

AJUSTE DE UNA ECUACIÓN DE ESTADO CÚBICA (EOS) POR EL MÉTODO DE REGRESIÓN NO LINEAL MÚLTIPLE (MNR) PARA SIMULAR EL COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO Y DE FASES DEL CRUDO PRODUCIDO EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO

Jorge Luis Herrera Ospino¹, Juan Carlos Patiño Pabón², Mario Alvarez Cifuentes³,
Rubén Hernán Castro García⁴, Gustavo Adolfo Maya Toro⁵

RESUMEN

En este trabajo se aplicó una metodología usada por la industria de los hidrocarburos para controlar la calidad y representatividad de los análisis PVT disponibles en el Campo Escuela Colorado a lo largo de su vida productiva. Durante el mismo se realizó una revisión bibliográfica exhaustiva que permitiera calificar los diferentes modelos de EOS, seleccionando así el más apropiado para el modelamiento de los fluidos. Finalmente se realizó el ajuste de la EOS seleccionada, modificando sistemáticamente sus parámetros internos por medio del método de regresión no lineal múltiple (MNR), lo cual posibilita que el modelo prediga de buena manera el equilibrio de fases y el comportamiento volumétrico del fluido de yacimiento.

Palabras clave: calidad, representatividad, ecuación de estado cúbica (EOS), pruebas PVT, regresión no lineal múltiple (MNR), equilibrio de fases, comportamiento volumétrico.

ABSTRACT

In this work was applied a used methodology by the hydrocarbons industry to control the quality and representativeness of the available PVT test in the Colorado School Field during its productive life. The more appropriate EOS for the fluid's modeling was chosen by mean of exhaustive bibliographic review; which permits to collect information about of important characteristics of the models for their qualification. Finally the tuning of the chosen EOS was realized, modifying systematically its internal parameters by mean of multiple nonlinear regressions (MNR), which allows that the model predicts very well the phase equilibrium and the volumetric behavior of the reservoir fluid.

Keywords: quality, representativeness, cubic equation of state (EOS), PVT test, multiple nonlinear regression (MNR), phase equilibrium, volumetric behavior.

1. Ingeniero Químico. Universidad Industrial de Santander. jorgeluising@gmail.com

2. Ingeniero Químico. Universidad Industrial de Santander. juancarlospatino22@hotmail.com

3. Ph.D. Ingeniería Química. Universidad Industrial de Santander. malvarez@uis.edu.co

4. Ingeniero de Yacimientos. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). rubenHe.castro@ecopetrol.com.co

5. Ingeniero de Yacimientos. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).gustavo.maya@ecopetrol.com.co

INTRODUCCIÓN

Los fluidos de yacimiento son mezclas complejas de muchas especies químicas de hidrocarburos, una correcta caracterización de estas sustancias es imprescindible en todas las etapas productivas de un campo petrolero. El análisis PVT, y el uso de ecuaciones de estado para el modelamiento de estos datos, son herramientas fundamentales para determinar las características de producción del campo desde el punto de vista termodinámico, lo cual permite al ingeniero de yacimientos tomar decisiones sobre las mejores estrategias de recobro primario, secundario o mejorado, las condiciones óptimas de las facilidades de superficie, la reactivación de áreas abandonadas o la optimización del factor de recobro en campos maduros.

Los crudos que se pueden encontrar en yacimiento varían según sus características físicas y su comportamiento termodinámico, y pueden dividirse en cinco tipos: aceite negro (black-oil), gas húmedo, gas seco, gas retrogrado y aceite volátil. Cada uno de estos fluidos de yacimiento posee características de producción distintas que deben ser evaluadas mediante un análisis PVT completo que incluye análisis composicional por cromatografía del gas y del líquido, pruebas de expansión a composición constante (CCE), liberación diferencial (DL) para sistemas de aceite o expansión a volumen constante (CVE) para sistemas de gas, pruebas de separador para determinar las condiciones óptimas de los separadores en superficie y las pruebas de viscosidad del crudo vivo con respecto a la presión; todas ellas con la finalidad de determinar los volúmenes de reservas potenciales en el yacimiento y parámetros de producción como el contenido de gas en solución (R_s) o el factor volumétrico de formación del crudo (B_o).

Son muchos los artículos que describen la ventaja de utilizar ecuaciones de estado cúbicas sobre las correlaciones PVT clásicas black-oil, entre otras, porque permiten la solución de variados problemas de ingeniería como la inyección de gas o el desarrollo de campos petroleros de aceites volátiles o gas condensado, es decir, fluidos composicionales. En esta investigación se hace uso del modelo composicional, pues siempre que la información existente permita la utilización de una ecuación de estado, el error en la predicción de las propiedades volumétricas es menor que con los modelos tipo black-oil, como explica Barrufet (2007) [1].

Antecedentes históricos muestran que las ecuaciones de estado cúbicas (EOS) han sido las más usadas en la ingeniería química y del petróleo, y se prefieren por

encima de modelos con fuertes bases teóricas, debido a la facilidad de obtener una solución aceptable en volumen, densidad o factor-Z, mientras estos otros, que generalmente son polinomios de quinto grado o más, deben ser resueltos por métodos numéricos robustos aumentando el tiempo de computo.

Algunas ecuaciones de estado cúbicas que en algún momento se usaron para el modelamiento de procesos de hidrocarburos son: Zudkevitch-Joffe (ZJ) (1970) [2], Usdin-Mcaliffe (UM) (1976) [3], Patel-Teja (PT) (1980) [4], Schmidt and Wenzel (SW) (1980) [5], Kubic (1982) [6], Soave-Redlich-Kwong (SRK) 3 parámetros (1982) [7], Adachi-Lu (AL) (1983) [8], Heyen (1983) [9] y Peng-Robinson (PR) 3 parámetros (1984) [10]. Todas estas ecuaciones corresponden a modificaciones del término atractivo de la ecuación de Van-der-Waals (1873) [11], lo cual tiene como finalidad mejorar la determinación de volúmenes, fugacidades del gas y el líquido y presiones de saturación de sustancias puras y mezclas entre otras propiedades. Sadus (2000) [12] presenta una discusión amplia de estas ecuaciones y Prautsnitz (1987) [13] muestra una discusión similar partiendo desde la ecuación cúbica genérica de Abbott (1979) [13]. En la industria de los hidrocarburos las dos ecuaciones de estado más usadas son PR en América y SRK en Europa.

