

IDENTIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL DAÑO EN POZOS USANDO DATOS DE SUS MEDICIONES DE PRODUCCIÓN

• Alfonso Aragón-Aguilar* • Georgina Izquierdo-Montalvo •

• Víctor Arellano-Gómez •

Instituto de investigaciones Eléctricas, México

*Autor de correspondencia

Resumen

ARAGÓN-AGUILAR, A., IZQUIERDO-MONTALVO, G. & ARELLANO-GÓMEZ, V. Identificación del comportamiento del daño en pozos usando datos de sus mediciones de producción. *Tecnología y Ciencias del Agua*. Vol. V, núm. 1, enero-febrero de 2014, pp. 157-163.

El efecto de daño en un pozo es un factor de influencia en la disminución de sus características productivas durante su etapa de explotación. De manera tradicional, el efecto de daño se determina a partir de las ecuaciones para análisis de las pruebas transitorias de presión. Sin embargo, la ejecución de este tipo de pruebas requiere de periodos de tiempo relativamente largos para lograr la estabilización del pozo. Debido a las dificultades para realizar pruebas transitorias de presión, se desarrollaron técnicas para determinar el efecto de daño, usando mediciones de producción, con el fin de evitar el retiro de los pozos de los sistemas de producción. Se presenta la metodología para determinar el efecto de daño usando la curva-tipo geotérmica de influjo y se demuestra su aplicabilidad con diferentes ejemplos. Los datos utilizados fueron obtenidos de mediciones de producción de pozos de campos geotérmicos mexicanos en diferentes etapas de su vida operativa. A partir de los análisis se encuentra que el valor numérico del daño determinado en los pozos seleccionados aumenta en función del tiempo de explotación, lo cual indica un deterioro en sus características productivas. El conocimiento del efecto de daño ayuda a establecer criterios técnicos durante la toma de decisiones sobre las acciones pertinentes que se pueden ejecutar en el pozo (desde simples escariaciones y limpiezas hasta intervenciones mayores, como fracturamientos).

Palabras clave: curvas de influjo, efecto de daño, pruebas de producción, curvas de salida, curvas características de producción, caracterización del yacimiento, declinación de la producción.

Introducción

Las diversas operaciones durante la perforación afectan la estabilidad inicial del yacimiento, alterando las paredes del agujero, lo que influ-

Abstract

ARAGÓN-AGUILAR, A., IZQUIERDO-MONTALVO, G. & ARELLANO-GÓMEZ, V. Behavior of the damage effect of wells using data of their production measurements. *Water Technology and Sciences (in Spanish)*. Vol. V, No. 1, January-February, 2014, pp. 157-163.

The damage effect in a well is an influence factor in the productive characteristics decrease, along its exploitation stage. Ordinarily the damage effect has been determined from the equations to analyze transient pressure tests. However it is emphasized that the execution of such transient tests, requires of long periods time in order to reach the stabilization in the well. Due to difficulties to carry out transient pressure tests, were developed techniques for determining the damage effect using measurement production data, in order to avoid the extraction of the wells from production system. The geothermal inflow type-curve affected with damage and different examples for the damage determination are shown. The data used were obtained from production measurements in wells of Mexican geothermal fields, taken at different stages of its operative life. From the analysis carried out it was found that the damage value obtained in analyzed wells increases as function of exploitation time. The last thing is related with deterioration in productive characteristics of the wells. The knowledge of the damage effect helps to consolidate technical criteria for taking decisions about the appropriate operations to apply in the well (Such as cleanings, repairs, stimulations, fracturing, etc.).

