

PREDICCIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DE SU PRESIÓN DE FLUENCIA

Andrea Heins, Gloria Blanco, Gabriela Savioli y Susana Bidner

Laboratorio de Ingeniería de Reservorios
Facultad de Ingeniería - Universidad de Buenos Aires

ABSTRACT

The ability to develop a family of future inflow performance relationship (IPR) curves for a well is an important tool for production and reservoir engineers. The purpose of this work is to test the behavior of three empirical equations that describe IPR curves and their variation as pressure declines. Those equations are applied to solution gas drive reservoirs. They have parameters that are adjustable to test measurements. The main contributions of this work are: 1) to present an equation developed by Klins and Clark in 1993, 2) to combine empirical equations in order to be able to predict future IPR's departing from a one point or a multipoint test, i.e. Vogel-Eickmeier, Fetkovich-Vogel and Klins-Clark-Fetkovich, 3) to compare their results with those obtained by means of a theoretical method that simulates well test data of flow rate as a function of flowing pressure. This method consists of a material balance combined with Darcy's equation considering pseudo-steady state. We have found that the three empirical equations match these simulated data, when several points of flow rate as a function of flowing pressure are adjusted. As pressure declines, the IPR predictions differ increasingly. Klins and Clark's method consistently predicts the lowest future oilwell deliverabilities of all. An additional contribution is to provide a mathematical explanation of this behavior.

INTRODUCCIÓN

Para conocer el potencial de un pozo se realizan ensayos variando la presión dinámica de fondo p_{wf} y midiendo el caudal de petróleo producido q_o . La curva resultante de dichas mediciones se denomina "Inflow Performance Relationship" o "Curva IPR".

Entre las aplicaciones prácticas de las curvas IPR se pueden mencionar¹: (1) Transformar los resultados del Balance de Materiales, expresados como producción acumulada de petróleo en función de la presión media del reservorio, en términos temporales: caudales futuros de petróleo en función del tiempo. (2) Diagnosticar problemas de producción de un pozo. (3) Diseñar y optimizar el sistema de tuberías y válvulas desde el fondo del pozo hasta el separador.

Es muy útil tener expresiones analíticas de las curvas IPR, tanto para interpolar entre los puntos medidos de presión dinámica de fondo en función del caudal de petróleo producido, como para predecir el comportamiento de dichas curvas IPR al bajar la presión del reservorio.

Las expresiones analíticas tradicionales son la ecuación de Vogel² de 1968, basada en datos simulados, y la ecuación de Fetkovich³ de 1973, basada en mediciones de campo. Por otra parte Eickmeier⁴ propuso una ecuación para predecir el caudal futuro de producción de un pozo que se complementa con la ecuación de Vogel. Posteriormente en 1993, Klins y Clark⁵ desarrollaron una ecuación alternativa basándose en datos de reservorios simulados con el método de Weller⁶ que había sido anteriormente utilizado por Vogel. Todas estas ecuaciones son aplicables a reservorios con flujo bifásico gas-petróleo que producen por energía del gas disuelto.

El método de Vogel tiene un parámetro ajustable, se necesita al menos una medición de caudal en función de la presión dinámica de fondo para hallarlo (ensayo de un punto). El método de Fetkovich tiene dos parámetros que se encuentran con un ensayo de dos o más puntos. El método de Klins-Clark, también de dos parámetros, agrega la presión de burbuja como dato. Para poder predecir futuras curvas IPR partiendo de un ensayo de un punto o multipunto, Heins⁷ propuso en 1997, tres procedimientos, que combinan dos métodos publicados con anterioridad. Ellos son: Vogel-Eickmeier (V-E), Fetkovich-Vogel (F-V) y Klins-

Clark-Fetkovich (KC-F).

Pero, desde un punto de vista práctico, interesa conocer cual de los tres procedimientos proporciona la predicción más cercana a la realidad. Para investigar este problema se necesitarían suficientes mediciones de ensayos de pozos que suministren curvas IPR y su evolución a través del tiempo. De contarse con estas mediciones se podría hacer un análisis estadístico de la validez de las expresiones analíticas mencionadas. No hemos encontrado en la bibliografía trabajos al respecto, posiblemente por falta de mediciones adecuadas.

A falta de mediciones, hemos utilizado como patrón de comparación una respuesta teórica. Una buena aproximación teórica del ensayo de un pozo que produce con un mecanismo de drenaje debido al gas disuelto en el petróleo, resulta de combinar el balance de materiales y la ecuación de Darcy (considerando estado pseudo-estacionario). Por eso, en este trabajo se comparan los resultados de los tres procedimientos empíricos con los obtenidos aplicando el balance de materiales y la ecuación de Darcy. Para ello se generan datos sintéticos (simulados con el balance y la ecuación de Darcy) de un ensayo IPR. Se aplican los tres procedimientos para: (1) buscar la función $p_{wf}(q_o)$ que representa los datos del ensayo y (2) predecir $p_{wf}(q_o)$ en etapas futuras de producción, a medida que baja la presión del reservorio.

MÉTODOS TEÓRICOS

El flujo monofásico hacia un pozo está regido por la ecuación de continuidad (conservación de la masa) y la ecuación de Darcy.

La ecuación de Darcy para el flujo radial hacia el pozo relaciona el caudal de producción y el gradiente radial de presión,

$$q = 2\pi r h \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (1)$$

siendo h el espesor de la capa productiva, k la permeabilidad absoluta y μ la viscosidad.