Extensivos esfuerzos han sido realizados para mejorar la aplicación de las EOS en sistemas multicomponentes. Estos incluyen el pasar de dos a tres constantes en la ecuación para mejorar las predicciones de los cálculos volumétricos. Peneloux et al. (1982) [14] introdujeron los parámetros de traslación de volumen (V_{shifts} por sus siglas en inglés) para mejorar las predicciones de la EOS de SRK. Jhaveri & Youngren (1984) [10] definieron estos mismos parámetros para hidrocarburos livianos para ser usados en la EOS de PR, y desarrollaron una correlación para las fracciones pesadas. Otra mejora significativa se dio al introducir los coeficientes de interacción binarios (K_{ij}) con la finalidad de mejorar el cálculo de la presión de burbuja. Katz & Firoozabadi (1978) [15] propusieron un conjunto fijo de K_{ij} para mezclas hidrocarburos / metano. Cheuh & Prausnitz propusieron una correlación para calcular los K_{ij} como una función de los volúmenes críticos. Coats y Smart (1986) [16] presentaron numerosos ejemplos de ajuste entre datos calculados y medidos con la ecuación de Peng - Robinson (PR) para nueve fluidos de yacimiento de distinta complejidad. Ellos observaron que sin regresión o ajuste significativo de los parámetros de la EOS de PR no se puede predecir de buena manera el comportamiento PVT del fluido y encontraron que

cinco variables son suficientes para un buen ajuste, las cuales son:

- Ω_a y Ω_b del metano
- Ω_a y Ω_b de la fracción pesada C_{7+} y
- K_{ij} entre el metano y la fracción pesada C_{7+}

Whitson (1983) [17] observó que el método de ajuste de los Ω_a y Ω_b de la EOS para la fracción pesada es equivalente a alterar sus propiedades críticas. Otros autores como Ahmed (1985) [18] han demostrado que la capacidad predictiva de la EOS puede ser mejorada sustancialmente por la división (Splitting) o extensión de la fracción pesada en un número manejable de pseudo-componentes.

Muchos autores, entre los que destaca Whitson (2000), [19] han realizado ajuste de ecuación de estado con fluidos particulares, la gran mayoría realizados a mezclas composicionales o cercanas al punto crítico, como son los fluidos tipo gas retrogrado y aceite volátil.

En este trabajo se aplica una metodología para determinar los muestreos representativos y de calidad, sobre los cuales se llevó a cabo el modelamiento de datos PVT por medio de la EOS de PR para varias muestras tomadas en el Campo Escuela Colorado a lo largo de toda su vida productiva.

EL MODELO EOS

Con base en el análisis bibliográfico realizado se proponen la tabla 1, en donde se encuentra una escala descriptiva, y la tabla 2, en la cual se presentan los criterios de calificación que permitieron la escogencia de las mejores ecuaciones para el modelamiento de fluidos de Campo Escuela Colorado.

Entre las ecuaciones evaluadas están Zudkevitch-Joffe (ZJ), Usdin-Mcaliffe (UM), Patel-Teja (PT), Schmidt and Wenzel (SW), Kubic, Soave-Redlich-Kwong (SRK) 3 parámetros, Adachi-Lu (AL), Heyen y Peng-Robinson (PR) 3 parámetros.

La ecuación que se consideró con mejores características predictivas para ser utilizada en el ajuste fue la de Peng-Robinson tres parámetros de Jhaveri & Youngren (1984), que en la actualidad es una de las ecuaciones más usadas en la industria petrolera. La forma de la ecuación se muestra a continuación:

$$P = \frac{RT}{V - b + C}$$

$$a \propto \frac{1}{V(V + b + C) + b(V - b + C)} \quad (1)$$

Donde,

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \quad (2)$$

$$\alpha^{0.5} = 1 + m(1 - T_r^{0.5}) \quad (3)$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (4)$$

$$C = \sum_i z_i C_i \quad (5)$$

Los valores de Ω_a y Ω_b son constantes para todos los componentes y son iguales a 0.45724 y 0.0778 respectivamente. También,

$$m = 0.37464 + 1.5422\omega - 0.26992\omega^2 \quad (6)$$

Las EOS fueron originalmente desarrolladas para sustancias puras y son extendidas a mezclas a través del uso de reglas de mezcla, como las que se usan para la ecuación de PR de dos parámetros, a y b definidos como:

$$(a\alpha)_m = \sum_i \sum_j x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij}) \quad (7)$$

$$b_m = \sum_i x_i b_i \quad (8)$$

Donde x puede representar la fracción molar del gas o del líquido. Los K_{ij} pueden ser calculados mediante correlaciones, la industria ha aceptado la técnica computacional de Pedersen (1989) [20] como una buena aproximación.

