

Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

M.H. Rodríguez R., J.S. de León V., A. Pérez H. y M. Corona R.

CFE, Residencia General de Cerro Prieto, Residencia de Estudios

marco.rodriguez01@cfe.gob.mx

Resumen

Con base en el análisis de las etapas productivas de los pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, se ha observado que para determinadas áreas del yacimiento se ha logrado una mejor eficiencia productiva en pozos relativamente someros respecto a pozos profundos de una misma zona. Debido a que los pozos someros presentan condiciones de presión y temperatura más cercanas a las condiciones de saturación que los pozos profundos, dadas las características típicas de los perfiles de temperatura de los pozos productores, se incrementa la probabilidad de que se formen dos fases en el yacimiento en la zona de influencia de estos pozos. Cuando se tienen dos fases, alta permeabilidad vertical, y una capa sello, se tiene un flujo predominante de vapor que alimenta al pozo.

Palabras clave: Cerro Prieto, producción de pozos, condiciones de saturación.

Relationship between well completion and steam production at the Cerro Prieto geothermal field

Abstract

Based on the analysis of the productive stages of wells in the Cerro Prieto geothermal field, it has been observed that for certain reservoir areas, better production occurs in relatively shallow wells rather than in deep wells within the same zone. Shallow wells present pressure and temperature conditions closer to the saturation conditions than do deeper wells, and considering the typical temperature profiles of production wells, the probabilities increase for having two phases in the reservoir within the zone of influence of these wells. When two phases exist and a high vertical permeability and a cap-rock are present, a predominant steam flow will occur, feeding the well.

Keywords: Cerro Prieto, well production, saturation conditions.

1. Introducción

Una de las tareas de la ingeniería de yacimientos en campos en explotación es lograr una explotación eficiente y sustentable del recurso geotérmico. Para Cerro Prieto, la medida de la eficiencia productiva del pozo (EPP) es una alta fracción de vapor respecto a la mezcla total. Así mismo, en la medida en que se tenga una reducción de la masa residual extraída, se tendrá una explotación más sustentable del recurso. El presente estudio analiza si con una determinada terminación del pozo se puede favorecer más mantener una alta EPP o si esta es independiente de la terminación, así como las características que se consideran determinantes para que se presente esta EPP.

En Cerro Prieto cada año se perforan entre 5 y 12 pozos productores y se reparan de 10 a 20 pozos, a los que se les determina previamente el inicio y fin del intervalo productor. Las etapas productivas de los pozos son continuamente analizadas, correlacionando su localización dentro del campo y su terminación. En este trabajo se presenta el perfil típico de la temperatura de formación de un pozo y su correlación con la columna litológica, la evolución del perfil de temperatura por las entradas de fluidos de menor temperatura, así como las diferentes opciones de terminación en perfiles de temperatura sin variaciones significativas. El proceso de la producción de vapor de un pozo es analizado, tomando en cuenta el flujo del fluido geotérmico del yacimiento hasta el separador en superficie, enfatizando en la etapa donde se puede tener una ganancia de entalpía, la cual es durante el flujo a través de la formación geológica, con determinadas características.

Se analizan cuáles son las condiciones de presión y temperatura más favorables para tener esa ganancia de entalpía en la formación, y cómo en cierta medida estas pueden ser favorecidas con una determinada terminación del pozo, la cual en general se ha logrado con terminaciones relativamente someras y con una longitud del intervalo productor no mayor de 300 m.

2. Perfil de temperatura de un pozo y su terminación

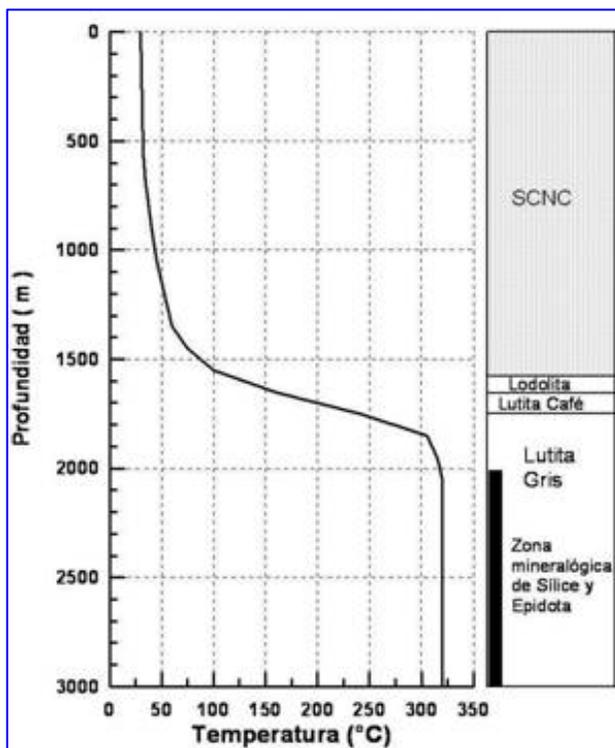


Fig. 1. Correlación entre la columna litológica y la temperatura en un pozo típico de Cerro Prieto

la denominada capa sello. Esta zona se distingue por su baja permeabilidad. La unidad de LG tiene un espesor promedio de 2300 m. Las unidades de LC y LG consisten en lutitas con intercalaciones lenticulares de areniscas. Las lutitas prácticamente carecen de permeabilidad primaria, por lo que la roca que almacena y aporta el fluido producido son las areniscas intercaladas. Hay también permeabilidad secundaria, predominantemente vertical, en ambos tipos de rocas.

