

APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS EN EL ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

APPLICATION OF NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION IN THE ANALYSIS OF FACTORS AFFECTING OIL PRODUCTION FORECASTING

Erik G. Montes^{1*}, Claudia L. Delgadillo², Fernando E. Calvete³

Recibido para publicación: 21 de septiembre 2015 - Aceptado para publicación: 29 de noviembre 2015

RESUMEN

La generación de pronósticos de producción de pozos de petróleo puede realizarse de varias maneras. Una opción es el uso de metodologías de cálculo (como las curvas de declinación o las curvas tipo) que normalizan los datos hasta obtener parámetros de ajuste histórico que pueden extrapolarse en el tiempo. Y otra posibilidad es el uso de la simulación numérica, en la cual se realizan ajustes históricos de datos reales (tanto datos de producción como información de geología, petrofísica, fluidos, etc.), para proyectar las tendencias obtenidas.

Debido a que los pronósticos son una extrapolación de líneas de tendencia, se propone un análisis de los factores que pueden afectar la declinación con el fin de anticipar el comportamiento que tendría la declinación ante cambios generados en dichas variables.

En esta investigación, se empleó la simulación numérica de yacimientos como una herramienta para el análisis del impacto que tienen las variables que se incluyen en la Ley de Darcy sobre la declinación de la producción del pozo.

Este análisis permitió establecer que los parámetros que generan una mayor incidencia en la tasa de declinación de un pozo son: el tipo de fluido, el daño a la formación y el espesor cañoneado. Mientras que los valores de la saturación de aceite en el yacimiento y la presión de fondo fluyente de un pozo no generan impactos significativos en la tasa de declinación de la producción de un pozo.

Palabras Clave: Pronósticos de producción, Tasa de declinación, Simulación numérica de yacimientos, Ley de Darcy.

¹ Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Profesor Asistente. Universidad Industrial de Santander. Ciudad Universitaria, Carrera 27, Calle 9. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Teléfono: (+57) 7-6344000, extensión 2305. Correo electrónico: erik.montes@correo.uis.edu.co Bucaramanga, Colombia.

² Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Colombia.

³ Magíster en Informática. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

ABSTRACT

Production forecasting in oil wells can be done in several ways. One option is the use of calculation methodologies (decline curves or type curves) normalizing the data to obtain historical parameters adjustment can be extrapolated in time. And another possibility is the use of numerical simulation in which real historical data settings are performed (either production data or geological data, petrophysical data, fluids data, etc.), to project trends obtained.

Because forecasts are an extrapolation of trend lines, an analysis of the factors that may affect the decline is proposed in order to anticipate the behavior that would have the declination generated before changes in these variables.

In this research, the numerical reservoir simulation was used as a tool for analyzing the impact of variables that are included in Darcy's Law on the decline of well production.

This analysis established the parameters that generate a greater impact on the rate of decline of a well are: fluid type, skin factor and perforated thickness. While oil saturation and bottomhole flowing pressure do not generate significant impacts on the rate of decline in production from a well.

Key words: Production Forecasting, Decline Rate, Numerical Reservoir Simulation, Darcy's Law.

1. INTRODUCCIÓN

La producción de un pozo de petróleo se caracteriza por tener un comportamiento de continua reducción del volumen extraído, debido a factores como el agotamiento de la presión del yacimiento, la reducción de la capacidad de flujo de la formación productora y la pérdida de eficiencia de los componentes y equipos instalados en el pozo.

Debido a que la tasa de producción de un pozo es el principal aspecto a tener en cuenta para la toma de decisiones que implican la inversión de grandes sumas de dinero (en actividades como mantenimientos, estimulaciones, aislamiento de zonas o implementación de métodos de recuperación mejorada, entre otras), se han desarrollado técnicas que permiten predecir el aporte de los pozos en un momento futuro.

En este artículo se discuten los parámetros que pueden afectar los pronósticos de producción por medio de la simulación numérica de yacimientos y las técnicas convencionales de pronósticos de producción.

2. ASPECTOS QUE AFECTAN LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Una técnica ampliamente aceptada para la generación de pronósticos, fue la propuesta por

Arps (1945), quien planteó el uso de los parámetros D (conocido como "tasa de declinación", que representa la rapidez con la que declina la producción de un pozo, en porcentaje diario, mensual o anual) y n (conocido como "exponente de declinación", el cual define el tipo de modelo de regresión a emplear en el ajuste histórico).

