

Correlación del flujo de fluidos a través de estranguladores (PES), caso estudio, Campo petrolero Sen

MI. Javier Espinosa Rivera
Ing. Carlos Alberto Estrada Sinco
Ing. Rafael Pérez Herrera

Información del artículo: Recibido mayo 2012-aceptado agosto 2013

Resumen

Este trabajo tiene como objetivo proponer una nueva correlación de flujo de fluidos a través de estranguladores, integrando como variable o parámetro de control, el corte de agua medido de los pozos, para estimar adecuadamente el gasto de producción de los mismos. Además, se presenta el desarrollo de una herramienta de cómputo que permite obtener de manera práctica, los coeficientes solución de la ecuación propuesta con el fin de poder construir la ecuación representativa para cada campo petrolero en estudio, con base en las mediciones de producción y datos de presión en cabeza.

Los coeficientes solución de la ecuación se obtuvieron mediante los métodos de solución numérica de ecuaciones de Newton–Raphson y gradiente conjugado.

La correlación del Campo Sen, se determinó considerando 325 mediciones de pozos y 50 pruebas de producción, lo cual representa 39,000 datos de flujo durante un periodo de tres años y medio.

Las mediciones fueron efectuadas a boca de pozo y en cabezales de recolección del campo, la mayoría de ellas fueron realizadas con medidores multifásicos y la información de presión en cabeza, se adquirieron en tiempo real utilizando sensores de alta resolución. Al final de este trabajo se hace una comparación entre los resultados obtenidos con el método propuesto y las correlaciones clásicas utilizadas en la industria petrolera.

El Campo Sen es administrado por el Activo Integral Samaria Luna y es el de mayor producción de hidrocarburos en el sistema terrestre a nivel nacional, aportando 54,734 bpd de aceite y 160.8 mmpcd de gas.

Palabras clave: Correlación, estrangulador, solución numérica de ecuaciones, mediciones, cabezales de recolección, sensores de alta resolución.

Correlation of flow of fluids through chokeS (PES), case study, Oilfield Sen

Abstract

This paper aims to propose a new correlation of fluid flow through chokes, integrating as a variable or parameter control, measured water cut of wells, to properly estimate the cost of production of the same. In addition, the development of a tool of computation that allows to obtain in a practical way, the coefficients of solution of the equation proposed in order to be able to build the representative equation for each oil field in study, based on measurements of production and pressure in head is presented.

The solution of the equation coefficients were obtained using the methods of numerical solution of equations of Newton-Raphson and Conjugate gradient.

The correlation of the Sen field was determined considering 325 measurements of wells and production tests 50, which represents 39,000 data flow during a period of three years and a half.

The measurements were carried out to wellhead and heads the field collection, most of them were made with multiphase meters and pressure in head information, be acquired in real-time using high resolution sensors. At the end of this work is made a comparison between the results obtained with the proposed method and classical correlations used in the petroleum industry.

The Sen field is administer by active of production Samaria Luna and it is the most important system of land production of hydrocarbons in Mexico. The current production of oil and gas is 54,350 barrels per day and 160 millions of cubic feet per day.

Keywords: Correlation, Choke, Numerical solution of equations, Measurements, Heads the field collection, High resolution sensors.

Introducción

Este trabajo tiene por objetivo proponer una nueva correlación del flujo de fluidos a través de estranguladores, integrando como variable o parámetro de control el corte de agua medido del pozo, además de desarrollar una herramienta de cómputo que permite obtener en forma práctica los coeficientes solución de la ecuación propuesta y, de esta manera poder obtener para campo petrolero su ecuación representativa, con base en sus mediciones y datos de presión en cabeza.

Los coeficientes solución de la ecuación se obtuvieron mediante los métodos de solución numérica de ecuaciones, como el de Newton-Raphson y gradiente conjugado.

La correlación del Campo petrolero Sen se desarrolló con 325 mediciones de campo y 50 pruebas de producción, lo cual representa 39,000 datos de flujo, durante un periodo de

tres años y medio de mediciones; cabe hacer mención que este campo petrolero terrestre, es el de mayor producción de hidrocarburos a nivel nacional.

Las mediciones de campo se efectuaron a boca de pozo y en cabezales de recolección del Activo Samaria Luna; la mayoría de las mediciones fueron multifásicas. Los datos de la presión en cabeza se midieron en tiempo real, utilizando sensores de alta resolución.

