

Correlación de gas y condensado a través de estranguladores en yacimientos con fracturamiento hidráulico

Giddel Hernández Martínez

Pemex PEP, STEP

Édgar Iván Sánchez Morales

Iberoamericana de Hidrocarburos, S.A. de C.V.

Artículo recibido en junio de 2019, evaluado, revisado, corregido y aceptado en 2022

Resumen

Este trabajo, tiene como objetivo el proponer dos tipos de correlación de flujo de fluidos a través de estranguladores. Los datos de medición de producción utilizados son del campo Nejo perteneciente a la Cuenca de Burgos. Los yacimientos de dicho campo son de areniscas productoras de gas-condensado y se emplea como estrategia de terminación en el fracturamiento hidráulico. Los datos cubren un amplio rango de gastos y tamaños de estranguladores. La primera ecuación propuesta correlaciona la presión de cabeza con el gasto de gas, la relación líquido-gas y el tamaño de estrangulador. La segunda correlación se desarrolló utilizando el gasto de líquido, la relación líquido-gas se sustituyó por la relación gas-líquido.

Se emplearon cuatro parámetros estadísticos para verificar la precisión de las dos correlaciones. Estos parámetros fueron: porcentaje de desviación relativa absoluta promedio, error cuadrático medio, desviación estándar y coeficiente de determinación. Se encontró que la correlación para calcular el gasto de gas es más precisa que algunas reportadas en la literatura en el rango de aplicación. La correlación para estimar el gasto de líquido se encuentra con el mismo grado de confiabilidad que las correlaciones más comunes desarrolladas.

La importancia de desarrollar estas correlaciones radica en el hecho de que las ecuaciones tipo Gilbert para yacimientos de areniscas que producen gas-condensado y que además se fracturen hidráulicamente para su producción comercial son muy escasas. Además, se construyó una herramienta que permitirá al ingeniero de productividad o de yacimientos realizar sus correlaciones con datos de medición y pruebas de potencial.

Palabras claves: Correlaciones de flujo superficial, correlación tipo Gilbert, estrangulador, flujo crítico, solución de ecuaciones lineales, fracturamiento hidráulico.

Correlation of gas and condensate through chokes in hydraulically fractured reservoirs

Abstract

This paper proposes two types of fluid flow through chokes correlations. The measured production data comes from Nejo field, Burgos basin. The reservoirs are gas-condensate-producing sandstones and hydraulic fracturing is used as a completion strategy. The data covers a wide range of flow rates and choke sizes. The first equation correlates head pressure with gas flow rate, liquid-gas ratio, and choke size. The second equation was developed using liquid rate and gas-liquid ratio.

Four statistical parameters were used to verify the accuracy of both correlations. These parameters were: mean absolute relative deviation percentage, mean square error, standard deviation, and coefficient of determination. It was found that the correlation to calculate gas rate is more precise than some reported in the literature. The correlation to estimate fluid rate has the reliability as the most common developed correlations.

The importance of these correlations lies on the fact that Gilbert-type equations for sandstone reservoirs that produce gas-condensate and that are also hydraulically fractured for commercial production, are very scarce. In addition, a tool was built to allow the productivity or reservoir engineer to carry out their correlations with measured data and potential tests.

Keywords: Surface flow correlations, Gilbert-type correlation, choke, critical flow, solution of linear equations, hydraulic fracturing.

Introducción

La mayoría de los pozos productores fluyentes cuentan con una restricción superficial, como lo es un estrangulador colocado cerca de la cabeza del pozo para controlar con precisión la producción aceite y/o gas y/o la presión corriente abajo. Los estranguladores superficiales son generalmente usados en la industria petrolera para: ayudar a ejercer una contrapresión suficiente para evitar la conificación de agua y/o gas al pozo; evitar la entrada de arena de formación o retorno de arena sintética de fractura; ayudar a administrar la energía de los yacimientos y así disminuir el abatimiento temprano de presión y también para proteger los yacimientos de las perturbaciones superficiales, (Jaleel Al-Khalifa, 2009).

Las correlaciones de flujo multifásico nos ayudan a estimar los gastos de producción de manera rápida y muy aproximada si se aplica la correlación adecuada. El comportamiento de flujo de aceite y de gas a través de estranguladores puede ser evaluado bajo condiciones de flujo crítico y subcrítico. El flujo crítico se obtiene cuando la velocidad es igual o mayor a la velocidad del sonido, para que exista esta condición, la presión corriente arriba del estrangulador deberá ser al menos el 70% mayor que la presión corriente abajo o cuando la relación de la presión corriente abajo entre la presión corriente arriba deberá ser igual o menor a 0.588, (Ghareeb & Shedid A, 2007).

El problema de flujo de fluidos multifásico a través de estranguladores no se ha resuelto satisfactoriamente en todos los casos. La mayoría de las correlaciones desarrolladas son en condiciones críticas de flujo. Tangeren *et al* (1949) fueron los primeros investigadores en publicar sobre flujo multifásico a través de estranguladores. Lo importante de su hallazgo fue que demostraron que para una mezcla compresible, existe una velocidad de flujo crítica por encima de la cual las perturbaciones de presión corriente abajo no pueden transmitirse corriente arriba. En sus estudios, aplicaron las leyes básicas de continuidad, momento, energía y ecuaciones de estado de los gases ideales a una mezcla. Gilbert (1954) desarrolló una correlación empírica basada en datos de producción diaria de un campo petrolero Californiano que relaciona el gasto de líquido, la relación gas-líquido, el diámetro del estrangulador y la presión corriente arriba. El rango de sus datos para el tamaño de estrangulador oscila entre 6/64" y 18/64", la gravedad API del aceite oscila entre 25 a 40 °API. Además, supuso que la velocidad de la mezcla es mayor que la velocidad del sonido. Por lo tanto, su ecuación es válida cuando la presión de corriente arriba es de 1.7 veces mayor que la presión corriente abajo ($P_{\text{corriente abajo}}/P_{\text{corriente arriba}} < 0.55$). Su fórmula es muy sensible al diámetro del estrangulador pudiendo causar un error del 5 al 20% en la estimación de la presión de cabeza del pozo con error de 1/128" en el diámetro del estrangulador.