La ecuación 1 puede ser reescrita en forma condensada teniendo en cuenta el factor de compresibilidad, Z:

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B - 2B)Z + (B^3 + B^2 - AB) = 0 \quad (9)$$

Donde:

$$A = \frac{(a\alpha)_m P}{(RT)^2} \quad (10)$$

$$B = \frac{b_m P}{RT} \tag{11}$$

$$Z = \frac{PV}{RT} \tag{12}$$

La solución de esta ecuación da como resultado la compresibilidad del gas y del líquido. Los muestreos PVT del Campo Escuela Colorado aptos para el modelamiento fueron escogidos mediante una técnica que evalúa su representatividad y calidad. La fracción pesada C_{30+} en estos muestreos fue extendida usando el modelo de fraccionamiento y los procedimientos de Whitson et al. (1988) [21]. Ellos propusieron una función de densidad de probabilidad de tres parámetros continua que describe la relación entre la fracción molar y el peso molecular. La función tiene la siguiente forma:

$$P(M) = \frac{(PM - \eta)^{\alpha-1}}{\beta_o^\alpha \Gamma(\alpha)} \exp\left[\frac{-(PM - \eta)}{\beta_o}\right] \times \frac{(1 + \ln(\delta))^\alpha}{\delta[(PM - \eta)/\beta_o]} \tag{13}$$

Donde α , β y η son los parámetros que definen la distribución, Γ es la función gamma, α es el parámetro que define la forma de la distribución, η es el peso

molecular más bajo de la fracción pesada, y β es una condición normalizada la cual puede ser determinada desde la expresión:

$$PM_{N+} - \eta = \alpha\beta \tag{14}$$

Los detalles matemáticos de la distribución de pesos moleculares o distribución de carbonos han sido discutidos ampliamente por Soreide (1989) [22]. El resultado es un conjunto de pseudo-componentes con un peso molecular y fracción molar definidas. Las propiedades críticas (T_c y P_c) y factores acéntricos (ω) son determinados para este caso por medio de las correlaciones de Riazi & Daubert (1986) [23] y Edmister (1958) [24] respectivamente.

Para asegurar que el modelo ajustado por el método de regresión no lineal multivariada sea predictivo tanto de las condiciones de equilibrio como de las propiedades volumétricas del fluido de acuerdo a la muestra modelada, éste se ajustó a los datos de volumen relativo de la CCE con respecto a la presión y a la prueba DL en la cual se modelaron la relación Gas-Aceite en solución (Rsd), el factor volumétrico de formación del aceite FVF (Bod), la densidad del crudo (ρ_{crudo}), el factor Z del gas liberado (Z_{gas}) y la gravedad específica del gas liberado (γ_{gas}) con respecto a la presión, cabe dejar claro que en esta prueba las disminuciones de presión se dan por debajo de la presión de burbuja (P_b).

Tabla 1. Escala Descriptiva

Evaluación	Muy Bueno (MB)	Bueno (B)	Regular (R)	Malo (M)
Descripción	Cumple totalmente la característica y posibilita que los resultados predichos sean similares a los obtenidos experimentalmente	Cumple la característica, aporta para que los resultados del modelo se aproximen a los obtenidos experimentalmente	Cumple parcialmente la característica; medianamente contribuye para que los resultados del modelo sean similares a los obtenidos experimentales	No cumple bien la característica; con lo cual los resultados del modelo se desvían de los obtenidos experimentalmente
Puntuación	100-91	90-71	70-51	50-0

Tabla 2. Comparación de los modelos de ecuación de estado cúbicas (EOS)

CARACTERÍSTICAS	PR(3P)	SRK(3P)	ZJ	SW	UM	HEYEN	KUBIC	AL	PT
Determinación del comportamiento volumétrico de mezclas de hidrocarburos	70	65	70	91	50	50	50	50	50
Determinación de la densidad del líquido en mezclas de hidrocarburos	70	65	70	91	50	50	50	50	50
Capacidad para la predicción del equilibrio vapor líquido en mezclas de hidrocarburos	98	98	90	65	65	65	65	65	65
Comportamiento en las regiones críticas y de alta presión en mezclas de hidrocarburos	50	50	50	40	40	40	40	40	40
Comportamiento en regiones de baja presión	95	95	90	85	85	85	85	85	85
Tiempo de computo empleado	98	98	98	98	90	90	90	90	90

Tabla 2: Continuación

CARACTERÍSTICAS	PR(3P)	SRK(3P)	ZJ	SW	UM	HEYEN	KUBIC	AL	PT
Cantidad de datos de entrada que se requieren para el modelado	98	98	98	90	90	90	90	90	90
Utilizado en modelamiento de fluidos de yacimiento y/o en simulación de procesos de refinación	100	100	90	65	65	65	65	65	65
Implementada en software comerciales para ajuste por regresión	100	100	95	20	20	20	20	20	20
TOTAL	779	769	751	645	555	555	555	555	555

PR (3P): Peng-Robinson 3 parámetros; SRK(3P): Soave-Redlich-Kwong 3 parámetros; ZJ: Zudkevitch-Joffe; SW: Schmidt & Wenzel; UM: Usdin-Mcaliffe; Heyen , Kubic, AL: Adachi-Lu; PT: Patel-Teja.

DATOS

La información PVT disponible en este estudio consta de cuatro muestreos realizados a lo largo de la vida productiva del Campo Colorado, el más reciente se realizó en Diciembre de 2007 en el Pozo Colorado 25. Esta información se muestra en la tabla 3, en la cual se puede observar, al lado del nombre del pozo, algunas características del muestreo; como la zona y bloque geológico del cual fue tomado, el tipo de muestreo y las fechas de toma de muestras y de inicio de producción.

La calidad de los muestreos PVT se evaluó mediante la aplicación de la función Y. La figura 1 muestra dicha función Vs la presión para los datos de la prueba CCE inferiores a la P_b del fluido, con la cual sólo se obtuvo un único muestreo válido (los datos mantuvieron una tendencia lineal), que fue el realizado en el pozo colorado 25.

Posteriormente se comprobó la representatividad de los muestreos comparando los parámetros que se muestran en la tabla 4 mediante el siguiente procedimiento:

- Comparar la temperatura de yacimiento (T_{yto}) con la temperatura a la cual se realizaron las pruebas.
- Verificar que la presión de burbuja (P_b) del fluido sea menor a la presión estática del yacimiento (P_{yto}) y a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a la profundidad del muestreo para garantizar que la muestra se haya tomado en una sola fase.
- Comparar la densidad calculada a partir del gradiente estático de presión con la calculada a partir de la prueba CCE a presión de yacimiento (P_{yto}).
- Comparar la relación gas - aceite (RGA) de datos de producción con la RGA en solución calculada a partir de la prueba DL (R_{sd}).