En cuanto al parámetro D, puede calcularse para un intervalo comprendido entre los instantes t1 y t2, en los cuales se han registrado las tasas de producción q1 y q2, respectivamente, mediante la ecuación 1.

$$D = \frac{(q_1 - q_2)}{q_1 (t_2 - t_1)} \quad (1)$$

A partir de allí, puede utilizarse la ecuación 2, como un punto de partida para la obtención de la tasa de producción en cualquier instante.

$$\begin{aligned} D &= (q)^n \\ D &= (q_i) \quad (2) \end{aligned}$$

Donde D y D_i se refieren, respectivamente, a las tasas de declinación actual e inicial del pozo. Del mismo modo, q y q_i representan la tasa de producción actual y la tasa de producción inicial del pozo. El parámetro n es el exponente de declinación.

Ahora bien, este exponente puede determinarse de diferentes maneras, bien sea mediante la generación de gráficas (Mannon, 1964; Aderemi, 2008; Poston, 2008), la identificación de tendencias (Fetkovich et al, 1996; Campbell, 1989) o con el uso de curvas tipo (Fetkovich, 1980; Palacio et al, 1993). A partir del valor obtenido para dicho parámetro, pueden surgir tres posibilidades:

- Si el exponente de declinación (n) tiene un valor de uno, se emplea un modelo de declinación armónico.
- Si n tiene un valor entre cero y uno, se trata de un modelo de declinación hiperbólica.
- Si el parámetro n tiene un valor de cero, se presenta una declinación de tipo exponencial, caracterizada por una tasa de declinación constante en el tiempo.

Este último caso, el de la declinación exponencial es el más empleado en la práctica, pues permite la obtención de pronósticos más conservadores. Sin embargo, como lo plantea Fetkovich (1996), existen diferentes situaciones que pueden llevar a que el modelo de declinación no sea el exponencial. Por ejemplo, para yacimientos con contenido de gas en disuelto, el exponente de declinación (n) toma valores de entre 0,3 y 0,4, lo que corresponde con una declinación hiperbólica.

Una primera revisión sobre el tema de los aspectos que afectan los pronósticos de producción fue propuesta por Gentry (1978), quien planteó un análisis del comportamiento de la tasa de producción en diferentes tipos de yacimientos (areniscas vs calizas) mediante la simulación numérica de yacimientos, obteniendo datos que indicaban una declinación exponencial, con tasas de declinación mucho más severas en el caso de los yacimientos de arenisca.

En algunos textos de Ingeniería de yacimientos (París de Ferrer, 2009) se recoge lo planteado por Fetkovich, quien propuso que la declinación exponencial solamente se presenta para yacimientos con bajo corte de agua y una pequeña producción de gas. Según sus trabajos, para yacimientos que producen mediante gas en solución, el exponente de declinación (n) toma valores cercanos a 0,3; para pozos de gas, el exponente oscila entre 0,4 y 0,5; mientras que, para yacimientos con acuífero activo, su valor se aproxima a 0,5.

Adicionalmente, Li (2003) planteó una serie de factores que afectan la declinación de un pozo de petróleo. Entre estos factores se destacan:

- Paradas (cierres) de producción.
- Aparición o remoción de daño en la cara del pozo.
- Apertura de nuevos pozos en la zona productora.
- Cambios en la relación gas-petróleo, corte de agua, presión de fondo fluuyente, entre otros.

Teniendo en cuenta lo expuesto, se ha propuesto como parte de las investigaciones realizadas por Montes (2015) y por Antolínez y Carrillo (2015), un análisis del impacto que generan los diferentes modelos de cálculo, las herramientas software disponibles y las propiedades del sistema de producción en el comportamiento de la declinación

3. DISEÑO EXPERIMENTAL

Para el desarrollo del estudio propuesto, se generó un modelo de simulación correspondiente a un sector de un yacimiento de crudo mediano, utilizando el software IMEX de *Computer Modelling Group* (CMG). Se seleccionó este paquete debido a que maneja aceites negros. El enmallado de simulación tiene un área aproximada de 240 acres y posee una forma cuadrada, tal como se observa en la figura 1. Las principales propiedades asignadas al modelo de simulación se presentan en la tabla 1.

