

Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos

• Alfonso Aragón-Aguilar* • Georgina Izquierdo-Montalvo •
Instituto de Investigaciones Eléctricas, México

*Autor de correspondencia

• Rafael Gómez-Mendoza •
Instituto Mexicano de Tecnología del Agua

Resumen

Aragón-Aguilar, A., Izquierdo-Montalvo, G., & Gómez-Mendoza, R. (noviembre-diciembre, 2014). Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. *Tecnología y Ciencias del Agua*, 5(6), 119-134.

Se presentan aplicaciones y resultados de dos de los diversos métodos existentes para el análisis de declinación de la producción: a) método gráfico de ajuste por medio de curvas-tipo y b) método de normalización de flujo. Los valores obtenidos representan propiedades de los cuatro pozos productores analizados (P5, P13, P17 y P22). Extendiendo la aplicación del método a cuando menos el 75% de pozos de cada campo es posible caracterizar los yacimientos. El diagnóstico general del comportamiento de la producción a partir del flujo másico y presión contra el tiempo, aplicado en este trabajo, se puede sugerir como una metodología confiable al inicio del análisis completo. A partir de las gráficas de diagnóstico general se puede identificar que cada pozo muestra comportamientos particulares de acuerdo con cada diferente diámetro de producción que se utiliza durante su explotación. El comportamiento del pozo a cada diámetro de apertura es útil en el diseño de su análisis. Es recomendable el uso de al menos dos métodos de análisis en la solución de un problema, con el objeto de comparar las determinaciones entre ambos y alcanzar un criterio objetivo sobre los resultados. Al aplicar la técnica de análisis por medio de ajuste con curvas-tipo se obtienen valores menores respecto a los obtenidos con la técnica de normalización de flujo. Lo anterior debido al planteamiento de generalización de parámetros que se usa en su construcción. Las metodologías de análisis usadas en este trabajo son aplicables a pozos de aceite, gas, geotérmicos y de agua.

Palabras clave: declinación de la producción, ritmo de declinación, producción acumulada, recuperación esperada, vida operativa, transmisividad, permeabilidad de la formación.

Abstract

Aragón-Aguilar, A., Izquierdo-Montalvo, G., & Gómez-Mendoza, R. (November-December, 2014). Comparison of Methodologies of Productivity Decline Analysis in Wells. *Water Technology and Sciences (in Spanish)*, 5(6), 119-134.

Among the different methods for productivity decline analysis, are shown applications and results, using two of them, which are: a) Graphic method of type curves, and b) Analysis method by normalizing flow. The obtained values represent properties of the four analyzed producer wells (P5, P13, P17 and P22). Through expanding the analysis to at least 75% of the wells in a field it is feasible the reservoirs characterization. The general diagnosis of the production performance using flow rate data and pressure related with time can be suggested as a reliable methodology. In this paper a general diagnosis using this methodology was applied before start overall analysis. From the general diagnosis graphs, it can be identified the single behavior of each well related to the discharge diameters during exploitation. The behavior of the well, respect to each production diameter is useful in its design for the decline analysis. It is highly recommended the use of at least two of the methodologies for decline productivity analysis in order to obtain a solution with objective criteria. Because in the development of type curve were assumed generalized parameters, the obtained values through application of this analysis are lesser than those obtained using the normalized flow technique. The analysis methodologies used in this work can be applied to oil, geothermal and water wells.

Keywords: Production decline, decline rate, cumulative production, expected recovery, operative life, transmissivity, formation permeability.

Recibido: 27/11/13
Aceptado: 24/06/14

Introducción

La declinación en un pozo se identifica por la disminución en sus características productivas, las cuales llegan a alcanzar con el tiempo un límite crítico de condiciones que reducen su rentabilidad. Arps (1945) realizó un primer enfoque para analizar datos de producción de pozos de aceite y gas. En la industria petrolera, el análisis de las curvas de declinación se ha usado para describir la proyección de la futura tendencia de la declinación del flujo (Hughes, 1967). Una de las aplicaciones prácticas es que a partir de tal proyección es factible determinar la reserva remanente y la vida útil del pozo.

Las técnicas de análisis de la producción han evolucionado; sin embargo, no se puede señalar un método único que proporcione los resultados con la mejor precisión. Lo anterior se debe a las particulares suposiciones con que cada uno de éstos fue desarrollado. Las suposiciones principales de los métodos de análisis son flujo en una sola fase y yacimiento volumétrico. La suposición de una sola fase en los yacimientos se considera válida especialmente en pozos de gas debido a que su compresibilidad tiene influencia en el balance de materia. Los efectos volumétricos, como la entrada de agua y la sobre-posición entre pozos, se pueden manejar de modo eficiente, usando las funciones de influencia (Mattar & Anderson, 2003).

Los análisis de declinación de la productividad fueron iniciados por Arps (1945) y su metodología aún se sigue usando. En la formulación inicial se estableció que para condiciones de presión constante, el flujo declina de manera exponencial, hiperbólica o armónica. Fetkovich (1980) introdujo el uso de curvas-tipo para el análisis de la declinación. Diferentes curvas-tipo se desarrollaron posteriormente para el análisis de la declinación (Carter, 1985; Fraim & Wattenbarger, 1987; Palacio & Blasingame, 1993; Agarwal, Gardner, Kleinsteiber, & Fussel, 1999, entre otros), asumiendo particulares condiciones de pozos y yacimientos. Una técnica para

análisis de producción en campos maduros fue introducida por Gaskari, Mohagheghi y Jalali (2007). Camacho-Velázquez, Fuentes-Cruz y Vázquez-Cruz (2008) investigaron el comportamiento de la declinación de la producción en yacimientos naturalmente fracturados. Análisis de declinación en pozos de gas de baja permeabilidad usando curvas tipo fueron realizados por Shen, Wang y He (2013).

Los análisis de declinación de la producción constituyen un medio para identificar los problemas de productividad en los pozos, con el objeto de estimar su rendimiento futuro y límite de vida útil. El comportamiento de la productividad durante la declinación del yacimiento permite determinar: a) la caída de presión en el cabezal del pozo, necesaria para mantener constante el flujo; y b) el flujo de declinación bajo condición constante de la presión en el cabezal. La figura 1 muestra el comportamiento de la presión respecto al tiempo bajo condiciones de flujo constante. La figura 2 muestra el comportamiento del flujo respecto al tiempo para presión constante.

Inicialmente el análisis por medio de curvas de declinación se derivó de observaciones empíricas del comportamiento de la producción en pozos de gas y aceite. Los tres principales modelos usados históricamente en el análisis son: a) declinación exponencial, b) declinación armónica y c) declinación hiperbólica.

Las curvas de declinación representan la producción del yacimiento bajo condiciones de frontera dominada por el flujo, lo cual significa que durante la vida temprana del pozo, mientras domina el estado transitorio, aún no se alcanza el efecto de las fronteras del yacimiento. Durante este periodo, el ritmo de declinación normalmente es alto, sin embargo se estabiliza tan pronto el efecto de frontera domina el flujo. Cada pozo tiene comportamientos particulares, los cuales son función de las propiedades del yacimiento. Es conveniente tener en cuenta que el flujo transitorio puede durar en algunos pozos sólo unos pocos meses, mientras que en otros puede prolongarse por varios años.