La ecuación de conservación de la masa escrita para un elemento de volumen radial,

$$\frac{\partial(q\rho)}{\partial r} = 2\pi r h \phi \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2)$$

donde ρ es la densidad. Combinando ambas ecuaciones y considerando la compresibilidad constante y pequeña se obtiene la ecuación de difusividad que tiene enormes aplicaciones en la interpretación de los ensayos de pozos^{8,9}. Dicha ecuación deducida para flujo monofásico es aplicable a flujo multifásico considerando la compresibilidad y la movilidad "totales". Integrando esta ecuación de difusividad para estado pseudo-estacionario y expresándola en función de la presión media del reservorio en el área de drenaje del pozo, p_r , para flujo bifásico petróleo-gas se puede aproximar^{1,10,11}.

$$q_o = \frac{2\pi h k}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{k_m}{\mu_o B_o} dp \quad (3)$$

donde q_o es el caudal de producción de petróleo en condiciones estándar, r_w es el radio del pozo, r_e el radio de drenaje, k_m la permeabilidad relativa al petróleo, B_o el factor de volumen del petróleo y se introdujo s el factor de daño del pozo.

Un problema central en la Ingeniería de Petróleo es aumentar la eficiencia de producción de los pozos. Es decir, producir el máximo caudal en superficie para una dada diferencia de presión en fondo. Se define el índice de productividad J_o como,

$$J_o = \frac{q_o}{p_r - p_{wf}} \quad (4)$$

El índice de productividad J_o es la inversa de la pendiente de la curva IPR, cuya funcionalidad es,

$$p_{wf} = p_r - \frac{q_o}{J_o} \quad (4')$$

para el flujo bifásico petróleo-gas, insertando la Ec. 3 en la Ec. 4, se obtiene

$$J_o = \frac{1}{(p_r - p_{wf})} \frac{2\pi hk}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (5)$$

Para el flujo de petróleo monofásico (no saturado), el grupo $k_{ro}/\mu_o B_o$ se puede considerar aproximadamente constante, de modo que la Ec. 5 se transforma en

$$J_o = \frac{2\pi hk}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s\right)} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (6)$$

La Ec. 6 muestra que el índice de productividad es constante, para el flujo de petróleo por encima del punto de burbuja. Por el contrario el índice de productividad para el flujo bifásico disminuye con la presión de fluencia, a una presión media del reservorio fija. Esta disminución puede evaluarse con la Ec. 5.

En la Fig. 1 se muestran un conjunto de curvas IPR a distintas presiones medias. En cada una de ellas, se puede ver que el índice de productividad (inversa de la pendiente, Ec. 4') disminuye con la presión de fluencia. Además, al avanzar la explotación y disminuir la presión media del reservorio las curvas IPR se trasladan reflejando la caída del caudal de producción.

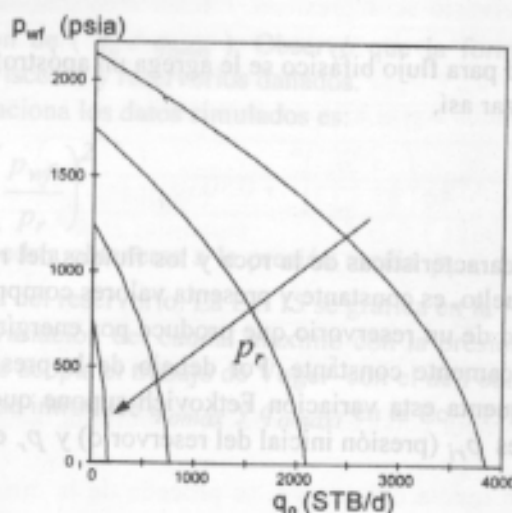


Figura 1. Curvas IPR a distintas presiones medias, para un reservorio con energía del gas disuelto

Para estimar la curva IPR utilizando la Ec. 5, se necesitan conocer la variación de la viscosidad, el factor de volumen y la permeabilidad al petróleo con la presión. Los dos primeros se miden en el laboratorio con un ensayo PVT. La estimación de la permeabilidad es mucho más complicada pues es función de la saturación del petróleo. A su vez, la saturación de petróleo remanente en el reservorio a una dada presión, depende del petróleo producido. En consecuencia, para conocer la permeabilidad del petróleo a una presión futura, hay que predecir el comportamiento del reservorio a esa presión. Por ende, la evaluación de J_o con la Ec. 5 -a medida que el reservorio se depresiona- exigiría recurrir a un balance de materiales o a un simulador numérico.

En un trabajo anterior¹², se estimaron curvas IPR con un simulador numérico de tipo "black-oil". Ahora se

las calculará aplicando el balance de materiales junto con la ecuación de Darcy para estado pseudo-estacionario y expresada en términos de la presión media (Ec.5). Las hipótesis implícitas en la Ec. 5 son: 1) el reservorio es cilíndrico con un pozo en su centro, 2) la porosidad y permeabilidad son constantes, 3) se desprecia la gravedad y la presión capilar, 4) las saturaciones de fase son constantes en el espacio aunque varíen en el tiempo, 5) el estado es pseudo-estacionario. La hipótesis última de estado pseudo-estacionario se aplica para cada etapa de presión. Pero en el conjunto de las etapas el estado es transitorio. En otras palabras, el método teórico predice la declinación transiente de la producción como una sucesión de estados pseudo-estacionarios. Hemos comparado los resultados de este método con los de un simulador Black Oil¹³, donde se relajan las hipótesis 4 y 5; los resultados son similares.

El balance de materiales se resuelve aplicando el método de Tracy. De ese modo se obtiene una tabla de saturación de petróleo en función de la presión media. Para cada saturación, se conoce la permeabilidad relativa al petróleo, ya sea de mediciones o de correlaciones. Combinando estas dos cosas, se obtiene la permeabilidad relativa al petróleo en función de la presión y $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ vs. p_r . Finalmente se resuelve la integral de la Ec.5 por el método de Romberg¹⁴, entre la presión dinámica de fondo y la presión media a la cual se desea conocer el caudal.