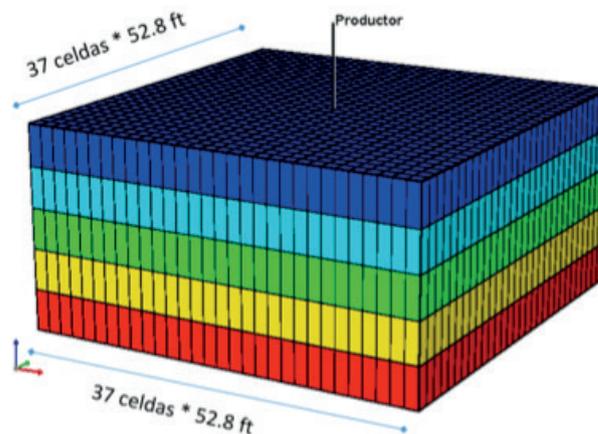


Figura 1. Enmallado de simulación.

A partir de este enmallado se plantearon dos escenarios. Primero, el análisis del efecto que tienen sobre la declinación algunos eventos asociados a la tasa de producción del pozo como cierres de producción, cambios en las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial (SLA), entre otros. Posteriormente, un análisis de sensibilidad de las variables con mayor posibilidad de afectación de los pronósticos de producción.

Tabla 1: Propiedades del modelo de simulación.

PROPIEDAD	VALOR
Área del modelo	87 acres
Espesor del modelo	25 ft
Dimensiones del enmallado	37 x 37 x 5
Dimensiones de cada celda	52,8ft x 52,8ft x 5,0ft
Permeabilidad horizontal	500mD
Permeabilidad vertical	250mD
Presión de burbuja	800 psi
Aceite Original In-Situ	2,33x10 ⁶ STB
Volumen inicial de agua	0,95x10 ⁶ STB
Volumen inicial de gas libre	0
Volumen inicial de gas disuelto	0,31x10 ⁹ scf
Profundidad del enmallado	5000ft
End-Points, curvas de permeabilidad relativa agua-aceite	Kro=0,156 @ Swc=0,25 Krw=0,105 @ Sor=0,37
Presión de fondo fluyente del pozo	1200psi

En el primer escenario se realizaron 6 corridas de simulación:

Caso base. Pozo produciendo con una presión de fondo constante (Pwf=1200psi) durante toda la vida productiva (7305 días de producción).

Cierre 1 día. Se incluyó un cierre del pozo durante un día, con el fin de evaluar si esto afecta la declinación del pozo.

Cierre 1 mes. Similar al caso anterior, pero con un cierre del pozo durante 30 días.

Pérdida de eficiencia del Sistema de Levantamiento Artificial. Se incluyó un aumento de la presión de fondo fluyente del pozo (Pwf=1500psi en el día 120), con el fin de representar lo que ocurre en el pozo cuando el SLA pierde eficiencia.

Aumento de frecuencia del SLA. Se incluyó una disminución de la presión de fondo fluyente del pozo (Pwf=900psi en el día 120), con el fin de representar lo que ocurre en el pozo cuando se

incrementa la frecuencia de operación del SLA.

Pozo con daño. Se incluyó un aumento del valor del daño a la formación del pozo (S), pasando de cero a dos, en el día 120.

Posteriormente, se planteó un análisis de sensibilidad de las variables de yacimiento y fluidos que tienen mayor incidencia sobre la tasa de declinación.

Dada la vasta cantidad de parámetros que pueden llegar a afectar el comportamiento de la producción de un pozo, en el desarrollo de la investigación se propuso un análisis de sensibilidad de las variables que están incluidas en la Ley de Darcy (Ahmed, 2006) para el flujo de fluidos en un medio poroso, siguiendo una geometría radial, tal como se presenta en la ecuación 3.

$$q = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\beta_o \mu_o [\ln(r_e/r_w) - 0,75 + S]} \quad (3)$$

Donde:

Q representa la tasa producción del pozo (STB día⁻¹).

k_o es la permeabilidad efectiva al crudo (mD).

h es el espesor productor cañoneado (ft).