En años posteriores, muchos investigadores modificaron los coeficientes de correlación del trabajo de Gilbert, Baxendell (1957), Ros (1960) y Achong (1961). La forma general de la correlación desarrollada por Gilbert es la siguiente:

$$P = a \cdot Q \cdot R^b \cdot S^{-c} \quad (1)$$

Las constantes a y los exponentes b y c dependen de la correlación. En la **Tabla 1** se muestran los valores para las correlaciones más comunes para determinar el gasto de aceite.

Correlación	a	b	c
Gilbert	10.00	0.546	1.89
Baxendell	9.56	0.546	1.93
Ros	17.40	0.500	2.00
Achong	3.82	0.650	1.88

Tabla 1. Coeficientes para correlaciones de flujo crítico multifásico tipo Gilbert.

Osman y Dokla en 1990 desarrollaron una correlación que describe el comportamiento de gas-condensado a través de estranguladores. Propusieron cuatro correlaciones para datos de producción proveniente de yacimientos de gas-condensado de un campo del Medio Oriente. La primera ecuación correlaciona la presión corriente arriba con el gasto de líquido, la relación gas-líquido y el tamaño de estrangulador. En la segunda correlación se reemplazó la relación gas-líquido por la relación líquido-gas. La tercera ecuación se desarrolló empleando la caída de presión (ΔP) a través del estrangulador en lugar de la presión corriente arriba. Y la última correlación empleó caída de presión y relación líquido-gas. En su estudio, se encontró que la correlación con mayor precisión fue cuando se sustituyó presión de cabeza por diferencia

de presión (ΔP). Sin embargo, las otras correlaciones proporcionan valores razonables.

Nasriani y Kalantari (2011) desarrollaron una correlación a partir de 10 yacimientos de gas-condensado usando datos de 15 pozos de alta productividad de un campo ubicado en Irán. El rango del tamaño del estrangulador empleado para su estudio fue de 40/64" a 192/64". Jairo et al (2013) recopilaron alrededor de 5,200 datos de pruebas de producción de pozos de gas bajo condiciones de flujo crítico. Así, modificó los coeficientes de la ecuación de Gilbert y reemplazó la relación gas-aceite (RGA) por la relación condensado-gas (RCG). En la **Tabla 2** se muestran los valores de las constantes de correlación para estimar gastos de gas.

Correlación	a	b	c
Osman y Dokla	767.2	0.5598	1.8478
Nasriani y Kalantari	9350	-0.65	1.9
Jairo et al	81756.6	0.0652	1.7533

Tabla 2. Coeficientes para correlaciones de flujo crítico multifásico tipo Gilbert para gas-condensado.

Muchas correlaciones se han desarrollado usando datos de campo. Sin embargo, ninguna de estas ecuaciones se basa en yacimientos de gas-condensado con fracturamiento hidráulico. Los ingenieros deben tener cuidado al emplear tales correlaciones, ya que deben aplicarse dentro de los rangos de propiedades de fluidos, gastos, presión corriente arriba, relación gas-líquido y el tamaño de estranguladores, debido a que en función de esta información de campo fueron desarrolladas dichas correlaciones.

En este estudio, se utilizaron 711 datos de producción a través de estranguladores de dos yacimientos de

gas-condensado del campo Nejo para desarrollar una correlación de flujo de fluidos a través de estranguladores bajo régimen de flujo crítico. Los datos cubren un amplio rango de tamaños de estranguladores, gastos y presiones corriente arriba.

Campo Nejo

El campo Nejo está ubicado al sureste de la Cuenca de Burgos, situado a 15 Km al sureste de la ciudad de San Fernando en el estado de Tamaulipas y en el noreste de México, produce

gas-condensado y aceite ligero de la formación Frío Marino de Edad Oligoceno (OFM). El campo se caracteriza por tener múltiples yacimientos de areniscas laminadas con rango de permeabilidad de 0.01-10 mD y presión de poro entre 0.37-0.9 psi/pie. Por este motivo, la mayoría de los pozos del campo requieren fracturamiento hidráulico para alcanzar una producción comercial.

En este trabajo, se recopiló información de dos yacimientos OFM-28 y OFM-29 que se encuentran a una profundidad de

2,500 a 3,500 m, a una temperatura en el rango de 110-132 °C, un rango amplio de presiones originales en el orden de 5,000-9,400 psi, respectivamente. Ambos yacimientos son productores de gas-condensado. Se han puesto a producir más de 103 pozos en los yacimientos OFM-28 y OFM-29. En la **Tabla 3** se muestra el rango de los datos de producción empleados para determinar las correlaciones. En la **Tabla 4** se muestra la composición de gas-condensado de los yacimientos. En la **Figura 1** se muestran los histogramas de los datos utilizados para este estudio.

Parámetros	Unidades	Mínimo	Máximo
Estrangulador	1/64"	6.00	34.00
Presión de cabeza	psi	117.08	7,325.00
Qg	Mpcd	41.18	20,744.00
Qc	bpd	0.57	1,597.90
Qw	bpd	0.00	304.00
RGL	Mpc/bls	0.58	155.34
RGC	Mpcd/bls	0.62	596.32

Tabla 3. Rango de datos empleados para el estudio.