Es decir, para cada dato de presión en cabeza del pozo corresponde un dato de medición. Al final de este trabajo se presenta una comparación entre los resultados obtenidos con el método propuesto y las correlaciones clásicas utilizadas en la industria petrolera.

El Campo petrolero Sen se localiza a 50 km, al NE de la ciudad de Villahermosa Tabasco. Está integrado principalmente por los bloques norte y sur, **Figuras 1 y 2.**



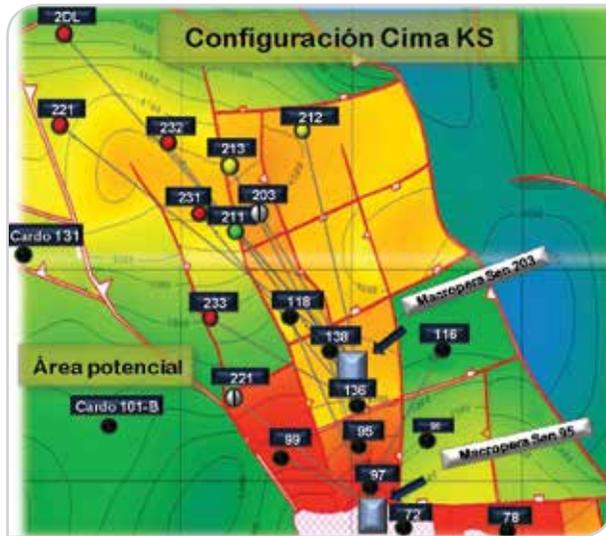


Figura 1. Bloque Norte.

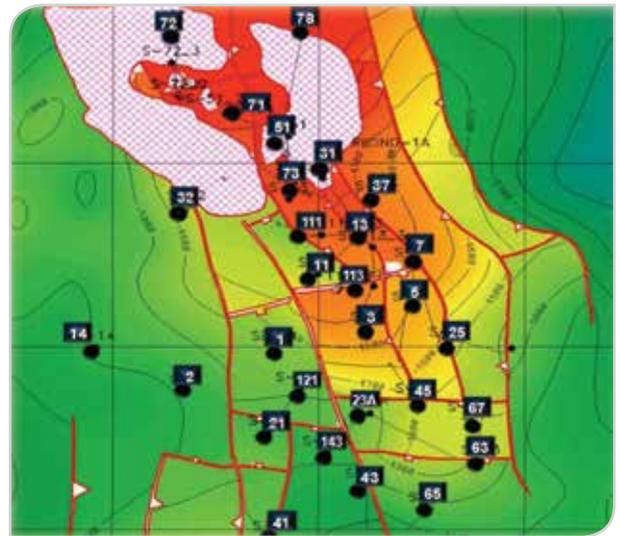


Figura 2. Bloque Sur.

Desarrollo del tema

Cada uno de los datos involucrados en la construcción de la correlación, se obtuvieron mediante la integración en tiempo real de las mediciones de fluidos y los datos de presión obtenidos mediante sensores instalados en la cabeza del pozo; es decir, para cada dato de flujo de fluidos medido corresponde un dato de presión en cabeza del

pozo, los datos aportados por la medición son: el gasto de líquidos, el gasto de aceite, la RGA y el corte de agua del pozo; la frecuencia o actualización de estos datos medidos en tiempo real se efectuó minuto a minuto.

En la **Figura 3** se ilustra el proceso o ciclo de obtención de los datos medidos.

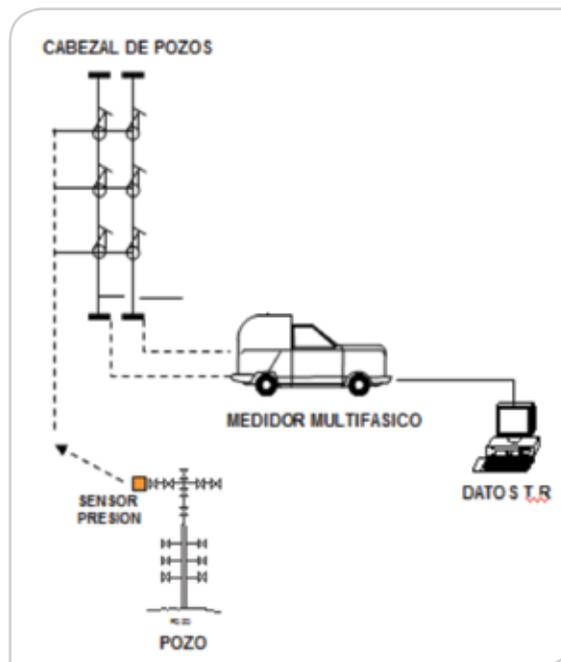


Figura 3. Proceso de obtención de los datos de campo.