P_r es la presión del yacimiento (psi).

P_{wf} es la presión de fondo fluyente del pozo (psi).

β_o es el factor volumétrico de formación del crudo (Bls STB⁻¹).

μ_o es la viscosidad del crudo (cp).

r_e es el radio de drenaje del pozo (ft).

r_w es el radio del pozo (ft).

S es el factor de daño a la formación.

Para el análisis de sensibilidad se propuso la utilización de los valores presentados en la tabla 2. Adicionalmente, para las variaciones de los valores del factor volumétrico y de la viscosidad del crudo, fue necesario alimentar el simulador con dos modelos de fluido. Uno, el mismo que se empleó en los casos del primer escenario (Fluido A), pero además de este se usó un modelo de un crudo de 40°API. Los valores de los modelos se presentan en la tabla 3.

Tabla 2: Valores propuestos para el análisis de sensibilidad.

VARIABLE	VALORES
Espesor cañoneado (ft)	25, 15, 5
Presión de fondo fluyente (psi)	2000, 1500, 500
Daño a la formación	8, 3, 0, -2
Saturación inicial de aceite	0,7, 0,5, 0,3

De esta manera, usando los datos planteados, se procedió a la generación de escenarios en el simulador numérico de yacimientos, obteniendo un total de 216 combinaciones posibles, cada una de las cuales implica una corrida.

Tabla 3: Propiedades de los dos modelos de fluido usados en el análisis de sensibilidad

PROPIEDAD	FLUIDO A	FLUIDO B
Presión inicial (psi)	2200	3600
Presión Burbuja (psi)	800	1800
Gravedad API	28	40
Factor volumétrico de formación del crudo (Bls STB ⁻¹)	1,208 @2200 psi	1,709 @3600 psi
Viscosidad crudo (cp)	1,5 @2200 psi	0,22 @4000 psi
Viscosidad gas (cp)	0,0117 @2200 psi	0,0093 @4000 psi

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el primer escenario, el objetivo de las 6 corridas de simulación fue establecer qué impacto puede llegar a tener cada una de las modificaciones sobre el tipo de declinación (exponencial, hiperbólica o armónica) y la tasa de declinación. En cada caso, se procedió a la construcción de una tabla de datos, calculando la tasa de declinación a lo largo de la vida productiva del modelo.

Uno de los hallazgos realizados fue el que, a pesar de que la literatura sugiere que el modelo de declinación más frecuente en los pozos productores de petróleo es el hiperbólico, y que eventos como los cierres, cambios en el daño o el cambio en las condiciones operacionales del sistema de levantamiento artificial pueden generar cambios en el tipo de declinación, las corridas de simulación indicaron que en todos los casos propuestos, la declinación es del tipo exponencial, pues el valor de la tasa de declinación (D) se mantuvo constante en el tiempo.

En el caso base, por ejemplo, se observa una ligera variación en el valor de la tasa de declinación durante los primeros días (lo cual corresponde al estado transitorio), pero una vez se alcanzan los límites del yacimiento, la declinación se estabiliza en un valor de 0,89% diario (ver figura 2).

De la misma manera, en los restantes casos se obtuvo una tasa de declinación constante en el tiempo, característica que define la declinación de los pozos como exponencial:

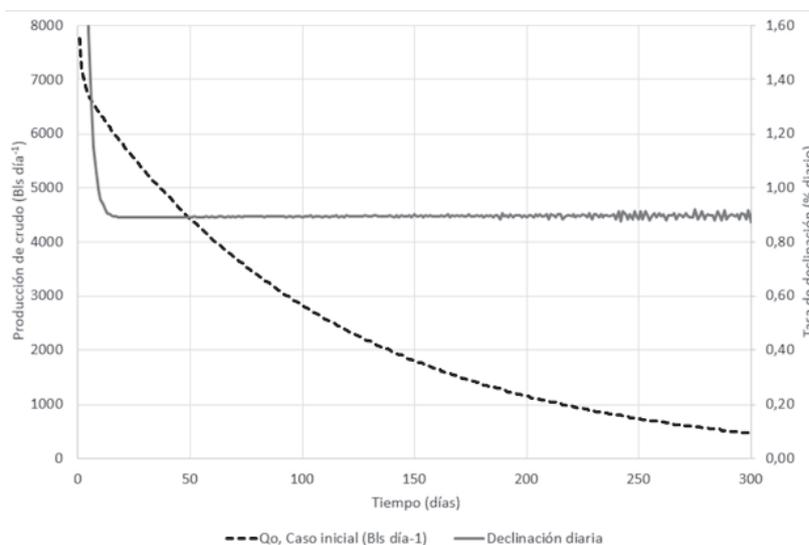


Figura 2: Producción y declinación en el caso base

Caso base. La tasa de declinación se mantuvo en 0,89% diario, desde que se alcanzaron los límites del yacimiento hasta que la presión del yacimiento igualó la presión de fondo del pozo (1200psi) y la producción se cerró.

Cierre 1 día. Luego del periodo transitorio, la declinación se mantuvo en 0,89% diario hasta el día 120 (cierre). Luego del cierre, se ingresó en un nuevo periodo transitorio de 14 días, hasta que se alcanzó nuevamente la tasa de declinación de 0,89% diario, que se mantuvo constante hasta el final de la simulación.

Cierre 1 mes. De forma similar al caso anterior. La única diferencia fue que, debido a que el cierre fue más prolongado, el segundo periodo transitorio se extendió por 49 días. Antes y después de este periodo, la producción declinó a razón de 0,89% diario (ver figura 3).

Pérdida de eficiencia del SLA. Al inicio, estado transitorio, seguido de un periodo de declinación constante (0,89% diario). Luego del aumento en la presión de fondo del pozo, se generó un segundo periodo transitorio (7 días). Luego de esto, la declinación alcanzó un valor de 0,86% diario, que se mantuvo hasta el final de la simulación.

Aumento de frecuencia del SLA. De manera análoga al caso anterior, luego de la reducción de la presión de fondo se entró en estado transitorio y, luego de haber alcanzado nuevamente los límites del yacimiento, se alcanza una tasa de declinación de 0,91% diario, que se mantiene constante hasta el final de la simulación.

Aparición de daño. Los resultados son similares a los del caso de pérdida de eficiencia del SLA. Pero, con la diferencia de que en esta situación se alcanzó un valor de la tasa de declinación de 0,75% diario luego de haber incluido la variación en el valor del daño a la formación luego del día 120. Esta tasa de declinación permanece constante hasta el final de la simulación (ver figura 4).

En el segundo escenario propuesto, al realizar las 216 corridas de simulación, se observó que, independientemente de la variación realizada en el análisis de sensibilidad, la respuesta del simulador numérico consiste en una curva de producción con declinación de tipo exponencial (tasa de declinación D constante en el tiempo).

Con los datos obtenidos de la simulación, se planteó un análisis de correlación, empleando el software Microsoft Excel. Al usar esta opción en una hoja de cálculo, se calcula el coeficiente de correlación entre dos variables de medida cuando se observan medidas de cada variable para cada uno de los N sujetos. El resultado que ofrece el software es una matriz donde se presenta el grado de correlación de cada una de las variables con la variable de interés, en este caso, la tasa de declinación del pozo. El valor de este coeficiente de correlación se encuentra en el rango de -1 a +1. Pueden ocurrir las siguientes posibilidades:

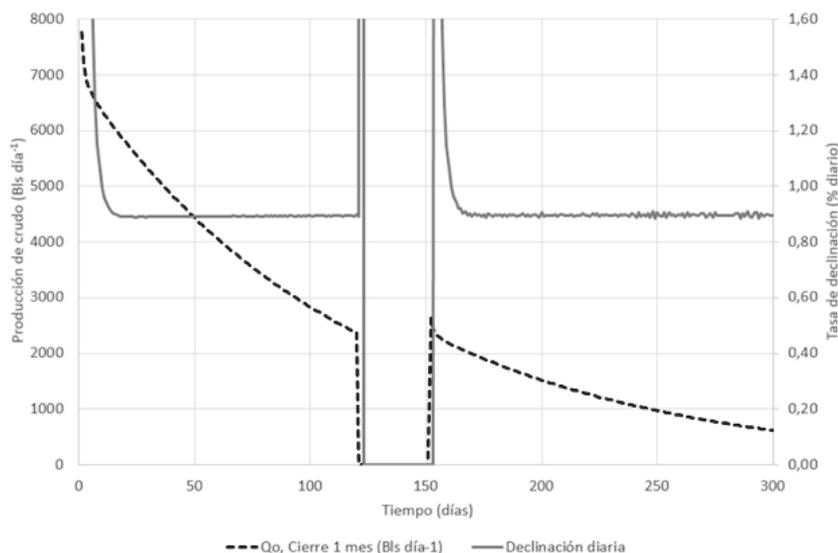


Figura 3: Producción y declinación con un cierre de un mes.