El perfil de temperatura típico para un pozo de Cerro Prieto dentro de la zona productora guarda una fuerte correlación con la columna litológica, como se puede observar en la Figura 1, tomando la forma de una silla. La primera unidad geológica que se encuentra corresponde a un paquete de sedimentos clásticos no consolidados (SCNC), cuyo espesor varía de 500 a 2100 m. La temperatura en esta unidad varía de la temperatura ambiente en superficie, hasta alrededor de los 100° C en la base de esta primera unidad.

Subyaciendo a la unidad de SCNC se encuentra de manera irregular la Unidad de Lodolita (UL). Su espesor es muy variable e incluso en muchos pozos no se presenta, porque fue depositada por las corrientes intermitentes y variables del cauce del Río Colorado. Subyaciendo a la UL, se encuentra la unidad de Lutita Café (LC), cuyo origen es similar al de la UL Su espesor también es muy variable y por lo regular no mayor de 300 m, aunque en algunos pozos no aparece. La temperatura en esta unidad varía de 120° C a 150° C.

Las unidades de Lodolita y LC, así como la parte superior de la unidad de Lutita Gris (LG) que la subyace, forman

En las areniscas de la LG se encuentran algunos minerales hidrotermales, entre ellos la epidota y la sílice, que han reemplazado al cementante original. Los minerales de sílice y epidota aparecen en forma esporádica dentro de la zona denominada de transición, pero una vez que su ocurrencia es continua se determina la cima de la zona de sílice y epidota (CZSE), la cual define en términos generales la cima del denominado yacimiento beta, que por lo general es la zona en donde se alcanzan las máximas temperaturas (320 a 350° C).

Debido a las entradas laterales de aguas de menor temperatura que se han identificado principalmente en los pozos cercanos al margen oeste del área de CP1, el perfil de temperatura de los pozos ha evidenciado enfriamientos substanciales, aunque a diferentes profundidades como se ha observado, por ejemplo, entre los pozos de la parte norte y los de la parte sur de este sector. En estos casos, las terminaciones de los pozos nuevos y reparados fueron variando con la misma evolución de la temperatura del yacimiento, resultando en una reducción de la longitud del intervalo productor, con el objeto de eliminar el aporte de fluidos de menor temperatura.

El presente trabajo se centra en la relación entre la producción de vapor y la profundidad y longitud del intervalo productor en zonas donde no se han observado entradas significativas de fluidos de menor temperatura, como se muestra en el caso (c) de la Figura 2. En esta, es evidente que en los casos (a) y (b) que la profundidad y longitud del intervalo productor está limitado por las entradas de aguas de menor temperatura, mientras que en el caso (c) no se detecta ninguna. Para este caso se evalúan y discuten las tres opciones de terminación (1, 2 y 3) que se muestran en la misma figura.

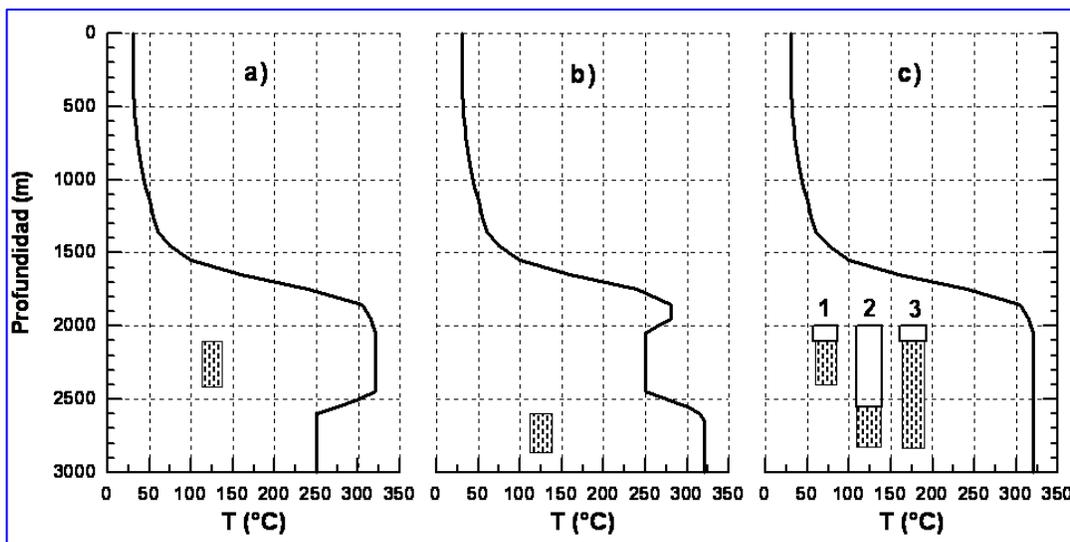


Fig. 2. Perfiles de temperatura. (a) y (b) con entradas laterales de fluidos de menor temperatura. (c) perfil sin entradas, con tres opciones de terminación