Componentes	Yacimiento: OFM-28		Yacimiento: OFM-29	
	Gases	Condensado	Gases	Condensado
	% Mol	% Mol	% Mol	% Mol
Dióxido Carbono (CO ₂)	0.77	0.18	0.90	0.11
Nitrógeno (N ₂)	0.90	0.05	0.62	0.01
Metano (C ₁)	87.71	12.16	88.77	5.56
Etano (C ₂)	5.76	4.99	5.61	2.92
Propano (C ₃)	2.37	5.09	2.18	4.10
Iso Butano (iC ₄)	0.56	1.86	0.46	2.30
N Butano (nC ₄)	0.77	4.26	0.67	4.48
Iso Pentano (iC ₅)	0.28	2.52	0.19	3.18
N Pentano (nC ₅)	0.30	3.69	0.20	4.12
Hexanos (C ₆)	0.28	5.72	0.19	6.89
Heptanos (C ₇₊)	0.30	59.48	0.21	66.33
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla 4. Composición del gas-condensado.

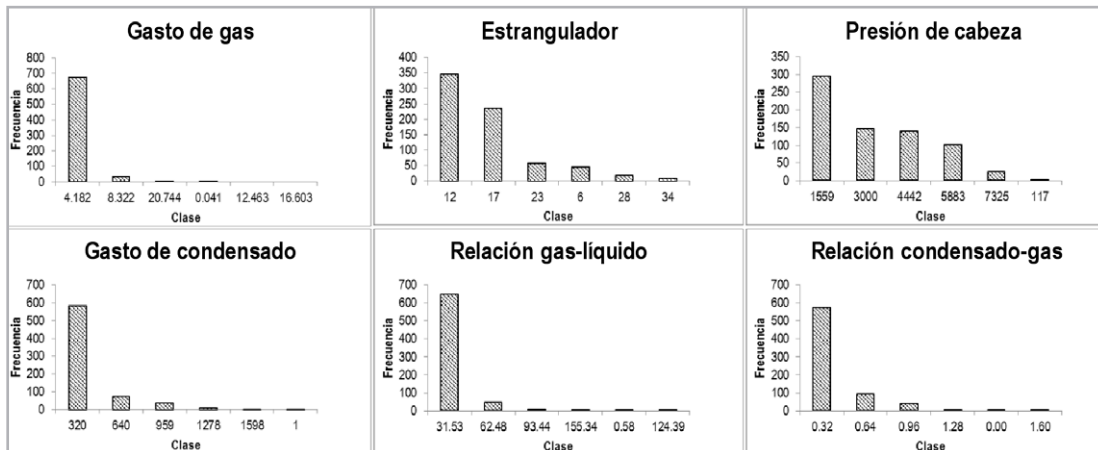


Figura 1. Histograma de los datos empleados para la correlación.

En las Figuras 2 y 3 se muestra el mapa de arena neta gasífera con los pozos productores en los yacimientos OFM-28 y OFM-29. En estos yacimientos no existe ninguna evidencia

de tener un acuífero débil o activo, toda la producción de agua es congénita.

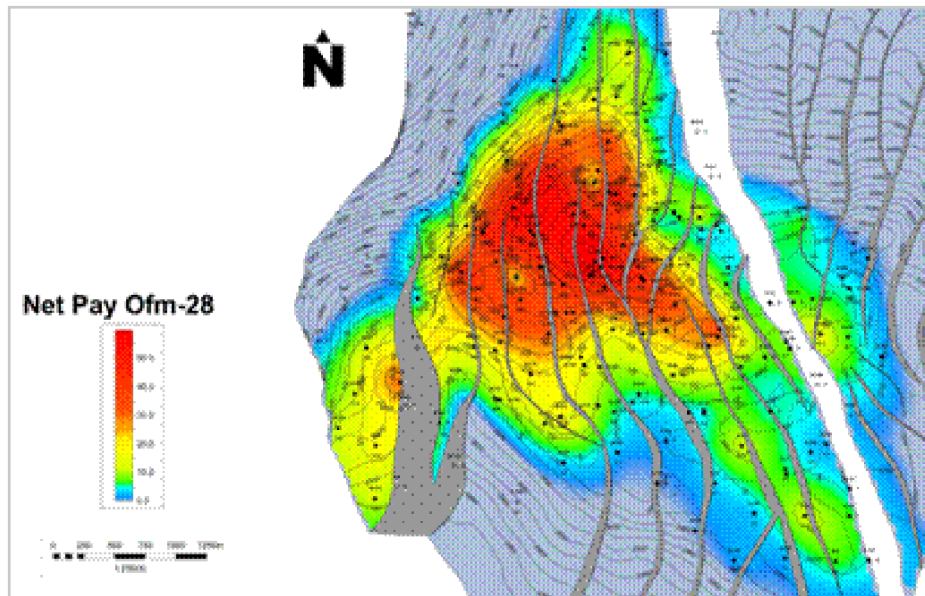


Figura 2. Mapa de arena neta gasífera del yacimiento OFM-28.

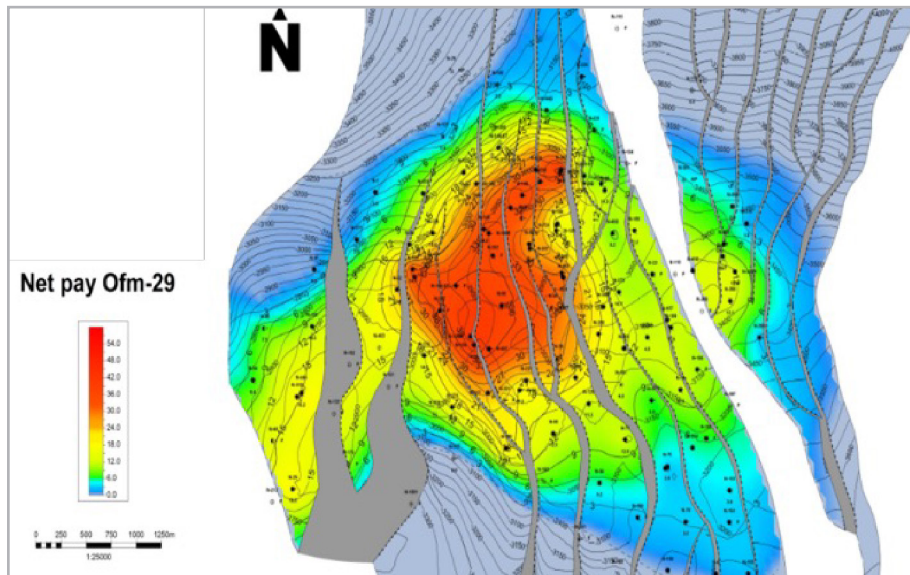


Figura 3. Mapa de arena neta gasífera del yacimiento OFM-29.