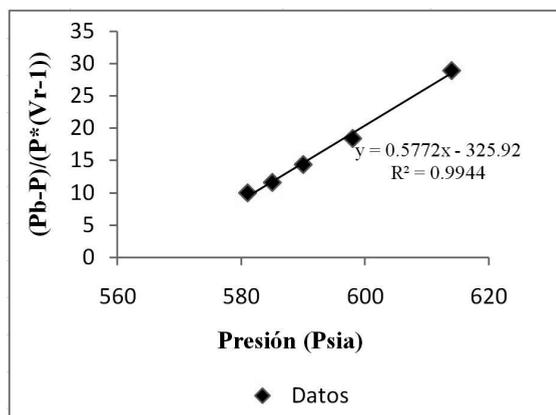


Figura 1. Función Y aplicada a los datos de CCE del pozo COLO0025

La tabla 4 muestra los resultados luego de realizar cada uno de los análisis mencionados, el color gris indica que el muestreo aprobó las pruebas comparativas. Entre paréntesis se muestra el porcentaje de desviación de los valores comparados, para los cuales se tomó 5% como máximo error permisible, de lo contrario el muestreo probado se calificaba como no representativo y por ende no apto para el modelamiento mediante una EOS. Como puede observarse sólo el PVT del pozo colorado 25 pasó dichas pruebas.

AJUSTE DE LA EOS

Partiendo de las pruebas CCE, DL y Viscosidad realizadas para el muestreo del pozo Colorado 25, se procedió a realizar el modelamiento de las mismas mediante la EOS de Peng-Robinson. El objetivo es predecir las distintas propiedades determinadas en dichas pruebas como son: presión de burbuja, variación con la presión del volumen relativo del crudo (V/V_{sat}), RGA, el factor volumétrico de formación (FVF) de crudo, la gravedad específica del gas, el factor Z del gas, la densidad del crudo y la viscosidad del crudo subsaturado.

Tabla 3. Muestréos PVT realizados al Campo a lo largo de su vida productiva.

Nombre del Pozo	Zona PVT	Zona Campo Colorado	Tipo de Muestreo	Profundidad para muestreo (ft)	Fecha de muestreo	Fecha inicio de producción.
COLO0043	B	B1-C2-D	Superficie	-----	30/08/1960	02/10/1959
COLO0012	E	D-E	Superficie	-----	30/08/1960	17/11/1959
COLO0049	C	B2-C1-C2-D	Fondo	5110	29/08/1960	21/10/1959
COLO0025	B	B1	Fondo	1800	19/12/2007	12/04/1954

Tabla 4. Datos comparativos para evaluar representatividad de los muestréos PVT del Campo Colorado.

Nombre del Pozo	T _{yto.} (°F)	T pruebas PVT (°F)	Pb (Psig)	P _{wr} a profundidad del muestreo (Psig)	Pyto a profundidad de muestreo (Psig)	ρ a P _{yto} apartir del Gradiente de presión (g/cc)	ρ a P _{yto} (g/cc)	RGA inicial Datos de Producción OFM (scf/stb)	Rs (scf/Bbl)
COLO0043	114 (4.4%)	109	648 (---)	NR	N.R	0,5425 (25.8%)	0,732	698,6 (80%)	140,0
COLO0012	186 (0.5%)	185	2958 (---)	NR	N.R	0,5079(22.8%)	0,6576	5884.8 (89 %)	667,0
COLO0049	174 (0.0%)	174	2078 (Si)	NR	2197,3	0,9304 (35.8%)	0,6852	1271,0 (49%)	648,0
COLO0025	104 (0.0%)	104	615.3 (Si)	657.5	665.8	0,7688 (1.8%)	0,7825	240,0 (0.9%)	237,8

En primera instancia se evaluó la capacidad predictiva de la EOS de Peng-Robinson con los parámetros que tiene esta ecuación por defecto (sin regresión), como se explicó en la sección 2, encontrándose en su gran mayoría que dichas predicciones no reflejaban el comportamiento real del fluido como se observa en las figuras 2 á 7; la gravedad específica del gas liberado en la prueba DL fue la única propiedad en la que las predicciones se acercaron significativamente al comportamiento real, tal como se observa en la figura 7. Debido a esto fue necesario realizar ajuste por regresión no lineal multivariada.

En el caso particular del ajuste para el pozo COLO0025 se extendió la fracción pesada a partir del C₃₀₊ (SCN30) hasta el pseudo-componente número cuarenta y cinco (SCN45), por medio del esquema de fraccionamiento explicado en la sección 2; considerando un valor de α igual a 1, el cual corresponde a una distribución de pesos moleculares de los carbonos en forma exponencial. Este esquema de extensión genera 16 pseudo-componentes que representan la fracción pesada. En total se obtuvieron 49 componentes, incluyendo el dióxido de carbono (CO₂) y el nitrógeno (N₂). La decisión de tomar 16 pseudo-componentes se corroboró por el hecho que al tomar un número mayor de los mismos no se obtenía una buena predicción de las propiedades del fluido, bajo el mismo esquema de regresión, tal como puede verse en la tabla 5.

El porcentaje de error (%E) de cada parámetro con respecto a los datos experimentales se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\%E = \frac{|\theta_{experimental} - \theta_{calculado}|}{\theta_{experimental}} \times 100 \tag{15}$$

Donde θ corresponde a cualquier propiedad del fluido a la que se quiere calcular la desviación entre las predicciones de la EOS y los resultados experimentales.