El modelo de flujo de fluidos a través de estranguladores propuesto en este trabajo es el siguiente:

$$Ql = k \frac{Pwh^a \phi^b}{RGA^c} \quad (1)$$

Donde k, a, b, c son los coeficientes solución de la ecuación, el gasto de aceite del pozo está dado por la ecuación siguiente:

$$Qo = Ql(1 - fw) \quad (2)$$

Siendo f_w el corte de agua del pozo; los coeficientes a, b, c representan la correspondencia existente entre las variables medidas, directamente involucradas en el cálculo del gasto de líquidos a través de un estrangulador.

Para encontrar los coeficientes soluciones del Campo Sen, restamos el gasto de líquidos medido con el gasto de líquido calculado con la correlación propuesta, asignando un valor inicial de uno a los coeficientes de las variables (presión en cabeza, estrangulador y RGA); el siguiente paso consiste en realizar una sumatoria de residuos de las diferencias cuadrado entre las mediciones de campo contra las obtenidas mediante la ecuación (1).

$$\sum_{i=1}^n R_i^2 = \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1x_i + a_2x_i^2 + \dots + a_mx_i^m - y_i)^2 \quad (3)$$

$$y = f(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_mx^m \quad (4)$$

$$S_i = f(x_i) - y_i \quad (5)$$

O bien

$$S_i = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_mx^m - y_i \quad (6)$$

El método consiste en determinar los valores de los parámetros $a_0, a_1, a_2, \dots, a_m$ que minimicen la suma de los cuadrados del residuo, y a su vez representen cada una de las mediciones calculadas con la ecuación (1).

$$\sum_{i=1}^n R_i^2 = \sum_{i=1}^n (a_0 + a_1x_i + a_2x_i^2 + \dots + a_mx_i^m - y_i)^2 \quad (7)$$

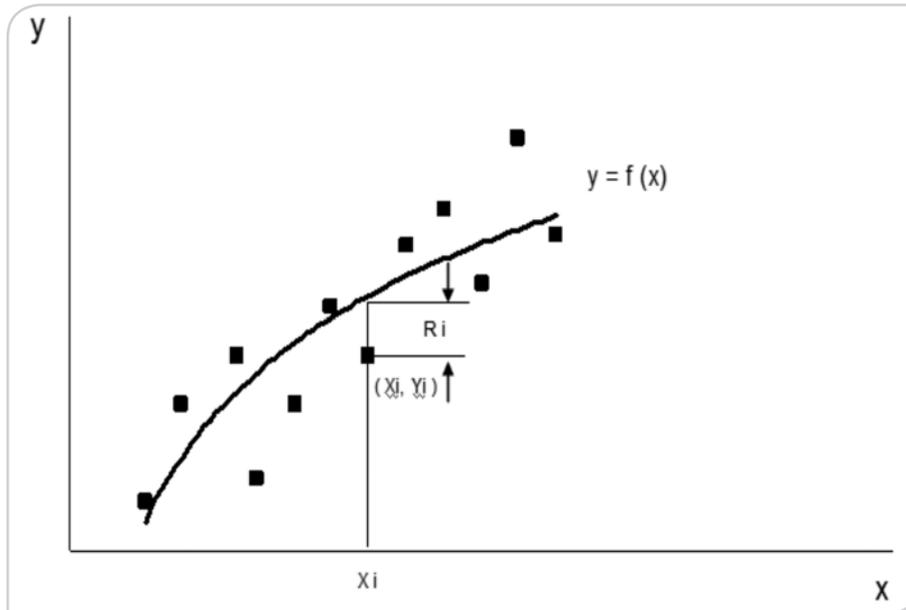


Figura 4. Ajuste por medio del método de mínimos cuadrados de datos de campos.