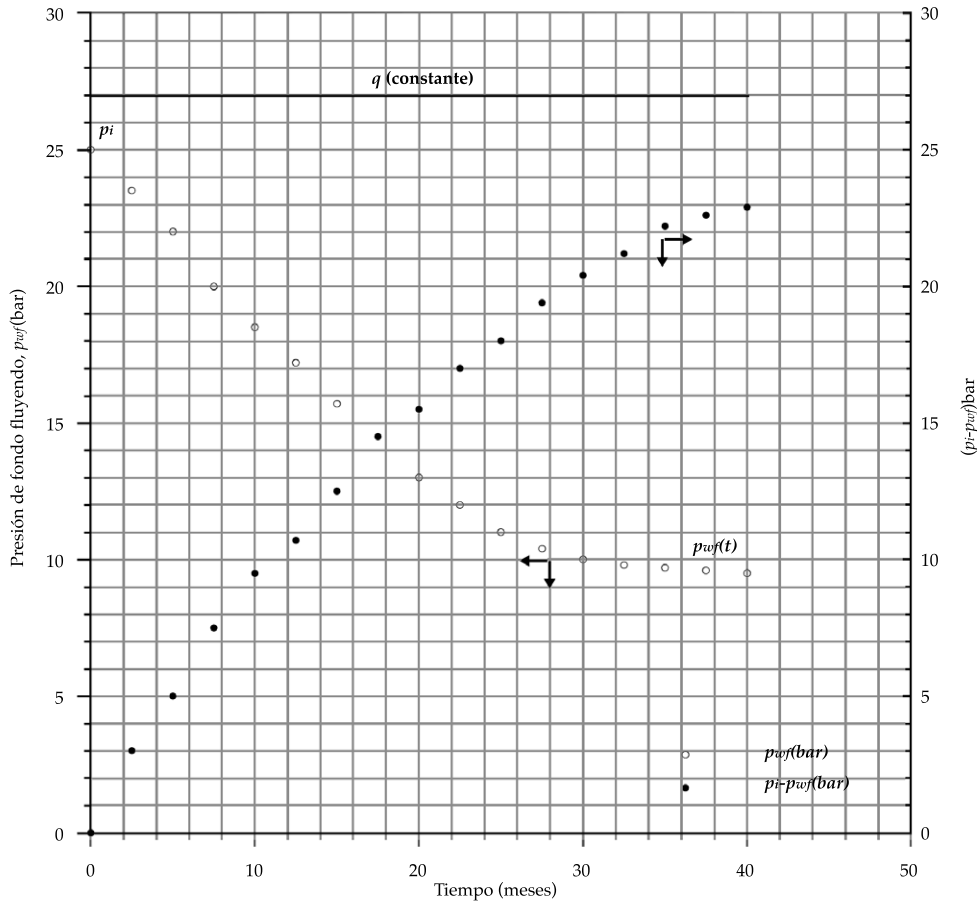


Figura 1. Comportamiento de la presión para condiciones de flujo constante.

Objetivo

El objetivo principal de este trabajo es presentar y comparar los resultados de la aplicación en pozos geotérmicos de dos de los métodos de análisis de declinación: a) análisis por curvas-tipo y b) análisis por normalización del flujo. El análisis del comportamiento de la producción de los pozos está orientado a mejorar su productividad. A partir del conocimiento del comportamiento de los pozos se pueden establecer los diseños para su explotación y disminuir los efectos de la declinación.

Metodología

Las diversas técnicas para el cálculo de las reservas en los yacimientos son: a) métodos

determinísticos, b) métodos estadísticos, c) balance de materia, d) curvas de declinación y e) la simulación numérica (Ahmed, 2010). En este trabajo se usa la técnica de curvas de declinación, la cual es confiable cuando se aplica en pozos productores maduros, esto es, con suficiente historial de producción y donde han sido superados los efectos transitorios. Los datos se pueden obtener sin mucho riesgo de incertidumbre, a diferencia de los métodos determinístico, estadístico, balance de materia y simulación numérica. Los dos métodos aplicados se seleccionaron porque en uno (ajuste por curvas tipo) su planteamiento original está orientado al flujo en dos fases y han sido superados los efectos transitorios en la producción; el segundo (normalización del flujo) es aplicable para etapas de producción

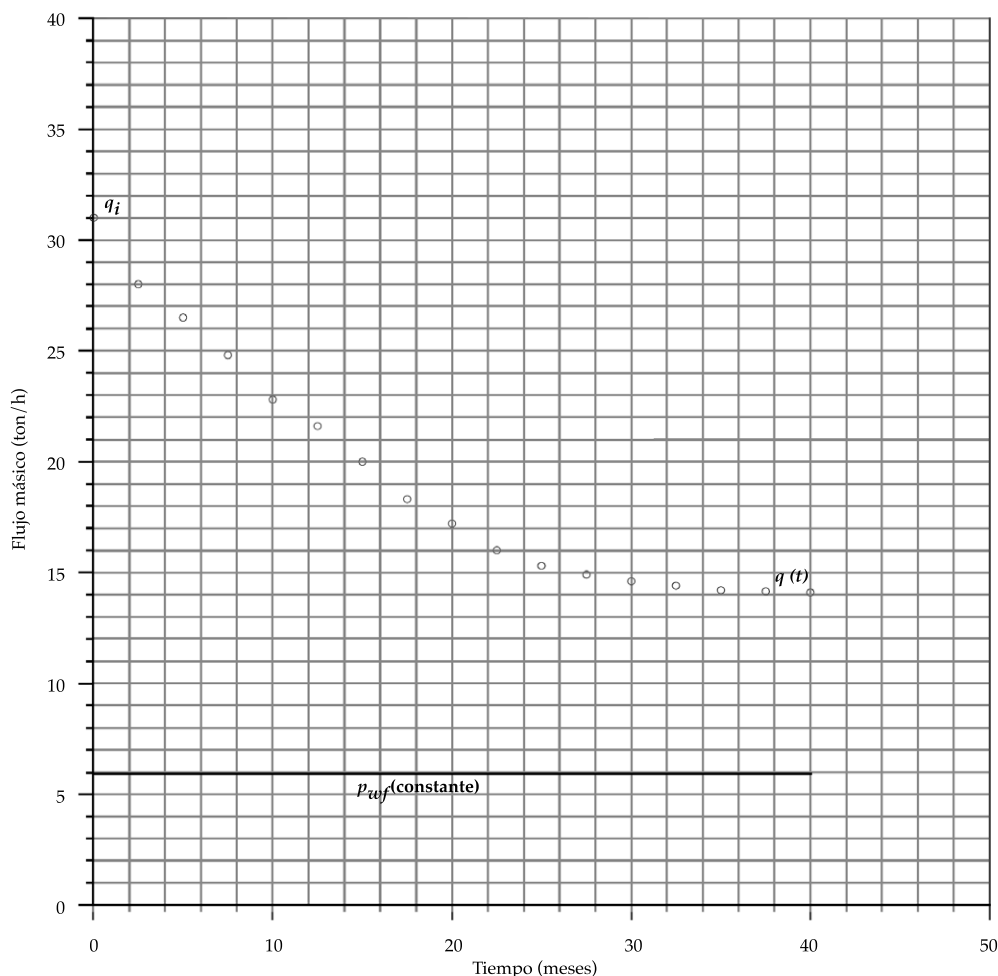


Figura 2. Comportamiento del flujo másico para condiciones de presión constante.

posteriores a los efectos transitorios, y al tomar en consideración las fases del flujo, sus densidades y temperaturas, es factible aplicarlo a pozos de agua y geotérmicos.

La declinación se define como el ritmo instantáneo de disminución de la productividad:

$$D = -\frac{q}{\Delta t} \quad (1)$$

donde D es el ritmo de declinación, q es el flujo másico y t es el tiempo de flujo. Los tres modelos de declinación propuestos por Arps (1945) están relacionados a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -Dq^b \quad (2)$$

donde b es una constante empírica que varía entre 0 y 1, por lo que para $b = 0$, la ecuación (2) genera un modelo de declinación exponencial; para $b = 1$, la ecuación (2) proporciona un modelo de declinación armónico. Para valores de $0 < b < 1$, se tiene un modelo de declinación hiperbólico.

