

Recuperación secundaria de energía en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

P. Sánchez-Upton¹, R.A. Sánchez-Velasco², J.A. Frost³ y J.S. de León-Vivar¹

¹Actualmente jubilado de la CFE, correo: psuption@prodigy.net.mx, ²Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, CFE, Alejandro Volta 655, Morelia, Mich., 58290, México, correo: raul.sanchez@cfe.gob.mx, ³Geothermal Products and Services, Frost Consulting.

Resumen

La capacidad de generación de energía eléctrica de los pozos de Cerro Prieto I ha declinado sustancialmente debido a la extracción continua de fluido por más de 35 años. Como resultado de la explotación se indujo el ingreso de fluidos de baja entalpía a través de la recarga natural del sistema. Esta irrupción motivó que los fluidos se mezclaran y se abatiera paulatinamente la temperatura de la formación en esta parte del yacimiento. Asimismo, la inyección de los fluidos residuales también contribuyó a la reducción de la temperatura del reservorio. Este fenómeno ha originado que múltiples pozos del área hayan dejado de fluir de manera natural a pesar de que la temperatura de los fluidos es del orden de 250°C y de que la conductividad hidráulica de la formación es todavía buena. Tomando como referencia el diagrama de Lindal estos fluidos pueden utilizarse para generar energía eléctrica a través de equipos convencionales. No obstante, la presión en el fondo de los pozos no es suficiente para que los fluidos lleguen a los equipos superficiales de separación con presiones suficientemente altas (> 8 bar). Atendiendo esta problemática, en este trabajo se explora la posibilidad de implementar un sistema de recuperación secundaria de energía (convencional-ciclo binario) a partir del empleo de bombas centrífugas verticales en fuentes de fluido con temperaturas entre 220°C y 260°C. Los resultados preliminares del estudio indican que esta tecnología es plausible para aplicar en pozos con arreglos tubulares de 9 5/8"-7" de diámetro, cuando la temperatura de los fluidos es de 220°C, pero es costosa. Sin embargo, este inconveniente puede superarse al construir nuevos pozos con diámetros de producción de 13 3/8" ó de 16". De acuerdo a los resultados del análisis, la potencia total generada neta que se espera de este sistema es de 3.6 MW para fluidos a 220°C. La potencia de la bomba de tipo flecha que se utilizaría es de 500 hp, aproximadamente.

Palabras clave: Recuperación de energía geotérmica, Diagrama de Lindal, bombas centrífugas verticales, sistemas convencionales de generación, ciclo binario.

Secondary recovery of energy at the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

The electrical-generation capacity of wells at Cerro Prieto I has decreased significantly from the continuous extraction of fluids for over 35 years. One result has been an induced entrance of low-enthalpy fluids into the natural-recharge system. The mixing of fluids has led to the gradual abatement of formation temperatures in this part of the reservoir. The injection of residual brine also has contributed to reservoir-temperature abatement, causing many wells to stop flowing naturally in spite of fluid temperatures of around 250°C and good hydraulic conductivity in the formation. Based on the Lindal Diagram, these fluids can be used to generate electrical energy using conventional plants. However, the bottom pressure of the wells is not high enough for the fluids to reach the surface-separation equipment with appropriate pressures (> 8 bar). This paper explores the possibilities for implementing a system of secondary-energy recovery (conventional-binary cycle) using vertical-centrifuge pumps and fluids at 220 to 260°C. Preliminary results indicate this technological approach is reliable for wells with casing completion diameters of 9 5/8" to 7", when the fluid

temperature is 220°C. Although this technology is expensive, the relatively high cost can be overcome by drilling new wells with production diameters of 13 3/8" or 16". According to our analysis, the total-net capacity expected in the system is 3.6 MWe using fluids at 220°C. The line-shaft pump capacity is about 500 hp.

Keywords: Geothermal energy recovery, Lindal Diagram, vertical centrifuge pumps, conventional generation systems, binary cycle.

Introducción

Como consecuencia de la operación continua del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto (CP), se ha venido observado la aparición de diversos fenómenos termo-fluídicos en los pozos productores e inyectores (Rodríguez-Rodríguez, 1999). Entre ellos está la variación irregular de los parámetros de producción (presión de cabezal, gasto másico y entalpía específica) y el desarrollo de procesos de incrustación, corrosión y erosión (Sánchez-Upton, 2003; Ocampo-Díaz *et al.*, 2006).

Muchos de estos fenómenos se han podido explicar al interpretar la información multidisciplinaria recopilada hasta ahora (producción, química e isotópica, principalmente). De esta manera se han podido inferir las direcciones preferenciales de los flujos de la recarga natural del sistema y de la inyección de los fluidos residuales (Rodríguez-Rodríguez, 1999), y la interacción de múltiples zonas de alimentación a lo largo de los pozos productores (Sánchez-Upton *et al.*, 2007), entre muchas otras características del reservorio.

