

Condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Marco Helio Rodríguez Rodríguez

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia General de Cerro Prieto. Correo: marco.rodriguez01@cfe.gob.mx

Resumen

Las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, para producir vapor se determinan tomando en cuenta la mínima producción de vapor aceptable en superficie, considerando un rango de entalpías de la mezcla y para diferentes profundidades de pozos, lo que permite valorar adecuadamente el impacto de la evolución de la presión y entalpía del fluido en el yacimiento. Se discuten los factores que pueden afectar la producción de vapor, los cuales se deben tomar en cuenta para determinar la conveniencia o no de perforar o reparar un pozo en determinada zona del yacimiento. Estas evaluaciones adquieren gran relevancia al considerar los enormes cambios termodinámicos que ha presentado el yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, como resultado de su explotación iniciada en 1973, lo que ha llevado a abandonar algunas zonas del campo para la producción de vapor.

Palabras Clave: Cerro Prieto, entalpía, evaluación de yacimientos, políticas de explotación, presión, producción de vapor.

Minimal thermodynamic conditions in the reservoir to produce steam at the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

Minimal thermodynamic conditions in the Cerro Prieto geothermal reservoir for steam production are defined, taking into account the minimal acceptable steam production at the surface, considering a rank of mixed-enthalpies for different well-depths, and allowing proper assessments for the impacts of the changes in fluid reservoir pressure and enthalpy. Factors able to influence steam production are discussed. They have to be considered when deciding whether or not to drill or repair a well in a particular area of the reservoir. These evaluations become much more relevant by considering the huge thermodynamic changes that have occurred at the Cerro Prieto geothermal reservoir from its development, starting in 1973, which has lead to abandoning some steam producing areas in the field.

Keywords: Cerro Prieto, enthalpy, reservoir assessment, developing policies, pressure, steam production.

1. Introducción

Las condiciones del yacimiento del Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP) han evolucionado como resultado de su explotación comercial. La extracción de fluidos durante más de tres décadas ha inducido una enorme recarga de fluidos circunvecinos de baja entalpía, provocando en algunas zonas enfriamientos significativos del orden de los 100° C. Como resultado, algunas zonas originalmente productoras no

alcanzan actualmente condiciones mínimas para producir vapor. El objetivo del presente estudio es precisamente determinar esas condiciones mínimas que el yacimiento debe tener para que pueda producir vapor, considerando diferentes profundidades y condiciones de presión, entalpía e índices de productividad.

Al conocer las condiciones actuales del yacimiento y las condiciones termodinámicas mínimas para que este produzca vapor, se podrá mejorar la toma de decisiones para determinar la conveniencia o no de perforar o reparar un pozo en determinada zona del campo.

2. Proceso de producción de vapor en un pozo geotérmico

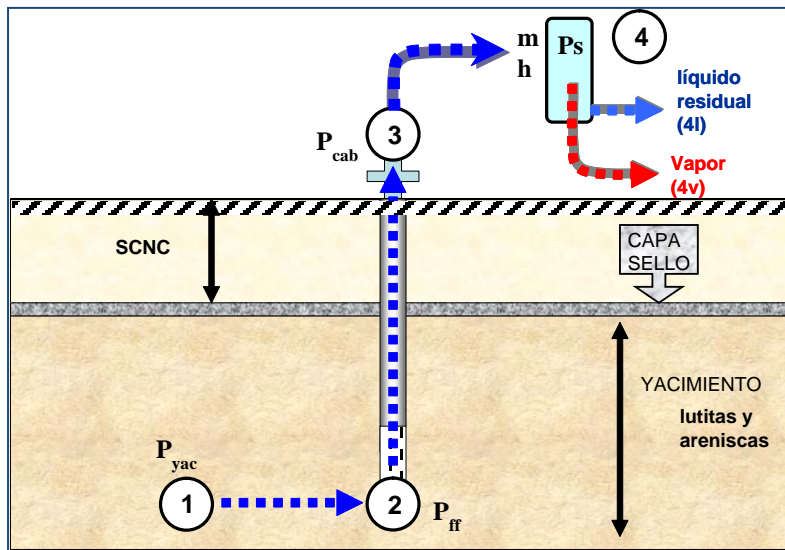


Fig. 1. Etapas del proceso de producción de vapor, desde el yacimiento hasta el separador para el CGCP (SCNC = sedimentos clásticos no consolidados).