3. Proceso de producción para un pozo geotérmico

El proceso de producción de vapor para los pozos de Cerro Prieto se puede dividir en tres etapas, como se observa en la Figura 3. Del punto 1 al 2 el fluido se mueve desde el yacimiento no perturbado por la misma producción del pozo hacia la tubería ranurada o agujero descubierto del pozo. Del punto 2 al punto 3 el fluido se mueve por el interior del pozo desde el fondo hasta el cabezal en superficie. Finalmente, del punto 3 al punto 4 el fluido total producido pasa por el orificio de producción, que permite tener diferentes presiones en sus dos lados, permitiendo la evaporación del fluido al pasar de una presión mayor (presión de cabezal) a una presión menor (presión de separación), descargando el flujo total en el separador, en donde se separan las fases vapor y líquido, obteniéndose finalmente un flujo de vapor. En cada una de las etapas mencionadas el fluido va perdiendo presión, de tal forma que $P_1 > P_2 > P_3 > P_4$ ó $P_y > P_{ff} > P_{cab} > P_s$, en donde P_y , P_{ff} , P_{cab} y P_s son las presiones de: yacimiento, fondo fluyendo, cabezal y separación, respectivamente.

Se mencionan a continuación algunas propiedades determinantes para el flujo en cada una de las etapas mencionadas, que es necesario tomar en cuenta cuando se utilizan las correlaciones teóricas y experimentales que se han desarrollado.

3.1 Flujo en la primera etapa

En esta etapa, que abarca del punto 1 al 2 de la Figura 3, el fluido se mueve en de la formación permeable dentro de la zona de influencia del pozo productor. Las propiedades más importantes para las correlaciones entre presión y gasto másico son la permeabilidad de la formación y la densidad y viscosidad del fluido. Por una parte, los valores de la densidad y viscosidad dependen de la fase vapor y líquido del fluido y a su vez de la temperatura. La permeabilidad depende, por su parte, de la fracción de las fases, por lo que se utilizan permeabilidades relativas. Esto es debido a que la movilidad de las fases está en función de su fracción.

Por ejemplo, aunque un pozo produzca solamente vapor puede ser que en el yacimiento exista alguna fracción de líquido, pero que resulte muy pequeña respecto a la fase de vapor por lo que el líquido permanece inmóvil. También puede ocurrir el efecto contrario, esto es que aunque el pozo produzca en fase líquida pueda existir en el yacimiento una pequeña fracción de vapor. De ahí que deban utilizarse las permeabilidades relativas entre las fases. Y también debido a este fenómeno hay que distinguir entre la entalpía del yacimiento y la entalpía de producción o de la descarga, lo cual es el punto de interés de este análisis, ya que es esta primera etapa la única de todo el proceso de producción analizado en donde se puede tener una ganancia de entalpía.

Debido a que es común que los yacimientos de alta temperatura contengan fluido en dos fases, líquido y vapor, y que su permeabilidad esté asociada a formaciones fracturadas y fallas, no se han logrado desarrollar métodos analíticos precisos para pruebas transitorias de presión aplicables a este tipo de yacimientos. Cuando se presentan estos dos fenómenos, el de la presencia de dos fases y el flujo en fracturas, se complican considerablemente las aproximaciones analíticas porque estos fenómenos introducen grados de libertad adicionales que no pueden ser ignorados (Schroeder y otros, 1981).

Una de las limitantes principales para el desarrollo de correlaciones en acuíferos reales son los efectos de anisotropía y heterogeneidad (Custodio y Llamas, 1976). Por ejemplo, se puede considerar que la componente de permeabilidad horizontal es la dominante respecto a la vertical en el yacimiento, de rocas sedimentarias, de Cerro Prieto; sin embargo, en zonas de fracturas se puede considerar que la permeabilidad vertical es mayor a la horizontal. El yacimiento de Cerro Prieto es anisótropo, por la variación de la permeabilidad horizontal y vertical para determinada zona, y es heterogéneo porque la permeabilidad vertical y horizontal varía de una zona a otra.

Para flujo horizontal en dos fases en medios porosos, en términos de la Ley de Darcy, tenemos la siguiente ecuación (Grant y otros, 1982):

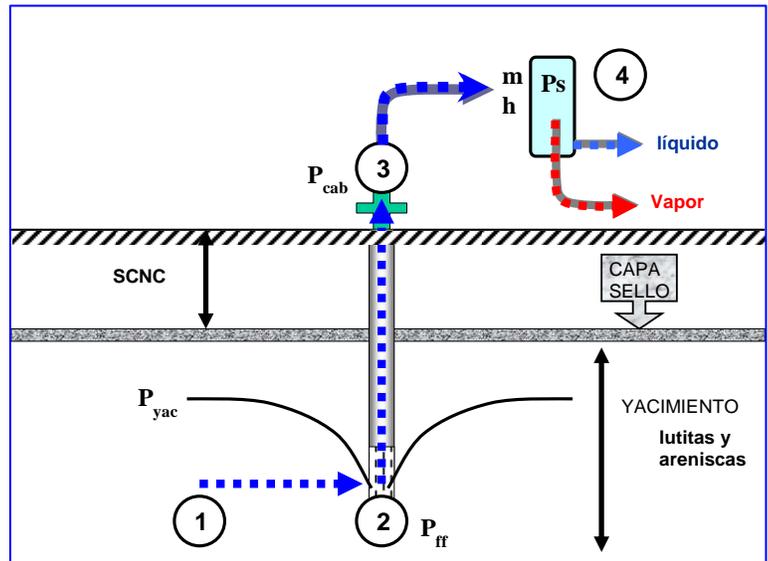


Fig. 3. Etapas del proceso de producción de vapor en Cerro Prieto, desde el yacimiento hasta el separador

$$Q_m = -k \left(\frac{k_{rl}}{V_l} + \frac{k_{rv}}{V_v} \right) \frac{\partial p}{\partial x}$$