Metodología para determinar las constantes de la correlación tipo Gilbert

En este trabajo, se propone actualizar los coeficientes de la ecuación tipo Gilbert para yacimientos de areniscas con fracturamiento hidráulico que determine el gasto del gas y el condensado, (ver ecuaciones 1a y 1b).

$$P = a \cdot Q_g \cdot RLG^b \cdot S^{-c} \quad (1a)$$

$$P = a \cdot Q_L \cdot RGL^b \cdot S^{-c} \quad (1b)$$

Se utilizaron las ecuaciones 1a y 1b como base para desarrollar la correlación de interés. Previamente, se realizó un tratamiento matemático a la ecuación de potencia (1a) y (1b) para la linealización. Ya que la regresión lineal ofrece una poderosa técnica para ajustar a una línea los datos, (Chapra & Canale, 2007). Ver ecuación 2.

$$\ln \frac{P}{Q} = \ln a + b \cdot \ln R - c \cdot \ln S \quad (2)$$

Posteriormente, se aplicó a la ecuación (2) el procedimiento de *mínimos cuadrados*.

$$Sr = \sum_{i=1}^n \left[\ln a + b \cdot \ln R_i - c \cdot \ln S_i - \ln \frac{P_i}{Q_i} \right]^2 \quad (3)$$

Donde Sr es la suma de los cuadrados de los residuos. El cual, representa el cuadrado de la discrepancia entre el dato medido y la estimación. Para determinar los valores de a , b y c de la ecuación (3) se deriva con respecto a cada uno de los coeficientes. Al igualar estas derivadas a cero, se dará como resultado un Sr mínimo. Ordenando los términos y desarrollando el sistema de ecuaciones normales:

$$2 \cdot \sum_{i=1}^n \left[\ln a + b \cdot \ln R_i - c \cdot \ln S_i - \ln \frac{P_i}{Q_i} \right] = 0 \tag{4a}$$

$$2 \cdot \sum_{i=1}^n \left[\ln a + b \cdot \ln R_i - c \cdot \ln S_i - \ln \frac{P_i}{Q_i} \right] \ln R_i = 0 \tag{4b}$$

$$2 \cdot \sum_{i=1}^n \left[\ln a + b \cdot \ln R_i - c \cdot \ln S_i - \ln \frac{P_i}{Q_i} \right] \ln S_i = 0 \tag{4c}$$

Las tres ecuaciones anteriores son lineales y tienen tres incógnitas: a , b y c . La constante y los exponentes de las incógnitas se evalúan de manera directa, a partir de los datos obtenidos de las pruebas de producción y pruebas de potencial. A continuación, se expresan las ecuaciones (4a), (4b) y (4c) en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n \ln R_i & -\sum_{i=1}^n \ln S_i \\ \sum_{i=1}^n \ln R_i & \sum_{i=1}^n \ln R_i^2 & -\sum_{i=1}^n \ln S_i \ln R_i \\ \sum_{i=1}^n \ln S_i & \sum_{i=1}^n \ln R_i \ln S_i & -\sum_{i=1}^n \ln S_i^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \ln(a) \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \ln \frac{P_i}{Q_i} \\ \sum_{i=1}^n \ln \frac{P_i}{Q_i} \ln R_i \\ \sum_{i=1}^n \ln \frac{P_i}{Q_i} \ln S_i \end{bmatrix} \tag{5a}$$

$$\tag{5b}$$

$$\tag{5c}$$

Este sistema de ecuaciones se resolvió con la programación de una herramienta en Macros mediante el método de *Eliminación de Gauss* hacia adelante y con sustitución hacia atrás. Una vez obtenido los valores de las constantes, la herramienta evalúa la nueva correlación y la compara con las correlaciones más conocidas (detalles de la herramienta en el apéndice).

Evaluación de los resultados

Las ecuaciones (2a) y (2b) para determinar flujo de fluidos a través de estranguladores fueron evaluados usando los datos de producción del campo Nejo. Los datos fueron

recopilados de 103 pozos de los yacimientos OFM-28 y OFM-29. La producción de agua se sumó para obtener el volumen de líquido producido en cada pozo. El número total de datos de producción empleados en este estudio fue de setecientos once (711), estos datos fueron usados para evaluar las constantes y exponentes de la ecuación (2a) y (2b). A continuación, se muestra el sistema de ecuaciones para determinar los coeficientes de la ecuación (2a).

$$\ln a - 1.985b - 2.423c - 0.802 = 0 \tag{6a}$$

$$-1.985 \ln a + 5.101b + 5.015c + 0.873 = 0 \tag{6b}$$

$$2.423 \ln a - 5.015b - 6.005c - 1.632 = 0 \tag{6c}$$

Aplicando la herramienta desarrollada para este trabajo, y resolviendo el sistema de ecuaciones (6a) a (6c) por *eliminación Gaussiana* y con sustitución hacia atrás, se obtuvo que los valores de la solución son: $a=364.0632$, $b=0.2917$ y $c=1.8639$. Así, la primera ecuación de gas-condensado es:

$$P = 364.0632 \cdot Q_g \cdot RLG^{0.2917} \cdot S^{-1.8639} \quad (7a)$$

De la misma forma, se aplicó la metodología para obtener la segunda ecuación que determina el gasto de líquido. La ecuación obtenida es la siguiente:

$$P = 2.7315 \cdot Q_L \cdot RGL^{0.7083} \cdot S^{-1.8639} \quad (7b)$$

Para el calcular el gasto del condensado se necesita la siguiente expresión:

$$Q_c = Q_L (1 - f_w) \quad (8)$$

Donde el flujo fraccional es el cociente entre el gasto del agua y el gasto de líquido ($Q_w + Q_c$) y se representa por f_w . La expresión matemática se muestra a continuación.