La declinación exponencial ($b = 0$) se identifica porque el flujo presenta una disminución fraccional constante. La rapidez de declinación (D) se puede determinar a partir de los datos de la historia de producción, usando la expresión:

$$D = \frac{1}{(t_2 - t_1)} \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right) \quad (3)$$

donde q_1 y q_2 son los flujos medidos a los tiempos sucesivos t_1 y t_2 . Otra forma de calcular D es a partir de la pendiente de la gráfica de $\log(q)$ contra tiempo. Además, conociendo el flujo (q) y la producción acumulada (N_p), también se puede obtener el valor de D utilizando dos mediciones sucesivas: (N_{p1} , q_1) y (N_{p2} , q_2), a través de la siguiente expresión:

$$D = \frac{q_1 - q_2}{N_{p2} - N_{p1}} \quad (4)$$

Para el caso de declinación armónica ($b = 1$), a partir de la ecuación (2) se obtiene:

$$q = \frac{q_0}{1 + Dt} \quad (5)$$

Donde q_0 es el flujo a un tiempo $t = 0$.

Tomando dos valores sucesivos del flujo (q_0 y q_1) dentro de un periodo de tiempo unitario (t) y despejando (D) de la ecuación (5), se obtiene el valor del ritmo de declinación:

$$D = \frac{\frac{q_0}{1} - q_1}{t} \quad (6)$$

Bajo un modelo de declinación armónica, la producción acumulada se determina por medio de:

$$N_p = \frac{q_0}{D} \ln(1 + Dt) \quad (7)$$

En algunas ocasiones los pozos muestran cambios graduales en su declinación, lo cual sugiere una tendencia a ajustarse al modelo hiperbólico (Blasingame, McCray, & Lee, 1991). Se ha encontrado (Mattar & Anderson, 2003) que la declinación tipo hiperbólica ocurre bajo la existencia de diferentes energías, naturales o artificiales en el área cercana al pozo, como inyección, efectos de frontera, efectos de sobreposición. Para un modelo de tipo hiperbólico, el ritmo de declinación (D) se determina a partir de la siguiente expresión:

$$D = - \frac{\frac{q}{dq/dt}}{dt} \quad (8)$$

La ecuación para la determinación del flujo por medio de este tipo de modelo de declinación es:

$$q = \frac{q_0}{(1 + D_i b t)^{\frac{1}{b}}} \quad (9)$$

donde $1 < b < 0$; D_i es el ritmo de declinación inicial; t es el periodo de tiempo.

Uno de los criterios básicos para identificar la declinación tipo exponencial consiste en investigar si se obtiene una recta a partir de la gráfica de $\log(q)$ contra tiempo, que conduce a la expresión:

$$\ln(q) = \ln(q_i) - Dt \quad (10)$$

El ritmo de declinación se puede determinar a partir de los datos de producción usando la pendiente de la línea resultante de la gráfica. De esta manera se toman dos valores (t_1 , q_1) y (t_2 , q_2) y se despeja el valor de (D), tal como también se muestra en la ecuación (3).

El modelo de declinación tipo armónico se identifica si se obtiene una recta al graficar $\log(q)$ contra $\log(t)$. En este caso se usa la ecuación (6) para determinar el ritmo de declinación, tomando dos valores sucesivos de flujo durante un periodo de tiempo.

Para los casos en que no se obtiene una recta usando alguno de estos dos tipos de gráfica, se considera que la declinación es del tipo hiperbólico. Este tipo de declinación ocurre en los tiempos tardíos de agotamiento del pozo, cuando se empiezan a manifestar los efectos de los mecanismos de empuje. A partir de la ecuación (9) se pueden hacer estimaciones del ritmo de producción utilizando el valor del tiempo al cual se requiere determinar el flujo.

Las propiedades del yacimiento se pueden calcular usando los datos de la historia de producción con la curva-tipo propuesta por

Arps (1945) y Fetkovich (1980). A partir de esta curva se determinan las propiedades del yacimiento (kh/μ , $\phi c_i h$), usando la conocida ecuación de difusión radial (Faulder, 1996):

$$\frac{kh}{\mu} = 141.2B \left[\frac{\left(\frac{q}{\Delta p} \right)}{q_{Dd}} \right]_{\text{ajuste}} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.75 \right] \quad (11)$$

donde k es la permeabilidad; h , el espesor de la formación; μ , la viscosidad del fluido; r_e el radio de drene del pozo; r_{wa} el radio aparente del pozo; $q/\Delta p$ y q_{Dd} se obtienen en el punto de ajuste de la comparación de la gráfica de t contra Δp con la curva tipo. El almacenaje se obtiene usando:

$$\phi c_i h = \frac{0.00633t \left(\frac{kh}{\mu} \right)}{0.5t_{Dd} r_{wa}^2 \left(\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.75 \right)} \quad (12)$$

Donde c_i es la compresibilidad de la formación; t y t_{Dd} se determinan a partir del punto de ajuste de la comparación de la gráfica de t contra Δp con la curva tipo.

Otro de los diferentes métodos para el análisis de declinación de la producción es el de normalización del flujo (Sanyal, Menzies, Brown, Eneedy, & Eneedy, 1989). Entre sus aplicaciones, el método es útil en la identificación de los pozos que necesitan ser reparados. El método prevé la carencia de datos de la presión estática y/o del flujo, que muchas veces no se obtienen por alguna de las siguientes razones: a) porque las presiones estáticas sólo se miden ocasionalmente, cuando los pozos se desconectan del sistema de producción; y b) la presión de cabezal no se mantiene constante. A partir de la ecuación empírica adaptada para pozos de gas (Williamson, 1990) se desarrolló la relación entre el flujo de producción (W) y la presión de cabezal (p_f) a condiciones fluyentes:

$$W = C(p^2 - p_f^2)^n \quad (13)$$

donde p es la presión de cabezal a condiciones estáticas; p_f la presión de cabezal a condiciones fluyentes; n , un parámetro empírico, conocido frecuentemente como factor de turbulencia, que varía entre 0.5 y 1. El valor de C a condiciones iniciales se determina a partir de:

$$C_i = \frac{W_i}{(p_i^2 - p_{fi}^2)^n} \quad (14)$$

Para cualquier instante de la vida productiva del pozo, usando la ecuación anterior se puede determinar la presión estática (p):

$$p = \sqrt{\left(\frac{W}{C} \right)^{\frac{1}{n}} + p_f^2} \quad (15)$$

Este valor de presión estática que se determina a cualquier tiempo de la vida productiva del pozo permite el monitoreo continuo de su comportamiento. Los datos de producción de un pozo están asociados con sus diferentes diámetros de apertura, lo cual ocasiona que la presión de cabezal no sea constante, haciendo difícil la identificación de una verdadera tendencia de declinación de la productividad. Para calcular el flujo normalizado en función de los cambios de presión (p_f) que se van generando en el pozo, Sanyal et al. (1989) propusieron la ecuación:

$$W_n = \frac{(p^2 - p_{std}^2)^n}{(p^2 - p_f^2)^n} W \quad (16)$$

donde W_n es el flujo de producción normalizado y p_{std} es la presión de cabezal estándar del pozo, que es la presión de cabezal al inicio de su etapa de producción bajo condiciones de flujo constante.

Para casos complejos y datos con mucha incertidumbre que obstruyen la identificación de una tendencia de comportamiento, las gráficas cartesianas de presión y flujo contra

tiempo resultan ser una herramienta útil de diagnóstico. Además, como diagnóstico inicial, una gráfica log-log con los mismos parámetros permite identificar los dos principales regímenes de flujo que se podrían presentar en los datos de producción: a) flujo radial infinito y b) estado pseudoestable.

Resultados

Con el objeto de mostrar el uso de los dos métodos de análisis que se presentan en este trabajo, se usaron datos de historias de producción de cuatro de los pozos de campos geotérmicos mexicanos. Los pozos seleccionados cuentan con datos de producción de un periodo cercano a los 15 años. La primera etapa del análisis consistió en construir una gráfica de diagnóstico general (flujo, presión y diámetro de orificio contra tiempo), la cual se muestra en la figura 3. Se encontró que la variación en la producción es ocasionada por manipulaciones del orificio de descarga de los pozos. En esta misma figura se puede observar que cada uno de los pozos analizados en este trabajo presenta historias particulares de producción. De la gráfica de diagnóstico general, se estableció el tiempo cero de la producción y se fijaron los valores iniciales de los parámetros (p_i, p_e, W).