Y para flujo vertical tenemos:

$$Q_m = Q_{ml} + Q_{mv}$$

donde :

$$Q_{ml} = -\frac{k_{rl}}{V_l} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_l g \right)$$

$$Q_{mv} = -\frac{k_{rv}}{V_v} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_v g \right)$$

Donde:

Q_m = flujo másico total

Q_{ml} y Q_{mv} = flujo másico de líquido y vapor

k = permeabilidad

k_{rl} y k_{rv} = permeabilidad relativa del líquido y del vapor, respectivamente

∂p = diferencia de presión

∂x y ∂z = distancia horizontal y vertical, z aumenta hacia abajo

V_l y V_v = viscosidad cinemática de líquido y vapor

ρ_l y ρ_v = densidad de líquido y vapor

Para flujo vertical se pueden presentar tres casos: 1) $\partial p / \partial z > \rho_l g > \rho_v g$, cuando el vapor y el agua ascienden; 2) $\rho_l g > \partial p / \partial z > \rho_v g$, cuando el vapor asciende y el agua desciende, a lo que se le conoce como flujo a contracorriente; y 3) $\rho_l g > \rho_v g > \partial p / \partial z$, cuando tanto el vapor como el agua descienden. Algunas de estas situaciones se presentan en determinadas zonas de Cerro Prieto debido a la componente de permeabilidad vertical.

3.2 Flujo en la segunda y tercera etapa

La segunda etapa comprende el flujo de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el cabezal en superficie. Comparado con el flujo en la formación, el flujo vertical en pozos tiene la ventaja de que en se conoce la geometría del medio por donde el fluido se desplaza. Sin embargo, cuando se tienen dos fases, lo cual es común durante el ascenso del fluido dentro del pozo o incluso desde la formación geológica, las correlaciones precisas para el cálculo del gradiente de presión son difíciles e imposibles (Grant y otros, 1982), aunque se logra una aproximación dentro de un rango de error no mayor del 20%, lo cual es suficiente para la toma de decisiones.

Durante el ascenso del fluido en esta segunda etapa, el proceso es casi isoentálpico, ya que la caída de la entalpía promedio por cada 1000 m es de aproximadamente 10 kJ/kg, lo cual equivale a una reducción del 1%. En pozos de hasta 3000 m de profundidad, la reducción total de entalpía no es mayor al 3%.

En la tercera etapa, el proceso de transporte de fluido también se considera isoentálpico por las velocidades del flujo y la escasa distancia que se recorre del cabezal al separador, máxime considerando que en la mayoría de los pozos el separador se ubica en la misma plataforma del pozo. La excepción son los pozos que envían su flujo total a una isla de separación.

3.3 Procesos de producción en el diagrama entalpía-presión

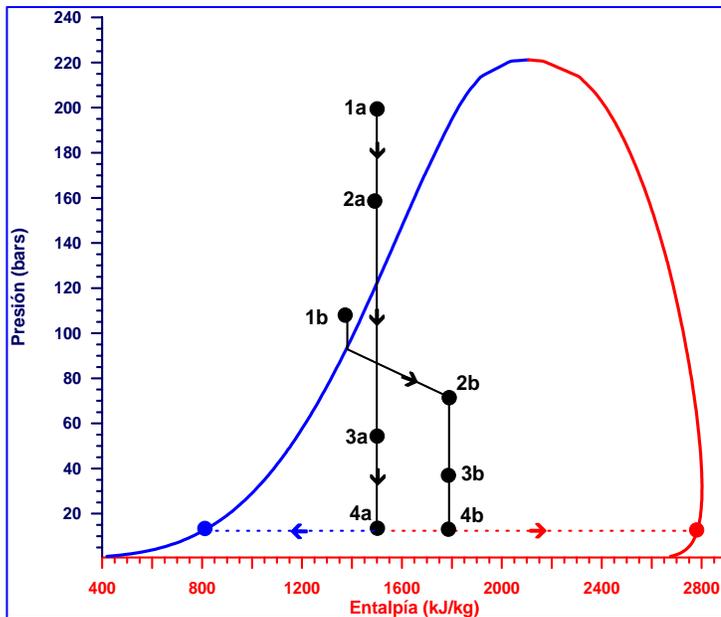


Fig. 4. Diagrama entalpía-presión para el proceso de producción de un pozo geotérmico, con entalpía constante en el caso (a) y con ganancia de entalpía en el (b)

El proceso de producción de las tres etapas mencionadas anteriormente dentro del diagrama entalpía-presión se muestra en la Figura 4 para dos casos, el (a) y el (b). En el caso (a) se considera un pozo más profundo que el caso (b). Las condiciones de entalpía (E), presión (P) y temperatura (T) para (a) y (b) en el punto 1 del proceso son: E_{1a} , P_{1a} , T_{1a} , y E_{1b} , P_{1b} , T_{1b} , respectivamente. Las E , P y T en el punto 1a de la figura son mayores a las del punto 1b. Sin embargo, la gran diferencia entre estos casos es que en (a), la E se mantiene prácticamente constante del punto 1 al 2 ($E_{1a} = E_{2a}$), mientras que en (b) se tiene una ganancia de entalpía ($E_{2b} > E_{1b}$).