La conjugación de los mecanismos de producción y reinyección ha dado lugar a un fenómeno particularmente importante en los pozos productores del área de Cerro Prieto I (CP-I). Este fenómeno se ha presentado en un número importante de pozos y se caracteriza porque estos han dejado de fluir de manera natural. Algunas de las causas que han originado este fenómeno se relacionan con problemas mecánicos e incrustación, pero la causa principal es el abatimiento significativo de la temperatura de los fluidos producidos (Ribó-Muñoz, 1998; Rodríguez-Rodríguez, 1999, 2007)

Como se sabe, los cambios termodinámicos que experimentan los fluidos en el yacimiento debido a su mezcla pueden atenuarse si se dispone de una estrategia adecuada de producción-inyección (explotación), derivada de los diferentes estudios que se realizan dentro de las áreas de ingeniería de producción y de yacimiento, incluyendo la simulación del reservorio bajo los esquemas de generación necesarios.

Independientemente de las causas por las cuales estos pozos fueron abandonados, la temperatura de los fluidos es todavía atractiva para la generación de energía eléctrica a través de sistemas de generación convencionales y de ciclo binario, de acuerdo al Diagrama de Lindal (Fig. 1).

Atendiendo esta problemática, en este trabajo se explora la factibilidad técnica de recuperar la energía de esta parte del yacimiento a través de sistemas especiales de bombeo, tomando como punto de partida las propiedades petrofísicas actuales de la formación (Frost, 2004; Xie *et al.*, 2005).

De acuerdo a estimaciones preliminares (Frost, 2006, comunicación personal), la extracción de fluidos a través de tuberías de producción de 9 5/8" no es atractiva desde el punto de vista económico, por lo que este estudio se dirige hacia la determinación de los diámetros óptimos de terminación de los nuevos pozos a perforar, para llevar a cabo la recuperación secundaria de energía.

Antecedentes

Los equipos de bombeo para extraer fluidos de pozos geotérmicos de baja entalpía se han utilizado por varias décadas, principalmente en usos directos como calefacción de distritos (Islandia y Francia), secado de pescado, invernaderos (Hungría y Rusia), acuicultura, bombas de calor (Francia, Suecia y Suiza), e incluso para procesos de refrigeración (Gudmundsson, 1989; Lund *et al.*, 2005).