Los pozos seleccionados para el análisis se consideran característicos del campo debido al comportamiento en su producción; permiten demostrar la aplicabilidad de los métodos de análisis expuestos. A partir de la gráfica de la figura 3 se pueden identificar los cambios en el orificio de descarga de los pozos y su influencia sobre los efectos transitorios de la presión de cabezal y del flujo. Se identificó que la etapa de explotación continua del pozo P5 se inició después del mes 40 y de esta forma se estableció $t = 0$ para el inicio del análisis. Otra de las gráficas auxiliares que se usan como diagnóstico del análisis de la producción de los pozos es la gráfica de flujo y producción acumulada, contra el tiempo, como se muestra en la figura 4.

La figura 5 muestra, con datos del pozo P5, la gráfica de $\log(W)$ contra el tiempo para el periodo de tiempo analizado, con el objeto de identificar su modelo de declinación dominante. Se puede observar que los datos medidos no se ajustan a una línea. Por tanto se concluye que el modelo de declinación en el pozo no es del tipo exponencial.

A través de un nuevo ensayo se grafica $\log(W)$ contra $\log(t)$, sin embargo se encuentra que los datos de la historia de producción tampoco se ajustan a una línea (figura 6), lo cual permite asumir que la declinación en este pozo no es del tipo armónico. De acuerdo con los resultados previos de las gráficas, se concluye que el modelo de declinación en el pozo es del tipo hiperbólico.

Habiendo identificado el modelo de declinación, se determina el ritmo de declinación (D), para lo cual se usan dos puntos (t_1, q_1) y (t_2, q_2) dentro de la ecuación (10). Al aplicar el mismo proceso a los otros tres pozos analizados en este trabajo, se obtuvo un modelo de declinación del tipo exponencial debido a que la gráfica de $\log(q)$ contra tiempo resultó en una recta en los tres casos.

Se determinaron los parámetros del yacimiento ($kh/\mu, \phi c_i h$) usando la curva tipo con la gráfica doble logarítmica de flujo contra tiempo de los datos del pozo P5. Se tuvo especial cuidado en usar iguales dimensiones en los ejes de las gráficas, para una buena comparación entre ambas curvas. Al obtener el mejor ajuste se elige un punto en la curva tipo (t_D, q_D) y otro en la gráfica (t, q) con los datos del pozo. La figura 7 muestra el proceso usando los datos de producción del pozo P5.

La metodología de normalización del flujo propuesta por Sanyal *et al.* (1989) usa como parámetros principales la presión estática de cabezal (p_i) a $W = 0$; la presión de cabezal estándar del pozo (p_{std}); el factor de turbulencia (n), y la historia de producción (W, pc), en función del tiempo.

Aplicando las ecuaciones (13) a (16) se determina el flujo másico normalizado (Wn) del pozo. Con el objeto de probar la certidumbre

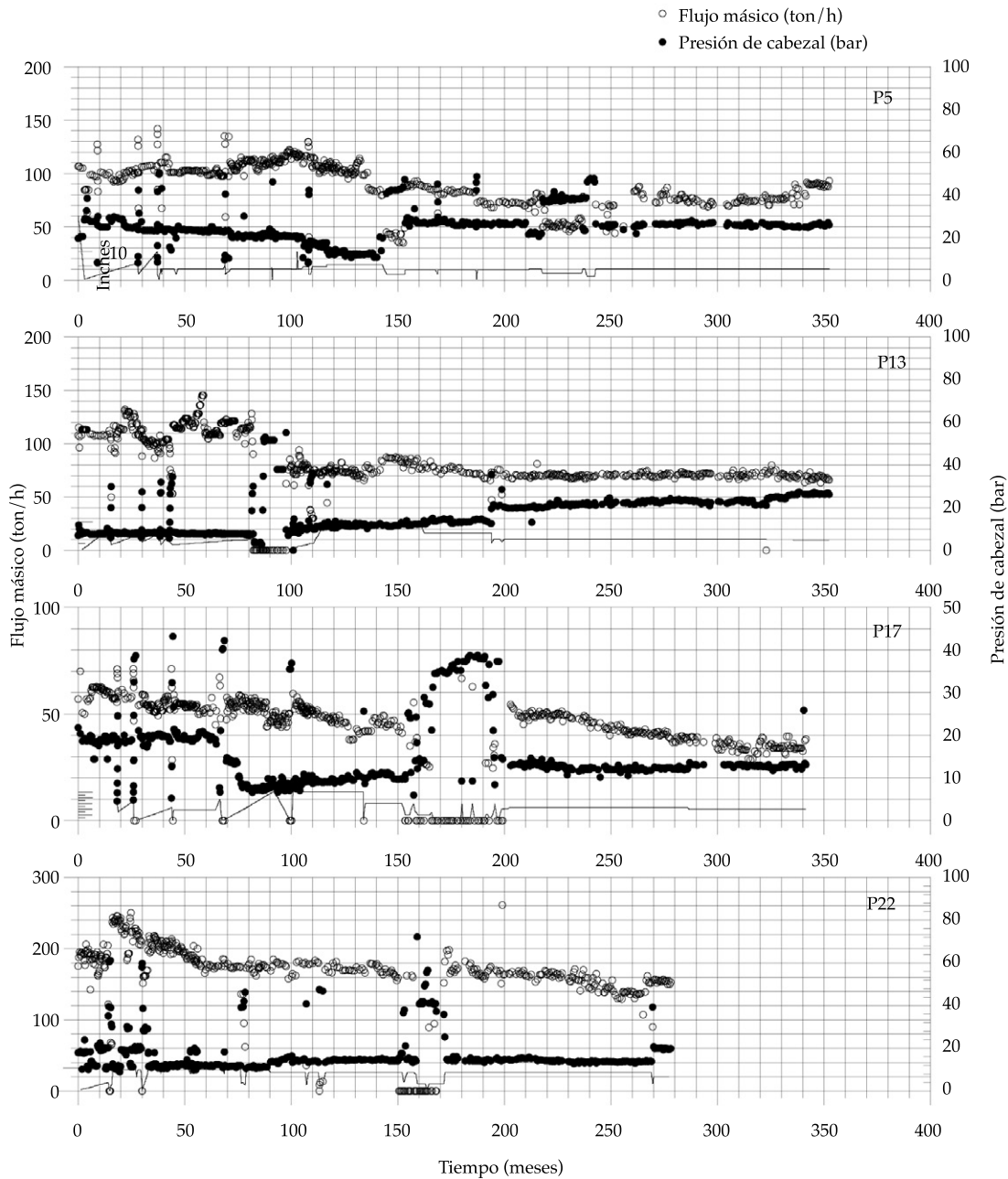


Figura 3. Gráfica del comportamiento general del flujo, presión de cabezal y diámetro de producción respecto al tiempo de los cuatro pozos analizados.

de los parámetros calculados, los resultados se comparan con los datos medidos usando dos gráficas diferentes: a) flujo (W) contra tiempo y b) $\log(W)$ contra tiempo. En la figura 8 se muestran las gráficas comparativas de los resultados con los datos del pozo P5; se puede

observar una buena precisión entre los datos medidos y los valores predichos usando la normalización. La condición para la precisión del método entre los datos y los resultados es la determinación apropiada de los valores de p_i y p_{std} .