Para que ocurra una ganancia de entalpía en el proceso de producción de la etapa 1 a la etapa 2, se requiere que existan dos fases y que exista una componente de permeabilidad vertical, como se observa en la Figura 5.

4. Importancia de la permeabilidad vertical en Cerro Prieto

Si el yacimiento está alojado en rocas sedimentarias, como en Cerro Prieto, se puede fortalecer la idea de que la componente horizontal de la permeabilidad es la más dominante en todo el yacimiento. Pero a continuación se presentan algunas evidencias que indican la importancia del flujo vertical en el yacimiento de Cerro Prieto.

i) Distribución de temperaturas del yacimiento.

Una sección con el comportamiento de la temperatura del yacimiento indica que se forma una pluma termal ascendente de este a oeste, con una inclinación que en algunas zonas alcanza 45° (Elders y otros, 1984). Si el fluido ascienda conforme se mueve del este hacia el oeste es porque el sistema tiene una componente vertical de permeabilidad. Por lo tanto, si a gran escala es irrefutable la existencia de una componente vertical en el flujo dentro del yacimiento, no hay razón para dejar de considerar la componente vertical de la permeabilidad en los análisis de menor escala, como por ejemplo dentro de la zona de influencia de un pozo.

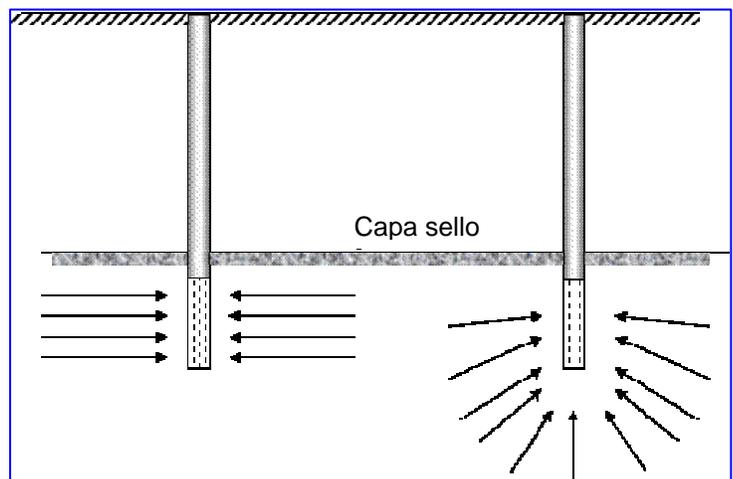


Fig. 5. Flujo en la formación cuando sólo hay permeabilidad horizontal (izquierda) y cuando hay permeabilidad horizontal y vertical (derecha)

ii) Composición de la LG. Esta unidad litológica no está formada por capas alternadas de lutitas y areniscas de espesor constante y de gran longitud, de cientos de metros. Al contrario, la LG está constituida por depósitos lenticulares, regularmente con espesores de algunos centímetros y longitudes que en ocasiones no alcanzan un metro. Las capas de arenisca no están en contacto físico entre sí, sino se presentan separadas por

capas de lutita. Por lo tanto, la única comunicación entre las capas de areniscas es gracias al fracturamiento, producto de los constantes esfuerzos de tensión y compresión a los que está sujeto el yacimiento. Las fallas o fracturas con planos inclinados representan una componente vertical de la permeabilidad que permite el flujo de los fluidos a través suyo.

iii) Flujo preferencial del agua de inyección. Otra evidencia de que en algunas zonas del yacimiento la permeabilidad vertical juega un papel determinante, es el flujo preferencial que tomó el agua inyectada en los pozos 101 y M-48. En estos pozos se inyectó en frío durante el año de 1992, teniendo ambos una profundidad de 1600 m (Rodríguez, 1996). Estos pozos inyectoros están rodeados de pozos productores cuyo intervalo productor es más profundo, con excepción del pozo M-50 cuyo intervalo productor es similar al de los inyectoros. Como resultado de la inyección, los pozos productores mostraron evidencias de haber recibido agua de inyección, a excepción del pozo M-50. Este resultado fue favorecido por la mayor densidad del agua de inyección respecto al agua caliente del yacimiento, pero, fundamentalmente, se debió al hecho de que las rocas del yacimiento presentan una alta permeabilidad vertical, causada por las fallas y fracturas que las afectan.