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_w + Q_c} \quad (8a)$$

La manera en que se realizó el primer control de calidad de los resultados obtenidos para las nuevas correlaciones fue mediante la realización de gráficas de gastos medidos versus gastos calculados. Cuanto más cerca estén los datos de la línea recta trazada de 45°, más precisa será la correlación. En la **Figura 4**, se muestra la comparativa de los resultados obtenidos con la correlación nueva para el gasto de gas versus los datos de producción medidos (gráfica de la izquierda), en donde hay una tendencia cercana a la línea

de 45°, por lo que hay un buen ajuste de la correlación. Sin embargo, en la gráfica de la derecha, se comparó los datos de medición con las correlaciones de gas de la literatura, donde la correlación de Osman y Dakla (1990) subestima la producción de gas, mientras que Jairo et al (2013) sobrestima la producción y finalmente, Nasriani y Kalantariasl (2011) no tiene un buen ajuste porque los datos con que se construyó su correlación están fuera de su rango de aplicación.

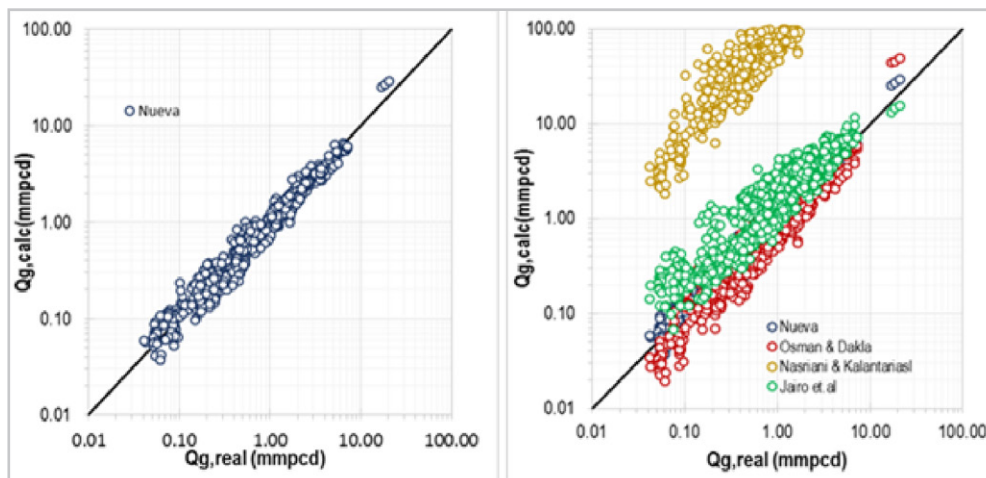


Figura 4. Resultados de gastos de gas medidos contra gasto de gas calculados con la correlación propuesta, (izquierda), y gastos de gas medido contra gastos calculados con varias correlaciones (derecha).

En la parte izquierda de la **Figura 5**, se muestran los resultados de la correlación para estimar gastos de líquido (ecuación 7b), donde se visualiza una correlación entre los datos medidos y los calculados. En la gráfica de la derecha se comparó con las correlaciones de la literatura, dichas correlaciones tienen también buena correlación con los datos medidos.

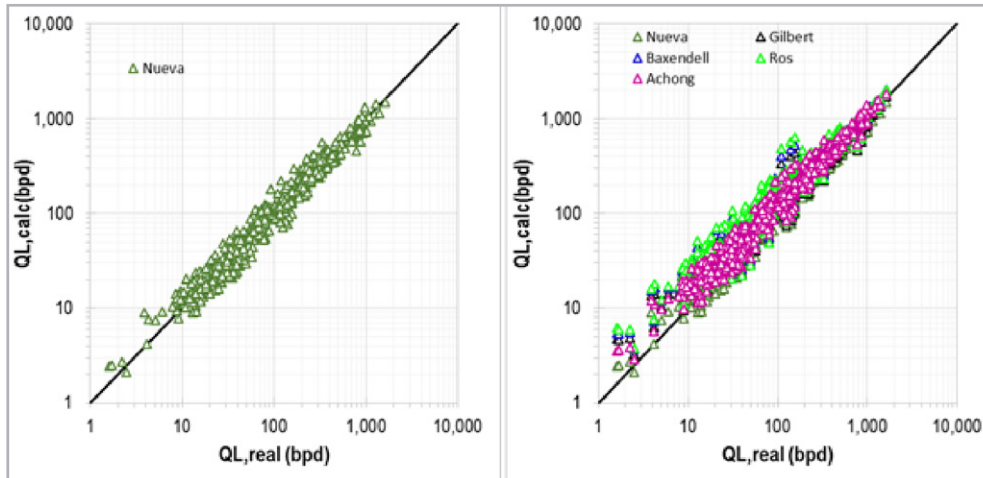


Figura 5. Resultados de la estimación de gastos de líquidos estimados con la correlación propuesta contra el gasto medido (izquierda) y comparación de los gastos de líquido medidos contra gastos calculados con las correlaciones de la literatura, (gráfica de la derecha).

