

Desarrollo de un programa de computador para estimar la presión de fondo fluyendo por medio de mediciones del nivel dinámico de un pozo con levantamiento artificial bajo flujo multifásico

Development of a computer program for estimating the bottomhole pressure from dynamic fluid level measurements for a pumped well under multiphase flow.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona¹, Moisés Jesús Vargas Castro² y Jesús David Rivas Losada³

Resumen

En este artículo se presentan los resultados obtenidos a partir del desarrollo de un programa para el cálculo de la presión de fondo fluyendo. El programa permite simplificar las mediciones en el pozo y minimizar costos, evitando detener la producción con el fin de obtener los datos necesarios. En el desarrollo de este trabajo se implementó un procedimiento para calcular la presión de fondo fluyendo, a partir de mediciones del nivel de fluido. Con ayuda del uso de modelos para caracterizar el flujo multifásico en un pozo, trabajo experimental y argumentos teóricos, el procedimiento de cálculo permite predecir la presión de fondo fluyendo, sin necesidad de cerrar el pozo. Además este método permite tener en cuenta, la geometría real del pozo. La validación de los resultados se hace con base en datos de campo reales, cuya comparación nos permite hacer una evaluación acertada de este modelo.

Palabras clave: Flujo multifásico, Patrones de flujo, Nivel dinámico, Cálculo de la presión de fondo fluyendo.

Abstract

This paper presents the results obtained from the development of a program for calculating the bottomhole pressure. The program allows to simplify the measurements in the well and minimizes costs by avoiding stop production in order to obtain the required data. In the development of this work is used a method to calculate the flowing bottomhole pressure, from fluid level measurements. Using models to characterize the multiphase flow in a well, experimental work and theoretical arguments, the calculation procedure allows to calculate the flowing bottomhole pressure, without shutting the well. Also this method allows to take into account real geometry of the well. The validation of the results is based on experimental data found in the literature and real field data, the comparison allows us to make a proper evaluation of this model.

Keywords: Multiphase flow, Flow patterns, Dynamic fluid level, Bottomhole pressure calculation.

1 - Ingeniero de Petróleos. Docente Universidad Surcolombiana. Grupo COFA. Av. Pastrana Borrero Carrera 1a. Neiva. jsepulve@usco.edu.co

2 - Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Grupo COFA. Av. Pastrana Borrero Carrera 1a. Neiva. moisesvar91@gmail.com

3 - Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Grupo COFA. Av. Pastrana Borrero Carrera 1a. Neiva. rivas_jesus93@hotmail.com

1. Introducción

En la actualidad una gran parte de la energía usada en el mundo proviene de los hidrocarburos. Para que se puedan producir naturalmente de las unidades geológicas que lo contienen, debe existir un diferencial de presión permitiendo que el fluido se desplace desde zonas de mayor presión a zonas de menor presión hasta llegar a superficie; por esta razón es de gran importancia conocer la presión de fondo fluyente la cual es la presión que proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hacia la superficie, esta presión es calculada en el fondo del pozo cuando el mismo se encuentra en producción (Bedoya y Fontecha, 2010).

Uno de los métodos comúnmente utilizados actualmente para determinar la presión de fondo fluyendo es mediante el uso de un instrumento conocido como sonolog, que registra el nivel de fluido (interfaz gas/líquido) generando una onda de energía en la superficie, registrando el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie (Echometer Company, 1998).

La energía se proporciona generalmente descargando un cartucho de salva, un delta de presión por medio de una explosión controlada o en los últimos avances una implosión teniendo en cuenta la cantidad de gas que existe libre en el anular. El cálculo de la BHP se realiza teniendo en cuenta la profundidad de la interfaz gas/líquido, y utilizando modelos de flujo para determinar el gradiente de presión (Beggs *et al*, 1973).

Sin embargo, a pesar de las tecnologías disponibles actualmente para la realización de dichas pruebas, siguen existiendo fallas y factores críticos que pudieran presentarse durante la ejecución de las mismas causando problemas operacionales lo que equivale a pérdidas económicas (Bikbulatov *et al*, 2005).