5. Caso del Pozo 426

El caso del pozo 426 es uno de los casos más representativos de los cambios en la producción que pueden ocurrir tener cuando un pozo ha producido primeramente con una terminación profunda y posteriormente con una terminación somera. Este pozo fue perforado en 1998, y está ubicado en el margen norte del área de CP4, por lo que en parte puede considerarse como exploratorio. Quedó terminado con tubería ranurada de 0.178 m de diámetro (7") entre los 2580 y los 3192 m de profundidad, es decir con un intervalo productor de 612 metros. Entró en operación en el año 2000 y dejó de producir a principios de 2003. Posteriormente el pozo fue reparado; se le abrió una ventana y se perforó lateralmente, instalándose una tubería ranurada de 0,178 m de diámetro (7") entre los 2392 m y los 2700 m. El pozo quedó así 492 m menos profundo y con un intervalo productor de 308 m, casi la mitad de la longitud original de 612 m.

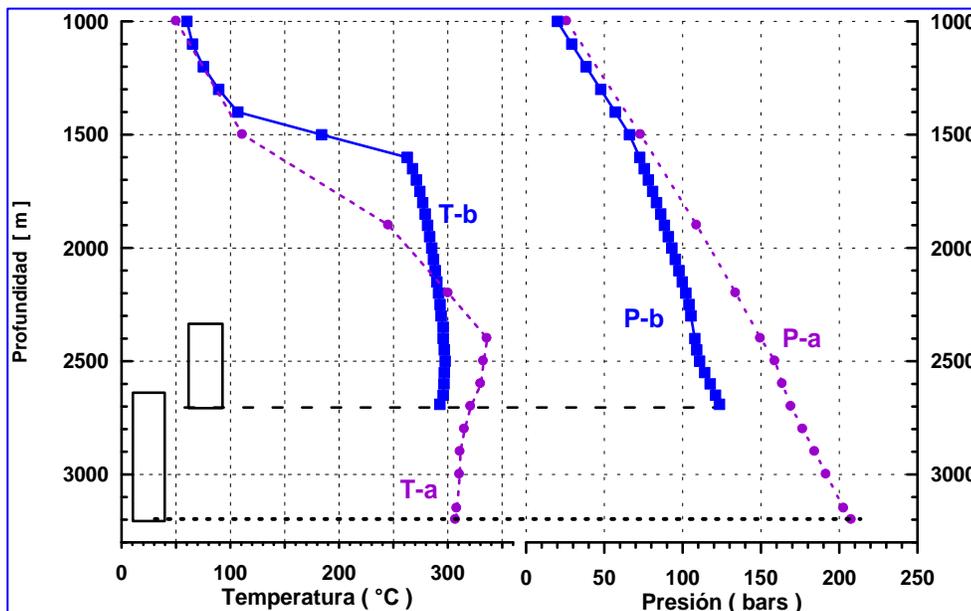


Fig. 6. Registros de presión y temperatura del pozo 426 corridos después de su perforación original (a) y después de su reparación (b).

Debido a que el perfil de temperatura del pozo se mantenía sin cambios sustanciales a partir de los 2400 m, cuando dejó de fluir se propuso que al repararse quedara con un intervalo productor más somero, de tal forma

que con una menor presión de yacimiento se estuviera más cerca de alcanzar la presión de saturación, desarrollando así dos fases e incrementando la entalpía durante su producción (Rodríguez, 2003).

Los registros de fondo de temperatura y presión corridos después de su perforación original y después de su reparación se presentan en la Figura 6. Los registros T-a y P-a son de 1999, con un tiempo de reposo de 150 días, mientras que los registros T-b y P-b se corrieron con 75 días de reposo después de su reparación. Ambos se consideran representativos de las condiciones del yacimiento. La temperatura promedio en el intervalo productor del registro T-a es de 305°C y para el T-b de 300°C . La presión a 3190 m del registro P-a es de 208 bars, y para el P-b a 2700 m es de 122 bars.

La historia de la entalpía de producción, el flujo másico de vapor y agua, así como la presión de cabezal, para cada uno de los periodos productivos del pozo 426, se muestran en la Figura 7. Para el primer periodo la entalpía promedio se mantuvo en el rango de 1150 kJ/kg a 1350 kJ/kg, la producción de vapor varió de 25 t/h a 20 t/h y la presión de cabezal varió de 28 bars a 22 bars. Para el segundo periodo de producción, después de la reparación, la entalpía inicial fue de 1650 kJ/kg, incrementándose gradualmente y alcanzando valores actuales mayores 1800 kJ/kg. La producción de vapor inicial después de la reparación fue cercana a las 80 t/h, lo cual triplica la producción de vapor obtenido durante el primer periodo. La presión de cabezal se ha mantenido alrededor de los 55 bars, lo cual casi duplica al valor promedio de presión de cabezal del primer periodo de producción.

El proceso de producción para los dos periodos productivos del pozo 426 dentro del diagrama de entalpía-presión se presenta en la Figura 8, de acuerdo a las condiciones registradas en el fondo del pozo y a las condiciones de entalpía y presión en el cabezal del pozo. Se puede observar que en el primer periodo productivo denominado (a), todo el proceso desde el yacimiento hasta las condiciones en el cabezal, se llevó a cabo a entalpía constante. Para el segundo periodo, denominado (b), después de la reparación del pozo, se tiene una ganancia de entalpía para la etapa que va del punto 1b al punto 2b.