$P_1 > P_2 > P_3 > P_4$, o bien $P_y > P_{ff} > P_{cab} > P_s$, siendo P_y , P_{ff} , P_{cab} y P_s las presiones de: yacimiento, fondo fluído, cabezal y separación, respectivamente.

Para conocer las condiciones mínimas del yacimiento en el punto 1 se partirá de las condiciones mínimas que se pueden tener en el punto 4, definidas por los puntos 4V y 4L, correspondientes al vapor y líquido a presión de separación en superficie. Definidas las condiciones en el punto 4, se procederá a calcular las del punto 3, continuando con el punto 2 y finalmente en el punto 1.

3. Condiciones mínimas del punto 4

Las condiciones mínimas que se esperan en el punto 4 corresponden a las condiciones en el punto 4V y 4L. Las condiciones mínimas en el punto 4V pueden variar de acuerdo a la presión de separación del vapor y al flujo másico de vapor mínimo aceptado (V_{mina}), esto es el vapor que garantiza la rentabilidad de la inversión requerida para su producción. El V_{mina} que garantiza la rentabilidad de la inversión puede variar según se trate de un pozo nuevo o de un pozo reparado. Para un pozo nuevo somero se puede considerar que el costo de perforación y equipamiento es de 3.5 millones de dólares. Si se toma en cuenta que el costo por tonelada de vapor es de unos 2 dólares, entonces el pozo debe producir un mínimo de 1.75 millones de toneladas para recuperar la inversión. Si un pozo tiene en promedio un periodo de vida productiva de 10 años, entonces el vapor promedio durante ese periodo deberá ser de 20 toneladas por hora (t/h) para lograr generar ingresos de 3.5 millones de dólares (10 años x 365 días x 24 horas x 20 t/h x 2 dólares = 3.5 millones de dólares). Así, en el caso de un pozo nuevo el V_{mina} deberá ser de 20 t/h.

Para conocer las condiciones termodinámicas mínimas que debe tener el yacimiento para producir vapor, se toma en cuenta el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta superficie. En la Figura 1 se indican los cuatro puntos principales por los que tiene que pasar el fluido para producir vapor. Del punto 1 al 2 el fluido se mueve desde el yacimiento no perturbado por el pozo hacia la tubería ranurada o agujero descubierto del pozo. Del punto 2 al punto 3 el fluido se mueve verticalmente por el interior del pozo, desde la zona de alimentación dentro del intervalo productor. Finalmente, del punto 3 al punto 4, que corresponde a la tercera etapa, el fluido total producido pasa por el orificio de producción. En cada una de las etapas mencionadas el fluido va perdiendo presión, de tal forma que

Para el caso de un pozo reparado, el costo de reparación se estima en un millón de dólares y el tiempo de vida productiva después de la reparación se puede calcular en cinco años. Por lo tanto, el flujo de vapor promedio mínimo en ese periodo para recuperar la inversión será de 11.4 t/h, por lo que es de esperarse que el V_{mina} inicial sea de 15 t/h.

En el CGCP las presiones de separación en los pozos varían en función de la planta a la que se enviará el vapor y de la caída de presión entre el pozo y la planta. Para los pozos que envían vapor para la planta del sector de Cerro Prieto I (CP-I), el promedio de la presión de separación es de 9 bara. Para el caso de los que suministran vapor a las plantas de CP-II y CP-III el promedio es de 14 bara en el separador primario y de 5.5 bara en el separador secundario. Finalmente, para algunos pozos que alimentan a las unidades de CP-IV, la presión de separación es de 15 bara. Para este análisis se tomará la presión de separación mínima de 9 bara (175° C) y un flujo de V_{mina} de 15 t/h, con lo cual queda definido el punto 4V de la Figura 1.