A lo anterior, se le suman las incertidumbres que se manejan en este tipo de operaciones, como por ejemplo, la certeza de los valores de las propiedades de los fluidos del yacimiento que se usan para el cálculo del gradiente de presión (Yamilet *et al*, 1999).

Por tales motivos, este proyecto surge de la necesidad de desarrollar un programa de computador que permita emplear técnicas de estimación de presión de pozos basadas en correlaciones matemáticas, trabajo experimental y argumentos teóricos. El programa fue validado con datos de pozos del Valle Superior del

Magdalena, que producían bajo la acción de sistemas de levantamiento artificial y presentaban flujo multifásico (Bánzer, 1996).

2. Metodología

Inicialmente se llevó a cabo la planeación y la recopilación de la información con ayuda de documentos relacionados ya publicados, se estudió la teoría de los patrones de flujo que ocurren con mayor frecuencia tanto en pozos verticales como en pozos desviados. Las causas, los efectos y las posibles soluciones fueron estudiados y analizados. Durante esta etapa también se recolectó la información necesaria correspondiente a los datos de campo, para esto se realizó una visita guiada a un campo del Valle Superior del Magdalena, ubicado en el departamento del Huila. Además se hizo una revisión y análisis de algunas correlaciones matemáticas existentes disponibles y necesarias para los diferentes patrones de flujo. (Eldon, 1952), (Rashid and Shah, 1988a), (Rashid and Shah, 1988b).

Cuando ocurren flujos simultáneos existirán diferentes fases con diferentes configuraciones para cada una. Los patrones de flujo dependerán de las condiciones de presión, caudal y geometría del canal. El conocimiento de los patrones de flujo que existirán en pozos y tuberías es fundamental para elegir apropiadamente la teoría hidrodinámica respectiva. A continuación se detallan los modelos de flujo para casing y anular haciendo énfasis en solo dos patrones de flujo.

2.1 Modelos de flujo para casing

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} = \frac{(Q_g - Q_{oRs})Bg}{\pi D^2/4} \quad (1)$$

2.1.1 Flujo tipo burbuja.

$$v_{sg} = \frac{\sin \theta}{4 - C_o} (C_o v_{sl} + v_s) \quad (2)$$

C_o es el coeficiente de flujo dado por las ecuaciones 3 y 4

$$C_o = 1.2 \text{ Si } d_c < 0.12 \text{ m } \text{ ó } \text{ Si } v_{sl} > 0.02 \text{ m/s} \quad (3)$$

$$C_o = 2.0 \text{ Si } d_c > 0.12 \text{ m } \text{ y } \text{ Si } v_{sl} < 0.02 \text{ m/s} \quad (4)$$

Donde:

$$v_s = 1.53 \left[\frac{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (5)$$

Criterio de transición.

$$v_{sg} @ Ecuación 1 < v_{sg} @ Ecuación 2 \quad (6)$$

$$H_g < 0.52 \text{ y } v_M^{1.12} > 4.68(d_c)^{0.48} \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\sigma} \right]^{0.5} \left(\frac{\sigma}{\rho_L} \right)^{0.6} \left(\frac{\rho_L}{\mu_L} \right)^{0.06} \quad (7)$$

Hold up para flujo tipo burbuja.

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{C_o v_m + v_s} \quad (8)$$

2.1.2 Flujo tipo pistón.

Criterio de transición.

$$v_{sg} @ Ecuación 1 > v_{sg} @ Ecuación 2 \quad (9)$$

$$v_{sg}^2 \rho_g < [17.1 \log_{10}(\rho_L v_{sl}^2) - 23.2] \text{ Si } v_{sl}^2 \rho_L > 50 \quad (10)$$

$$v_{sg}^2 \rho_g < 0.00673(v_{sl}^2 \rho_L)^{1.7} \text{ Si } v_{sl}^2 \rho_L < 50 \quad (11)$$

Las ecuaciones 1, 2 y 3 son empleadas también para el criterio de transición del flujo tipo pistón.

Hold up para flujo tipo pistón.