Keywords: inflow curves, damage effect, production test, output curves, characteristic production curves, reservoir characterization, production decline.

ye en incrementos anormales en las caídas de presión. Durante esta etapa, los lodos de perforación provocan disminuciones en la

permeabilidad de la formación debido a los sólidos suspendidos y al enjarre que se adhiere a las paredes del agujero. Las cementaciones de las tuberías y las lechadas de cemento invaden los poros de la formación, alterando sus condiciones originales. Aun cuando al término de la perforación los pozos son lavados para restituir las condiciones originales de la formación, en algunas ocasiones no es posible lograr plenamente tal limpieza. Las alteraciones ocasionadas a la formación influyen en reducciones de la permeabilidad, lo cual origina disminuciones en la productividad. Evinger y Muskat (1942), y Horner (1951) analizaron el comportamiento de los decrementos anormales en la presión del pozo respecto a su producción, encontrando relación con la disminución en sus características de producción. Lo anterior condujo a introducir el concepto de daño, para explicar la reducción en la permeabilidad provocada por el taponamiento de la formación a causa del enjarre del lodo. El efecto del enjarre sobre la pared del pozo es similar a una película delgada como la piel, por esta razón los primeros autores le asignaron el nombre de "skin effect".

El conocimiento del daño en un pozo tiene su aplicación práctica en la toma de decisiones para la planeación de sus intervenciones, como limpiezas, reparaciones, estimulaciones y tratamientos químicos, entre otras. El objetivo de someter al pozo a cualquier tipo de estas intervenciones es para mejorar sus características de producción. Durante la explotación continua, el efecto de daño es el resultado de la presencia de incrustaciones, precipitación de sales, migración de sólidos de la formación hacia el pozo, además de sus propias carencias, como penetración parcial en el estrato productor, sus desviaciones mecánicas, el flujo no darciano en la vecindad del pozo, etc. (Liu y Masliyah, 1996; Hartmann y Beaumont, 1999; Valdez-Pérez et al., 2013).

Conceptos teóricos del factor de daño

La expresión tradicional para calcular el valor del factor de daño a partir de los análisis

de los transitorios de presión fue propuesta inicialmente por Horner (1951). Bajo estas características, el efecto de daño considera la presión de fondo fluyendo (p_{wf}), la presión inicial (p_i), la pendiente de la gráfica semilogarítmica de tiempo contra p_{wf} el tiempo de duración de la prueba (t), la permeabilidad de la formación (k), la porosidad (ϕ), la viscosidad del fluido (μ) y el radio del pozo (r_w). A partir de las pruebas de descarga o de producción se construye la curva característica del pozo, la cual se utiliza para caracterizarlo y establecer el diseño para su eficiente explotación. La curva característica de producción es particular a cada pozo y está asociada con cada tiempo de su vida operativa. A partir del comportamiento de cada curva característica se identifica la posible disminución en sus parámetros, con lo cual se puede inferir la existencia de daño. Gilbert (1954) describe el desarrollo de la técnica para caracterizar el pozo a través de los datos de pruebas de descarga. Weller (1966) muestra la incorporación de resultados de perfiles de simulaciones en pozos y Vogel (1968) incorpora las relaciones de injlujo usando variables adimensionales (P_D y Q_D). Con $p_D = (p_{wf})/p_e$ y $Q_D = Q_o/(Q_o)_{máx}$, donde P_D es la presión adimensional, p_{wf} es la presión de fondo fluyendo, p_e es la presión del yacimiento, Q_D es el flujo másico adimensional, Q_o es el flujo másico y $(Q_o)_{máx}$ es el flujo másico máximo al tiempo de la prueba de descarga. Usando variables adimensionales, Vogel (1968) propuso su propia relación de injlujo, cuya expresión como función de Q_D es:

$$p_D = 0.9646 - 0.1939(Q_D) - 0.7021(Q_D)^2 \quad (1)$$

Diferentes autores, asumiendo consideraciones particulares, propusieron sus respectivas relaciones de injlujo (Standing, 1970; Fetkovich, 1973; Klins y Majcher, 1992; Klins y Clark, 1993; Wiggins, 1994, entre otros). Klins y Majcher (1992) analizan los sistemas petroleros y proponen la introducción de las variables relacionadas con el daño que influyen en el comportamiento de la relación de injlujo.

En sistemas geotérmicos, diversos autores (Goyal *et al.*, 1980; Garg y Kassoy, 1981; James, 1989; O’Sullivan *et al.*, 2005; Grant y Bixley, 2011, entre otros) utilizaron las curvas de salida como herramientas para la caracterización de los pozos.