El punto 4L se define para un rango de 3 a 120 t/h, para obtener el rango de entalpías que abarque las realmente observadas en el campo, obteniendo valores de 2430 a 970 kJ/kg. El agua residual a 9 bars tiene una entalpía de 750 kJ/kg y una temperatura de 175° C, por lo que si un fluido en superficie presenta tales condiciones queda descartado para producir vapor. Para este análisis, se tomarán los flujos másicos de líquido, vapor, entalpías y Fracción de Vapor (FV) que se muestran en la Tabla 1, a fin de calcular las condiciones del fluido en el yacimiento.

4. Condiciones de los puntos 3 y 2

Para calcular las condiciones del punto 3, correspondientes al cabezal del pozo, se parte de las condiciones de los puntos 4V y 4L. El flujo másico en el punto 3 queda definido al sumar el vapor y líquido separado, por lo que tomando en cuenta los valores de la Tabla 1 el flujo total varía de 18 a 135 t/h.

Para la presión en el punto 3, que corresponde a la presión de cabezal, ésta debe ser mayor a la presión de separación. Si se considera que en general, la presión de cabezal declina 2 bar por año, y si el tiempo de vida esperada para el pozo reparado es de 5 años, entonces es de esperarse que la presión mínima de cabezal debe ser de 10 bar, más la presión de separación y más un diferencial de presión entre los puntos 3 y 4 (DP3-4), el cual para fines prácticos se tomará en un mínimo de 2 bar. Por lo tanto, se obtiene entonces una presión de cabezal de 21 bara (9 Psep + 2 Declinación anual x 5 años + 2 bar DP3-4).

Flujo másico en el separador			Ent. [kJ/kg]	FV
Vap. [t/h]	Liq. [t/h]	Mezcla [t/h]		
15	3	18	2433	0.83
15	6	21	2191	0.71
15	10	25	1959	0.60
15	15	30	1757	0.50
15	20	35	1612	0.43
15	25	40	1503	0.38
15	30	45	1418	0.33
15	35	50	1351	0.30
15	40	55	1295	0.27
15	50	65	1210	0.23
15	60	75	1148	0.20
15	70	85	1100	0.18
15	80	95	1062	0.16
15	100	115	1007	0.13
15	120	135	967	0.11

Tabla 1. Flujo másico de vapor y líquido separado, mezcla y su entalpía y la fracción de vapor consideradas para calcular las correspondientes condiciones en el yacimiento.

Una vez definidas las condiciones en el punto 3, se calcularán las condiciones en el punto 2 tomando en cuenta que el punto 2 corresponde a la profundidad total del pozo. Las condiciones en el punto 2 dependerán de la terminación del pozo, y del flujo total y de la entalpía definidas en la Tabla 1. Para el cálculo de las condiciones termodinámicas del punto 3 al 2, en donde hay flujo vertical y dos fases, se utilizó el simulador para pozos geotérmicos *Wellsim*. En los cálculos de flujo vertical elaborados se considera que el proceso en

esta etapa es adiabático, y que no hay transferencia de calor entre el pozo y la formación circundante por considerarse insignificante.

Respecto a la caída de presión, ésta se debe a tres componentes: 1) la gravedad, 2) la aceleración y 3) la fricción. La caída de presión total para un intervalo (dz) es la suma de los tres componentes, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{dp}{dz_{tot}} = \frac{dp}{dz_{fri}} + \frac{dp}{dz_{acc}} + \frac{dp}{dz_{gra}}$$

$$\frac{dp}{dz_{tot}} = \left[\frac{2f\rho_t U_t^2}{D \cos \theta} \right]_{fri} + \left[\rho_t U_t (U1 - U2) \right]_{acc} + \left[\rho_t g \cos \theta \right]_{gra}$$

Donde:

U_t = velocidad de la mezcla

ρ_t = densidad de la mezcla

f = factor de fricción

D = diámetro

θ = desviación respecto a la vertical

Subíndices 1 y 2 = condiciones a las profundidades del inicio y fin del incremento