La ecuación 8 se emplea igualmente para determinar el hold up de este tipo de flujo, pero con valores diferentes para el C_o y v_s de la siguiente manera:

$$C_o = 1.2 \quad (12)$$

$$v_s = 0.35 \sqrt{g d_c \frac{(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}} \sqrt{\sin \theta} (1 + \cos \theta)^{1.2} \quad (13)$$

2.2 Modelos de flujo para anular

Flujo tipo burbuja.

$$v_{sg} = \frac{1}{1 - 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right)} \left\{ 0.25 \left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right) v_{sl} + 0.375 \left[g \sigma \frac{(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0.25} \right\} \quad (14)$$

Criterio de Transición (Ver sección 2.1.1).

Hold up para flujo tipo anular

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{\left(1.97 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \right) (v_{sg} + v_{sl})} + \frac{v_{sg}}{1.5 \left[g \sigma \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L^2} \right) \right]^{0.25}} \quad (15)$$

Flujo tipo pistón.

$$v_{\infty T\theta} = \left[0.35 + 0.1 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \right] \left[g_c (d_c - d_t) \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L} \right) \right]^{0.5} \sqrt{\sin \theta} (1 + \cos \theta)^{1.2} \quad (16)$$

Criterios de Transición (Ver sección 2.1.2)

Hold up para flujo tipo pistón.

$$H_g = \frac{v_{sg}}{(C_1 v_M + v_{\infty T\theta})} \quad (17)$$

$$C_1 = 1.2 + 0.70 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \quad (18)$$

$$v_{\infty T\theta} = \left[0.35 + 0.1 \left(\frac{d_t}{d_c} \right) \right] \left[g_c (d_c - d_t) \left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L} \right) \right]^{0.5} \sqrt{\sin \theta} (1 + \cos \theta)^{1.2} \quad (19)$$

2.3 Cálculo de las pérdidas de presión totales

2.3.1 Flujo tipo burbuja

$$\left(\frac{dP}{dD} \right)_{\text{Cabeza Hidrostatica}} = \frac{\rho_m * g * \sin \theta}{g_c * 144} \quad (20)$$

$$\left(\frac{dP}{dD} \right)_f = \frac{2 * f_m * v_m^2 * \rho_m}{g_c * d * 12} \quad (21)$$

$$\left(\frac{dP}{dD} \right)_{acc} = \frac{v_m * \rho_m * \Delta v_m}{g_c * \Delta D * 144} \quad (22)$$

Donde f_{mezcla} mezcla se determina a partir de

$$N_{Rem} = \frac{\rho_L * v_m * d}{\mu_L} \quad (23)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_m}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\left(\frac{k}{D} \right)}{3.7} + \frac{2.51}{N_{Rem} \sqrt{\lambda}} \right) \quad (24)$$

Si no se conoce la rugosidad relativa, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$f_m = 0.3164 N_{Rem}^{-0.25} \quad (25)$$

2.3.2 Flujo tipo pistón

$$\left(\frac{dP}{dD} \right)_f = \frac{2 * f_m * v_m^2 * \rho_L * H_L}{g_c * d * 12} \quad (26)$$

El gradiente de presión de cabeza hidrostática y el gradiente por aceleración se calculan empleando la ecuación 20 y 22 respectivamente.

La segunda etapa fue el desarrollo del Programa en Excel 2013, es decir la programación de los cálculos necesarios para la determinación de la presión de fondo fluyendo. Además se generaron gráficas que relacionaron: el nivel dinámico del fluido del pozo con la presión de fondo fluyendo, y la presión a la entrada de la bomba con el nivel dinámico del fluido del pozo. (Hewitt and Roberts, 1969). A continuación se muestra de forma global el procedimiento de cálculo que realiza el programa desarrollado.

2.4 Procedimiento de cálculo

El primer paso en la solución de este problema es el cálculo del nivel dinámico a una determinada profundidad como una función de la presión de fondo fluyente.