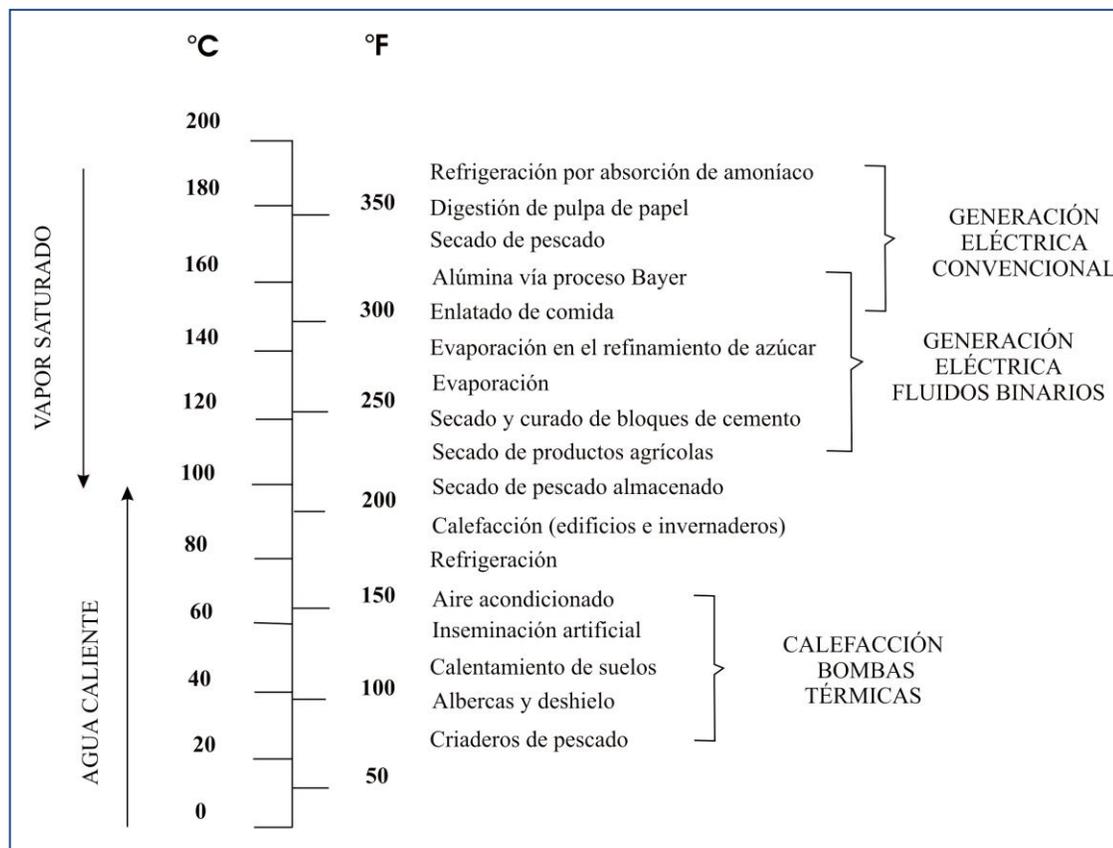


Fig. 1. Diagrama de Lindal mostrando diversas aplicaciones geotérmicas en función de la temperatura del fluido.

Como se sabe, el acarreo de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie se puede realizar con bombas de tipo flecha y/o con bombas sumergibles (Culver, 1998; Frost, 2004; Solanki *et al.*, 2005; Xie *et al.*, 2005). La selección de cualquiera de estos dos tipos de bombas depende fundamentalmente de la temperatura de los fluidos de trabajo y de la profundidad donde se pretende emplazar la bomba. Las bombas de tipo flecha (*lineshaft pumps*) operan preferentemente a velocidades angulares ≤ 1750 rpm. Estas bombas presentan dos limitantes fundamentales, estas son: (a) se deben instalar en pozos totalmente verticales o sobredimensionados, previendo que se puedan sujetar rígidamente la bomba y la columna (tubería por donde asciende el fluido); y (b) la profundidad de la bomba.

Por otro lado, las bombas sumergibles (*submersible pumps*) operan satisfactoriamente para velocidades angulares ≤ 3500 rpm y pueden instalarse en pozos con curvaturas importantes (la parte más profunda puede tener una desviación hasta de 75° con respecto a la vertical), siempre y cuando la desviación sea menor a $0.131^\circ/\text{m}$. Aunque estas bombas prácticamente no tienen límite con respecto a la profundidad, la temperatura máxima de operación está restringida a 220°C , aproximadamente (Culver, 1998; Solanki *et al.*, 2005). Debido a esta restricción, las bombas sumergibles tienen un campo reducido de aplicación para la recuperación secundaria de energía geotérmica en Cerro Prieto.

De acuerdo a la experiencia, las bombas centrífugas verticales de tipo flecha puede localizarse entre 245 m y 600 m de profundidad (Culver, 1998; Xie *et al.*, 2005). Estas bombas usualmente están provistas de múltiples etapas de bombeo con eficiencias entre 68% y 78%. El número de etapas depende directamente de la carga hidráulica, principalmente.

En las bombas de tipo flecha, el cabezal soporta las cargas de la columna y de la flecha (incluyendo la cubierta de la flecha cuando esta se lubrica con aceite o con agua). La flecha, a la vez, soporta la carga de los múltiples tazones de la bomba y del arreglo de succión. La columna usualmente está formada por secciones tubulares con longitudes de 6 m (20 pies) y se unen a través de conexiones con cuerdas o con bridas. Las bombas con flechas expuestas (sin la cubierta para lubricación con aceite) han tenido poco éxito en la industria geotérmica, ya que han exhibido un desgaste más acelerado principalmente por corrosión. Las flechas expuestas, en general, deben ser fabricadas con acero inoxidable para resistir el ataque corrosivo. Como resultado del alto costo de estos materiales especiales y del corto periodo de servicio, usualmente se prefiere un diseño de flecha cerrado, excepto en los casos en que las temperaturas de trabajo son bajas (<60°C) y los fluidos muy limpios. Las cargas de la flecha y de todas las partes rotativas están soportadas por el cojinete de empuje de la flecha (hueca) del motor o por una unión separada que contiene al cojinete de empuje. Cuando una bomba vertical se detiene, el fluido tiende a descender a través de la columna por lo que se induce un movimiento de la flecha en sentido opuesto (*back spin*).

Ya que la bomba actúa como generador del movimiento, hay poco riesgo de que la flecha se desacople por este motivo. Sin embargo, si la bomba se reinicia cuando el fluido se encuentra descendiendo es probable que la flecha se rompa, que el motor se dañe, o que se desprendan algunos otros componentes. Esto puede ocurrir durante una falla momentánea en el suministro de energía o cuando los controles envían una señal de inicio antes de que la columna se drene totalmente. Existen algunos accesorios y circuitos electrónicos que pueden prever esta situación [por ejemplo, válvulas de pie, engranes contra-reversa, interruptores que se activan después de haber transcurrido un cierto periodo de tiempo (*time delay switches*) e interruptores accionados a través de sensores de rotación]. Por otro lado, hay ciertas ventajas en permitir el retorno del fluido. El movimiento en sentido contrario al natural indica que nada está rozando y que nada se encuentra desalineado. Esto también permite que la bomba arranque con baja carga y que se reduzca el riesgo de ocurrencia de problemas en flechas y cojinetes.

