etapa inicial de explotación del yacimiento y antes de que se alcance la presión de rocío del mismo. Es por esto que se recomienda utilizar la RGC obtenida de una prueba estabilizada del pozo, al inicio de su producción.

Aplicación práctica a dos pozos exploratorios

Las correlaciones propuestas se utilizaron para estimar y comparar los resultados de dos pozos exploratorios recientemente perforados y con un análisis PVT completo. La información de estos pozos no se utilizó para el desarrollo de las correlaciones y por lo tanto se consideraron pozos de control. De las mediciones de campo se conoció que la RGC es de 718 m^3/m^3 para el pozo exploratorio-1 y de 866 m^3/m^3 para el pozo exploratorio-2. La **Tabla 2** presenta los resultados obtenidos.

Tabla 2. Resultados comparativos de las correlaciones aplicadas a los pozos de control.

Exploratorio-1	% Mol C₇₊ (%)	MW (g/gmol)	MLR (%)	Z @ Pr (Adim)	Pd (kg/cm²)
Calculado	10.54	40.81	28.16	1.043	367.9
(Estudio PVT)	10.31	39.08	31.03	1.005	397.0
% Error	2.3	4.4	9.2	3.8	7.3
Exploratorio-2	% Mol C₇₊ (%)	MW (g/gmol)	MLR (%)	Z @ Pr (Adim)	Pd (kg/cm²)
Calculado	9.05	37.66	23.80	1.125	414.9
(Estudio PVT)	8.92	36.25	22.95	1.049	396.0
% Error	1.4	3.9	3.7	7.3	4.8

Para determinar la precisión de las correlaciones propuestas se calculó el % de desviación respecto a las mediciones experimentales. Se puede apreciar claramente que los resultados obtenidos por las correlaciones son muy similares y que en todos los casos existe un error menor al 10%.

Contribuciones técnicas y económicas

El trabajo presentado se desarrolló con la finalidad de estimar parámetros PVT con datos de producción sin contar con un estudio PVT de laboratorio. Los beneficios asociados en el desarrollo del tema se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Contar con parámetros PVT clave para realizar estudios preliminares de yacimientos para campos exploratorios o donde no se cuentan estudios PVT disponibles
- Sólo se requiere un dato de una medición de la relación gas condensado para estimar el %mol de C₇₊, MW del fluido original máxima condensación retrógrada y la presión de rocío.
- Esta información puede ser sustancial para el diseño de toma de información en los pozos

Conclusiones

Una serie de correlaciones para estimar propiedades claves en yacimientos de gas condensados, utilizando la relación gas-condensado, fueron obtenidas del análisis de más de 100 estudios PVT efectuados a yacimientos de gas y condensado principalmente de México y otras regiones de Latinoamérica.

Las propiedades que pueden ser estimadas utilizando las correlaciones propuestas en este estudio son: % mol de C₇₊, MW del fluido original, máxima condensación retrógrada, presión de rocío y Factor-Z del gas a la presión de rocío.

La desviación respecto a los datos experimentales indica que el porcentaje de error es menor el 10% y en algunos casos con una mejor aproximación en los resultados respecto a otras correlaciones publicadas.

La presión de rocío estimada utilizando las correlaciones propuestas se comparó con otras dos correlaciones previamente publicadas, obteniendo resultados bastante satisfactorios, demostrando que la correlación propuesta en este trabajo posee un mayor rango de confiabilidad.

El conjunto de correlaciones propuestas en este trabajo se aplicó exitosamente a dos pozos exploratorios obteniendo un error menor al 10% respecto a los estudios PVT que se efectuaron posteriormente.

Nomenclatura

PVT	Análisis de presión-volumen-temperatura
DST	Drill Stem Test
Pd	Presión de rocío
% mol C ₇₊	Porcentaje mol de los heptanos y más pesados
MW	Peso molecular del fluido de yacimiento
MCR	Máxima condensación retrograda
Factor-Z	Factor de compresibilidad de los gases (Z)
RGC	Relación gas-condensado
RGA	Relación gas-aceite
Adim	Adimensional

Factores de conversión

$$1 \text{ m}^3 = 6.28981 \text{ stb}$$

$$1 \text{ m}^3 = 35.314667 \text{ scf}$$

$$1 \text{ m}^3/\text{m}^3 = 5.614584 \text{ scf/stb}$$

$$1 \text{ kg/cm}^2 = 14.223296 \text{ psi}$$

Parámetros estadísticos

Coefficiente de determinación (R²). Definido por la relación de la suma de cuadrados con respecto a la suma total de cuadrados:

$$R^2 = 1 - \frac{SCE}{SCT} \quad 0 \leq R^2 \leq 1 \quad \dots\dots\dots(A)$$

Error absoluto. Definido como la suma de todos los errores relativos dividido por el número de valores utilizados en el cálculo del error promedio.

$$Ea = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{Obs-Cal}{Obs} * 100 \right| \quad \dots\dots\dots (B)$$

Agradecimientos

A todos los ingenieros de las cuatro Regiones de Pemex E&P y a los laboratorios que facilitaron la información de los estudios PVT, sin su ayuda la generación de este artículo no hubiera sido posible.