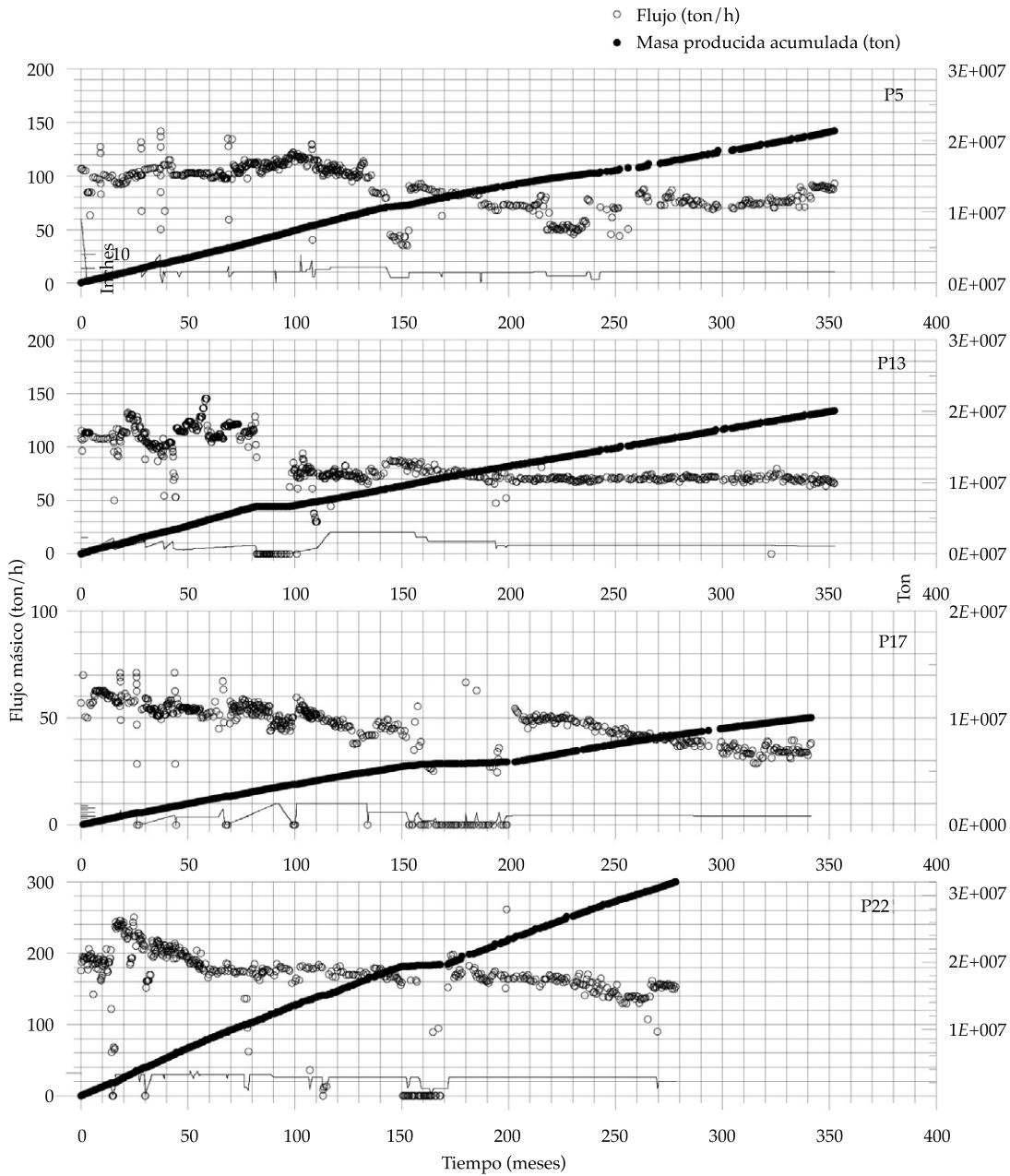


Figura 4. Gráficas representativas del flujo, la masa producida acumulada y el diámetro de producción, contra el tiempo, de los cuatro pozos analizados en este trabajo.

La gráfica con los parámetros normalizados del pozo se utiliza para ajustar los valores a una línea y de esta forma estimar sus tendencias futuras. La figura 9(a) muestra el ajuste de los datos, en donde se puede ver que la pendiente de la línea corresponde al valor del ritmo de

declinación, el cual se usa para la estimación de las predicciones sobre la tendencia de producción futura del pozo.

En el cuadro 1 se presenta un resumen de los resultados obtenidos con los dos métodos usados en este trabajo: el método de curvas

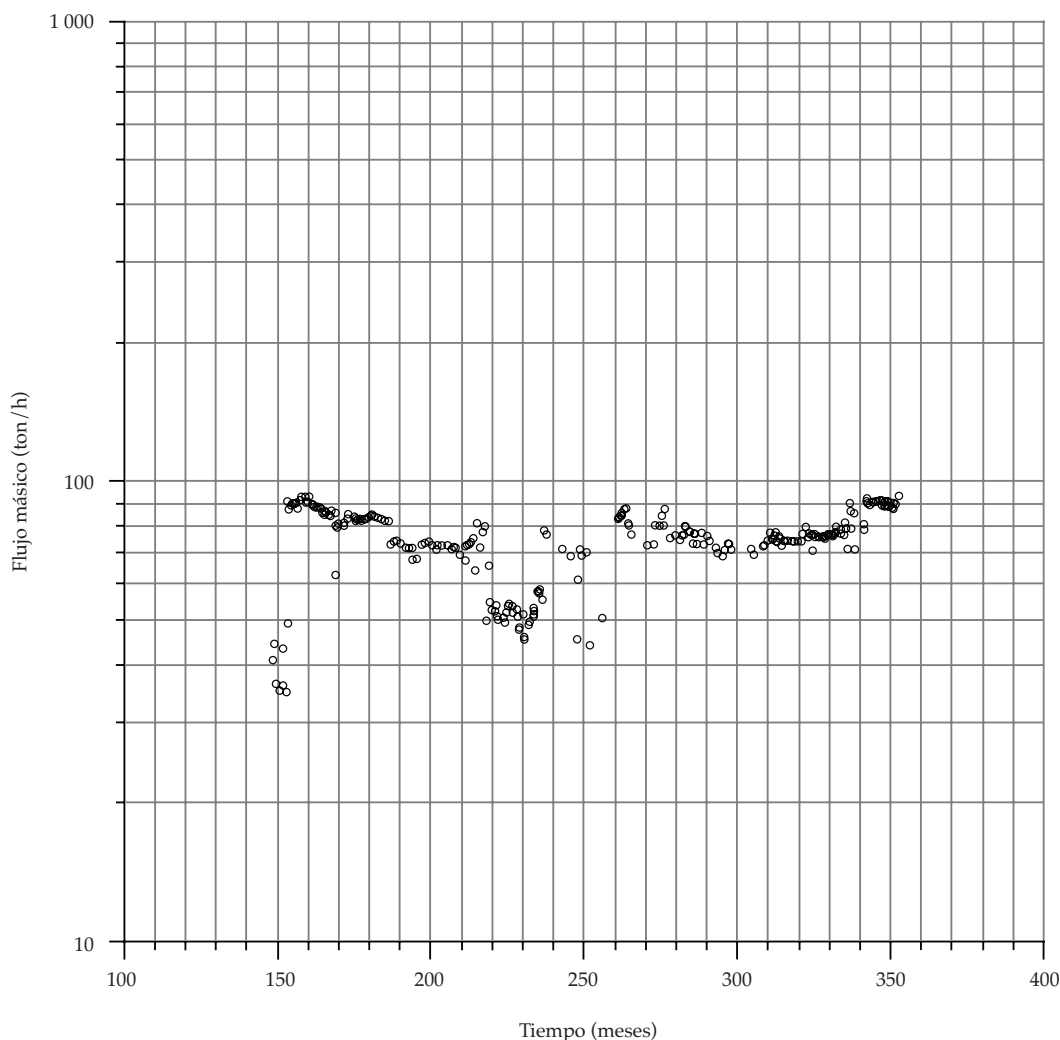


Figura 5. Comportamiento de $\log(W)$ contra tiempo a lo largo del periodo analizable en el pozo P5. Los datos no se ajustan a una línea recta, por tanto su declinación no es del tipo exponencial.

tipo (Fetkovich, 1980) y la metodología de flujo normalizado (Sanyal *et al.*, 1989). Para cada pozo se muestran los datos de la masa producida, la identificación del modelo de declinación, el valor del ritmo de declinación y la transmisividad de la formación.