Como es de esperarse, por otro lado, una de las condiciones para llevar a cabo la explotación secundaria es que los pozos continúen presentando una buena conductividad hidráulica y que el contenido energético de los fluidos permita generar energía eléctrica. Para realizar la evaluación preliminar de este proyecto se requiere conocer algunos parámetros básicos del pozo antes de que este haya dejado de fluir, como son las distribuciones de presión y temperatura a lo largo del pozo, por lo menos para dos diferentes condiciones de flujo, las curvas características y la caracterización química de los fluidos. A partir de esta información se pueden inferir algunos parámetros específicos de la formación y del pozo, como el índice de productividad, la localización del nivel estático y las posibles causas por las cuales el pozo dejó de fluir. Esta información es necesaria para definir qué pozos pueden ser considerados dentro del programa de recuperación secundaria.

Una vez realizada la selección preliminar de pozos se debe escoger cuando menos uno en el que se llevarán a cabo algunas pruebas formales de bombeo. Estas pruebas permiten verificar la validez de los resultados previamente calculados (principalmente el abatimiento del nivel de espejo de agua en función de los gastos extraídos), pero el objetivo primario es la determinación de las características de las bombas que finalmente se deberán instalar en el campo.

Estas pruebas, en general, se utilizan para optimizar el gasto de extracción y la potencia requerida. Cabe señalar que en estas pruebas puede presentarse el caso de que el nivel del pozo descienda continuamente como resultado de la extracción de un gasto másico. En general, esto implicaría que la formación no es capaz de suministrar ese gasto dado, es decir que no puede sostener esa producción de manera permanente. Este comportamiento puede deberse al sobredimensionamiento de la bomba, o bien a problemas en el yacimiento. En este último caso, el taponamiento de la formación por incrustación podría ser el principal causante de la declinación del gasto másico. Si el abatimiento de nivel es continuo, el fluido irremediablemente alcanzará

condiciones de saturación si la temperatura es suficientemente alta ($>100^{\circ}\text{C}$). A medida que el fluido se acerca a las condiciones de saturación surgen dos problemas principales. Por un lado, pueden inducirse fenómenos de cavitación en la bomba, y por el otro el pozo puede hallarse en condiciones propicias para que fluya por sí solo.

Se han publicado algunos trabajos en los que se investiga la recuperación secundaria con fines de generar energía eléctrica a través de ciclo binario (Xie *et al.*, 2005). Sin embargo, estos estudios han sido aproximaciones semi-empíricas incompletas con limitado valor práctico.

Disponibilidad de fluido

Para determinar la capacidad de generación de un pozo a través del método de recuperación secundaria de energía es necesario realizar una serie de pruebas, similares a las que se aplican durante el aforo de un pozo de agua. A continuación se describe un método alternativo que puede utilizarse para estimar en forma aproximada esta capacidad de generación.

Como es de esperarse, para llevar a cabo la evaluación del pozo se requiere conocer la localización del nivel de agua y las distribuciones de presión y temperatura, como se mencionó en la sección anterior. Con respecto a este último parámetro, es imprescindible conocer la temperatura de la fuente de fluido. Asimismo, es necesario tener una idea realista de la magnitud del índice de productividad, el cual se define como:

$$I = \frac{\dot{m}}{\Delta p} = \frac{\dot{m}}{p_y - p_{wf}} = \frac{2\pi kh}{v\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (1)$$

donde I es el índice de productividad de un pozo que se encuentra en un yacimiento con geometría radial que está sujeto a un ritmo de explotación en estado permanente; \dot{m} es el gasto másico de fluido; p_y es la presión media del yacimiento; p_{wf} es la presión del fluido a la profundidad donde se localiza la zona de producción; Δp es la diferencia de presión; k es la permeabilidad de la formación; h es el espesor del yacimiento; v y μ son el volumen específico y viscosidad del fluido, respectivamente; y r_e y r_w son los radios de influencia e interno del pozo, respectivamente. El índice de productividad se puede estimar a partir de dos registros de presión corridos bajo diferentes condiciones de flujo. Uno de los registros incluso se puede correr cuando el pozo se encuentre cerrado (gasto másico nulo). De esta manera, el índice de productividad se puede computar con la ecuación (1). También es importante conocer el probable ritmo de abatimiento de la producción de fluido.