La ganancia de entalpía tiene dos ventajas importantes. Primeramente, entre mayor sea la entalpía, mayor es la fracción de vapor, y por otra entre mayor es la entalpía, la densidad de la mezcla en general es menor, y consecuentemente la caída de presión en el pozo, de la etapa 2 a la etapa 3, es menor. Para el caso (a) la caída de presión fue aproximadamente de 120 bars en 3190 m, y para (b) de sólo 25 bars en 2700 m. Por otro lado, esto explica la mayor presión de cabezal en el caso (b) comparada con el caso (a).

6. Discusión de los resultados

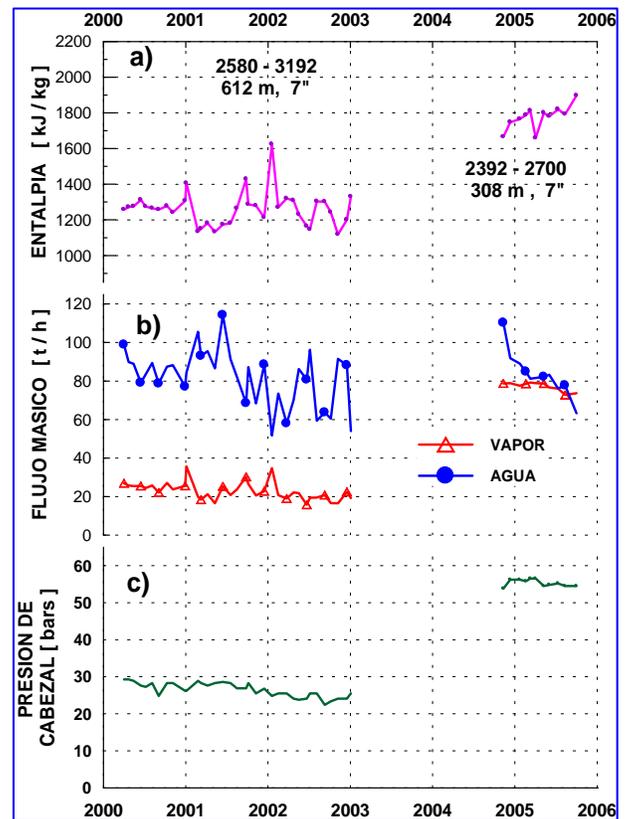


Fig. 7. Historia productiva del pozo 426 en su terminación original (izquierda) y después de su reparación (derecha). (a) Evolución de la entalpía, (b) Evolución de la producción de vapor y agua, (c) Evolución de la presión de cabezal

El pozo 426 muestra una mayor eficiencia productiva cuando la presión y temperatura de yacimiento a la profundidad de su intervalo productor están más cercanas a las condiciones de saturación del agua. Para yacimientos geotérmicos que se explotan para producir vapor, el pozo 426 ha demostrado que para una misma temperatura del fluido, tener una alta presión de yacimiento no necesariamente significa tener una mejor producción de vapor. En todo análisis es importante tomar en cuenta el tipo de yacimiento geotérmico que se está estudiando, si es de vapor o líquido dominante, o de dos fases, ya que el mecanismo y las variables determinantes para la producción de vapor son diferentes.

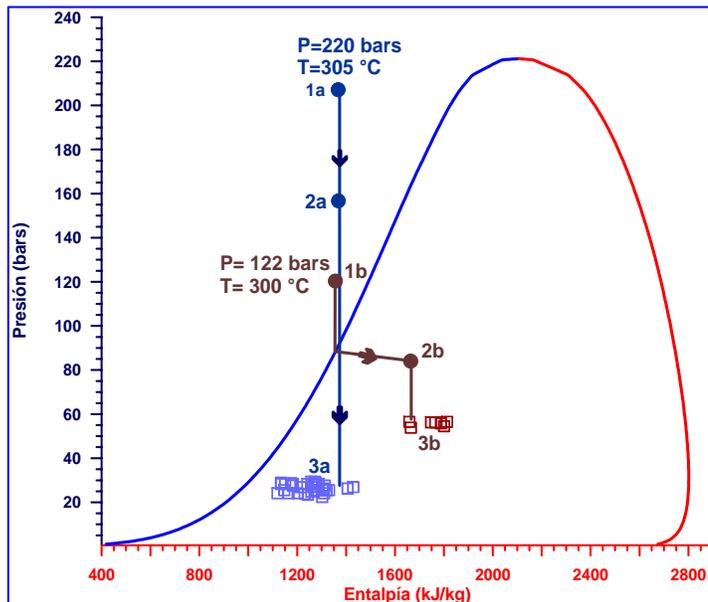


Fig. 8. Diagrama de entalpía-presión para el pozo 426, indicando los procesos de producción de sus dos periodos productivos, con las condiciones reales de entalpía y presión de cabezal. (a) Condiciones originales, (b) Después de su reparación

Por ejemplo, en los campos geotérmicos de vapor o líquido dominante, en la medida en que el yacimiento se va despresurizando, la producción de vapor va declinando. En estos casos el objetivo es buscar mantener (o recuperar, en su caso) la presión del yacimiento. Para los yacimientos de vapor dominante una forma de hacerlo es mediante la inyección, como se ha venido haciendo en Los Géiseres (Stark y otros, 2005). Sin embargo, en yacimiento de líquido dominante o en dos fases, los resultados que se pueden tener con la inyección son muy diferentes, ya que incluso se pueden tener resultados adversos (Mannington y otros, 2004). Por ello vale la pena identificar las características más determinantes que favorecieron los resultados del pozo 426 y determinar si son aplicables en otras zonas del campo.