Evaluación crítica de la correlación desarrollada

Con el fin de evaluar la eficiencia de las correlaciones de flujo a través de estranguladores propuesta en este estudio (ecuaciones 7a y 7b), se utilizaron cuatro medidas estadísticas de calidad como: porcentaje de desviación relativa absoluta promedio (E1), error cuadrático medio (E2), desviación estándar (E3) y coeficiente de determinación (E4). El uso de estos parámetros, ayuda a caracterizar con precisión el comportamiento de las correlaciones y su capacidad de predicción. Es decir, los diferentes tipos de errores evaluados en este estudio, brinda varios puntos de control para tomar decisiones sobre la confiabilidad de las correlaciones. A continuación, se muestra las funciones de error empleadas como medida de control, (Ecuación 9a a 9d).

$$E1 = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{Q_i^{medición} - Q_i^{calculado}}{Q_i^{medición}} \right| \quad (9a)$$

$$E2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Q_i^{medición} - Q_i^{calculado})^2}{n}} \quad (9b)$$

$$E3 = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Q_i^{\text{medición}} - Q_i^{\text{calculado}}}{Q_i^{\text{medición}}} \right)^2} \quad (9c)$$

$$E4 = \frac{[\sum_{i=1}^n (Q_i^{\text{medición}} - \bar{Q})(Q_i^{\text{calculado}} - \bar{Q})]^2}{\sum_{i=1}^n (Q_i^{\text{medición}} - \bar{Q})^2 \sum_{i=1}^n (Q_i^{\text{calculado}} - \bar{Q})^2} \quad (9d)$$

Donde $Q_i^{\text{medición}}$, $Q_i^{\text{calculado}}$, \bar{Q} es el gasto de gas y/o condensado medido, calculado, promedio respectivamente y, n es el número de datos recopilado para la construcción de la correlación. Las ecuaciones (7a) y (7b) fueron evaluados usando los parámetros de error de las ecuaciones (9a) a (9d). Los resultados finales se presentan en la **Tabla 5**.

Se puede concluir que la correlación de gas tiene una mejor aproximación a los datos medidos respecto a sus comparaciones con las correlaciones de la literatura. La correlación de líquidos no fue la que mejor se ajustó, pero es igual de confiable que las demás.

Parámetros	Correlaciones de Gas				Correlaciones de líquido				
	Nueva	Osman & Dakla	Nasriani & Kalantariasl	Jario et.al	Nueva	Gilbert	Baxendell	Ros	Achong
E1	16.636	32.166	9553.676	90.388	16.636	32.886	49.746	50.113	30.801
E2	0.604	1.866	501.582	1.100	48.902	49.968	87.373	83.670	66.114
E3	0.231	0.383	108.735	1.348	0.231	0.490	0.675	0.739	0.413
E4	0.933	0.756	0.697	0.789	0.962	0.968	0.967	0.951	0.971

Tabla 5. Resultados de los parámetros estadísticas de calidad.

Conclusiones

Los datos de 103 pozos productores de gas-condensado del campo Nejo se analizaron con el propósito de desarrollar correlaciones para describir el flujo de gas-condensado a través de estranguladores. Se evaluaron dos tipos de correlaciones con base a los datos utilizados en este estudio, por lo que se llegó a las siguientes conclusiones:

- Se construyó una herramienta para el Ingeniero de Productividad o de Yacimientos para que pueda generar correlaciones a partir de datos de medición.
- Se desarrollaron dos nuevas correlaciones para estimar una aproximación de producción de gas y condensado para yacimientos de arenisca con fracturamiento hidráulico.

- Con base en el análisis de los parámetros de error, indica que las correlaciones (7a) y (7b) dan un error ligeramente menor en términos generales. Sin embargo, se estima que estas correlaciones proporcionen valores razonables siempre y cuando se usen para los rangos de datos que fueron desarrollados.

Nomenclaturas

- a Constante de correlación (adimensional)
- b Exponente de correlación debido a la relación gas-líquido o condensado-gas (adimensional)
- c Exponente de correlación debido a estrangulador (adimensional)

E1	Desviación relativa absoluta promedio (%)	$Q_i^{calculado}$	Gasto estimado por la correlación (Mpc o bpd)
E2	Error cuadrático medio (MMpc o bpd)	$Q_i^{medición}$	Gasto medido (Mpc o bpd)
E3	Desviación estándar (adimensional)	RLG	Relación líquido-gas (bls/Mpc)
E4	Coefficiente de determinación (adimensional)	RGL	Relación gas- líquido (pc/bls)
f_w	Flujo fraccional (adimensional)	S	Estrangulador (1/64")
n	Número de datos de medición empleados (adimensional)	Sr	Suma de los cuadrados de los residuos entre la medición y el calculado
P	Presión de cabeza (psi)		
Q	Gasto de gas o condensado (Mpcd o bpd)		
Q_c	Gasto de condensado (bpd)		
Q_g	Gasto de gas (Mpcd)		
Q_L	Gasto de total (bpd)		
Q_w	Gasto de agua (bpd)		
	Gasto promedio (Mpc o bpd)		