De esta manera se obtienen los mejores valores solución de la ecuación, para todos los factores involucrados en ella.

El paso siguiente consiste en obtener los valores de los coeficientes solución de la ecuación (1), mediante los métodos de Newton-Raphson y gradiente conjugado. En este artículo se efectúa una comparativa entre estos dos métodos, el método de Newton-Raphson se define a continuación por medio de las ecuaciones 8 y 9:

$$\Delta x_n = F(x) - x_n \quad , \quad (8)$$

$$x_{n+1} = x_n - \frac{F(x_n)}{F'(x_n)} \quad , \quad (9)$$

Δx_n representa el valor de la primera aproximación solución del método, para un valor inicial x_n , que para este caso siempre tomará el valor de 1.

Por otra parte, $F(x_n)$ es la ecuación (1), valuada para el primer valor inicial, y $F'(x_n)$ es la derivada con respecto a cada una de las variables de la ecuación (1); de esta manera se obtienen los parámetros solución igualados con el valor del gasto medido de líquidos.

El método geoméricamente consiste en trazar una línea vertical por la primera aproximación hasta cortar la curva de la ecuación $y=F(x)$ ecuación (1), y por el punto de corte trazar una tangente a la propia curva hasta intersectar el eje x ; en este punto de intersección se tendrá la nueva aproximación y habrá que repetir el proceso hasta encontrar la raíz buscada, **Figura 5**.

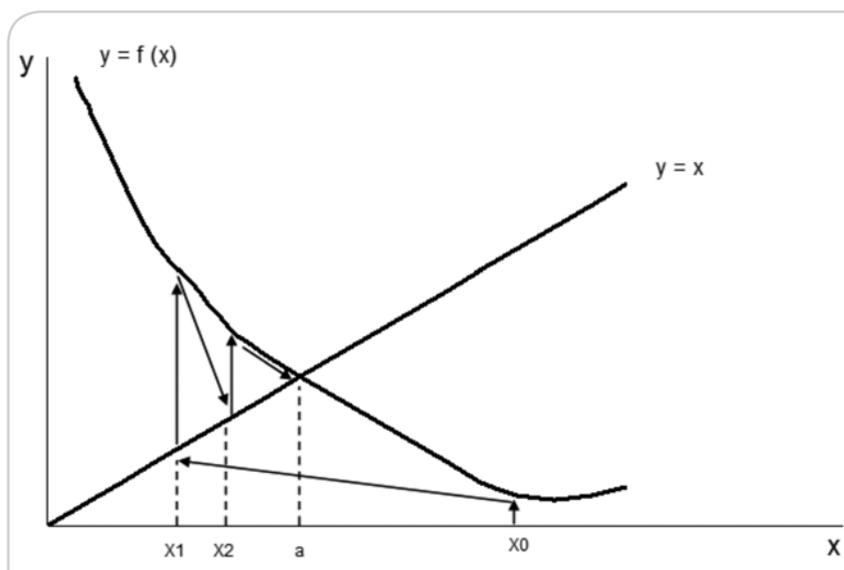


Figura 5. Explicación gráfica para el método de solución.

Los coeficientes solución de la ecuación son aquellos que representen o minimicen la suma de los cuadrados de los residuos del gasto medido contra el calculado de la correlación PES, mientras que la selección de método óptimo se realizó mediante la comparación del coeficiente de correlación de Pearson.

Para la obtención de estos resultados se desarrolló un programa de cálculo (ANAFLU), el cual permite anexar más mediciones, y realizar filtros que permiten eliminar datos erróneos o fuera de tendencia; es decir, desecha mediciones

con altos porcentajes de error, y también se puede efectuar una selección de datos más representativa para la obtención de los mejores coeficientes solución del sistema.

Con esta metodología se pueden obtener correlaciones por campo, y depender únicamente de las mediciones y pruebas de producción características del sistema petrolero en cuestión.

La **Figura 6** muestra el diagrama de flujo de la metodología propuesta en este trabajo.