Las gráficas de la figura 9 muestran tendencias similares. Resalta la gráfica de la figura 9(a), que al usar escala logarítmica en el eje de las ordenadas, presenta menor dispersión, lo que permite un mejor ajuste. Además, si se

establece un límite mínimo económico de flujo, la gráfica de la figura 9(a) se puede utilizar para determinar el tiempo de vida útil del pozo. A partir de la gráfica del flujo normalizado adimensional $W_n / (W_n)_i$ contra tiempo, como aparece en la figura 9(b), se puede comparar la tendencia de la declinación con la del flujo normalizado. Otra utilidad práctica del método es que a través de la figura 9(c) se puede determinar la recuperación posible del pozo para un límite económico de producción establecido.

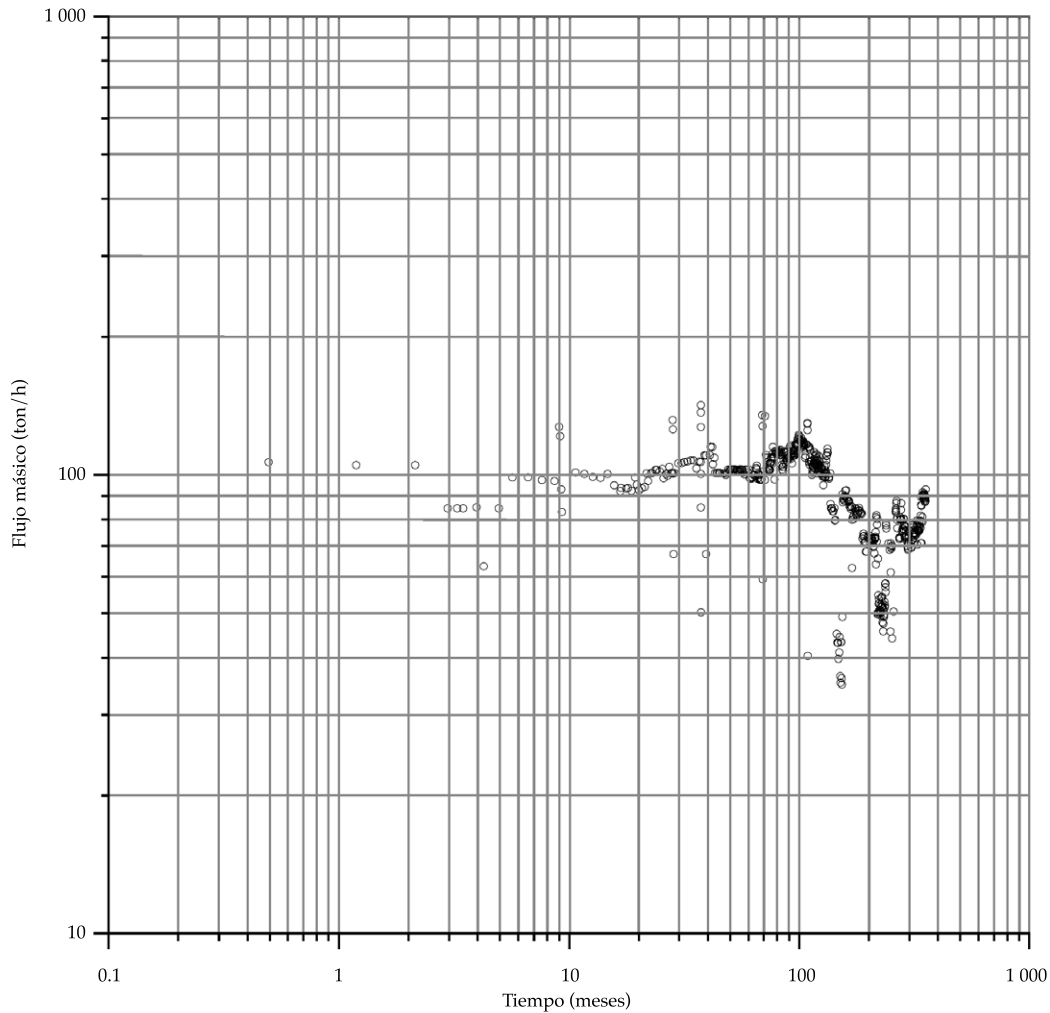


Figura 6. Gráfica de $\log (W)$ contra $\log (t)$, que se utiliza para demostrar que los datos del pozo P5 no se ajustan a una línea recta; por tanto, su declinación no es del tipo armónico.

Discusión

Los parámetros de producción del pozo (diámetro de descarga, flujo, presión) están ligados estrechamente y el comportamiento de uno de ellos influye en los restantes, lo cual se observa en la gráfica de la figura 3. A partir de esta gráfica de diagnóstico general se identifican pequeñas recuperaciones en las características productivas, que muestran los pozos después de breves periodos de cierre. Sin embargo, al reintegrarse a producción, se encontró que después de superar los efectos

transitorios, los pozos continúan con la tendencia en su declinación.

Por otra parte, debido a que la movilidad del vapor es mayor que la de la fase líquida, los procesos de ebullición que ocurren en el yacimiento influyen en el comportamiento de los parámetros de producción. Por ejemplo, se identificaron pequeñas disminuciones en la presión de cabezal del pozo y aumento en la relación gas-líquido, al incrementar la producción en el pozo P5. Lo anterior se puede observar en la gráfica de la figura 3 después de 330 meses de su vida operativa.

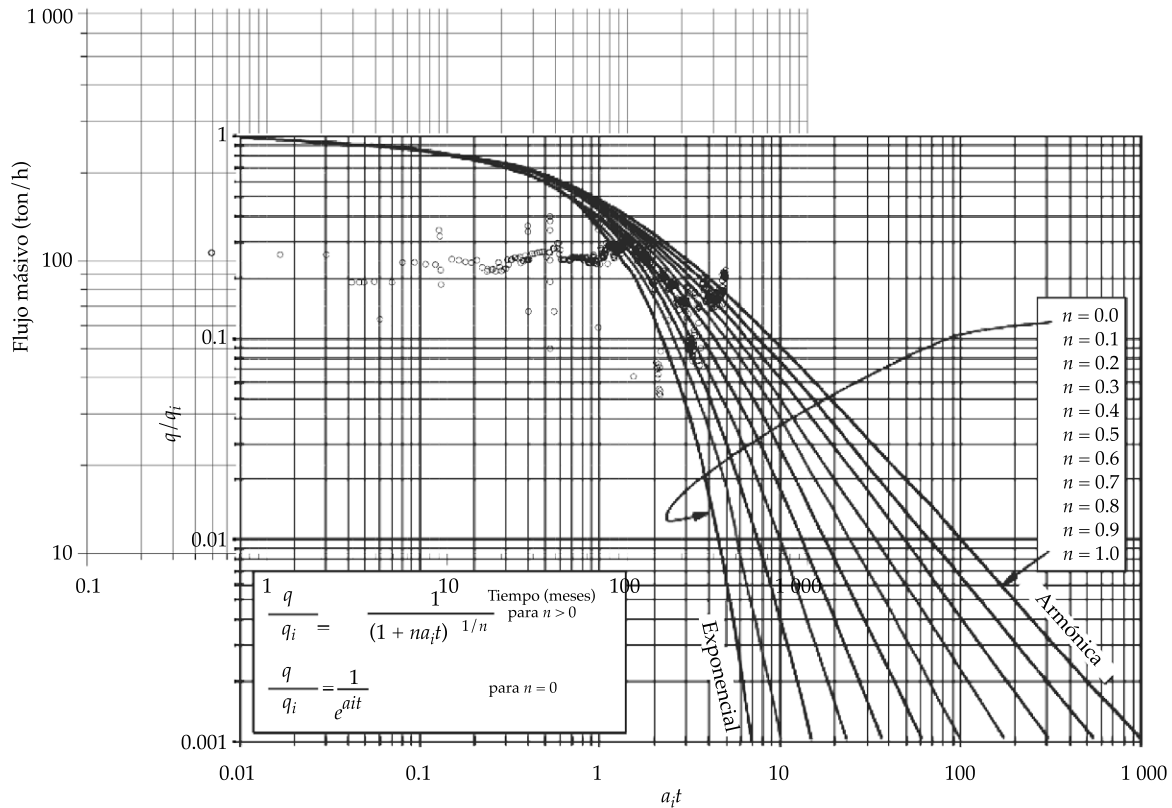


Figura 7. Ejemplo del uso de la curva tipo con los datos de la historia de producción del pozo P5.