Este procedimiento teórico requiere como datos las permeabilidades relativas y los parámetros PVT que no siempre están disponibles. Por eso, los ingenieros de producción usualmente recurren a métodos empíricos, que provean respuestas rápidas y sean sencillos de manejar.

MÉTODOS EMPÍRICOS DE PREDICCIÓN

Métodos de Fetkovich-Vogel

Correlacionando mediciones realizadas en 40 pozos de petróleo, Fetkovich³ encontró:

$$q_o = J'_o \times (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (7)$$

donde al índice de productividad para flujo bifásico se le agrega un apóstrofe para enfatizar su variabilidad. La Ec.7 se puede adimensionalizar así,

$$\frac{q_o}{J'_o p_r^{2n}} = \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]^n \quad (7')$$

El exponente n depende de las características de la roca y los fluidos del reservorio. Para un reservorio que produce por energía del gas disuelto, es constante y presenta valores comprendidos entre 0.6 y 1.0³.

J'_o es el índice de productividad de un reservorio que produce por energía del gas disuelto. Por encima del punto de burbuja J'_o es prácticamente constante. Por debajo de la presión de burbuja J'_o varía con la presión media. Para tener en cuenta esta variación Fetkovich supone que la relación entre los índices de productividad entre las presiones p_{ri} (presión inicial del reservorio) y p_r es,

$$\frac{J'_o}{J'_{oi}} \cong \frac{(k_o / \mu_o B_o)_{p_r}}{(k_o / \mu_o B_o)_{p_{ri}}} \cong \frac{k_o}{k_{oi}} \quad (8)$$

La Ec. 8 se obtiene aproximando el integrando de la Ec. 5 por su valor a p_r y considerando que,

$$(\mu_o B_o)_{p_r} \cong (\mu_o B_o)_{p_{ri}} \quad (9)$$

Además supone,

$$\frac{k_o}{k_{oi}} \cong \frac{p_r}{p_{ri}} \quad (10)$$

Estas tres hipótesis, Ecs. 8, 9 y 10 le permiten estimar J'_o a una nueva presión p_r conociendo J'_{oi} a p_{ri} .

$$J'_o = J'_{oi} \times \left(\frac{p_r}{p_{ri}} \right) \quad (11)$$

Combinando las ecuaciones (7) y (11) se obtiene:

$$q_o = J'_{oi} \times \left(\frac{p_r}{p_{ri}} \right) \times (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (12)$$

esta ecuación sólo es válida por debajo de la presión de burbuja.

La aplicación de las ecuaciones de Fetkovich es sencilla.

Si se dispone de un ensayo multipunto, se grafican q_o vs $p_r^2 - p_{wf}^2$ en papel doble logarítmico, y se aproximan por una recta de pendiente n y ordenada al origen J'_{oi} (ecuación (7)). Una vez hallados los valores de n y J'_{oi} se pueden predecir futuras IPR aplicando la ecuación (12).

Si se tiene un ensayo de un solo punto para determinar n y J'_{oi} , Heins⁷ propone resolver el siguiente sistema formado por las Ecs. 13 y 14.

$$q_{oi} = J'_{oi} \times (p_{ri}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (13)$$

Cuando p_{wf} es igual a cero, $q_o = q_{omax}$,

$$q_{omax} = J'_{oi} \times (p_{ri}^2)^n \quad (14)$$

donde el valor de q_{omax} se obtiene mediante la ecuación de Vogel como se indica a continuación.

Método de Vogel - Eickmeier

Para encontrar la ecuación de las curvas IPR Vogel² simuló datos de 21 reservorios con el método de Weller⁶. Se fueron variando las permeabilidades relativas, la viscosidad y densidad del petróleo, el factor de daño y el espaciado entre pozos.

Así obtuvo (p_{wf}/p_r) en función de (q_o/q_{omax}) . Observó que la forma de las curvas sólo variaba notablemente para petróleos muy viscosos y reservorios dañados.

La ecuación de la curva que correlaciona los datos simulados es:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (15)$$

q_{omax} es el caudal máximo que podría obtenerse a la presión media p_r , cuando $p_{wf} = 0$. El parámetro

q_{omax} depende de la presión media del reservorio. La Ec. 15 se grafica en la Fig. 2.

Para obtener una expresión de la variación del caudal máximo con la presión media, Eickmeier⁴ presentó una propuesta fácil de entender si se acopla el trabajo de Vogel² con el de Fetkovich³. Con $n=1$, se escribe la Ec. 14 a dos presiones p_r y p_{ri} , y se introduce q_{omax} y q_{omaxi} en la Ec. 11. Entonces,

$$q_{omax} = q_{omaxi} \times \left(\frac{p_r}{p_{ri}} \right)^3 \quad (16)$$

Combinando las Ec. (15) y (16),

$$q_o = q_{omaxi} \times \left(\frac{p_r}{p_{ri}} \right)^3 \times \left(1 - 0.2 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right) \quad (17)$$

La Ec. 15 permite calcular q_{omax} con un ensayo de un punto. Si se tienen varias mediciones de q_o (p_{wf}) de un ensayo multipunto, se obtiene q_{omax} aplicando el método de los cuadrados mínimos.

Una vez obtenido el q_{omaxi} a la presión media del ensayo p_{ri} se puede predecir la curva IPR a otra presión p_r , aplicando la Ec. 17.