Como se puede observar en la ecuación, en todos los términos aparece la densidad (ρ_t), por lo que la caída de presión es determinada en gran medida por la densidad del fluido. Cuando el fluido se encuentra en fase líquida y se tienen flujos másicos bajos, cerca del 90% de la caída de presión se debe al componente de la gravedad. Al tener flujos másicos bajos, la velocidad también es baja, por lo que los términos de la fricción y de la aceleración también son bajos. Aun cuando se tengan velocidades altas pero no se tenga un incremento de velocidad en el fluido, como ocurre cuando se tiene únicamente una fase líquida, el término por aceleración es despreciable. Sin embargo, cuando hay dos fases y flujo másico alto el componente de la fricción puede ser el mayor, como lo muestran Brennand y Watson (1987).

Para hacer los cálculos de la caída de presión en flujo vertical es necesario definir la terminación del pozo (profundidades y diámetros de las tuberías de producción), el flujo másico, su presión de cabezal y su entalpía. La densidad del fluido y su temperatura quedan definidas con la entalpía y la presión del fluido. Por ello vale la pena determinar la relación entre la entalpía del fluido y su densidad, por lo importante que esta resulta con la caída de presión en flujo vertical, como se mencionó anteriormente al analizar la ecuación para el cálculo de la caída de presión en flujo vertical. Para ello se grafica la relación entre la entalpía y la densidad del fluido en la Figura 2. La densidad del fluido depende de la temperatura y de la FV, como se ilustra en la mencionada figura, pero tomando en cuenta que el fluido que se explota en el yacimiento tiene una temperatura mayor a 200° C, se puede observar una definida relación entre entalpía y densidad para esos rangos ($T > 200^\circ \text{C}$).

La línea azul continua de la Figura 2 corresponde a la línea de líquido saturado, mientras que la línea roja corresponde al vapor saturado. Es importante señalar que al aumentar la temperatura la densidad del líquido saturado disminuye, mientras que la del vapor saturado aumenta. También se puede observar, con las isotermas punteadas verdes, que el valor máximo de la entalpía corresponde al vapor saturado cercano a los 235° C, disminuyendo tanto por arriba como por debajo de esa temperatura. Las líneas sólidas discontinuas en color negro representan diferentes fracciones de vapor.

Para comprender mejor la relación entre entalpía y densidad, tómesese como referencia un fluido con una entalpía de 1300 kJ/kg, representativa de los pozos localizados hacia el oeste del CGCP, y otro fluido con entalpía de 2000 kJ/kg, característica de los pozos del este del campo. Si se considera en ambos casos una temperatura de 275° C, las densidades correspondientes serían de 300 y 60 kg/m³ respectivamente, como se puede observar en la Figura 2.