Las curvas características de producción muestran el comportamiento del flujo respecto a la presión. Iglesias y Moya (1990) proponen la curva de influjo adimensional para sistemas geotérmicos, considerando el fluido constituido por agua pura. El desarrollo de esta técnica condujo a considerar nuevas condiciones del fluido geotérmico, primero como un sistema binario H₂O-CO₂ (Moya *et al.*, 1997) y después como una mezcla ternaria H₂O-CO₂-NaCl (Meza, 2005), cuya expresión representativa es:

$$p_D = 0.993 - 0.16(W_D) - 2.08(W_D)^2 + 3.95(W_D)^3 - 2.70(W_D)^4 \quad (2)$$

Con el objeto de incorporar el efecto de daño en la relación de influjo para sistemas geotérmicos, Aragón *et al.* (2008) proponen una relación considerando las características de los sistemas geotérmicos. Tales características son viscosidad, entalpía y densidad del fluido, además de la geometría del pozo y del yacimiento. La expresión es:

$$M = \left(\frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.6603}{\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.6603 + s} \right) \quad (3)$$

Relaciones geotérmicas de influjo afectadas por daño

Combinando las ecuaciones (2) y (3) se obtiene la relación geotérmica de influjo afectada por daño:

$$p_D = M \left\{ 0.993 - 0.16(W_D) - 2.08(W_D)^2 + 3.95(W_D)^3 - 2.70(W_D)^4 \right\} \quad (4)$$

Bajo diferentes valores de daño, en la ecuación (4) se obtiene la curva-tipo afectada por daño (figura 1) que se utiliza para determinar este efecto a partir de datos de producción de pozos geotérmicos. Las mediciones (presión, flujo, temperatura) se obtienen a condiciones de superficie. Para utilizar las relaciones de influjo es necesario calcular estos parámetros a condiciones de fondo.

Aplicación de la curva-tipo de influjo geotérmico a casos de campo

Para demostrar la aplicabilidad de la metodología propuesta se usaron datos de pruebas de descarga de pozos de los campos geotérmicos de Los Azufres, Michoacán, y de Cerro Prieto, Baja California Norte. El campo de Los Azufres se encuentra dentro de un sistema volcánico, mientras que el campo de Cerro Prieto está dentro de sistemas de formaciones arenosas (figura 2). Los datos de las mediciones del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, corresponden a los pozos

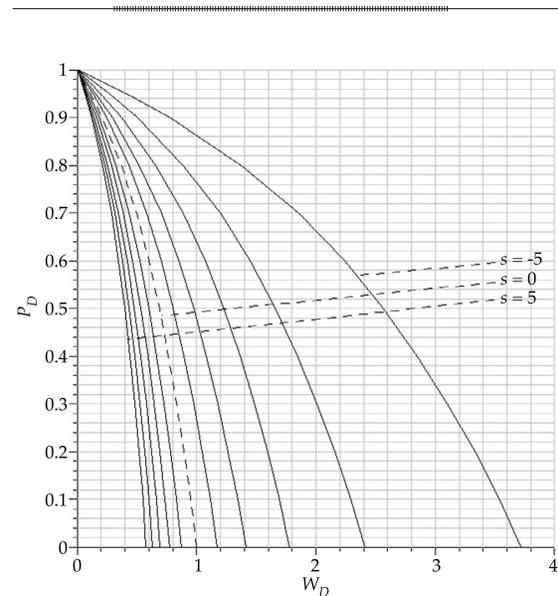


Figura 1. Curva-tipo de influjo geotérmica para determinar el daño en pozos, a partir de sus datos de una prueba de producción.