De acuerdo a las observaciones de campo (Ribó-Muñoz, 1998; Rodríguez-Rodríguez, 1999, 2007) el valor más probable del índice de productividad se encuentra entre 5 t/h/bar y 10 t/h/bar. En los cálculos de esta sección se consideró que el índice de productividad tiene el valor más grande. Asimismo, se examinaron los casos en que la temperatura de la fuente de fluidos fue de 220°C , 230°C , 240°C , 250°C , y 260°C . En este análisis también se consideraron los pozos de la parte norte de CP-I (por ejemplo el M-5) cuyo nivel de espejo de agua se encuentra a 250 m de profundidad (Fig. 2).

Para iniciar el cálculo es necesario determinar la presión del fluido que asegure que éste se encuentre en fase líquida. Las presiones mínimas a las que el fluido puede estar como líquido son las presiones de saturación correspondientes a las temperaturas arriba señaladas. En la Tabla 1 aparecen los valores calculados de estas presiones (Sánchez-Upton, 2007).

Temperatura [°C]	220	230	240	250	260
Presión de saturación [bar]	23.2	28.0	33.5	39.8	46.9
Carga por presión [m]	277.6	340.9	415.5	502.3	606.6
Nivel dinámico [m]	482.4	419.1	344.5	257.7	153.4
Carga de agua disponible [m]	232.4	169.1	94.5	7.7	-96.6
Δp_{760m} [bar]	19.2	13.7	7.5	0.6	-
\dot{m}_m [t h ⁻¹]	192	137	75	6	-
\dot{m}_{v8bar} [t h ⁻¹]	20.9	18.0	11.6	1.1	-
\dot{m}_{l8bar} [t h ⁻¹]	171.1	119.0	63.4	4.9	-

Tabla 1. Temperaturas de las diferentes fuentes de alimentación de fluidos y parámetros estimados. En estos cálculos se ha considerado que las profundidades del nivel de espejo de agua era de 250 m y la de la bomba de 760 m.

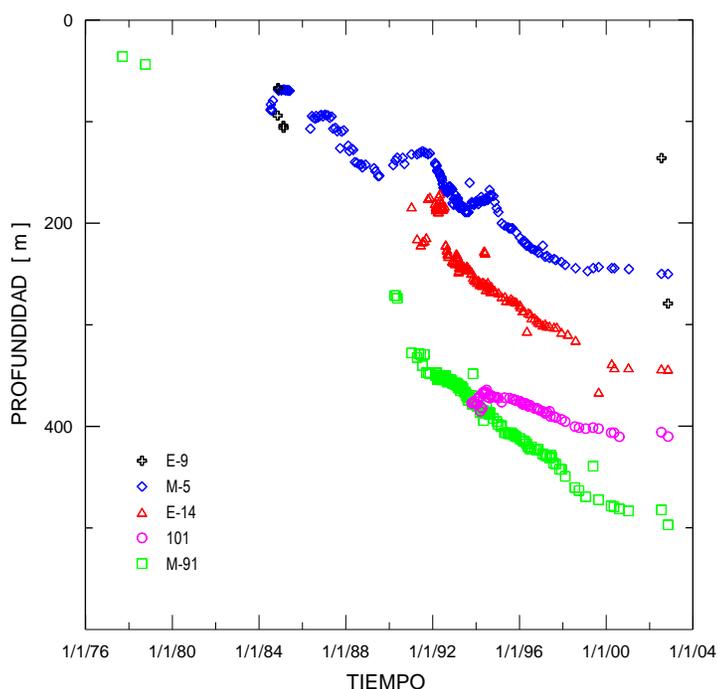


Fig. 2. Evolución del nivel del espejo de agua en el interior de los pozos observadores de CP-I.

Ahora se requiere conocer la longitud aproximada de la columna que equivale a cada una de estas presiones. La columna de fluido se calcula de la manera siguiente (Frost, 2004 y 2006):

$$h_{cf} = S_u = \frac{[p_{sat} - p_a + p_{CO_2}]v}{g} \quad (2)$$

donde h_{cf} es la carga debida a la columna de fluido; S_u se denomina sumergimiento (*submergence*); p_{sat} es la presión de saturación correspondiente a la temperatura de la fuente de fluido; p_{am} es la presión atmosférica local (1.01325 bar); p_{CO_2} es la presión parcial de CO_2 ; y g es la aceleración de la gravedad (9.80665 m s^{-2}). Para todas estas condiciones termodinámicas el valor medio del volumen específico es $\bar{v} \approx 0.001231 \text{ m}^3 \text{ kg}^{-1}$. Las cargas de presión para cada una de las temperaturas de la fuente de fluido se muestran en la Tabla 1. En estos cálculos se consideró que $p_{CO_2} = 0.68947 \text{ bar}$.