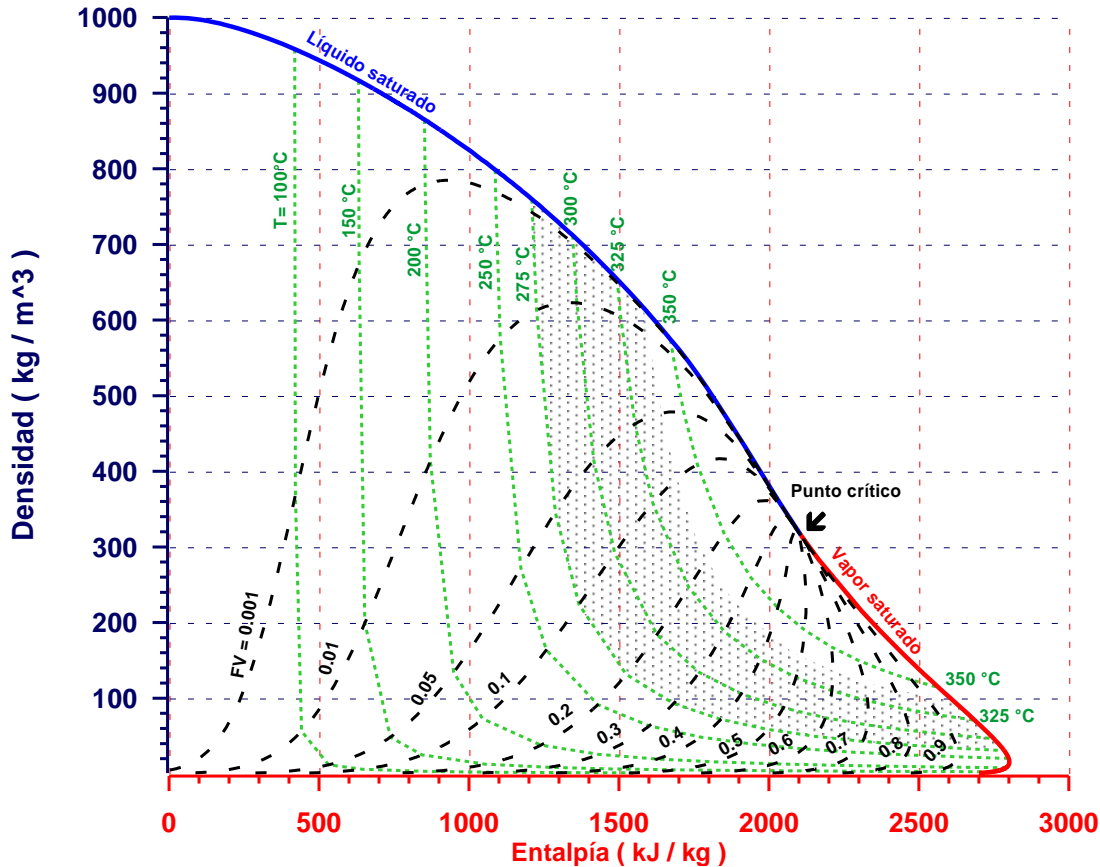


Fig. 2. Relación entre entalpía del fluido y su densidad, para temperaturas mayores a los 200° C.

Con la finalidad de ver la importancia que juega la componente de la gravedad con la entalpía y ésta con la caída de presión en flujo vertical, en la Figura 3 se muestra la correlación entre entalpía y caída de presión en flujo vertical, para cuatro terminaciones de pozos con profundidades de 1500, 2000, 2500 y 3000 m, considerando en todos los casos un flujo másico total de 50 t/h y una presión de cabezal de 14 bar.

Se puede observar que la relación entre la caída de presión y la entalpía no es lineal. La caída de presión aumenta enormemente para entalpías de 1100 a 1400 kJ/kg, mientras que para entalpías de 1600 a 2400 kJ/kg, la caída de presión varía en forma gradual. Por ejemplo, es muy crítico si la entalpía disminuye 300 kJ/kg, de 1400 a 1100 kJ/kg, ya que la caída de presión aumenta en un 300%, pero cuando baja de 2200 a 1900 kJ/kg (los mismos 300 kJ/kg) la caída de presión sólo aumenta en un 30%. Así mismo, se puede observar que considerando una misma entalpía, entre mayor longitud tenga el pozo mayor es la caída de presión en flujo vertical. Por ello, es también importante la profundidad a la cual se encuentre el recurso geotérmico, ya que esta puede ser una limitante para su explotación.

Al disminuir la entalpía no sólo se genera una mayor caída de presión en flujo vertical, sino que la fracción de vapor también disminuye. Por ejemplo, considerando una presión de separación de 9 bar y entalpías de 1100, 1400, 1800 y 2200 kJ/kg, las correspondientes FV son 0.176, 0.324, 0.521 y 0.719, respectivamente. Las implicaciones en la producción de vapor de las observaciones anteriores pueden evaluarse si se considera un flujo de mezcla constante; al variar la entalpía de 1400 a 1100 kJ/kg la producción de vapor se reduce en

un 46%, mientras que al disminuir de 2200 a 1800 kJ/kg la producción de vapor se reduce un 20%. Con lo anterior se pretende enfatizar lo crítico que es para la producción de vapor una disminución de entalpía por debajo de los 1400 kJ/kg.