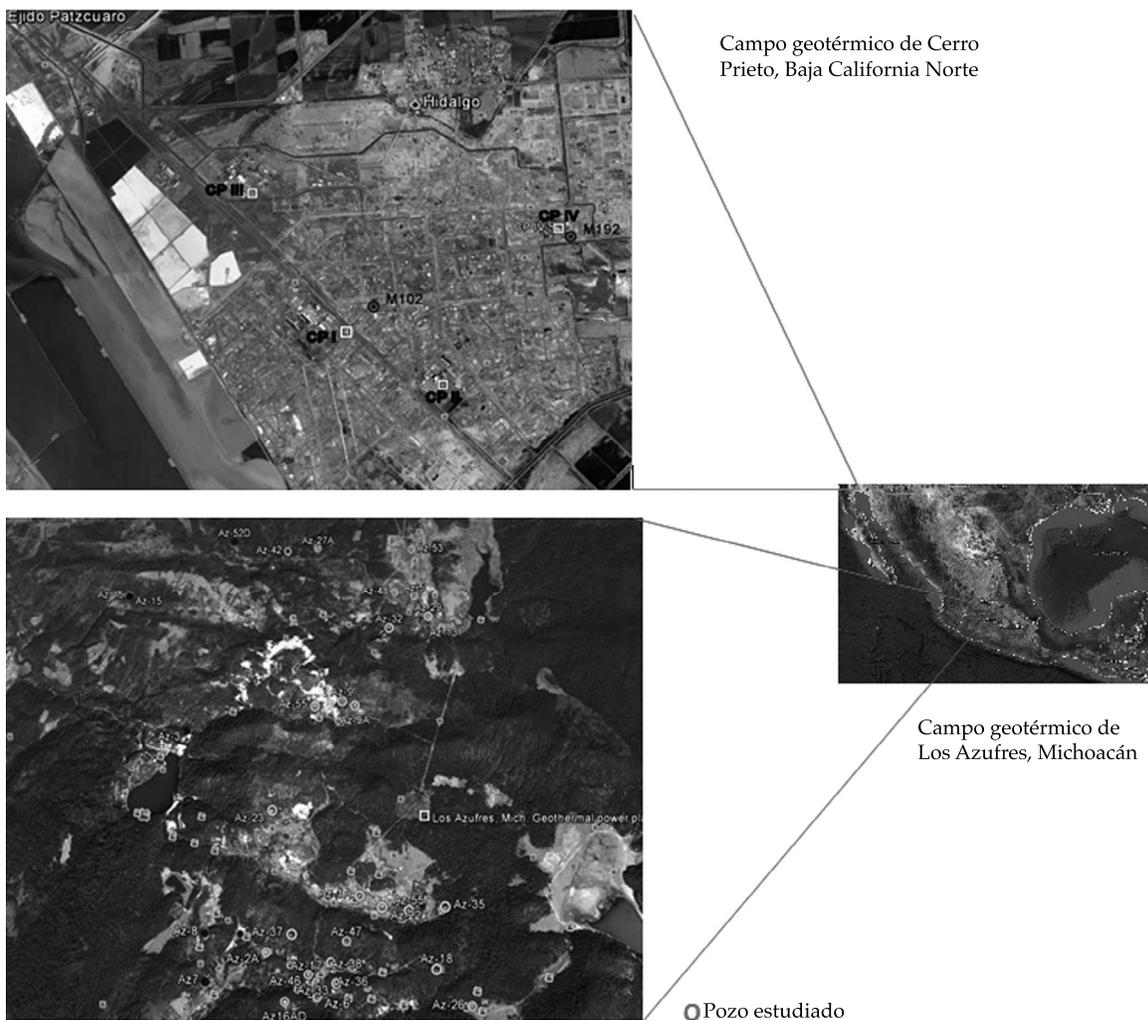


Figura 2. Localización de los campos geotérmicos de Cerro Prieto, Baja California Norte, y de los Azufres, Michoacán, y los respectivos pozos analizados.

Az-13 y Az-38 (Hiriart y Gutiérrez-Negrín, 1998). La transformación de las mediciones de producción de condiciones de superficie a condiciones de fondo se hizo usando el programa de simulación de flujo en pozos WELLSIM (PBPow, 2005).