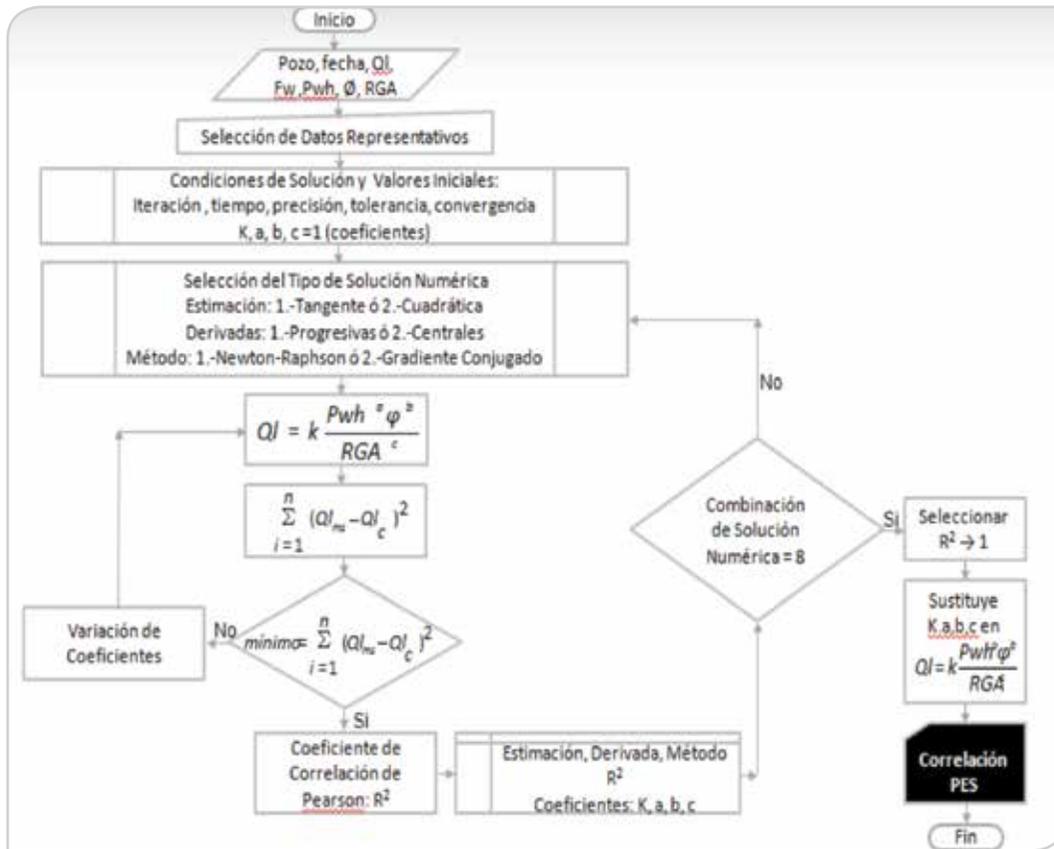


Figura 6. Diagrama de flujo para la aplicación de la metodología para la obtención de una correlación para estimar el gasto de fluidos a través de un estrangulador.

Resultados

Una vez cargados los datos para el campo petrolero Sen y después de obtener los coeficientes que resuelven la

ecuación (PES) con el programa (ANAFLU) realizado ex profeso para el desarrollo de la correlación del sistema se obtiene:

$$Ql = 17.78 \frac{Pwh^{1.25} \phi^{1.73}}{RGA^{0.036}} \quad (10)$$

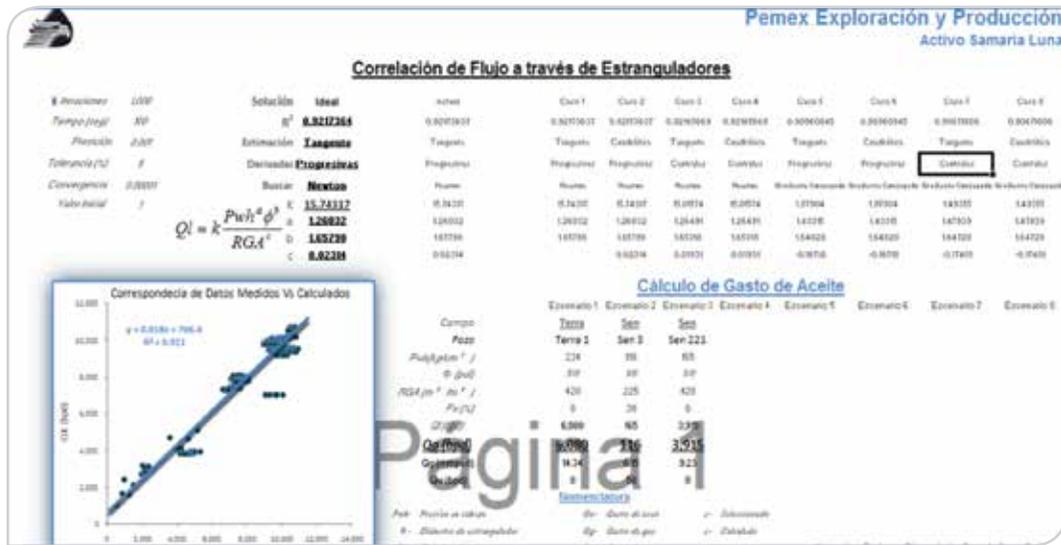


Figura 7.

Los resultados de la correlación propuesta se compararon con las correlaciones de Gilbert, Ros y Baxendell, los resultados se muestran en las Figuras 8 y 9.

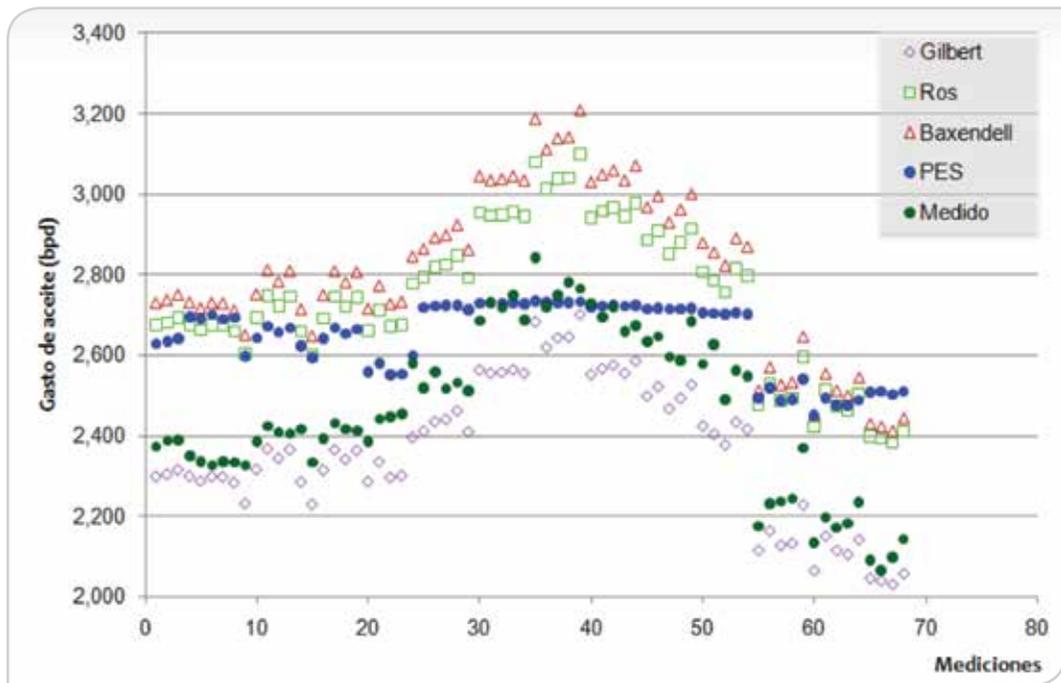


Figura 8. Primera parte de la comparación para los resultados de los cálculos de los gastos, por medio de diferentes correlaciones.