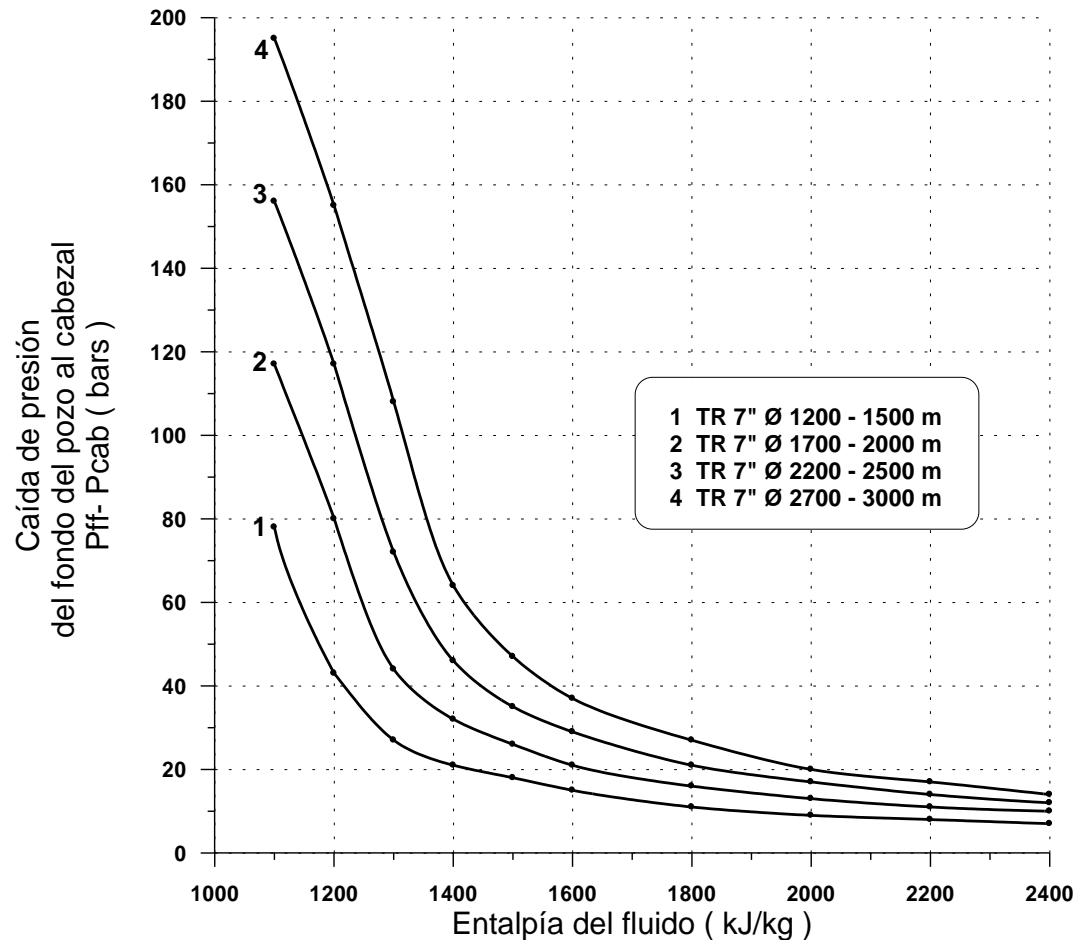


Fig. 3. Relación entre la entalpía del fluido y la caída de presión en flujo vertical.

En la Tabla 2 se muestran las condiciones de presión en el fondo del pozo fluyendo correspondientes al punto 2 de la Figura 1, para los flujos y entalpías considerados en la Tabla 1, con una presión de cabezal de 21 bara. Se consideraron seis terminaciones de pozos con profundidades de 1000 a 3500 m, para cubrir el rango de profundidades de los pozos del CGCP.

5. Condiciones en el punto 1

Las condiciones termodinámicas en el punto 1, objetivo del presente trabajo, se calculan a partir de las condiciones en el fondo del pozo fluyendo, correspondientes al punto 2. El cálculo entre estos puntos es muy complejo, ya que el medio donde ocurre el transporte de fluidos es la formación geológica, que en los yacimientos geotérmicos se caracteriza por ser generalmente heterogénea, con fracturas y fallas de dirección y echado definidos, con volúmenes variables de otras rocas intercaladas. Por lo tanto, determinar la permeabilidad vertical y horizontal de los estratos geológicos del yacimiento dentro del radio de influencia del pozo productor es una tarea compleja.