Las mediciones de producción de los pozos se efectuaron al inicio de su explotación y en diferentes etapas de su vida operativa. En la figura 3 se muestran las curvas características de producción del pozo Az-13. Se calcularon los valores de las variables adimensionales (W_D , P_D) para cada uno de los puntos medidos

durante las pruebas de descarga y se graficaron dentro de la curva-tipo geotérmica de influjo afectada por daño.

El daño se determina identificando la curva en donde quedan alojados los valores adimensionales (W_D , P_D) del pozo, obtenidos a partir de su prueba de descarga (figura 4). Una vez determinado el daño se puede ver que su valor generalmente se incrementa a lo largo de la vida operativa, lo cual también se relaciona como función de su tiempo de explotación. Igual procedimiento se aplicó a las mediciones del pozo Az-38 y de los pozos M-102 y M-192

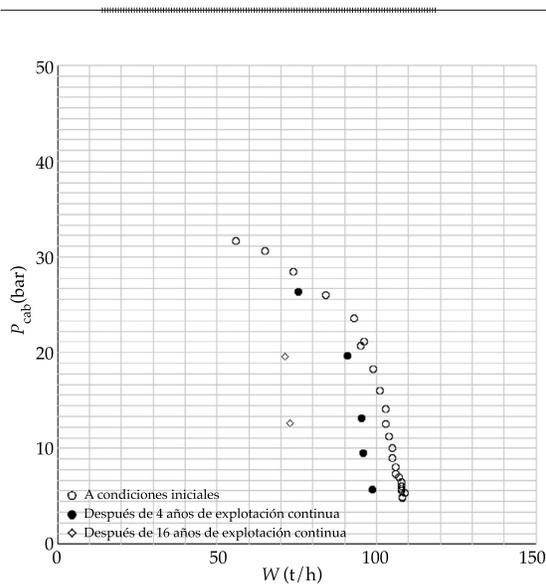


Figura 3. Curvas características de producción del pozo Az-13 del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, México, en condiciones iniciales, y con 4 y 16 años de explotación continua.

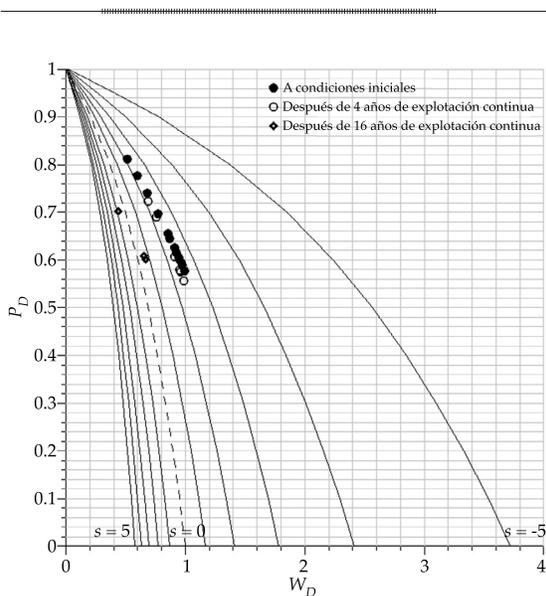


Figura 4. Demostración del uso de la curva-tipo de influjo geotérmico para determinar el efecto de daño, usando los datos de mediciones de producción del pozo Az-13 (Hiriart y Gutiérrez-Negrín, 1998) del campo geotérmico de los Azufres, Michoacán, México.

del campo de Cerro Prieto, México (Ribó, 1989), en diferentes etapas de su explotación.

Discusión de resultados

En el cuadro 1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos, donde se puede observar el decremento porcentual en el flujo y la presión del pozo en cada etapa de su vida operativa, así como el incremento en el valor del daño.

El valor de daño negativo determinado en los pozos, principalmente en condiciones iniciales, indica la existencia de condiciones de beneficio, debido al lavado que se aplica al pozo al término de su perforación. De acuerdo con los valores de daño determinados, es posible identificar un incremento a lo largo de su vida operativa, el cual está en función directa con el tiempo de explotación. Ambos parámetros (efecto de daño y tiempo de explotación) son función inversa de la productividad del pozo y directa de su declinación.