Las características del yacimiento que se consideran determinantes en la zona del pozo 426 son las siguientes.

El perfil de presión y temperatura del pozo muestra que a determinada profundidad, la presión y la temperatura están cerca de las condiciones de saturación del agua. Esta es una característica importante, ya que esta situación por lo regular no se da en todas las zonas productoras de Cerro Prieto. Por lo tanto, la terminación del pozo se debe ajustar a la zona en donde las condiciones de presión y temperatura estén más cercanas a las de saturación. Por ejemplo, esto implica que la longitud total del intervalo productor no debe ser mayor de 300 m.

La zona presenta una componente de permeabilidad vertical importante, así como una capa sello en la parte superior del yacimiento. Estas características permiten un flujo vertical preferencial de vapor, que asciende de zonas profundas. La capa sello evita infiltraciones provenientes de los estratos superiores con agua de menor temperatura, como se ha identificado en la zona denominada del domo, al oriente de CP3 (Truesdell y Lippmann, 1998).

Otra característica importante es que la alimentación predominante del fluido ocurre a través de la matriz porosa de la formación. Esto permite que cuando la haya, la evaporación no se concentre en determinados lugares, sino que se disemine en una amplia zona del yacimiento, lejana al pozo. A su vez, esto permite que el agua residual, que se enfría al ceder su calor para formar vapor, logre recuperar parte de su temperatura tomándola de la roca durante su recorrido hacia el pozo, inducido por el cono de abatimiento formado por el pozo productor. Es posible que en yacimientos en donde la aportación de fluidos ocurra a través de fallas, al

provocarse ebullición en el yacimiento el agua residual no logre tomar el calor suficiente de la roca. Si esta agua menos caliente llega al pozo podría formar una columna densa que provoque, al invadir el pozo, que este deje de producir por el peso de la columna formada.

7. Conclusiones

El perfil típico de temperatura del yacimiento de Cerro Prieto presenta una forma característica de silla, presentando un alto gradiente térmico entre la base de los sedimentos clásticos no consolidados (SCNC) y la cima de la zona mineralógica de sílice y epidota. En este punto se alcanza regularmente la temperatura máxima y, hacia abajo, la temperatura permanece sin cambios significativos.

El yacimiento de Cerro Prieto presenta una componente vertical de permeabilidad. En determinadas condiciones, por ejemplo cuando se tiene flujo en dos fases, esta componente juega un papel determinante que puede favorecer el ascenso del vapor y el descenso del líquido.

Programar la terminación de un pozo en una zona de mayor presión de yacimiento, no implica necesariamente que se logrará tener una alta presión de cabezal y una producción de vapor mayor que cuando el pozo queda terminado en una zona de menor presión, considerando en ambos casos una misma temperatura de yacimiento.

Las condiciones que se ha identificado como favorecedoras de este mecanismo de producción son: que las presiones y temperaturas sean cercanas a las condiciones de saturación, que la formación productora presente una componente vertical de permeabilidad, y contar con una capa sello eficiente en la parte superior del yacimiento.

Referencias

- Custodio, E. y M.R. Llamas (1976). *Hidrología subterránea*. Tomo I, primera edición. Ediciones Omega, S. A., Barcelona, España, pp. 625 y 626.
- Elders, W.A., D.K. Bird, A.E. Williams, and P. Schiffman (1984). Hydrothermal flow regime and magmatic heat source of the Cerro Prieto geothermal system, Baja California, Mexico. *Geothermics*, v. 13, pp. 27-47.
- Grant M.A., I.G. Donaldson and P.F. Bixley (1982). *Geothermal Reservoir Engineering*. Academic Press, New York, USA, 350 pp.
- Mannington W.I., M.J. O'Sullivan, D.P. Bullivant and A.W. Clotworthy (2004). Reinjection at Wairakei – Tauhara: A modelling case study. *Proceedings of the 29th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California, pp. 166-173.
- Rodríguez R., M.H. (1996) Reporte de inyección. CFE, Residencia de Estudios, Informe interno RE-07/96. Inédito.
- Rodríguez R., M.H. (2003) Response of the northeastern Cerro Prieto wells to exploitation. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 27, pp. 779-784.

- Schroeder, R.C., S.M. Benson, and C.B. Goranson (1981). High-temperature geothermal reservoir engineering, *Actas del Segundo Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto*, Baja California, México, Mexicali, B.C., pp. 459-465.
- Stark M.A., W.T. Box, Jr., J.J. Beall, K.P. Goyal and S.P. Pingol (2005). The Santa Rosa-Geysers Recharge Project, Geysers Geothermal field, California, *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 29.
- Truesdell, A.H. and M.J. Lippmann (1998). Effects of pressure drawdown and recovery on the Cerro Prieto beta-reservoir in the CP-III area. *Proceedings of the 23rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California, pp. 90-98.