La metodología es importante en la determinación del modelo de declinación, con el objeto de caracterizar los pozos y determinar sus tendencias en la producción. En este trabajo se identificó para el pozo P5 un modelo de declinación de tipo hiperbólico, mientras que para los restantes pozos (P13, P17 y P22) se determinó un modelo de declinación exponencial.

Aun cuando se tomaron diferentes segmentos en el análisis de declinación dentro de la historia de producción, el ajuste de los datos con la curva tipo muestra incertidumbres (figura 7), por lo cual es recomendable la comparación de resultados con algún otro método para normar un criterio.

La metodología de flujo normalizado (Sanyal et al., 1989) toma en cuenta el comportamiento de los parámetros, suavizando los datos de producción que son afectados fuertemente por

los cambios en el orificio de descarga (p_r , p_{std} , C , n). Los resultados obtenidos se ajustan muy bien con los datos medidos, tal como se puede apreciar en la figura 8. Se puede observar también que la gráfica de flujo normalizado muestra menores cambios que la gráfica con los datos de producción del pozo. Los resultados obtenidos en la predicción de la declinación de los pozos analizados permiten asumir que la metodología de flujo normalizado representa una herramienta técnica confiable de diagnóstico en el análisis de declinación.

Conclusiones

Aun cuando los resultados que se obtienen usando un solo método de análisis no se pueden considerar como concluyentes, son importantes porque proporcionan una aproximación sobre las características del pozo.

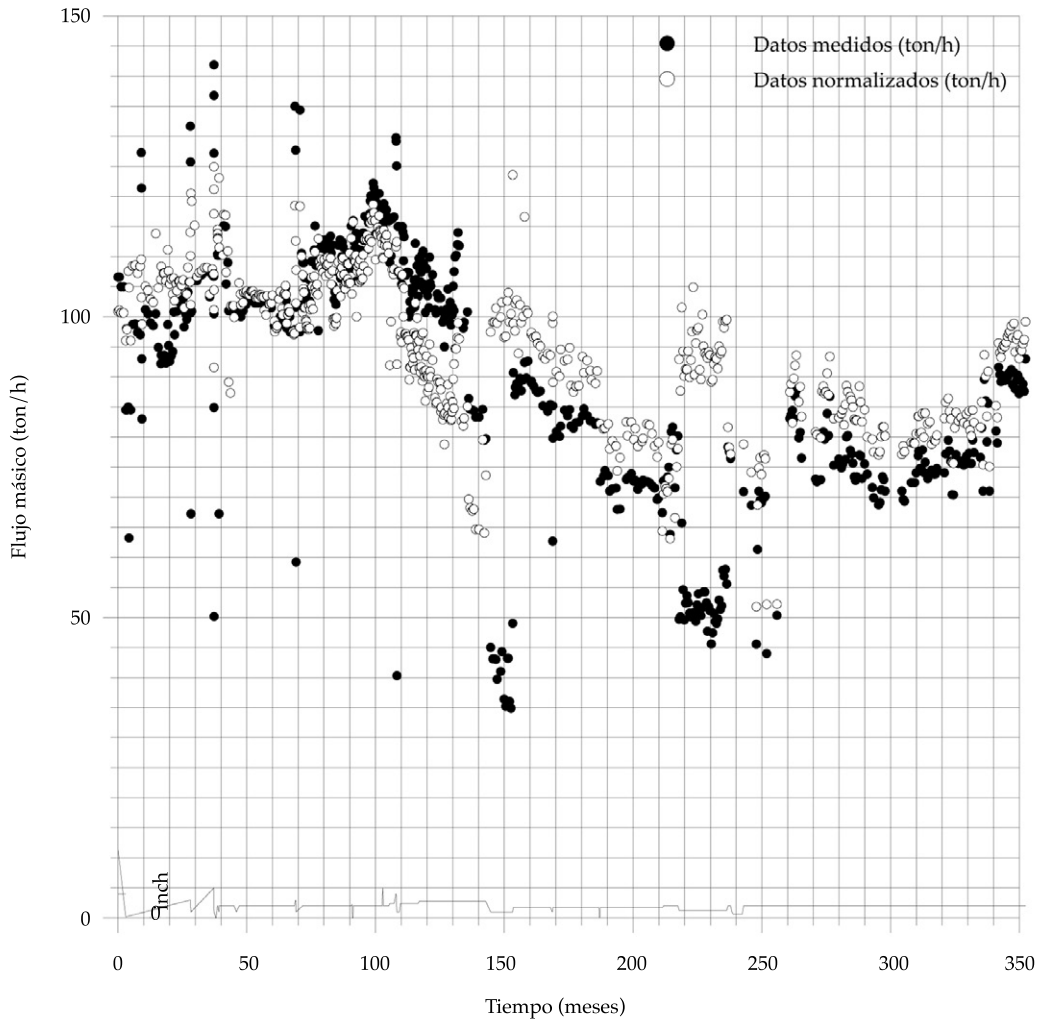


Figura 8. Gráficas comparativas entre los datos medidos y los calculados por el método de normalización.

De acuerdo con lo obtenido en el presente estudio, es recomendable usar al menos dos métodos de análisis en la solución de un problema, con el objeto de comparar los resultados entre ambos y verificar su consistencia. El uso de varios métodos ayuda a formular criterios objetivos sobre los parámetros de caracterización de los pozos.

El diagnóstico general del comportamiento de la producción a partir del flujo másico y presión contra el tiempo, aplicado en este trabajo, se puede sugerir como una metodología confiable al inicio del análisis de la declinación de la productividad.

A partir de las gráficas de diagnóstico general se puede identificar que los pozos muestran comportamientos particulares de acuerdo con cada diámetro de producción que se utiliza durante su explotación. El comportamiento de los pozos bajo cada diámetro de apertura es útil en el diseño de su análisis completo.

En este trabajo se usaron dos de los distintos métodos asociados con el análisis de declinación de la productividad: a) análisis por curvas tipo y b) análisis por medio de normalización del flujo. Se realizaron diagnósticos de los parámetros relacionados con la productividad de los pozos. Se identificaron modelos de