Conclusiones

La novedosa metodología propuesta usa los datos de las mediciones de producción para calcular su daño, representando una ventaja en el monitoreo del yacimiento y de los pozos integrados a los sistemas de generación comercial, porque evita retirarlos de los sistemas de explotación continua.

La curva-tipo de influjo geotérmico afectada por daño permite determinar el valor del daño en un pozo correspondiente al tiempo en que se realizan sus pruebas de descarga.

El valor numérico del daño determinado en los pozos seleccionados aumenta en función directa del tiempo de explotación, lo cual está relacionado con la declinación en sus características productivas.

La metodología permite determinar el daño en diferente tiempo de vida productiva del pozo. Este resultado sirve de soporte técnico para la toma de decisiones sobre la posible intervención en el pozo, con el fin de detener o disminuir su declinación, y/o mejorar sus características productivas.

Cuadro 1. Resultados de los parámetros obtenidos con el método utilizado, que caracterizan el comportamiento de cada pozo analizado.

Pozo	Tiempo de explotación (años)	$W_{\text{máx}}$ (t/h)	P_{yac} (bar)	Decremento (%)		s (valor de daño)
				$W_{\text{máx}}$	P_{yac}	
Az-13	0	108	36.7			-2.1
	4	96	34.3	11.11	6.54	-1.9
	16	85	32.1	21.30	12.53	0.5
Az-38	0	167	49.4			-2.9
	11	126	38.1	24.55	22.87	-2
M-102	0	270	221			-0.7
	2	235	200	12.96	9.50	0
M-192	0	335	395			-3.5
	3	305	200	8.96	49.37	-1.4

Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento a las autoridades del Instituto de Investigaciones Eléctricas y de la Comisión Federal de Electricidad por su apoyo para la realización del presente trabajo.

Recibido: 27/08/10
Aceptado: 30/05/13

Referencias

- ARAGÓN, A., MOYA, A.S., and GARCÍA-GUTIÉRREZ, A. Inflow performance relationships in geothermal and petroleum reservoir engineering: A review of the state of the art. *Geothermics*. Vol. 37, 2008, pp. 635-650.
- EVINGER, H.H. and MUSKAT, M. Calculation of theoretical productivity factor. *Trans., AIME*. No. 146, 1942, pp. 126-139.
- FETKOVICH, J.J. *The isochronal testing of oil wells*. SPE 4529. SPE 48th Annual Fall Meeting, Las Vegas, Nevada, USA, 1973, pp. 78-84.
- GARG, S.K. and KASSOY, D.R. *Convective heat and mass transfer in hydrothermal and geothermal systems: Principles and case histories*. Rybach, L. and Muffler, L.J.P. (editors). New York: John Wiley and Sons Ltd., 1981, 565 pp.
- GILBERT, W.E. *Flowing and gas-lift well performance*. *Drilling and Production Pract.* Los Angeles, USA: API, 1954, 126 pp.
- GOYAL, K.P., MILLER, C.W., and LIPPMANN, M.J. Effect of measured wellhead parameters and well scaling on the computed downhole conditions in Cerro Prieto wells. *Procedure, 6th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford University, California, USA, 1980, pp. 130-138.
- GRANT, M.A. and BIXLEY, P.F. *Geothermal reservoir engineering*. Second edition. New York: Academic Press Imprint Elsevier, 2011, 378 pp.
- HARTMANN, D.J. and BEAUMONT, E.A. *Predicting reservoir system quality and performance*. Chapter 9, *Treatise of Petroleum Geology: Exploring for oil and gas traps*. Special volumes. Tulsa, USA: American Association of Petroleum Geologist, 1999, pp. 9.1-9.154.
- HIRIART, L.G. y GUTIÉRREZ-NEGRÍN, L.C. Resultados de la explotación geotérmica en México, en 1997. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*. Vol. 14, núm. 2, 1998, pp. 71-77.
- HORNER, D.R. Pressure build-up in Wells. *Procedures, Third World Petroleum Congress*. The Hague, Netherlands: Section II, E.J. Brill Leiden, 1951, pp. 503.
- IGLESIAS, E.R. and MOYA, S.L. Geothermal inflow performance relationships. *Geothermal Resources Council Transactions*. Vol. 14, part II, 1990, pp. 1201-1205.
- JAMES, R. One curve fits all. *Procedures, 14th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford University, California, USA, 1989, pp. 329-334.
- KLINS, M.A. and MAJCHER, M.W. Inflow performance relationships for damaged or improved wells producing under solution-gas drive. *Journal Pet. Tech.* SPE-AIME, Paper SPE 19852, Vol. 44, No. 12, 1992, pp. 1357-1363.
- KLINS, M.A. and CLARK, L. An improved method to predict future IPR curves. *SPE Reservoir Engineering*. Vol. 8, No. 4, 1993, pp. 243-248.
- LIU, S. and MASLIYAH, J.H. *Principles of single phase flow through porous media*. Chapter 5, *Advances in Chemistry Series 251*. Schramm, L.L. (editor). American Chemical Society, Washington, D.C., 1996, pp. 227-286.