Agradecimientos

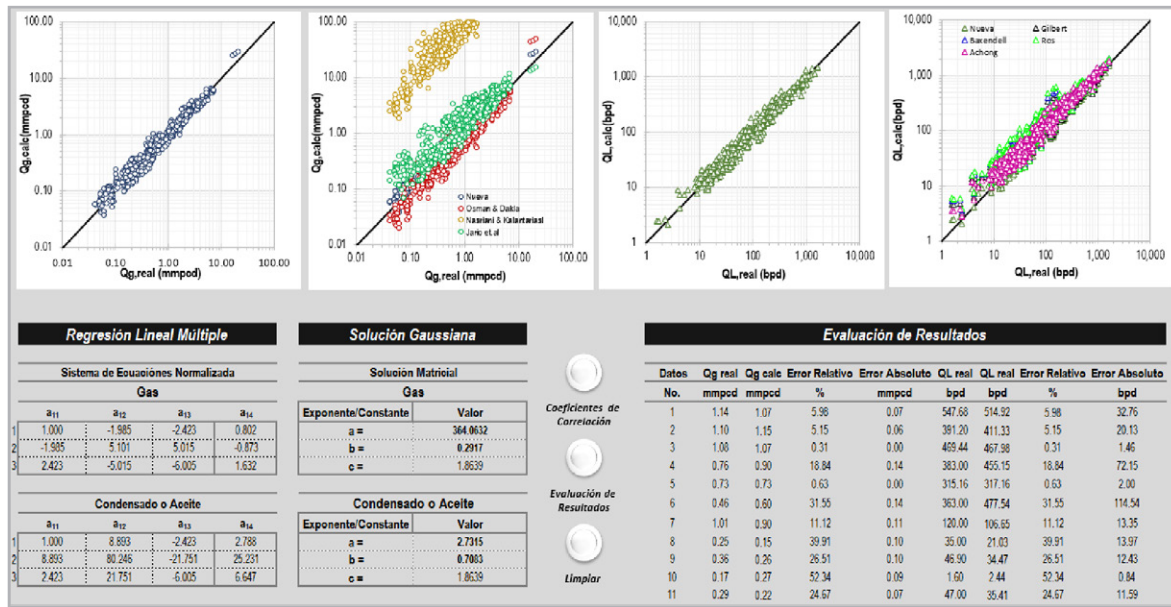
Se agradece a la compañía Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V., por proporcionar la información de producción y su valioso entusiasmo para la elaboración de este trabajo.

A Elena, Héctor y Emma por apoyarme en todo momento...

Apéndice

Regimen de flujo sónico												
No.	Fecha	Fecha	Peab	Plínea	Qgas	Qcond	Qagua	QL	RGL	RLG	Grado de criticidad	
	dd/mm/aa	1/64"	psi	psi	MMPC	BLS/D	BLS/D2	BLS/D32	pc/bls	bls/Mpc	PI/Peab	
1	16-feb-12	10	4300	438	1.1360	547.6800	0.0000	547.6800	2.074.2039	0.4821	0.102	
2	17-feb-12	10	4250	438	1.0960	391.2000	0.0000	391.2000	2.801.6360	0.3569	0.103	
3	18-feb-12	10	4200	438	1.0780	463.4400	0.0000	463.4400	2.236.3531	0.4355	0.104	
4	11-abr-12	10	3680	535	0.7590	365.0000	18.0000	383.0000	1.981.7232	0.5046	0.145	
5	26-abr-12	10	2850	700	0.7250	315.1600	0.0000	315.1600	2.300.4168	0.4347	0.246	
6	12-may-12	10	2800	800	0.4570	342.0000	21.0000	363.0000	1.258.9532	0.7943	0.286	
7	20-abr-13	10	2400	605	1.0090	96.0000	24.0000	120.0000	8.408.3333	0.1189	0.252	
8	11-ago-13	8	630	180	0.2450	23.0000	6.0000	35.0000	7.000.0000	0.1423	0.286	
9	07-abr-14	8	1100	210	0.3590	36.4600	10.4400	46.9000	7.654.5842	0.1306	0.191	
10	22-dic-15	14	180	94	0.1746	1.6000	0.0000	1.6000	109.126.2500	0.0092	0.522	
11	21-sep-13	12	460	200	0.2940	36.0000	11.0000	47.0000	6.255.3191	0.1599	0.435	
12	03-jul-11	8	6050	480	1.5630	147.8400	34.8000	182.6400	8.557.8187	0.1163	0.079	
13	20-sep-11	8	2505	410	0.6340	28.7000	10.0000	38.7000	16.382.4289	0.0610	0.164	
14	18-nov-11	8	1535	435	0.3310	20.5000	8.6000	29.1000	11.374.5704	0.0679	0.283	
15	23-dic-11	8	1270	420	0.3080	32.6000	6.0000	38.6000	7.979.2746	0.1253	0.331	
16	15-nov-09	10	2280	480	0.4770	223.8000	51.6000	275.4000	1.732.0261	0.5774	0.211	
17	15-nov-09	12	1900	460	0.5620	464.9000	51.6000	516.5000	1.088.0329	0.3190	0.253	
18	16-nov-09	14	1500	460	0.6170	296.6000	74.1000	370.7000	1.664.4187	0.6008	0.307	
19	31-may-11	8	4350	420	0.5730	391.2000	0.0000	391.2000	1.484.7239	0.6827	0.097	
20	01-jun-11	8	4350	420	0.5680	312.9600	0.0000	312.9600	1.814.9284	0.5510	0.097	
21	02-jun-11	8	4250	495	0.5330	391.2000	0.0000	391.2000	1.362.4744	0.7340	0.116	
22	08-jun-11	8	4150	500	0.5640	409.5000	0.0000	409.5000	1.377.2894	0.7261	0.120	
23	21-ene-12	10	4600	495	1.6079	433.4400	0.0000	433.4400	3.709.5262	0.2696	0.108	
24	22-ene-12	10	4600	495	1.6600	454.0800	0.0000	454.0800	3.655.7435	0.2735	0.108	
25	01-jun-11	12	4150	655	1.3380	702.6600	0.0000	702.6600	1.904.1928	0.5252	0.158	
26	02-jun-11	12	4100	620	1.3080	743.2800	0.0000	743.2800	1.753.7675	0.5683	0.151	
27	03-jun-11	12	4000	580	1.3480	727.6300	0.0000	727.6300	1.852.5899	0.5398	0.145	
28	26-dic-10	10	4900	535	1.2840	398.4000	0.0000	398.4000	3.222.8916	0.3103	0.109	
29	27-dic-10	8	4900	515	0.8500	252.0000	0.0000	252.0000	3.373.0159	0.2965	0.105	
30	23-dic-10	6	4325	461	0.4470	158.4000	0.0000	158.4000	2.821.9637	0.3544	0.094	
31	03-mar-11	16	4820	600	3.6300	1.008.0000	48.0000	1.096.0000	3.437.5000	0.2909	0.124	
32	21-mar-11	18	4730	530	5.3810	1.108.6600	25.6800	1.134.3400	4.743.7276	0.2108	0.112	
33	25-mar-11	20	4450	890	5.6670	1.204.4000	30.0000	1.234.4000	4.590.8944	0.2178	0.200	
34	26-abr-11	24	3980	500	6.7980	1.597.9000	30.7600	1.628.6600	4.172.7555	0.2398	0.128	
35	07-jun-11	28	2530	775	6.8630	1.364.9000	42.6000	1.407.5000	4.876.0213	0.2051	0.306	
36	06-jun-12	24	1850	520	2.9480	411.0000	33.0000	444.0000	6.635.1351	0.1507	0.315	
37	27-ago-12	28	1050	450	3.1480	224.0000	11.0000	235.0000	13.395.7447	0.0747	0.429	
38	12-jun-13	16	1240	186	1.3080	48.0000	48.0000	96.0000	13.625.0000	0.0734	0.150	
39	18-dic-14	8	4350	461	1.2130	82.0000	103.0000	185.0000	6.556.7568	0.1525	0.106	
40	18-dic-14	8	4350	461	1.2130	82.5800	103.2000	185.7800	6.529.8129	0.1531	0.106	