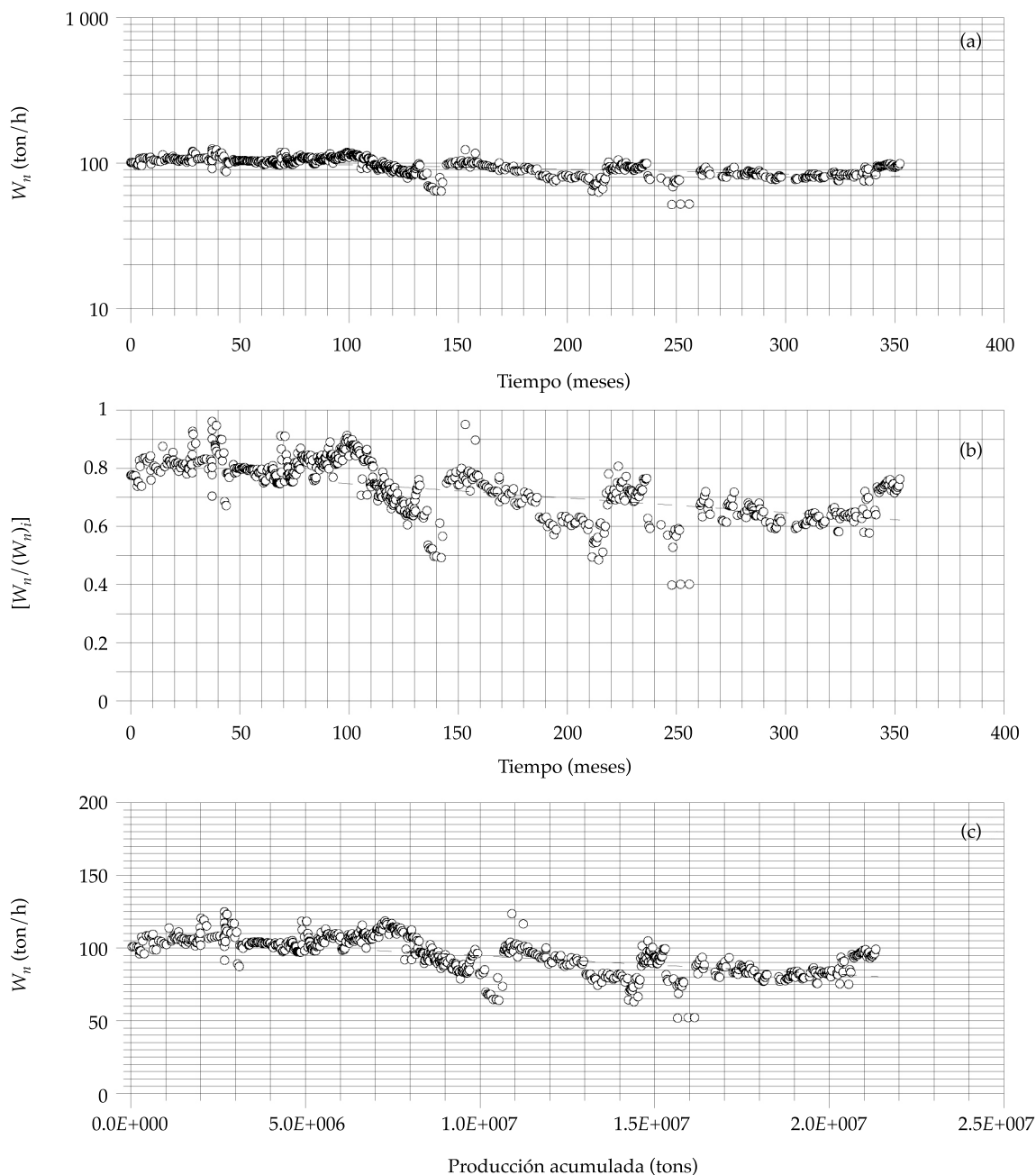


Figura 9. Usando los datos de producción del pozo P5 se muestra: (a) la gráfica del ajuste lineal de $\log(W_n)$ contra tiempo; (b) la gráfica del flujo normalizado adimensional $[W_n/(W_{n,i})]$ contra tiempo; (c) la gráfica de flujo normalizado respecto a la producción acumulada.

declinación, los correspondientes ritmos de declinación (D) y se determinaron valores de propiedades físicas de la formación. Los valores obtenidos representan las características de los

pozos analizados y se podrían utilizar para caracterización de los yacimientos.

De acuerdo con el planteamiento de la metodología de normalización del flujo,

Cuadro 1. Resultados obtenidos usando los datos de producción de los pozos analizados en este trabajo, aplicando los métodos de análisis de declinación por medio de curvas-tipo (Fetkovich, 1980) y normalización de flujo (Sanyal et al., 1989).

Pozo núm.	Masa producida 10 ⁶ ton	Modelo de declinación	Ritmo de declinación		kh/μ (mD-m)/cp
			(t/h)/mes		
			Fetkovich, 1980	Sanyal et al., 1989	
P5	21.40	Hiperbólico	0.03889	0.07987	17 164.2
P13	20.08	Exponencial	0.01155	0.07262	22 313.5
P17	10.03	Exponencial	0.04108	0.08163	9 440.3
P22	32.02	Exponencial	0.10714	0.20638	42 910.5

se puede generalizar su aplicación en la predicción de parámetros relacionados con la productividad de los pozos, tales como la presión, la entalpía y los componentes químicos, entre otros.

Las metodologías de análisis usadas en este trabajo son aplicables a pozos de aceite, gas, geotérmicos y de agua, y su utilidad práctica se refleja en la aportación integral de alternativas para mejorar su productividad.

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan su agradecimiento a las autoridades del Instituto de Investigaciones Eléctricas y de la Comisión Federal de Electricidad por el apoyo de este estudio.

Referencias

- Agarwal, R. G., Gardner, D. C., Kleinstieber, S. W., & Fussel, D. (1999). Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. SPE 49222. *Reservoir Evaluation and Engineering*, 2(5), 478-486.
- Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Transactions of the American Institute of Mining Metallurgical and Petroleum Engineers*, 160, 228-247.
- Blasingame, T. A., McCray, T. L., & Lee, W. S. (1991). Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop / Variable Flow Rate Systems. *Paper SPE 21513*, 7.
- Camacho-Velázquez, R., Fuentes-Cruz, G., & Vázquez-Cruz, M. (2008). Decline Curve Analysis of Fractured Reservoirs Watt Fractal Geometry. *Soc. Pet. Eng. Reservoir Evaluation and Eng.*, 11, 606-619.
- Carter, R. D. (1985). Type Curves for Finite Radial and Linear Gas-Flow Systems: Constant-Terminal Pressure Case. *Soc. Pet. Eng. Journal*, 25(5), 719-728.
- Faulder, D. D. (1996). *Production Decline Curve Analysis at The Geysers, California Geothermal Field* (95 pp.). M. S. Thesis. Mines Golden, USA: Colorado School of Mines Golden.
- Fetkovich, M. J. (1980). Decline Curve Analysis Using Type Curves. Society of Petroleum Engineers. *Journal of Petroleum Technology*, 32, 1065-1077.
- Fraim, M. I., & Wattenbarger, R. A. (1987). Gas Reservoir Decline Curve Analysis Using Type Curves with Real Gas Pseudopressure and Normalized Time. *Soc. Pet. Eng. Formation Evaluation*, 2(4), 671-682.
- Gaskari, R., Mohagheghi, S. D., & Jalali, J. (2007). An Integrated Technique for Production Data Analysis with Application to Mature Fields. *Soc. Pet. Eng., Production and Operation*, 22, 403-416.
- Hughes, R. V. (1967). *Oil Property Evaluation* (313 pp.). New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Mattar, L., & Anderson, D. M. (2003). *A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data* (14 pp.). SPE 84472, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Palacio, J. E., & Blasingame, T. A. (1993). *Decline Curve Analysis Using Type Curves Analysis of Gas Well Production Data* (30 pp.). SPE 25909, Rocky Mountain Regional Meeting, Low Permeability Reservoir Symposium and Exhibition, Denver, Colorado, USA.
- Sanyal, S. K., Menzies, A. J., Brown, P. J., Eneedy, K. L., & Eneedy, S. (1989). A Systematic Approach to Decline Curve Analysis for The Geysers Steam Field, California. *Geothermal Resources Council, Transactions*, 13, 415-421.
- Shen, Y., Wang, S., & He, S. (2013). Improving Decline Curve Analysis of Low Permeability Gas Wells Using Type Curves. *Petroleum Science and Technology*, 31, 738-747.
- Williamson, K. H. (1990). Reservoir Simulation of The Geysers Geothermal Field. *Procedures of the Fifteenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 15, 113-123.

Dirección institucional de los autores

Dr. Alfonso Aragón-Aguilar

Dra. Georgina Izquierdo-Montalvo

Instituto de Investigaciones Eléctricas
Reforma 113, Col. Palmira
62490 Cuernavaca Morelos, MÉXICO
Teléfono: +52 (777) 362 3811, extensiones 7329 y 7321
aaragon@iie.org.mx
gim@iie.org.mx

Dr. Rafael Gómez-Mendoza

Instituto Mexicano de Tecnología del Agua
Paseo Cuauhnáhuac 8532, Col. Progreso
62550 Jiutepec, Morelos, MÉXICO
Teléfono: +52 (777) 3293 600, extensión 802
rafael_gomez@tlaloc.imta.mx