Tabla 5. Porcentajes de error de las propiedades del fluido variando el número de pseudo-componentes que describen la fracción pesada

Propiedad	# Pseudo-componentes		
	36 pseudo (C ₁₀₊)	26 pseudo (C ₂₀₊)	16 pseudo (C ₃₀₊)
Vr (V/Vsat)	1,4	1,5	1,5
FVF (Bod)	0,9	0,8	1,0
RGA (Rsd)	12,1	3,4	3,3
Z gas	0,5	0,2	0,2
ρ del Crudo	6,7	2,7	1,7
Gravedad del gas	3,1	1,2	0,9
error promedio	4,1	1,6	1,4

Tabla 6. Composición del fluido del pozo COLO0025

Componente	% mol	Componente	% mol
metano	17,2441	heptadecanos	1,6633
etano	6,0508	octadecanos	1,6061
propano	6,1511	nonadecanos	1,5004
iso-butano	1,5189	Eicosanos	1,2899
n-butano	3,4715	Eneicosanos	1,1002
iso-pentano	1,7685	dodecosanos	1,0367
n-pentano	2,1439	tridecosanos	0,9408
hexanos	3,3914	tetracosanos	0,8113
heptanos	4,8778	pentacosanos	0,7488
octanos	5,5615	hexacosanos	0,6934
nonanos	5,0538	heptacosanos	0,6639
decanos	4,2784	octacosanos	0,6236
undecanos	3,4341	nonacosanos	0,5105
dodecanos	2,86460	triacontanos	8,3885
tridecanos	2,9372	BENCENO	0,2884
tetradecanos	2,4372	TOLUENO	0,716
pentadecanos	2,3133	CO2	0,0043
hexadecanos	1,9069	NITROGENO	0,009
Fracción Pesada	% MOL	PM	Densidad a 60°F (g/cc)
C ₇₊	58,246	362,237	0,9547
C ₃₀₊	8,388	580	1,0591

Dada la complejidad en la composición del fluido, es decir, el alto contenido de pesados (porcentaje molar C₇₊ de 58,24%) y el bajo contenido de metano de 17.24%⁶ como se observa en la tabla 6, fue necesario utilizar como variables de regresión los parámetros Ω_a y Ω_b del metano (C₁) y la fracción a partir del Heptano (C₇), estos parámetros son los que tienen mayor incidencia en un ajuste de EOS como fue demostrado por Coats & Smart (1986) [16]. Los valores originales de estas variables para la ecuación de PR están basados en el ajuste por regresión de datos experimentales para sustancias puras, por consiguiente su escogencia como variables de regresión en el Fluido de Campo Escuela Colorado es apropiada. Además fue necesario variar los K_{ij} entre el metano y la fracción C₃₀₊ para ajustar la prueba de CCE, pues esta variable tiene una incidencia directa para las predicciones de P_b; finalmente se variaron los V_{shifts} para la fracción C₃₀₊ ya que mejoran el ajuste de las propiedades volumétricas del crudo como son la RGA, la densidad y el FVF. La propiedad de viscosidad del crudo subsaturado se ajustó utilizando la correlación de Lorentz-Bray-Clark (LBC) [25], en la cual sólo intervienen como variables de regresión los factores Z_c, y su variación no afecta las demás propiedades del fluido. Los resultados luego de regresión se pueden observar en las figuras 2 a 8.

6. La fracción molar de metano y de C₇₊ son generalmente utilizados en la industria como parámetros empíricos de la complejidad del fluido para el ajuste de su EOS por regresión.

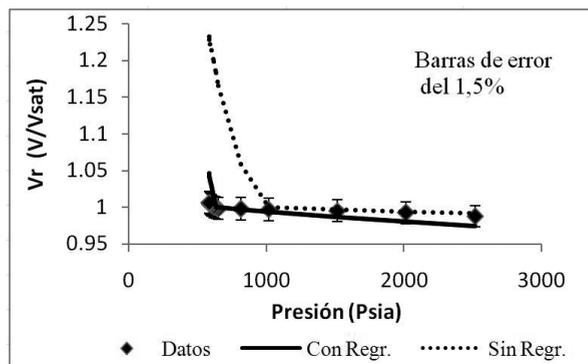


Figura 2. Volumen Relativo (V/Vsat)-Prueba CCE.

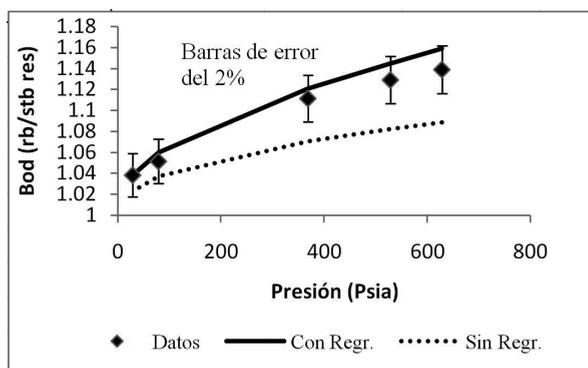


Figura 3. Factor volumétrico de formación del crudo FVF (Bod)-Prueba DL.

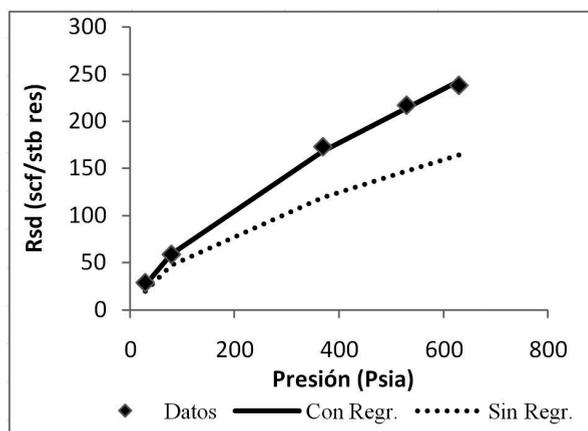


Figura 4. Relación Gas-Aceite RGA (Rsd)-Prueba DL.