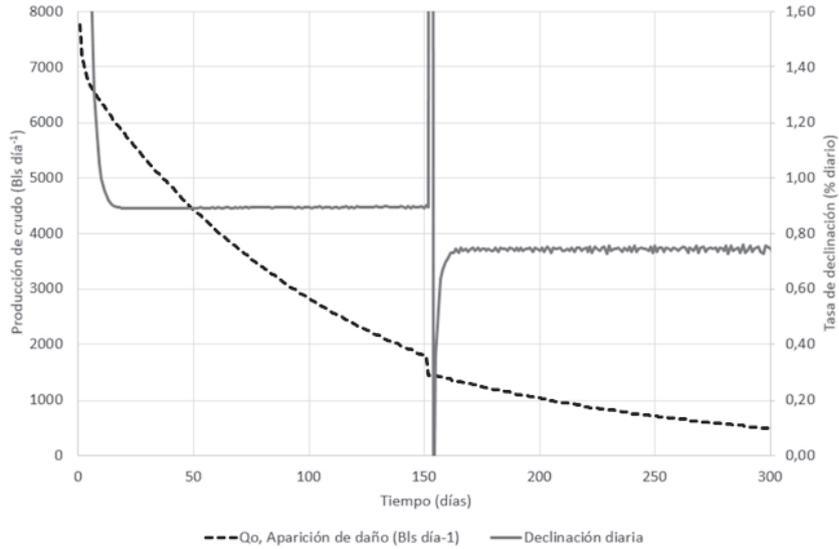


Figura 4: Producción y declinación al presentarse daño a la formación

Si el coeficiente de correlación es +1, significa que existe una dependencia total entre ambas. Cuando una de ellas aumenta, la otra lo hace de la misma manera en una proporción constante. Si el coeficiente se encuentra entre 0 y +1, hay una correlación positiva (son directamente proporcionales). Si el coeficiente de correlación es igual a cero, no existe una relación lineal entre las variables. Es importante comprender que esto no significa que sean independientes, simplemente que no se relacionan linealmente, aunque sí puede existir relaciones no lineales entre ellas. Si el coeficiente de correlación tiene un valor

entre 0 y -1, existe una correlación negativa (son inversamente proporcionales). Si el coeficiente de correlación tiene un valor de -1, significa que las dos variables tienen una correlación negativa perfecta, es decir, que al variar una de ellas, la otra disminuirá, en una proporción constante.

Los resultados obtenidos se presentan en la figura 5, donde se observa que aspectos como la presión de fondo fluyente del pozo y la saturación inicial de fluidos (que termina afectando las permeabilidades relativas) no tienen un impacto significativo sobre la tasa de declinación de la producción de un pozo.

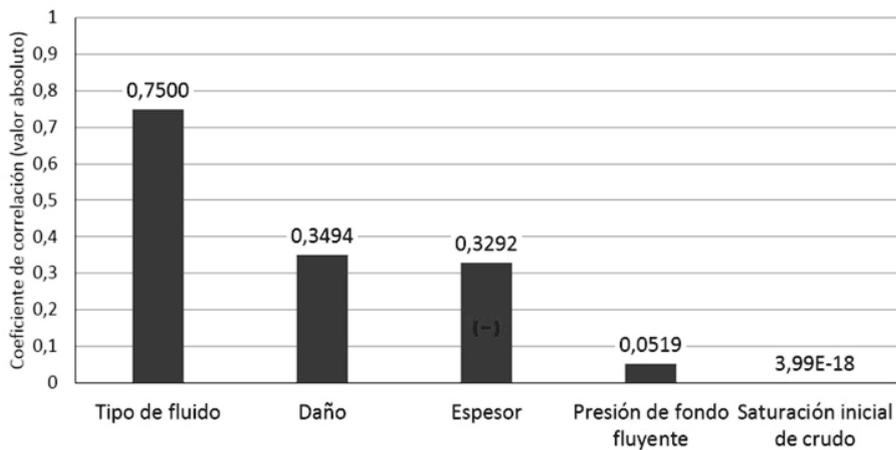


Figura 5: Ponderación del impacto de las variables sobre la declinación.