De acuerdo a la experiencia se ha observado que la profundidad máxima a la que se puede localizar la bomba es 760 m (Frost, 2006). Tomando esta última profundidad y la información correspondiente para el cálculo [ecuación (1)], se estimaron algunos parámetros como los valores de Δp_{760m} , \dot{m}_m , \dot{m}_{v8bar} y \dot{m}_{l8bar} que aparecen en la Tabla 1 y en la Fig. 3.

Potencia de la bomba

Tomando en cuenta los resultados que se muestran en la Tabla 1, en esta sección se estima la potencia del equipo de bombeo que se requiere para el caso en que la fuente de fluido tiene una temperatura de 220°C. El

análisis se basa en la teoría propuesta por Frost (2004). La carga total de la bomba (*total bowl head*) está dada por:

$$TBH = h_s + h_f \quad (3)$$

donde TBH es la carga total de la bomba; h_f es la carga por fricción; y h_s es la carga estática (*lift*). Sustituyendo valores:

$$TBH = 482.4 + 41.4 = 523.8m$$

En el cálculo de la carga por fricción se consideró que el factor de fricción es 0.015 y que los diámetros de la columna y de la flecha son de 8" y 3 1/2", respectivamente. La velocidad calculada del fluido es de 2.7 m s⁻¹. Entonces, la potencia de la bomba al freno se calcula como:

$$P_b = \frac{\gamma QH}{\eta} = \frac{\rho g TBH}{\eta} \quad (4)$$

Donde P_b es la potencia de la bomba al freno; y η es la eficiencia de la bomba. Sustituyendo valores se obtiene una potencia de 458.9 hp:

$$P_b = \frac{(53.3)(9.81)(523.8)}{0.8} = 0.34MW = 458.9hp$$

La potencia total del motor (incluyendo pérdidas por fricción en la flecha y pérdidas en cojinetes) es aproximadamente un 10% más alta que el valor calculado para la potencia de la bomba, esto es: 458.9 * 1.1 = 504.8 hp (aproximadamente 0.38 MW).

Discusión

La capacidad de generación de energía eléctrica de los pozos sujetos a un proceso de recuperación secundaria de energía depende de cuatro parámetros fundamentales: (i) la profundidad del espejo de agua; (ii) el gasto másico que se pretende extraer, es decir, el índice de productividad del pozo; (iii) la temperatura de la fuente de alimentación del fluido; y (iv) la declinación de la producción de fluidos debido a la reducción de la presión del yacimiento.

El gasto másico de fluido extraíble del pozo puede estar limitado por razones técnicas, principalmente por la profundidad a la que las bombas de tipo flecha se pueden fijar. Como se apuntó antes, de acuerdo a la experiencia la profundidad máxima es de 760 m (Frost, 2006).

Para un cierto gasto másico de fluido, la localización del nivel dinámico del fluido está en función directa del índice de productividad del pozo. Se sabe que el fluido en la sección de succión de la bomba debe encontrarse en estado líquido a la temperatura de la fuente de fluido. Esto quiere decir que la columna de fluido por arriba de la bomba debe ser mayor o igual que la presión de saturación del fluido. En consecuencia, entre mayor sea la temperatura del fluido mayor es la longitud de esta columna, y por tanto la bomba debe emplazarse a mayor profundidad. Como es de esperarse para el caso de CP-I, el gasto másico máximo que puede extraerse del pozo queda establecido al fijar la bomba a la profundidad máxima (Tabla 1). Cabe señalar que cuando se presenta una declinación de la producción de fluido, en esa misma medida debe

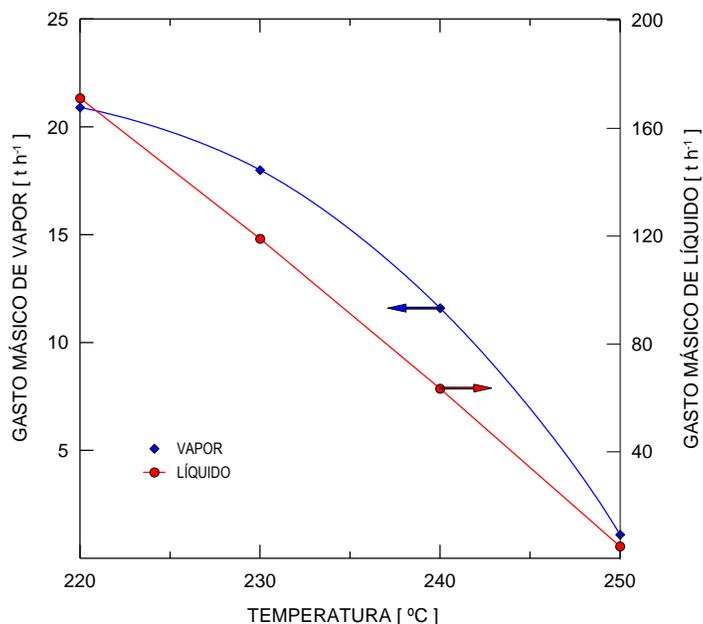


Fig. 3. Producciones de vapor y líquido (a una presión de separación de 8 bar) en función de la temperatura de la fuente de fluido.

reducirse la extracción de gasto másico, evitando la generación de vapor y la reducción de la eficiencia de la bomba por cavitación.