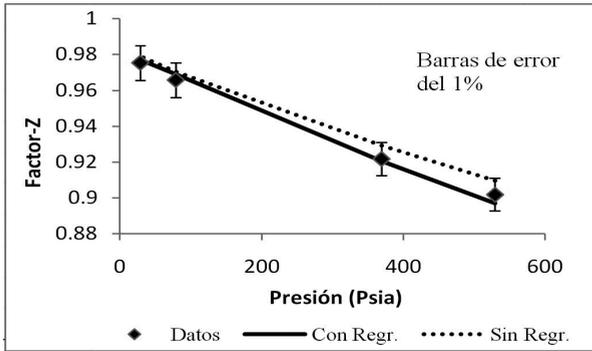


Figura 5. Factor Z del gas Liberado-Prueba DL.

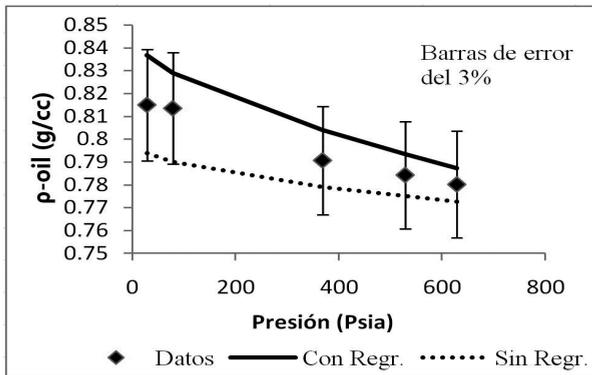


Figura 6. Densidad del Crudo-Prueba DL.

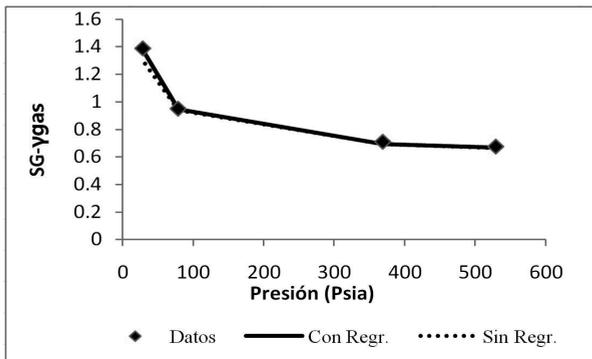


Figura 7. Gravedad específica del gas liberado-Prueba DL.

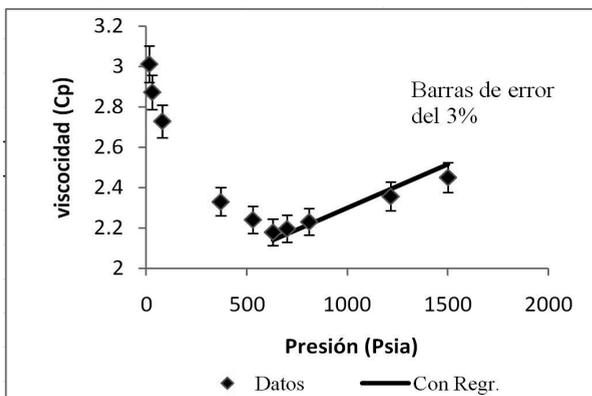


Figura 8. Viscosidad del Crudo Subsaturado (Vivo).

La ecuación final de 49 componentes debe ser agrupada en un número de pseudo-componentes (conjunto de componentes puros que conforman un nuevo componente con propiedades físicas y termodinámicas definidas) manejable para el cálculo del equilibrio de fases y las propiedades volumétricas del fluido mediante la ecuación ajustada. Después de intentar con muchos esquemas de agrupamiento se pudo comprobar que agrupando la EOS en 10 pseudo-componentes no se alteraba la capacidad predictiva lograda por el esquema de ajuste utilizado y además se disminuía el tiempo de computo empleado para generar las respuestas con el modelo. La tabla 7 define los valores finales de los parámetros de la EOS del Campo Escuela Colorado agrupada a 10 pseudo-componentes.

En la tabla 8 aparecen los K_{ij} finales para la EOS de PR, que junto con los valores reportados en la tabla 7, son los datos necesarios y suficientes para realizar cálculos volumétricos y de equilibrio de fases mediante la ecuación ajustada.

Es importante que la ecuación de estado reproduzca el equilibrio de fases de manera lógica, situación que se ve corroborada mediante el cálculo directo de la envolvente de fases utilizando la ecuación ajustada, como se observa en la figura 9.

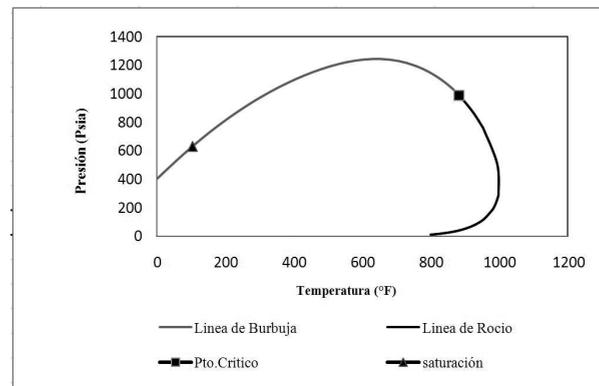


Figura 9. Envolvente de fases generada con la ecuación ajustada.

Lo alejado que está el punto de saturación del punto crítico del fluido ratifican las condiciones de producción, como un fluido de baja merma, es decir un black-oil.

Es evidente la mejoría que la EOS de Peng-Robinson tiene al ser ajustada por el método de MNR, lo cual se puede corroborar por la variación de los errores con respecto a los datos experimentales antes y después de ajuste para las propiedades del fluido. Los errores promedio son de 8.3% y 1.5% antes y después de ajuste respectivamente como se resume en la tabla 9.

Tabla 7. Parámetros finales de la EOS de PR con ajuste.