Por su parte, variables como el tipo de fluido, el daño a la formación y el espesor cañoneado tienen la mayor incidencia en el valor de la declinación, aunque no llega a ser una dependencia total.

CONCLUSIONES

Los cambios en la presión de fondo fluyente y la saturación inicial de crudo en el yacimiento tienen un impacto bajo en la tasa de declinación. Así como las mayores incidencias sobre la declinación se deben a cambios en el tipo de fluido, el daño a la formación y el espesor cañoneado.

Fue comprobado que la relación que existe entre la tasa de declinación y la presión de fondo de pozo es de tipo inverso; sin embargo, al modificar esta presión de fondo, y una vez se ha alcanzado nuevamente al estado pseudoestable, la tasa de declinación toma un nuevo valor constante.

La generación de pronósticos de producción con simuladores de yacimientos comerciales tienen implícito el uso de pronósticos de tipo exponencial y, en caso de que el ingeniero obtenga una tendencia diferente en los datos de campo, se ve obligado a ajustar el modelo de simulación (multiplicadores de volumen poroso, de permeabilidad, de transmisibilidad, etc.) para conseguir una tendencia que no se obtiene normalmente. Esto se convierte en una oportunidad de mejora para las herramientas de simulación numérica.

CONVERSIÓN DE UNIDADES

1 psi = 6894,75 Pa

1 acre = 4046,86 m²

1 ft = 0,3048 m

1 STB = 0,158987 Bls (medidos a condiciones estándar)

1 Bl = 0,158987 Bls

1 scf = 0,0283168 m³ (medidos a condiciones estándar)

REFERENCIAS

- [1]. ADEREMI, Samuel, et al. Effective Use of Production Surveillance Tool in Forecasting Future Production. En Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [2]. AHMED, Tarek, et al. Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publishing, 2006, p. 228.
- [3]. ANTOLÍNEZ, Brayan. CARRILLO, Reynel. 2015. Estudio comparativo de los modelos utilizados en la generación de pronósticos de producción para yacimientos con fluidos composicionales. Tesis ingeniero de petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- [4]. ARPS, Jan J., et al. Analysis of decline curves. Transactions of the AIME, 1945, vol. 160, no 01, p. 228-247.
- [5]. CAMPBELL JR, J. M., et al. Forecasting: Art or Science. En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1989.
- [6]. DE FERRER, M. Paris. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data SA, 2009, p.514.
- [7]. GENTRY, R. W., et al. The effect of reservoir and fluid properties on production decline curves. Journal of Petroleum Technology, 1978, vol. 30, no 09, p. 1,327-1,341.
- [8]. FETKOVICH, Michael J., et al. Decline curve analysis using type curves. Journal of Petroleum Technology, 1980, vol. 32, no 06, p. 1,065-1,077.
- [9]. FETKOVICH, M. J., et al. Useful concepts for decline curve forecasting, reserve estimation, and analysis. SPE Reservoir Engineering, 1996, vol. 11, no 01, p. 13-22.
- [10]. LI, Kewen, et al. A decline curve analysis model based on fluid flow mechanisms. En SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2003.

- [11].** MANNON, Robert W., et al. Some Aspects Of Production Forecasting. En SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 1964.
- [12].** MONTES, Erik. Modelado de los pronósticos de producción a partir del análisis integrado de datos y métodos estadísticos no paramétricos. Tesis magíster en ingeniería de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- [13].** NIND, T. E. W.; CABRERA, José Angel Gómez. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Limusa, 1987.
- [14].** PALACIO, J. C.; BLASINGAME, T. A. Decline curve analysis using type curves—analysis of gas well production data. paper SPE, 1993, vol. 25909, p. 12-14.
- [15].** POSTON, Steven W.; POE, Bobby D. Analysis of production decline curves. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2008