Una manera de afrontar esta complejidad de cálculo es simplificarla, utilizando una correlación entre el flujo másico, el diferencial de presión entre el punto 1 y 2 y un factor denominado índice de productividad (IP). La correlación más simple que involucra estos parámetros es la correlación lineal, la cual se presenta a continuación:

$$IP = Q / (P1 - P2)$$

En donde: IP = Índice de Productividad [t/h/bar]
 Q = Flujo másico total (mezcla) [t/h]
 P1 = Presión en el punto 1 ó Py (presión del yacimiento) [bar]
 P2 = Presión en el punto 2 o Pff (presión del fondo fluyendo) [bar]

Flujo másico [t/h]	Ent. [kJ/kg]	Presión en el fondo del pozo [bara]					
		1000 [m]	1500 [m]	2000 [m]	2500 [m]	3000 [m]	3500 [m]
18	2433	24.6	33.1	35.0	37.0	39.3	41.3
21	2191	26.1	34.9	37.8	40.9	44.3	47.6
25	1959	27.9	37.8	42.0	46.5	51.7	56.9
30	1757	30.1	41.7	47.6	54.2	61.8	69.8
35	1612	32.2	45.8	53.8	62.9	74.0	87.9
40	1503	34.5	50.4	61.4	74.8	90.1	109.9
45	1418	36.9	56.0	70.3	88.3	112.4	146.8
50	1351	39.6	62.2	80.9	110.8	145.5	180.2
55	1295	42.9	69.5	99.6	135.4	171.2	207.0
65	1210	50.5	95.4	132.6	169.9	207.5	244.8
75	1148	65.9	115.6	153.9	192.4	231.1	269.5
80	1100	78.0	129.8	169.0	208.3	247.8	287.0
90	1062	86.6	140.3	180.1	220.0	260.2	300.0
100	1007	96.9	154.0	194.7	235.5	276.6	317.2
135	967	101.8	161.8	203.1	244.5	286.4	327.5

Tabla 2. Presión calculada en el fondo del pozo requerida para producir 15 t/h de vapor constantes a una presión de separación de 9 bara, para el rango considerado de flujo másico y entalpía, para 5 pozos de diferentes profundidades.

Esta correlación lineal es aplicable únicamente cuando el fluido en el yacimiento está en fase líquida. Sin embargo, se utiliza en general en el CGCP aunque se tengan dos fases, lo cual puede ser aceptable siempre y cuando se aplique dentro de un determinado rango, por ejemplo en un rango donde se espera que pueda operar el pozo, resultando riesgoso utilizarla fuera de ese rango.

Se ha observado que para pozos de baja entalpía el IP es mayor que para los de alta entalpía. Esto se debe probablemente a que a entalpías altas, por ejemplo mayores de 1500 kJ/kg, se tienen dos fases en la formación productora, y al tener dos fases el flujo total se ve afectado por la diferencia de movilidad entre la fase líquida y la gaseosa (vapor). La relación de la entalpía con el IP se ajusta con una ecuación; esto permite evaluar de una manera práctica el IP, lo cual a su vez se requiere para calcular las condiciones de presión en el yacimiento. La ecuación ajustada es la siguiente:

$$IP = 10 - 0.003 * E$$

En donde: E = Entalpía [kJ/kg]

IP = Índice de Productividad [t/h/bar]

Considerando el rango de entalpías de la Tabla 1, se obtiene que el rango de IP será entre 2.7 y 7.1 [(t/h)/bar]. Una vez definido el IP, se procede a calcular la presión del yacimiento (P1), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P1 = P2 + Q / IP, \text{ o utilizando otra nomenclatura, se tiene: } Py = Pff + Q / IP$$