En la Fig. 2 se grafica la Ec. 15 de Vogel y se la compara con la Ec. 7' de Fetkovich (llamando

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} (\text{cp}^{-1})$$

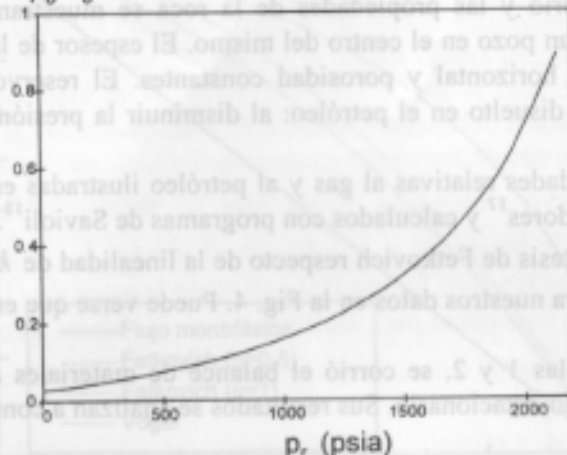


Figura 4. Variación de $k_{ro} / \mu_o B_o$ con la presión media para los datos de este trabajo.

Ensayo de un punto

Se simuló un ensayo IPR con el método teórico descrito a una presión del reservorio de 2141 psia, igual a la presión de burbuja. Los resultados se ven como una línea llena en la Fig. 5. Se eligió una única "medición" de caudal en función de la presión de fluencia como dato, marcada en la Fig. 5. Este ensayo de un punto con un caudal bajo se utiliza a menudo en la práctica ingenieril.

Se aplicaron los tres métodos empíricos: V-E, F-V y KC-F. Los tres sobrepredicen los resultados teóricos para altos caudales de producción, resultando caudales máximos mayores que los proporcionados por el método teórico.

Para analizar el comportamiento futuro, se simularon curvas IPR con el método teórico a presiones menores de 1750, 1250 y 750 psia. Por otro lado, a partir del ensayo original a 2141 psia, se predicen las futuras curvas IPR con los tres métodos empíricos, a las mismas presiones. En la Fig. 5 se puede ver que, a medida que la presión declina, los caudales máximos predichos por los procedimientos empíricos se acercan al método teórico. A 750 psia la situación se ha invertido. Los tres métodos empíricos predicen caudales menores que el teórico. El método más moderno de KC-F predice los menores caudales de producción. El ajuste inicial del ensayo de un punto no fue bueno, a fin de mejorarlo se corrió un ensayo multipunto.

Ensayo multipunto

En la Fig. 6 se muestran seis puntos elegidos de la simulación de un ensayo IPR con el método teórico. Estos seis puntos (arriba, izquierda) se adoptan como "mediciones". El ajuste de los métodos empíricos mejora considerablemente respecto del caso anterior de la Fig. 5, pero todavía los caudales máximos predichos por los métodos empíricos son algo mayores.

La variación de las curvas a 1750, 1250 y 750 psia es análoga a la mostrada en el caso anterior. Para este ensayo multipunto los caudales potenciales (máximos) predichos por los métodos empíricos van disminuyendo al declinar la presión. A 750 psia la curva IPR teórica predice mayor caudal máximo que las empíricas.

En una primera interpretación, se adjudicó este comportamiento al hecho de que el método teórico no contemplaba la presencia de daño en el pozo. Por eso, se hicieron corridas con los mismos datos pero incluyendo un factor de daño.