Hoja 1. En esta sección se carga la información de producción.



Hoja 2. Espacio de trabajo, (calcula los coeficientes de la correlación y evalúa la nueva correlación).

Referencias

Achong, I. 1961. Revised Bean and Performance Formula for Lake Maracaibo Wells. Internal Report, Shell Oil Company, Houston, Texas, EUA.

Al-Khalifa, M. A. y Al-Marhoun, M. A. 2009. Application of Neural Network for Two-Phase Flow through Chokes. Artículo presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al Kobhar, Arabia Saudita, mayo 19-22. SPE-169597-MS. <https://doi.org/10.2118/169597-MS>.

Chapra, S. C. y Canale, R. P. 2015. *Métodos Numéricos para Ingenieros*, séptima edición. México, D. F.: McGraw-Hill/ Interamericana-McGraw-Hill Education.

Ghareeb, M. y Elgaghah, S. 2007. A New Correlation for Calculating Wellhead Production Considering Influences of Temperature, GOR, and Water-Cut for Artificially Lifted Wells. Artículo presentado en International Petroleum Technology Conference, Dubái, EAU, diciembre 4-6. IPTC-11101-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-11101-MS>.

Gilbert, W. 1954. Flowing and Gas-Lift Well Performance. *Drilling and Production Practices* **13**: 126-157.

Leal, J., Al-Dammen, M., Villegas, R. et al. 2013. A New Analytical Model to Predict Gas Rate Volume Measurement through Well Head Chokes. Artículo presentado en International Petroleum Technology Conference, Pekín, China, marzo 26-28. IPTC-17046-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17046-MS>.

Nasriani, H. R. y Kalantariasl, A. 2011. Two-Phase Flow Choke Performance in High Rate Gas Condensate Wells. Artículo presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Yakarta, Indonesia, septiembre 20-22. SPE-145576-MS. <https://doi.org/10.2118/145576-MS>.

Osman, M. E. y Dokla, M. E. 1990. Gas Condensate Flow through Chokes. Artículo presentado en European Petroleum Conference, La Haya, Países Bajos, octubre 21-24. SPE-20988-MS. <https://doi.org/10.2118/20988-MS>.

Ros, N. C. J. 1960. An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid Low through a Restriction and its Application to Flow-metering. *Applied Scientific Research* **9**: Artículo no. 374. <https://doi.org/10.1007/bf00382215>.

Tangren, R., Dodge, C. H. y Seifert, H. S. 1949. Compressibility Effects in Two-Phase Flow. *Journal of Applied Physics* **20** (7): 637-645. <https://doi.org/10.1063/1.1698449>.

Semblanza de los autores

Giddel Hernández Martínez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad del Istmo Campus Tehuantepec. Trabajó en Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V., como Ingeniero de Yacimientos-Productividad en dos periodos, 2013-2015 y 2017-2019.

Ingresó al Programa de Inducción para Recién Egresados en Ingeniería Petrolera y Geociencias 2015 impartido en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Trabajó en PEMEX como Ingeniero de Yacimientos de 2015-2017 en el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna. Actualmente, trabaja en Petróleos Mexicanos como ingeniero de Yacimientos en la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción.

Miembro activo de la SPE (Society of petroleum Engineer). Desarrolló la herramienta APPY (para el análisis práctico de producción de pozos y campos) con certificado de derechos de autor No. 03-2021-100114270500-01. Ha participado en Jornadas Técnicas y el Congreso Mexicano del Petróleo.

Édgar I. Sánchez Morales

Licenciado en Economía egresado del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. Trabajó en Monclova Pirineos Gas como Analista de planeación estratégica y nuevos negocios, participando en las licitaciones CIEP 2012 y 2013, en las cuales la empresa se adjudicó los campos San Andrés y Tierra Blanca. Posteriormente durante 2014-2015 participa como analista de negocios en diferentes proyectos, destacando el diseño y desarrollo de plataforma administrativa para CMIC sede Nuevo León, y mejora de proceso de adquisición de servicios de tecnología en el Corporativo Banorte. Trabajó en la Licitación de la ronda 1.3 con la empresa Idat Reservoir en la elaboración del plan de explotación, presupuesto y modelado de estrategias, en el cual se adjudicaron el campo Ricos en la Cuenca de Burgos. Durante 2016-2017 trabajó como Jefe de planeación estratégica de Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, donde se mejoró el proceso de planeación, y se trabajó en la actualización de la Norma ISO9001-2008 a la versión 2015; diseñando e implementando los procesos de gestión de riesgo, planeación estratégica y administración del conocimiento. A finales de 2017 se integra nuevamente a Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V., como Analista de planeación estratégica para trabajar en los planes de Exploración y Desarrollo de la ronda 2.2 y 2.3.