- MEZA, C.O. Efecto de la precipitación de sales en el diagnóstico de permeabilidades rocosas. Tesis de maestría. Cuernavaca, México: Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Educación Pública, 2005, 107 pp.
- MOYA, S.L., ARAGÓN, A.A., and GONZÁLEZ, L. Estimation of production characteristics curves of geothermal wells, using two performance inflow dimensionless reference curves. *Hydraulic Engineering in México*, Vol. XII, No. 3, 1997, pp. 35-40.
- O'SULLIVAN, M.J., CROUCHER, A.E., ANDERSON, E.B., KIKUCHI, T., and NAKAGOME, O. An automated well-test analysis system (AWTAS). *Geothermics*. Vol. 34, 2005, pp. 3-25.
- PBPOWER. *WELLSIM, Software package*. Auckland, New Zealand: Geothermal Resources, 2005, <http://software.pbpower.net/>.
- RIBÓ, M.O. Análisis de pruebas de presión en pozos de Cerro Prieto. *Proceedings, Symposium in the Field of Geothermal Energy*. San Diego, Estados Unidos: Convenio entre la Comisión Federal de Electricidad y el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica, 1989, pp. 123-129.
- STANDING, M.B. Inflow performance relationships for damaged wells producing by solution-gas drive. *Journal Pet. Tech.* Vol. 22, No. 11, 1970, pp. 1399-1400.
- VALDEZ-PÉREZ, A.R., PULIDO, H., CINCO-LEY, H., and LARSEN, L. A new double porosity fractal model for well test analysis with transient interporosity transference for petroleum and geothermal systems. *Procedures, 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford, California, USA, 2013, 12 pp.
- VOGEL, J.V. Inflow performance relationships for solution gas drive Wells. *Journal Pet. Tech.* SPE 1476. Annual Fall Meeting of Society of Petroleum Engineers, Dallas Texas, USA, 1968, pp. 66-79.
- WELLER, W.T. Reservoir performance during two-phase flow. *Journal Pet. Tech.* Paper SPE 1334, Vol. 18, No. 2, 1966, pp. 240-246.
- WIGGINS, M.L. *Generalized inflow performance relationships for three-phase flow*. Oklahoma City, USA: SPE Production Operation Symposium, (SPE 25458), 1994, pp. 275-286.

Dirección institucional de los autores

Dr. Alfonso Aragón Aguilar
Dra. Georgina Izquierdo Montalvo
M.I. Víctor Arellano Gómez

Instituto de investigaciones Eléctricas
Calle Reforma 113, Colonia Palmira
62490 Cuernavaca, Morelos, MÉXICO
Teléfono: +52 (777) 3623 811, extensión 7329
aaaron@iie.org.mx
gim@iie.org.mx
vag@iie.org.mx