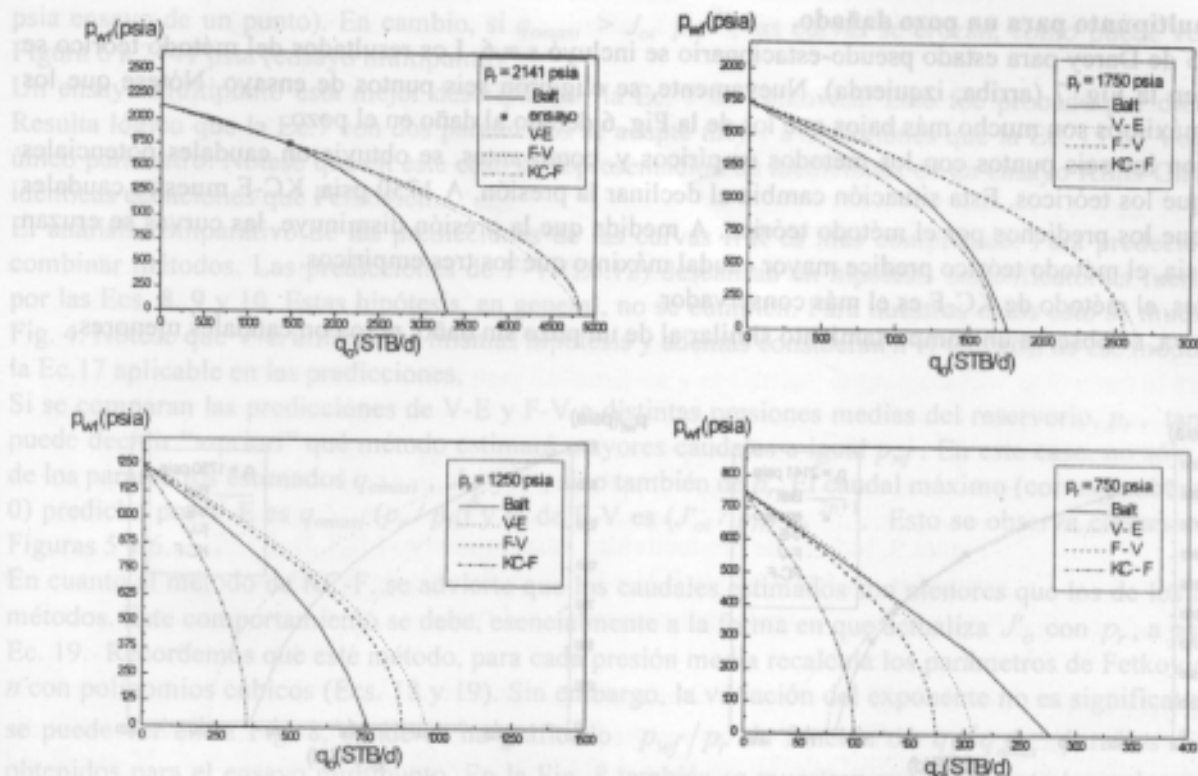


Figura 5. Ensayo de un punto: curvas IPR a la presión del ensayo (arriba izquierda) y predicciones de futuras curvas IPR a menores presiones

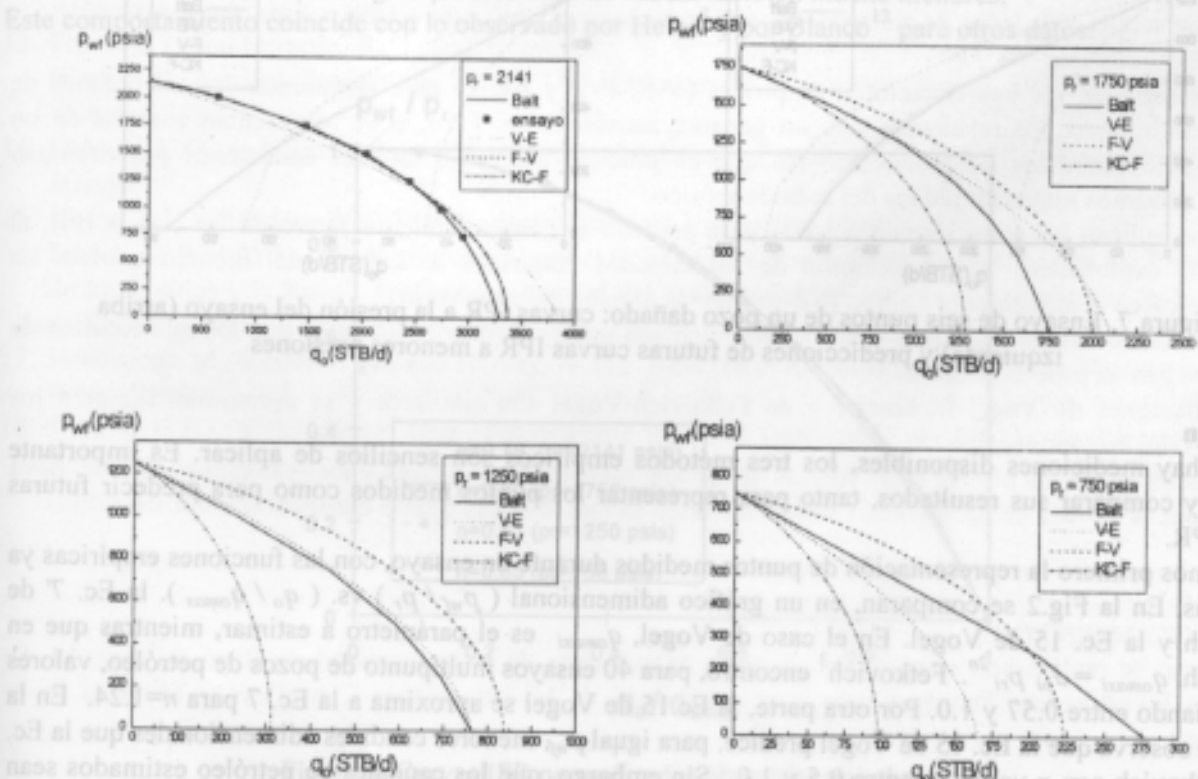


Figura 6. Ensayo de seis puntos: curvas IPR a la presión del ensayo (arriba izquierda) y predicciones de futuras curvas IPR a menores presiones

Ensayo multipunto para un pozo dañado.

En la Ec. 5 de Darcy para estado pseudo-estacionario se incluyó $s = 6$. Los resultados del método teórico se muestran en la Fig. 7 (arriba, izquierda). Nuevamente, se eligieron seis puntos de ensayo. Nótese que los caudales máximos son mucho más bajos que los de la Fig. 6 debido al daño en el pozo.

Se ajustaron los seis puntos con los métodos empíricos y, como antes, se obtuvieron caudales potenciales mayores que los teóricos. Esta situación cambia al declinar la presión. A 1750 psia, KC-F muestra caudales menores que los predichos por el método teórico. A medida que la presión disminuye, las curvas se cruzan y, a 750 psia, el método teórico predice mayor caudal máximo que los tres empíricos.

Como antes, el método de KC-F es el más conservador.

En definitiva, se observa un comportamiento similar al de un pozo sin daño, pero con caudales menores.