Por otro lado, los equipos de bombeo que actualmente se encuentran disponibles en el mercado internacional se han diseñado para pozos con tuberías de diámetros grandes (por ejemplo 13 3/8" y 16"). Por lo tanto, para el caso de CP-I, donde la tubería de producción tiene un diámetro de 9 5/8", habría que desarrollar sistemas de bombeo específicos para este diámetro. Sin embargo, a partir del análisis económico de este proyecto (Frost, 2006) resulta más atractivo construir los nuevos pozos con diámetros mayores (13 3/8" ó 16") que desarrollar un nuevo diseño para los pozos actuales de CP-I.

Conclusiones

- De acuerdo a los resultados de esta investigación, solamente los pozos de CP-I con temperaturas entre 220°C y 230°C podrían someterse al método de recuperación secundaria de energía.
- La capacidad de generación de los pozos que cuentan con una fuente de fluidos de 220°C se estima en 3.6 MW. En este proceso se requiere que el fluido extraído se haga pasar a través de una sola etapa de separación. Asimismo, el fluido residual se tiene que hacer pasar por una unidad de ciclo binario (Fig. 4).

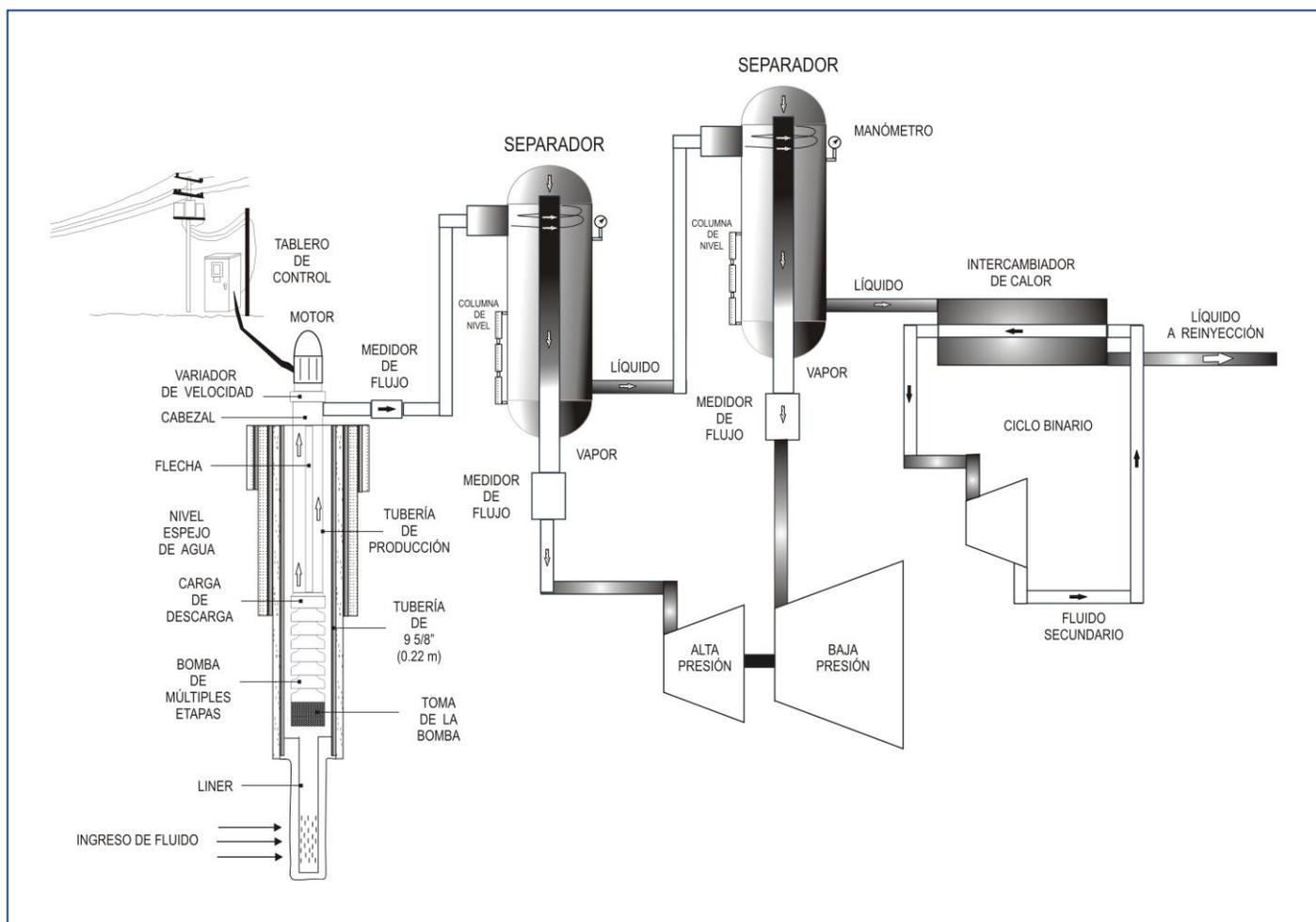


Fig. 4. Diagrama esquemático que muestra la extracción de fluidos geotérmicos a partir de bombas centrífugas verticales y el aprovechamiento de la energía a través de equipos de generación convencional (alta y baja presión) y no convencional (ciclo binario).

- c) La potencia de la bomba que se requiere para extraer el fluido del pozo es de 500 hp (0.4 MW), aproximadamente.
- d) Para el caso de nuevos pozos con tuberías de producción de 13 3/8" y de 16" de diámetro, de acuerdo a la ecuación (1) se esperarían incrementos de los gastos máxicos de fluido de 14% y de 18.4%, respectivamente. La capacidad de generación de energía eléctrica con estos diámetros aumenta de manera proporcional aproximadamente.

Referencias

- Culver, G., 1998. *Chapter 9: Well pumps*. Publication of the Geo-Heat Center, pp. 211-230.
- Frost, J.A., 2004. Down hole geothermal pump seminar: Monitoring, evaluating and optimizing pump selection. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 28.
- Frost, J.A., 2006. Comunicación personal.