2.4.1 Procedimiento de cálculo directo

a. Cálculo de las temperaturas promedio en el casing por debajo de la bomba (\bar{T}_1), en el anular (\bar{T}_2), y por encima del nivel de fluido (\bar{T}_3).

b. Calcular las presiones de burbuja promedio en el casing y en el anular, mediante la siguiente ecuación:

$$P_b(T) = P_{bR} 10^{0,00164(T-T_R)} \quad (27)$$

c. Calcular la presión del gas anular al nivel dinámico medido (D_{lm}), por medio de la siguiente ecuación:

$$P_l = P_a \exp \left[\frac{0,0342 D_l \gamma_g}{\bar{T}_3 \bar{z}_3} \right] \quad (28)$$

El valor de \bar{z}_3 es calculado por ensayo y error de la siguiente manera:

$$\begin{array}{l} \bar{z}_3 = 1 \\ P_l = P_a \exp \left[\frac{0,01875 D_l \gamma_g}{\bar{T}_3 \bar{z}_3} \right] \\ \bar{P}_3 = \frac{(P_a + P_l)}{2} \\ \bar{z}_3 = f_z(\bar{P}_3, \bar{T}_3) \end{array}$$

d. Determinar los valores de la presión de fondo fluyendo utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{wfi} = P_{wf@actual} + \frac{(P_{wf@fcst} - P_{wf@actual})}{N-1} (i-1) \quad (29)$$

Donde $i = 1, 2, 3, \dots, N$, N - el número de cálculos necesitados para construir la función $D_i = f(P_{wf})$ (usualmente $N \approx 20$).

Para cada valor de P_{wf} ($i = 1, 2, \dots, N$) se usa el siguiente procedimiento para calcular su correspondiente nivel dinámico:

I. Seleccionar un intervalo de profundidad ΔD , se sugiere que no exceda un valor de 32 ft.

$$\Delta D = \frac{(D_w - D_p)}{N_p} \quad (30)$$

Donde N_p es el número de intervalos de profundidad.

II. El procedimiento iterativo inicia asumiendo una presión, (P_{j+1}) , para luego calcular una presión,

$P_{j+\frac{1}{2}}$, con la siguiente ecuación:

$$D_j = D_w - j \Delta D \quad (31)$$

$$P_{j+\frac{1}{2}} = \frac{(P_j + \bar{P}_{j+1})}{2} \quad (32)$$

Donde $j = 0, 1, 2, \dots, N_p$, $P_0 = P_{wfi}$, $T = \bar{T}_1$.

e. Con la presión, $P_{j+\frac{1}{2}}$, determinar las propiedades de los fluidos (aceite, gas, agua) haciendo uso de correlaciones PVT.

f. Si la presión, $P_{j+\frac{1}{2}}$, se encuentra por debajo del punto de burbuja, calcular las velocidades superficiales de las fases. Ir a paso 7.

De lo contrario, calcular solamente la velocidad superficial del líquido y asumir el hold up del líquido, H_l , igual a 1. Ir a paso 8.

g. Determinar el patrón de flujo de acuerdo a los criterios mencionados en el capítulo anterior y calcular las fracciones in-situ (Hold up) de cada fase.

h. Calcular las propiedades de la mezcla como viscosidad, densidad y velocidad superficial.

i. Calcular el gradiente total de presión.

j. Calcular la presión, P_{j+1} , con la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_{j+1} = P_j - D \left(\frac{dp}{dD} \right)_l^{j+\frac{1}{2}} \quad (33)$$

Si la presión, \widetilde{P}_{j+1} , coincide con la presión supuesta anteriormente, dirigirse al paso II y empezar una nueva iteración, donde $P_j = \widetilde{P}_{j+1}$.