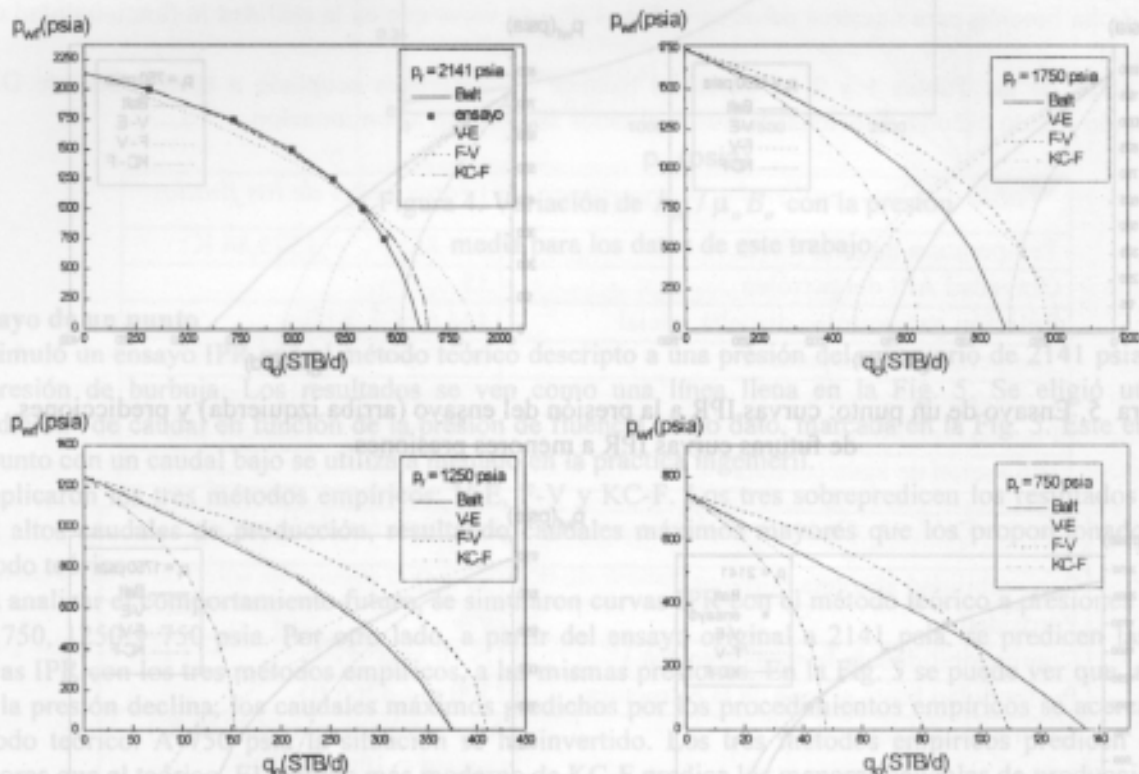


Figura 7. Ensayo de seis puntos de un pozo dañado: curvas IPR a la presión del ensayo (arriba izquierda) y predicciones de futuras curvas IPR a menores presiones

Discusión

Cuando hay mediciones disponibles, los tres métodos empíricos son sencillos de aplicar. Es importante analizar y comparar sus resultados, tanto para representar los puntos medidos como para predecir futuras curvas IPR.

Analicemos primero la representación de puntos medidos durante un ensayo, con las funciones empíricas ya descriptas. En la Fig. 2 se comparan, en un gráfico adimensional (p_{wf}/p_r) vs. (q_o/q_{omax}), la Ec. 7' de Fetkovich y la Ec. 15 de Vogel. En el caso de Vogel, q_{omax} es el parámetro a estimar, mientras que en Fetkovich, $q_{omax} = J_{oi} p_{ri}^{2n}$. Fetkovich³ encontró, para 40 ensayos multipunto de pozos de petróleo, valores de n variando entre 0.57 y 1.0. Por otra parte, la Ec. 15 de Vogel se aproxima a la Ec. 7 para $n=1.24$. En la Fig. 2 se observa que la Ec. 15 de Vogel predice, para igual p_{wf} , menores caudales adimensionales que la Ec. 7' de Fetkovich con n variando entre 0.5 y 1.0. Sin embargo, que los caudales de petróleo estimados sean mayores o menores para igual p_{wf} depende de los parámetros estimados: si q_{omax} (Vogel) es menor o igual que $J_{oi} p_{ri}^{2n}$ (Fetkovich), seguirán siendo menores los caudales estimados por Vogel (Fig. 5 a 2141

psia ensayo de un punto). En cambio, si $q_{\text{omaxi}} > J_{\text{oi}} p_{\text{ri}}^{2n}$, las curvas se cruzan, como puede verse en la Figura 6 a 2141 psia (ensayo multipunto).

Un ensayo multipunto está mejor descrito por la Ec. 7 de Fetkovich. Esto fue probado por dicho autor. Resulta lógico que la Ec.7 con dos parámetros se adapte mejor a mediciones que la Ec. 15 de Vogel de un único parámetro. Nótese que en este caso de representación de mediciones de un ensayo Klins-Clark utiliza idénticas ecuaciones que Fetkovich.

El análisis comparativo de las predicciones de las curvas IPR es más complicado. Para predecir hay que combinar métodos. Las predicciones de F-V (Ec.12) descansan en hipótesis simplificadoras fuertes dadas por las Ecs. 8, 9 y 10. Estas hipótesis, en general, no se cumplen. Para nuestros datos esto se muestra en la Fig. 4. Nótese que V-E utilizan las mismas hipótesis y además consideran $n=1$ (Ec.16), de ese modo llegan a la Ec.17 aplicable en las predicciones.

Si se comparan las predicciones de V-E y F-V a distintas presiones medias del reservorio, p_r , tampoco se puede decidir "a-priori" qué método estimará mayores caudales a igual p_{wf} . En este caso, no sólo depende de los parámetros estimados q_{omaxi} , J_{oi} y n , sino también de p_r . El caudal máximo (correspondiente a $p_{\text{wf}}=0$) predicho por V-E es $q_{\text{omaxi}} (p_r / p_{\text{ri}})^n$ y el de F-V es $(J_{\text{oi}} / p_{\text{ri}}) p_r^{2n+1}$. Esto se observa claramente en las Figuras 5 y 6.