Seudo-componente	Fracción Molar	Peso Molecular	Tc (°F)	Pc (PSIA)	Zc	ω	Ω_a	Ω_b	V _{shifts}
C1,N2	0,17253	16,05	-116,66	667,71	0,2890	0,01261	0,52684	0,08384	-0,1546
CO2	0,00004	44,01	87,90	1070,90	0,2742	0,22250	0,45724	0,07780	-0,1009
C2	0,06051	30,07	90,10	707,80	0,2850	0,09780	0,45724	0,07780	-0,0740
C3-C4	0,11141	50,38	246,47	583,97	0,2810	0,17295	0,45980	0,07840	-0,0652
C5-C6	0,07304	77,65	417,57	483,26	0,2683	0,23940	0,45778	0,07786	-0,0365
C7-C10	0,20776	113,23	594,18	399,60	0,2798	0,31767	0,39524	0,08701	0,0514
C11-C14	0,11673	166,46	754,41	294,83	0,2628	0,46489	0,35237	0,06176	0,1355
C15-C20	0,10280	237,99	898,82	229,09	0,2519	0,63050	0,32317	0,06530	0,1639
C21-C29	0,07129	329,33	1042,09	180,04	0,2347	0,85129	0,32320	0,06869	0,1942
C30+	0,08388	527,37	1385,96	159,99	0,2810	1,90963	0,63241	0,14910	0,5210

Tabla 8. K_{ij} finales después de ajuste para la EOS de PR

COMPONENTE	C1-N2	CO ₂	C ₂	C3-C4	C5-C6	C7-C10	C11-C14	C15-C20	C21-C29
C1- N2									
CO2	0,1499								
C2	0	0,15							
C3-C4	0,0076	0,1479	0,0026						
C5-C6	0,0249	0,15	0,01	0,0025					
C7-C10	0,0392	0,15	0,01	0,0025	0				
C11-C14	0,0465	0,15	0,01	0,0025	0	0			
C15-C20	0,0523	0,15	0,01	0,0025	0	0	0		
C21-C29	0,0573	0,15	0,01	0,0025	0	0	0	0	
C30+	0,2134	0,15	0,01	0,0025	0	0	0	0	0

Tabla 9. Porcentajes de desviación de las propiedades del fluido del pozo COLO0025 antes y después de regresión.

Propiedad	% de desviación antes de Regresión	% de desviación luego de Regresión
Vr (V/Vsat)	12,4	1,5
FVF (Bod)	3,0	1,0
RGA (Rsd)	29,2	3,3
Z gas	0,6	0,2
ρ del Crudo	1,8	1,7
Gravedad del gas	2,9	0,9
Viscosidad		1,6
error promedio	8,3	1,5

Cabe aclarar que los datos que se consideraron para el modelamiento provienen del pozo COLO0025 perteneciente a la zona denominada Mugrosa B en el bloque geológico 1 del Campo Colorado. Por esta razón el modelo aquí generado puede ser utilizado para simular el comportamiento volumétrico y de fases de los fluidos pertenecientes a esta misma zona y preferiblemente producidos en el mismo bloque geológico.

RESUMEN DE LA METODOLOGÍA

La metodología aplicada en este trabajo se fundamenta en el procedimiento expuesto por Osorio y Castro [26] y puede ser extendida al modelado de fluidos de yacimiento en campos petroleros, independientemente de sus características termodinámicas o de producción, aplicando los siguientes pasos:

1. Realizar el análisis de calidad por medio de la función Y, y de representatividad mediante la metodología explicada en la sección 2.
2. Escoger una EOS para el modelado de fluidos, como se muestra en este trabajo, las más usadas por la industria son PR y SRK tres parámetros.
3. Realizar el modelado termodinámico, bajo el siguiente esquema:
 - Extensión y caracterización de la fracción pesada.
 - Ajuste de pruebas PVT aplicando la técnica de regresión no lineal (MNR), con la finalidad conocer los parámetros de la EOS más relevantes del ajuste.

- Agrupamiento de los componentes de la EOS en un número de pseudo-componentes menor, con la finalidad de disminuir los tiempos de respuesta del modelo.

CONCLUSIONES

- Dentro de los modelos de EOS considerados, se escogió la Ecuación de Peng-Robinson 3 parámetros como apta para el modelado de fluidos del pozo COLO0025, ya que su uso extendido en el modelamiento de procesos de hidrocarburos y por ende su implementación en software comerciales de ajuste por regresión fueron características determinantes que contribuyeron en mayor medida al valor numérico asociado a su elección.
- Realizar el análisis de calidad y representatividad de los datos PVT disponibles, antes de realizar el modelado, es importante pues estos procedimientos junto con las desviaciones de los datos experimentales, garantizan la validez del modelo de EOS ajustado.
- La metodología explicada en este trabajo para analizar la calidad y representatividad de los muestreos PVT puede ser aplicada a cualquier tipo de fluido de yacimiento, pues las propiedades utilizadas en el procedimiento son comúnmente medidas en laboratorio independientemente del tipo de fluido tratado.
- Las variables de regresión utilizadas para el ajuste de la ecuación de estado fueron los Ω_a y Ω_b del metano (C_1) y a partir del heptano (C_7), los K_{ij} entre el C_1 y la fracción pesada (C_{30+}) y los V_{shifts} de la fracción pesada (C_{30+}); dando como resultado una EOS con un error promedio del 1.5% con respecto a los valores experimentales de las propiedades del fluido.
- Es importante que el agrupamiento en pseudo-componentes final permita mantener el error mínimo en la predicción de las propiedades del fluido logradas por el esquema de ajuste, y además disminuya el tiempo computacional empleado para que se genere la respuesta mediante el modelo ajustado, esta condición se cumplió para el modelo de EOS generado.
- La ecuación ajustada para los fluidos del pozo COLO0025 predijo de manera lógica su diagrama de fases, la lejanía de la condición de saturación

respecto al punto crítico permite decir que este fluido es un black-oil, este hecho es una medida gráfica de la consistencia termodinámica del ajuste y presenta concordancia de acuerdo al tipo de fluido tratado.