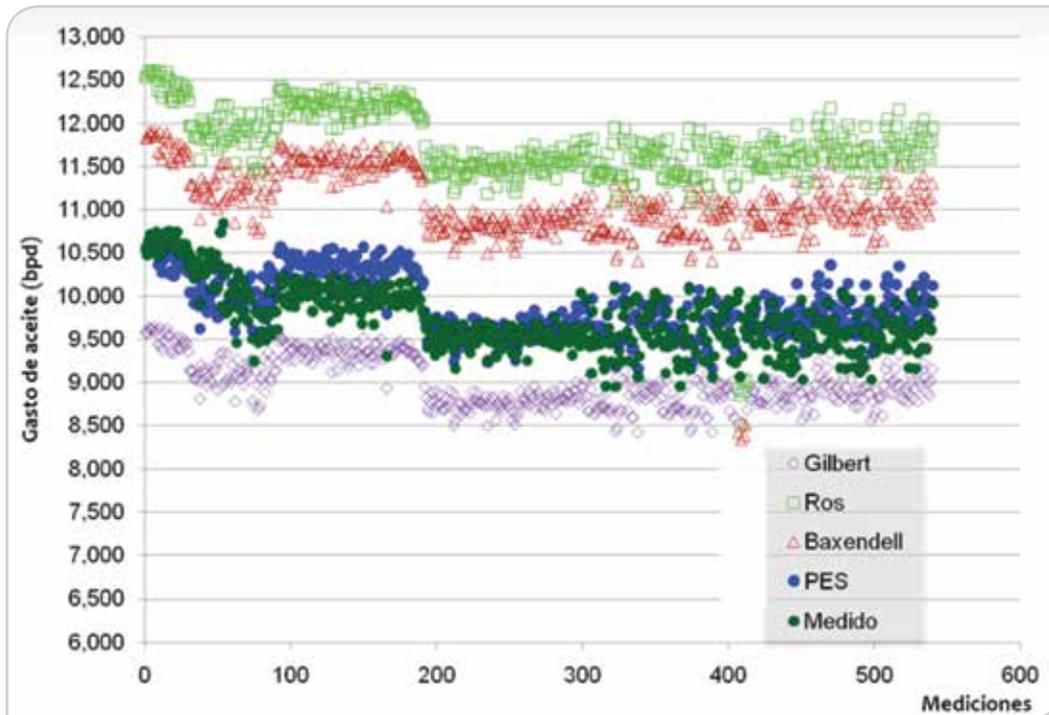


Figura 9. Segunda parte de la comparación para los resultados de los cálculos de los gastos, por medio de diferentes correlaciones.

Caso Sen 221

El pozo se terminó a finales de abril del 2011, e inició su producción hacia la batería Sen el 2 de mayo del 2011.

La última medición efectuada el 27 de mayo del 2011, se compara con la correlación propuesta y con las correlaciones de Gilbert, Ros y Baxendell, conforme se muestra en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Comparación entre los datos reales del gasto de hidrocarburos del pozo Sen al y los estimados por medio de tres correlaciones y los obtenidos por medio de la correlación del artículo presente.

	LÍQUIDO (bpd)	GAS (MMPCD)	RGA (m ³ /m ³)	% ERROR
MEDICION	5,672	14.97	470	0
GILBERT	5,114	13.50	470	9.84
ROS	6,585	17.38	470	16.10
BAXENDELL	6,280	16.57	470	10.72
PES	5,311	14.01	470	6.36

Conclusiones

Se puede concluir que para gastos de líquidos bajos, las correlaciones de flujo presentan resultados muy consistentes unas con otras; sin embargo, a medida que se incrementa el gasto de líquidos, la correlación propuesta en este trabajo presenta mejores resultados.

Los resultados pueden mejorarse a medida que se utilicen datos más representativos del campo o bloque a analizar.

La exactitud del cálculo obtenido con la correlación, es proporcional con la incertidumbre de las mediciones utilizadas para obtenerla.

Agradecimientos

Se agradece al personal operativo del Campo Sen, por su valiosa y entusiasta participación en la elaboración de este trabajo.

Nomenclatura

- a = Coeficiente debido a la presión en cabeza del pozo, (adim.)
- b = Coeficiente debido al estrangulador del pozo, (adim.)
- c = Coeficiente debido a la relación gas aceite del pozo, (adim.)
- $f(x_i)$ = Diferencia el valor medido en el método de Newton - Raphson, (adim.)
- $F(x)$ = Función propuesta, ec. (1)
- $F(x_n)$ = Ecuación (1), evaluada con la primera aproximación del método de Newton Raphson
- $F'(x_n)$ = Derivada de la ecuación (1) en el método de Newton Raphson
- f_w = Corte de agua del pozo (adim.)