En cuanto al método de KC-F, se advierte que los caudales estimados son menores que los de los otros dos métodos. Este comportamiento se debe, esencialmente a la forma en que actualiza J_o' con p_r , a partir de la Ec. 19. Recordemos que este método, para cada presión media recalcula los parámetros de Fetkovich J_o' y n con polinomios cúbicos (Ecs. 18 y 19). Sin embargo, la variación del exponente no es significativa, como se puede ver en la Fig. 8, donde se ha graficado p_{wf}/p_r en función de q_o/q_{omax} para los distintos n obtenidos para el ensayo multipunto. En la Fig. 8 también se muestran explícitamente los valores de los n obtenidos a las distintas presiones. En cambio, la variación de J_o' tiene mucha influencia. En la Fig. 9 se grafican $J_o'/J_{o\text{b}}$ en función de p_r/p_b para los métodos de F-V y KC-F. Los valores calculados por KC-F son mucho menores, lo que origina predicciones de caudal también mucho menores.

Este comportamiento coincide con lo observado por Heins⁷ y por Blanco¹² para otros datos.

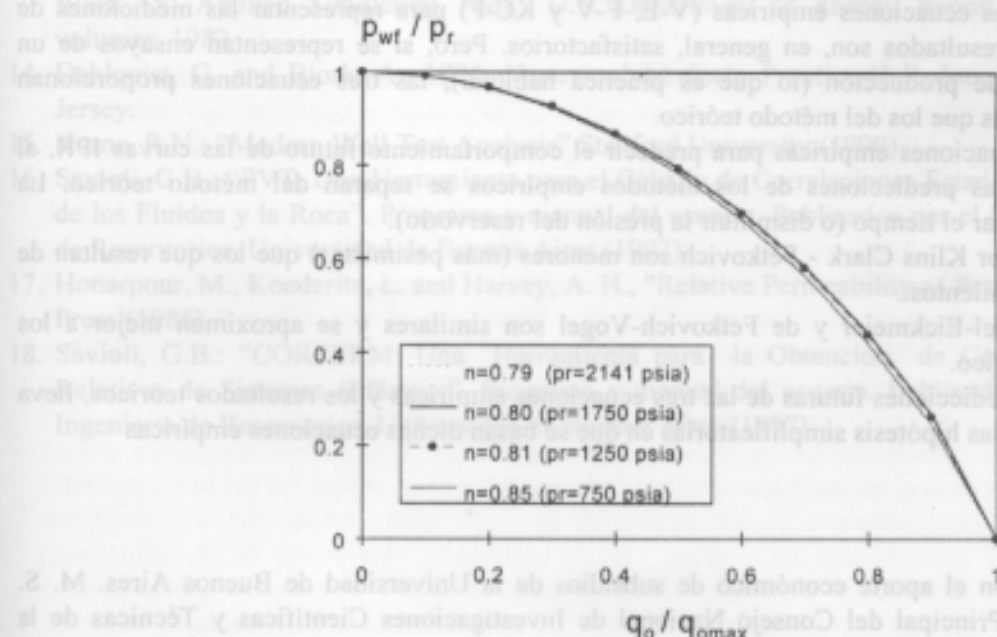


Figura 8. Curvas IPR normalizadas obtenidas por el método de KC-Fa distintas presiones medias para el ensayo multipunto, mostrando la variación con n .

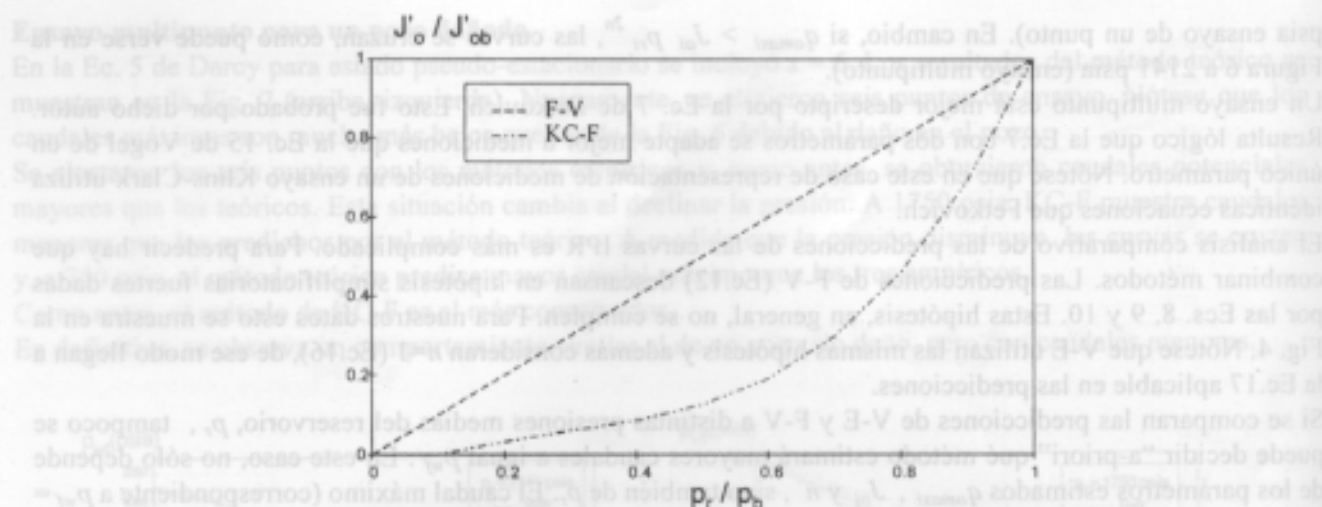


Figura 9. Índices de productividad adimensionales (J'_o / J'_{ob}) estimados por los métodos F-V y KC-F en función de la presión media adimensional (p_r / p_o)

CONCLUSIONES

La representación con ecuaciones empíricas de los resultados de un ensayo IPR de caudal de producción de un pozo petrolífero en función de su presión de fluencia tiene importantes aplicaciones en ingeniería de producción e ingeniería de reservorios. En este trabajo, se aplican tres ecuaciones empíricas: Vogel-Eickmeier, Fetkovich-Vogel y Klins Clark- Fetkovich. Las ecuaciones tienen parámetros ajustables con las mediciones de los ensayos. Se analiza su comportamiento por comparación con los resultados de un método teórico que acopla el balance de materiales con la ecuación de Darcy para estado pseudo-estacionario.