Referencias

Bashbush, J.L. 1981. A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and Its Applications. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. SPE-10127-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/10127-MS>.

Hoffmann, A.E., Crump, J.S. y Hocott, C.R. 1953. Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System. J Pet Tech 5 (1): 1-10. SPE-219-G. <http://dx.doi.org/10.2118/219-G>.

Paredes, J.E., Pérez, R. y Larez C.J. 2012. Correlation to Predict and Validate the Maximum Retrograde Condensation in Gas Condensate Reservoirs. Artículo presentado en SPE.

Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-10. SPE-158494-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/158494-MS>.

Standing, M.B. 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases. Drilling and Production Practice API: 275-287. API-47-275.

Standing, M.B. 1962. Oil-System Correlations. En Petroleum Production Handbook, Vol. 2, ed. T.C. Frick, Cap. 19, Richardson, Texas: SPE.

Sutton, R.P. y Farshad, F.F. 1990. Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils. SPE Res Eng 5 (1): 79-86. SPE 13172-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13172-PA>.

Whitson, C.H. y Torp, S.B. 1981. Evaluating Constant Volume Depletion Data. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. SPE-10067-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/10067-MS>.

Semblanza de los autores

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Actualmente trabaja en Pemex como Ingeniero de yacimientos y simulación numérica para el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna. Participa en la iniciativa de la Dirección de PEP: "Excelencia en la creación de valor en la Producción" en el Grupo de Excelencia Técnica.

Ha publicado 21 trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales.

Rafael Pérez Herrera

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. Ingresó a Petróleos Mexicanos el 23 de febrero de 1988 y hasta 2003, trabajó como ingeniero de yacimientos, realizando numerosos estudios de comportamiento primario, recuperación secundaria, simulación numérica, desarrollo de campos y caracterización de fluidos de los campos petroleros de la Región Sur.

De 2004 a 2014, laboró como Líder del Proyecto Delta del Grijalva y Coordinador de Diseño de Proyectos en el Activo de Producción Samaria Luna. A partir de junio de 2014 ocupa el cargo de Administrador del Activo de Producción Bellota Jujo, en la Subdirección de Producción Región Sur.

Ha participado en el desarrollo de más de 40 artículos técnicos presentados en congresos nacionales e internacionales. En abril de 2014, recibió el reconocimiento como Experto Tecnológico Nivel II de Pemex Exploración y Producción, entregado por la Dirección General de Petróleos Mexicanos.

Recibió el Premio Estatal de Ingeniería 2015 en julio de 2015, otorgado por los Colegios de Profesionales de la Ingeniería y Asociaciones del Estado de Tabasco, por trayectoria y destacada labor profesional en la rama de la Ingeniería Petrolera, entregado por el Gobernador Constitucional del Estado de Tabasco.

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

Luis Manuel Perera Pérez

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México con el título de Ingeniero Petrolero en 1995. Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus-Níspero-Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos. Participó en el estudio integral de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, en la Ciudad de Denver Colorado, USA en el año de 1997 y en los años 2000 y 2001 en el estudio integral de los mismos campos en la Ciudad de Tokio Japón.

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en el área de yacimientos en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005. Es coautor y autor de diversos artículos técnicos relacionados al área de ingeniería de yacimientos, presentados en las jornadas técnicas y congresos de la AIPM.

Se ha desempeñado como Líder del área de ingeniería de yacimientos, Líder de productividad de pozos y Líder del proyecto San Manuel del Activo Integral Muspac, Líder del proyecto Integral Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria-Luna de la Región Sur, Líder del proyecto de explotación Jujo-Tecominoacán y actualmente tiene el cargo de Líder del proyecto de explotación Bellota-Chinchorro del Activo de Producción Bellota-Jujo.

Carlos Javier Larez Campos

Ingeniero petrolero graduado de la Universidad Central de Venezuela (UCV) con especialización en gerencia integrada de yacimientos en la UCV. Trabajó en el PDVSA durante el periodo 2001-2003.

Desde el 2006 trabaja en Schlumberger como ingeniero de yacimientos y simulación para la Región Sur de México. Ha publicado varios trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de caracterización de fluidos, ingeniería de yacimientos y simulación numérica.

Miembro activo de la Society of Petroleum Engineer.