- La EOS generada es representativa del comportamiento de los fluidos de la zona Mugrosa B en el bloque geológico 1 del Campo Colorado.

AGRADECIMIENTOS

Al Grupo de Investigación en Campos Maduros (GICM) por acogernos como integrantes y realizar aportes significativos a la industria de los hidrocarburos y al Campo Escuela Colorado.

Al MSc. Wilson Cañas Marín por compartir su conocimiento y experticia en las ecuaciones de estado y los hidrocarburos.

A los profesionales del Laboratorio de Análisis PVT de Fluidos de Yacimiento del Instituto Colombiano del Petróleo, en especial al MSc. Hernando Bottia y a la Ingeniera Libia Sandoval por su asesoría desinteresada para finalizar con éxito este trabajo.

Al Campo Escuela Colorado y su grupo de profesionales por el suministro de la información utilizada en este proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Barrufet, M.; Course: "Fluid Phase Behavior Applied to Reservoir Engineering" Dictado para ECOPETROL S.A en el verano del año 2000. Pag. 56-73.
2. Zudkevitch, D. and Joffe, J.: "Correlation And Prediction Of Vapor-Liquid Equilibria With The Redlich-Kwong Equation Of State," *AICHE J.*, 16, 1 (1970) 112-119.
3. Usdin, E. and McAuliffe, J.: "A One Parameter Family Of Equations Of State," *Chem. Eng. Sci.* (1976) 31, 1077-84.
4. Patel, N. and Teja, A.: "A New Equation Of State For Fluids And Fluid Mixtures," *Chem. Eng. Sci.* (1980) 135, 1503-12.
5. Schmidt, G. and Wenzel, H.: "A Modified Van Der Waals Type Equation Of State," *Chem. Eng. Sci.* (1980) 135, 1503-12.

6. Kubic, W.L. Jr.: "A modification of the Martin Equation of State for Calculating Vapor-Liquid Equilibria", *Fluid Phase Equilibria*(1982) 9, 79-97.
7. Soave, G.: "Equilibrium Constants from A Modified Redlich-Kwong Equation of State," *Chemical Engineering Science*, 27(1972) 1197-1203.
8. Adachi, Y, and Lu, B.: "Simplest Equation of State for Vapor-Liquid Equilibrium Calculation: A Modification of the Van Der Waals Equation", *AICHE J.* (Nov.1984) 30, No. 6, 991-93.
9. Heyen, G.: "A Cubic Equation Of State With Extended Range Of Application," *Proc.*, Second World Congress Chem. Eng., Montreal (Oct. 4-9, 1983).
10. Jhaveri, B.S., Youngren, G.K., 1984. Three parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions. SPE 13118, presented at the 59th Annual SPE Meeting, Houston.
11. Rowlinson, J. S., J. D. Van der Waals: *On the Continuity of the Gaseous and Liquid States*, Elsevier, Amsterdam (1988)..
12. Wei, Y.S. and Sadus, R.J.: "Equations of State For The Calculation of Fluid-Phase Equilibria" *AICHE J.* Vol 46, 1 January (2000). 169-196.
13. Reid, R.C, Prausnitz, J.M., and Poling, B.E.: "The Properties of Gases and Liquids," Mc Graw Hill Book Co., N.Y., 1987. 4.1-4.52 and 5.1-5.31.
14. Peneloux, A., and Rauzy, E.: "A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes," *Fluid Phase Equilibria* (1982) Vol. 8, 7-23.
15. Katz, D.L., Firoozabadi, A., 1978. Predicting phase behavior of condensate/crude-oil systems using methane interaction coefficients. *J. Pet. Technol.*, 1649–1655, (Nov).
16. Coats, K.H. and Smart, G.T.: "Application of a Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data," *SPERE* (Mayo de 1986) 277-99.
17. Whitson, C.H.: "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions", *SPEJ* (Aug. 1983) 683-94.
18. Ahmed, T., Cady, G. and Story, A.: "An Accurate Method of extending the analysis of C7+", paper SPE 1984 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 21-23.
19. Fevang, O., Singh, K. and Whitson, C.H.: "Guidelines for Choosing compositional and black-oil models for volátiles oils and gas condensates reservoirs," paper SPE 63087 presented at the SPE ATCE in dallas, OCTOBER 1-4 2000.
20. Pedersen, K.S., Thomassen, P., Fredenslund, A. *The Properties of Oils and Natural Gases*. Gulf Publishing, Houston. 1989.
21. Whitson, C.H., Anderson, T.F., Soreide, I. C7q characterization of related equilibrium fluids using the gamma distribution. *AIChE Spring Meeting*, New Orleans_March.1988, pp. 6–10.
22. Soreide, I. Improved Phase behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids from a Cubic Equation of State. Doktor. Ing. Thesis, Department of Petroleum Engineering, Norwegian Institute of technology_NTH., Trondheim, Norway. 1989.
23. Riazi, M.R. and Daubert, T.E.: Simplify Property Predictions", *Hydro. Proc.* (March 1986) 115-116.
24. Edmister, W.C.: "Applied Hydrocarbon Thermodynamycs, Part 4: Compresibility Factors And Equation Of State" *Pet. Ref.* (april1958) vol 37, 173-175.
25. Lorentz, J., Bray, B.G., and Clark, C.R.: "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions," *J.P.T.* (october 1964) 1171-1176.
26. Castro, R., Cañas, W., Osorio, R.: "Definition of Reservoir Compartmentalization Applying Compositional Gradients: Mugrosa B Formation in Middle Magdalena Valley Basin, Lisama Field, Colombia" paper SPE 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia, Mayo 31 - 3 Junio 3.