Las conclusiones son:

Cuando se aplican las tres ecuaciones empíricas (V-E, F-V y KC-F) para representar las mediciones de ensayos multipunto, los resultados son, en general, satisfactorios. Pero, si se representan ensayos de un punto a bajos caudales de producción (lo que es práctica habitual), las tres ecuaciones proporcionan caudales máximos mayores que los del método teórico.

Cuando se aplican las ecuaciones empíricas para predecir el comportamiento futuro de las curvas IPR, al avanzar la explotación, las predicciones de los métodos empíricos se separan del método teórico. La diferencia crece al aumentar el tiempo (o disminuir la presión del reservorio).

Los caudales obtenidos por Klins Clark - Fetkovich son menores (más pesimistas) que los que resultan de aplicar los demás procedimientos.

Las predicciones de Vogel-Eickmeier y de Fetkovich-Vogel son similares y se aproximan mejor a los resultados del método teórico.

La separación entre las predicciones futuras de las tres ecuaciones empíricas y los resultados teóricos, lleva a cuestionar la validez de las hipótesis simplificadoras en que se basan dichas ecuaciones empíricas

RECONOCIMIENTOS

Este trabajo se realizó con el aporte económico de subsidios de la Universidad de Buenos Aires. M. S. Bidner es Investigadora Principal del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de la Argentina.

REFERENCIAS

1. Bidner, M. S.: "Introducción a la Ingeniería de Reservorios". Apuntes de clase. Publicados por el

Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires (1994)

2. Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", J. Pet. Tech. (Jan. 1968) 83; Trans., AIME, 243.
3. Fetkovich, M.K.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Sept. 30 - Oct. 3.
4. Eickmeier, J.R.: "How to Accurately Predict Future Well Productivities", World Oil (May 1968) 99.
5. Klins M.A. and Clark J.W.: "An Improved Method to Predict Future IPR Curves", J. Pet. Tech. (Nov. 1993) 243.
6. Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow", J. Pet. Tech. (Feb. 1966) 240; Trans., AIME, 237.
7. Heins, A.V.: "Predicción de Curvas IPR futuras" presentado en el "Tercer Concurso de Trabajos Estudiantiles sobre Petróleo y Gas para Sudamérica y el Caribe" organizado por la Society of Petroleum Engineers y la Universidad Nacional del Comahue, en el marco del *Primer Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad*, Bariloche, Río Negro, 8 de abril de 1997.
8. Savioli G. B., Goldschmit M. B. y Bidner M. S. "Discusión sobre las soluciones analíticas y numéricas de la ecuación radial de difusividad que representa el flujo en medios porosos". *Revista Brasileira de Engenharia*, 65-79. Vol.5 No.2, 1988.
9. Savioli G.B., Bidner M.S. and Jacovkis P.M. "The Influence of Heterogeneities on Well Test Pressure Response - A Sensitivity Analysis". *Advanced Technology Series. Society of Petroleum Engineers*. Vol 4, N° 1, 1996, pp. 67-72.
10. Economides M. J., Hill D. A. and Ehlig-Economides C. "Petroleum Production Systems". Prentice Hall, Petroleum Engineering Series (1994).
11. Golan M. And Whitson C.H., "Well Performance". Prentice Hall (1991).
12. Blanco G., Heins A., Bidner M. S. y Savioli G. B. "Análisis comparativo de distintas funciones que vinculan el caudal de producción de un pozo petrolífero y su presión de fluencia". *V Simposio Internacional sobre Recientes Avances en Mecánica y Física de Fluidos*, Tunuyán, Mendoza, Argentina, 10-13 de noviembre de 1997.
13. Franchi, J. R.; Harpole, K. J. and Bujnowski, S. W.: "BOAST- A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool." U.S. Department of Energy Report DOE/BC/10033-3, two volumes. 1982
14. Dahlquist, G. and Bjork, A., 1974. *Numerical Methods*. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.
15. Horne, R.N.: "Modern Well Test Analysis" Stanford University (1990)
16. Savioli, G.B.: "PVT: Una Herramienta para el Cálculo de Correlaciones Estadísticas de las Propiedades de los Fluidos y la Roca". Programa y manual del usuario. Publicados por el Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires (1997)
17. Honarpour, M., Koederitz, L. and Harvey, A. H., "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", CRC Press (1986).
18. Savioli, G.B.: "CORPERM: Una Herramienta para la Obtención de Curvas de Permeabilidades Relativas de Sistemas Bifásicos". Programa y manual del usuario. Publicados por el Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires (1997).

ESTUDIOS DE TIEMPO-LAPSO

La reproducibilidad de los datos sísmicos es una consideración muy importante para estudios de tiempo-lapso y mucho esfuerzo se ha puesto en mejorarla. En el caso ideal datos sísmicos base, adquiridos antes del comienzo de la producción, y datos sísmicos de monitoreo, adquiridos posteriormente, son