- k = Coeficiente debido al corte de agua del pozo, (adim.)
- P_{wh} = Presión en cabeza del pozo, (kg/cm²)
- Q_l = Gasto de líquidos medido ,(bpd)
- RGA = Relación gas aceite del pozo, (m³/m³)
- S_i = Residuo de la diferencia entre el gasto medido y el gasto calculado en el Método de mínimos cuadrados
- X_n = Valor inicial que toman los coeficientes de la ecuación, en el método de Newton Raphson
- ΔX_n = Solución iterativa del método de Newton Raphson
- X_{n+1} = Solución $_{n+1}$, de la ecuación del método de Newton Raphson
- Y_i = Diferencia del valor calculado en el método de mínimos cuadrados
- Φ = Diámetro del estrangulador del pozo (adim.)

Referencias

- Garaicochea, F., Bernal Huicochea, C. y López Ortiz, O. 1991. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Gilbert, W.E. 1954. *Flowing and Gas Lift Well Performance*. API Drilling and Production Practice.
- Luthe García, R., Olivera, A. y Schutz, F. *Métodos Numéricos*. México: Limusa.
- Ros, N.C.J. 1960. An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Liquid Flow Through a Restriction and its Application to Flow Metering. *Appl Sci Res* **9** (1): 374-388.

Semblanza de los autores

M.I. Javier Espinosa Rivera

Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

En 2005, ingresa a Petróleos Mexicanos donde se ha desempeñado como: Ingeniero de medición de hidrocarburos, Ingeniero de operación encargado de las Baterías de separación Luna, Sen y Pijije, Ingeniero encargado de pozos del Delta del Grijalva, así como supervisor de proyectos de medición de hidrocarburos en instalaciones y pozos del Activo de Producción Samaria Luna.

Ha desarrollado herramientas de cómputo para el diseño de separadores, flujo de hidrocarburos por ductos y pruebas tecnológicas en instalaciones de producción, con diferentes principios de medición para pozos petroleros fluyentes.

Ing. Carlos Alberto Estrada Sinco

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional.

En 2005 ingresó a Petróleos Mexicanos donde se ha desempeñado como Ingeniero de Yacimientos, Líder del Proyecto FEL, Administrador de Recursos Inversión y Operación, Ingeniero de Recuperación Secundaria, Ingeniero de Proyectos de Explotación, Ingeniero de Productividad, Líder del Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez, Analista Técnico-Económico del Proceso de Eliminación de Nitrógeno, actualmente se desempeña como Analista de Desempeño de Proyectos de Inyección de Agua.

Dentro de Petróleo Mexicanos ha desarrollado diversas herramientas computacionales orientadas a la optimización de tiempos que facilitan el análisis y el estudio de procesos, recursos y fenómenos relacionados con la ingeniería petrolera.

También ha realizado y documentado diversos estudios, entre los que principalmente destacan: Efectos de la Extracción de Hidrocarburos en la Interfase Agua-Aceite, Efectos de la Inyección de Gases, Evaluación del Desempeño de la Inyección de Agua y Alternativas de Solución para Mantener la Calidad del Gas.

Ing. Rafael Pérez Herrera

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, obteniendo su título en julio de 1988.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en febrero de 1988, asignado a un programa de inducción de un año de duración en el Distrito Villahermosa.

A partir de febrero de 1989 laboró en el Distrito Comalcalco en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos; en febrero de 1994 colaboró en el Equipo Interdisciplinario Sen de la Superintendencia de Producción del mismo Distrito; en julio de 1997 fue asignado al área de Ingeniería de Yacimientos en el Activo de Producción Luna; de diciembre de 2004 a julio de 2008 fue Líder del Proyecto Integral Delta del Grijalva en la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Samaria Luna y desde agosto de 2008 a la fecha, se desempeña como Coordinador de Diseño de Explotación del mismo Activo.

Ha efectuado varios estudios de comportamiento primario de los campos petroleros de la Región Sur, de simulación numérica de yacimientos y de caracterización de fluidos. De mayo del 2000 a octubre del 2001 fue comisionado a la Ciudad de Denver, Colorado, para supervisar el estudio integral del Campo Sen.

Ha participado con la presentación de trabajos técnicos en los Congresos XXXI, XXXII, XXXVII, XXXVIII Y XLII de la AIPM; en las Jornadas Técnicas de la AIPM Delegación Villahermosa y Comalcalco.

Es miembro de número de la AIPM y del CIPM.