De lo contrario, dirigirse al paso II y reemplazar la presión, \widetilde{P}_{j+1} , por la calculada en la ecuación 33 para determinar la presión, $\widetilde{P}_{j+\frac{1}{2}}$ e iniciar nuevamente los cálculos.

k. Cuando $j = N_p$, la presión \widetilde{P}_{j+1} , es igual a la presión de la bomba, P_{up} .

l. El procedimiento iterativo es el mismo descrito en el paso II hasta el paso 10, con las siguientes variaciones:

$$D_j = D_p - j\Delta D \quad (34)$$

Donde $j = 0, 1, 2, \dots, N_p$, $P_0 = P_{up}$, $T = \overline{T}_2$.

m. El procedimiento se detiene cuando $\widetilde{P}_{j+1} \leq P_l$.

n. Para calcular el nivel dinámico se realiza una interpolación entre los dos últimos valores de presión obtenidos, mediante la siguiente manera:

$$D_{li} = D_j + (D_{j+1} - D_j) \left(\frac{P_L - P_j}{P_{j+1} - P_j} \right) \quad (35)$$

El procedimiento descrito del paso 4 al 14 se sigue realizando para un número determinados de presiones de fondo fluyendo, P_{wfi} , dependiendo del número que se le haya dado a N, número de intervalos necesitados para construir la función.

2.4.2 Procedimiento para la estimación de la presión de fondo fluyendo

Una vez realizado el procedimiento descrito anteriormente se obtiene valores de nivel dinámico, D_{li} , con

sus respectivas presiones de fondo fluyendo, P_{wfi} .

Se procede a realizar la curva $D_{li} = f(P_{wfi})$ para estimar la presión de fondo fluyendo, P_{wfi} , a cualquier nivel dinámico medido, como se muestra en la figura 1.

Después de lograr la creación y desarrollo del programa en Excel 2013 se invirtió tiempo en el que se hizo un análisis a la programación, a los resultados y a la solución de problemas que se generaron con el modelamiento.

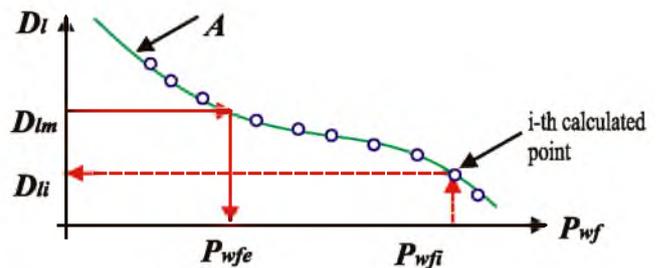


Figura 1. El procedimiento de la estimación de la presión de fondo fluyendo en función del nivel dinámico (Bikbulatov y et al, 2005).

3. Resultados

Los resultados mostrados a continuación fueron obtenidos de la validación del programa desarrollado con datos de un pozo que produce bajo la acción de un sistema de levantamiento artificial y flujo multifásico.

3.1. Pozo USCO-1

El pozo USCO-1 opera bajo flujo multifásico y posee una bomba electrosumergible. Los resultados obtenidos para la estimación de la presión de fondo fluyendo son mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Resultados de las presiones de fondo fluyendo para el pozo USCO-1

Pwf (psia)	Presión de la bomba (psi)	Nivel Dinámico (ft)	Sumergencia (ft)
100.068	134.9986442	2876.902383	281.0976167
97.551	132.480797	2883.752371	274.2476288
95.034	129.9629055	2890.603093	267.3969068
92.517	127.4449665	2897.454221	260.5457786
90	124.9269765	2904.304819	253.695181

El principal objetivo del programa es realizar la graficas de presión de fondo fluyendo contra el nivel dinámico del pozo como se muestra en la Figura 2, que es utilizada para la predicción de la presión de fondo fluyendo del pozo USCO-1 para cualquier momento de su vida productiva.