- Gudmundsson, A.T., 1989. *Energy resources and dams in Iceland*. Publication of The National Power Company, The Icelandic National Committee on Large Dams and the National Energy Authority, 97 p.
- Lund, J.W., D.H. Freeston, and T.L. Boyd, 2005. Direct application of geothermal energy: 2005 Worldwide Review. *Geothermics* 34, pp. 691-727.
- Ocampo-Díaz, J.D., De León-Vivar, J., y Pelayo-Ledezma, A., 2006. Declinación de la producción del pozo E-54 en el campo geotérmico de Cerro Prieto a causa de la incrustación. *Geotermia*, Vol. 19, No. 1, pp. 9-21.
- Ribó-Muñoz, M.O., 1998. Modelado y simulación numérica del yacimiento de Cerro Prieto. Reporte Interno: RE-008/97 de la Residencia General de Cerro Prieto, CFE. 152 p. Inédito.
- Rodríguez-Rodríguez, M.H., 1999. Estado actual del área de Cerro Prieto I a 27 años de explotación. Reporte Interno RE-018/99 de la Residencia General de Cerro Prieto, CFE. 44 p. Inédito.
- Rodríguez-Rodríguez, M.H., 2007. Comunicación personal.
- Sánchez-Upton, P., 2003. Atenuación de la rapidez de erosión-corrosión en la tubería de producción del pozo 410 (Área: Cerro Prieto Cuatro). Reporte interno de la Subgerencia de Estudios, CFE, 38 p. Inédito.
- Sánchez-Upton, P., 2007. Modelado numérico del flujo vertical ascendente de flujos bifásicos tri-componentes (H₂O-CO₂-NaCl) en pozos geotérmicos. Tesis doctoral en preparación, CIE-UNAM. Inédito.
- Sánchez-Upton, P., E. Santoyo, y M.H. Rodríguez-Rodríguez, 2007. Estimación del flujo de calor entre el pozo y la formación a partir de registros de presión: simulación de pozos. *Memorias de la II Reunión Interna de Mejora Continua (RIMC)*, CFE, 22-23 Febrero 2007, Mexicali, BC.
- Solanki, S., B. Karpuk, R. Bowman, and D. Rowatt, 2005. Steam assisted gravity drainage with electric submersible pumping system. *Transactions of the Electric Submersible Workshop (ESW)*, Society of Petroleum Engineering-Gulf Coast, 9 p.

Xie, X., K.K. Bloomfield, G.L. Mines, and G.M. Shook, 2005. *Design considerations for artificial lifting of enhanced geothermal system fluids*. Report No. INL/EXT-05-00533, Idaho National Laboratory, Idaho, USA. 27 p.