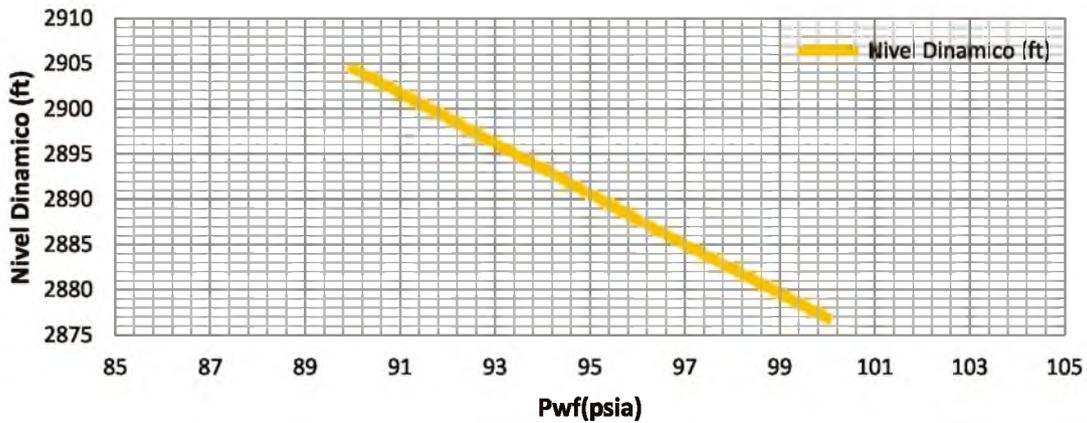


Figura 2. Gráfica nivel dinámico contra Pwf para el pozo USCO-1.

El programa también desarrolla las gráficas de presión de fondo fluyendo contra la presión de la entrada de la bomba y la sumergencia como se observa en la Figura 3.

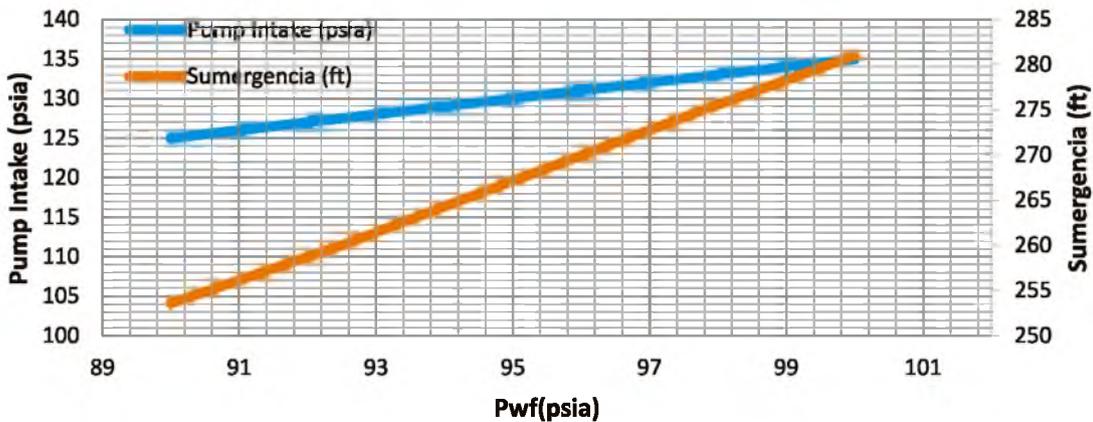


Figura 3. Gráfica PIP y sumergencia contra Pwf para el pozo USCO-1.

El programa desarrollado también realiza la predicción de las curva del IPR para el pozo USCO-1 como se muestra en la Figura 4.

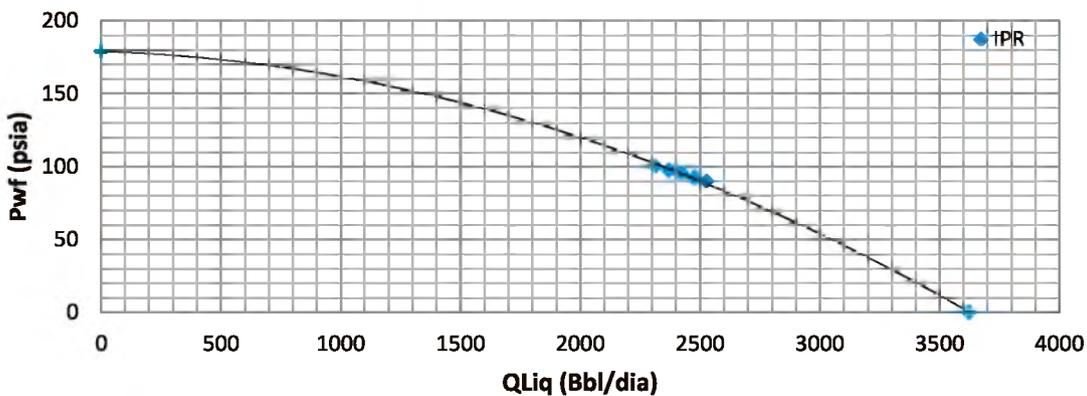


Figura 4. Gráfica IPR para el pozo USCO-1.

Los porcentajes de error obtenidos son mostrados en la Tabla 2 considerando la $Pwf_{estimada} = 100.068 \text{ psi}$ como valor de referencia.

Tabla 2. Porcentajes de error para el pozo USCO-1

Dato	% Error
$Pwf \text{ (psia)}$	2.5287
$PIP \text{ (psia)}$	0.0007
$D_i \text{ (ft)}$	4.3583

4. Conclusiones

Se desarrolló un programa de computador, mediante la herramienta Visual Basic para Aplicaciones de Excel 2013, el cual permite al usuario determinar y predecir la presión de fondo fluyendo (Pwf) para pozos completados sin empaque que producen bajo la acción de un sistema de levantamiento y flujo multifásico, a partir de mediciones del nivel dinámico y datos experimentales. El programa permite simplificar las mediciones en el pozo y calcular la presión de fondo fluyendo en cualquier momento de la producción. Este método también permite tomar en cuenta la geometría real del pozo.

La principal ventaja de este método es que permite calcular la presión de fondo fluyendo sin necesidad de medir el gradiente de presión (dp/dt) en superficie, como se hace usualmente en métodos de cálculo estándar. La exactitud en los resultados de las correlaciones para el cálculo del gradiente de presión de flujo multifásico, depende en gran medida de las correlaciones utilizadas para calcular las propiedades físicas de los fluidos. Además, el desarrollo de la curva IPR para un respectivo pozo permite obtener predicciones de la presión de fondo fluyendo, y mediante esta manera, conocer su caudal óptimo de producción. Conociendo la presión de fondo fluyendo, el programa permite obtener la sumergencia

y la presión de entrada de la bomba para un determinado pozo, con el fin de obtener una adecuada sumergencia para proteger el estado físico de la bomba.

5. Referencias Bibliográficas

1. Bánzer, S., 1996. Universidad del Zulia. Correlaciones Numéricas P.V.T.
2. Bedoya Rios, Sandra Viviana y Fontecha Calderon, Diana Carolina., 2010. Universidad Industrial de Santander. Desarrollo de una Herramienta Computacional con Correlaciones de Flujo Multifásico Aplicando el Factor de Ajuste para la Viscosidad de Crudos Pesados.
3. Beggs Dale, H. and Brill, P. James., 1973. Society of Petroleum Engineers SPE-AIME. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes.
4. Bikbulatov, S; Khaanov, M. and Zagurenk, 2005. Society of Petroleum Engineers, SPE. A Flowing Bottomhole Pressure Calculation for a Pumped Well under Multiphase Flow.
5. Echometer Company, 1998. Well Analyzer and TWM Software. Operating Manual.
6. Eldon W. Sams, 1952. National Advisory Committee for Aeronautics. Experimental Investigation of Average Heat-Transfer and Friction Coefficients for Air Flowing in Circular Tubes Having Square-Thread-Type Roughness.
7. Hewitt G.F. and Roberts D.N., 1969. Chemical Engineering Division. Studies of Two-Phase Flow Patterns by Simultaneous X-Ray and Flash Photography.
8. Rashid Hasan, A. and Shah Kablr, C., 1988. Society of Petroleum Engineers, SPE 15138. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells.
9. Rashid Hasan, A. and Shah Kablr, C., 1988. Society of Petroleum Engineers, SPE 15449. A Study of Multiphase Flow Behavior in a Deviated Well.
10. Yamilet Sánchez Montero; Jenny Montbrun Di-Filippo; Marcos G. Ortiz and Alexis L. Bouza Vincero, 1999 Simposio Brasileño de Automatización Inteligente, Método de Determinación de Patrones de Flujo en Tuberías Verticales a través de Lógica Difusa.