Respecto a la entalpía del fluido entre el punto 1 y 2, se considera que en general cuando el flujo másico se mantiene en fase líquida o gaseosa (vapor) durante su recorrido por la formación dentro del radio de influencia del pozo, la entalpía se mantiene constante. Sin embargo, cuando hay dos fases en el yacimiento es posible que durante su recorrido en la zona de influencia del pozo la fracción de vapor del fluido aumente o disminuya, dependiendo de varios factores y de las permeabilidades relativas. En este caso, para simplificar los cálculos, se considerará que la entalpía del punto 1 será la misma que en el punto 2, por lo que entonces la única diferencia en las condiciones entre el punto 1 y 2 será la presión.

Como resultado, aplicando las consideraciones anteriores se logra obtener las condiciones mínimas de presión del yacimiento para el rango de entalpías y para el rango de terminaciones de pozos considerado, tal como se muestra en la Tabla 3.

Flujo másico [t/h]	Ent. [kJ/kg]	Presión del yacimiento [bar]					
		1000 [m]	1500 [m]	2000 [m]	2500 [m]	3000 [m]	3500 [m]
18	2433	31.3	33.1	35.0	37.0	39.3	41.3
21	2191	32.2	34.9	37.8	40.9	44.3	47.6
25	1959	33.9	37.8	42.0	46.5	51.7	56.9
30	1757	36.4	41.7	47.6	54.2	61.8	69.8
35	1612	39.0	45.8	53.8	62.9	74.0	87.9
40	1503	41.8	50.4	61.4	74.8	90.1	109.9
45	1418	44.8	56.0	70.3	88.3	112.4	146.8
50	1351	48.0	62.2	80.9	110.8	145.5	180.2
55	1295	51.9	69.5	99.6	135.4	171.2	207.0
65	1210	60.7	95.4	132.6	169.9	207.5	244.8
75	1148	77.3	115.6	153.9	192.4	231.1	269.5
80	1100	90.7	129.8	169.0	208.3	247.8	287.0
90	1062	100.5	140.3	180.1	220.0	260.2	300.0
100	1007	113.4	154.0	194.7	235.5	276.6	317.2
135	967	120.9	161.8	203.1	244.5	286.4	327.5

Tabla 3. Presiones del yacimiento mínimas necesarias para producir 15 t/h de vapor constantes para un rango de entalpías y terminaciones de pozos con profundidad de 1000 a 3500 m.

La gráfica de la presión y entalpía mínimas requeridas para producir 15 t/h de vapor, para cada una de las seis terminaciones de pozo consideradas, se muestra en la Figura 4. En ella se puede observar que las condiciones termodinámicas de abandono para un pozo de mayor profundidad son más altas que para un pozo somero. Lo anterior concuerda con lo observado en el CGCP, en el sentido que sólo en el área de CP-I, en donde los pozos son más someros, se ha logrado tener pozos en operación con entalpía incluso menor a las 1000 kJ/kg, mientras que en las zonas profundas de CP-II y CP-III los pozos profundos de menor entalpía siempre están por arriba de los 1200 kJ/kg.

6. Factores adicionales que pueden afectar la producción

Hasta aquí se han calculado las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor. Sin embargo, debido a que existen algunos otros factores que afectan negativamente la producción de vapor, es posible que aun teniendo condiciones termodinámicas en el yacimiento por arriba de las mínimas, un pozo perforado en la zona oriental del CGCP no logre fluir o que el vapor que produce esté muy por debajo de las expectativas calculadas, aunque se hayan alcanzado la temperatura y presión de yacimiento estimadas. Algunas de las causas más comunes para que eso ocurra se presentan a continuación:

- Baja permeabilidad de la zona.
- Problemas de incrustación en la zona permeable o en el mismo pozo.

- Problemas por recarga dominante de menor temperatura. Es posible que las mediciones de presión y temperatura en el pozo bajo condiciones estáticas resulten conforme a lo estimado, pero que al fluir el pozo induzca recarga de fluidos de menor temperatura. Por ello, los registros de fondo con el pozo fluyendo registrarán temperaturas menores, quizás lo suficiente para que el pozo deje de producir.

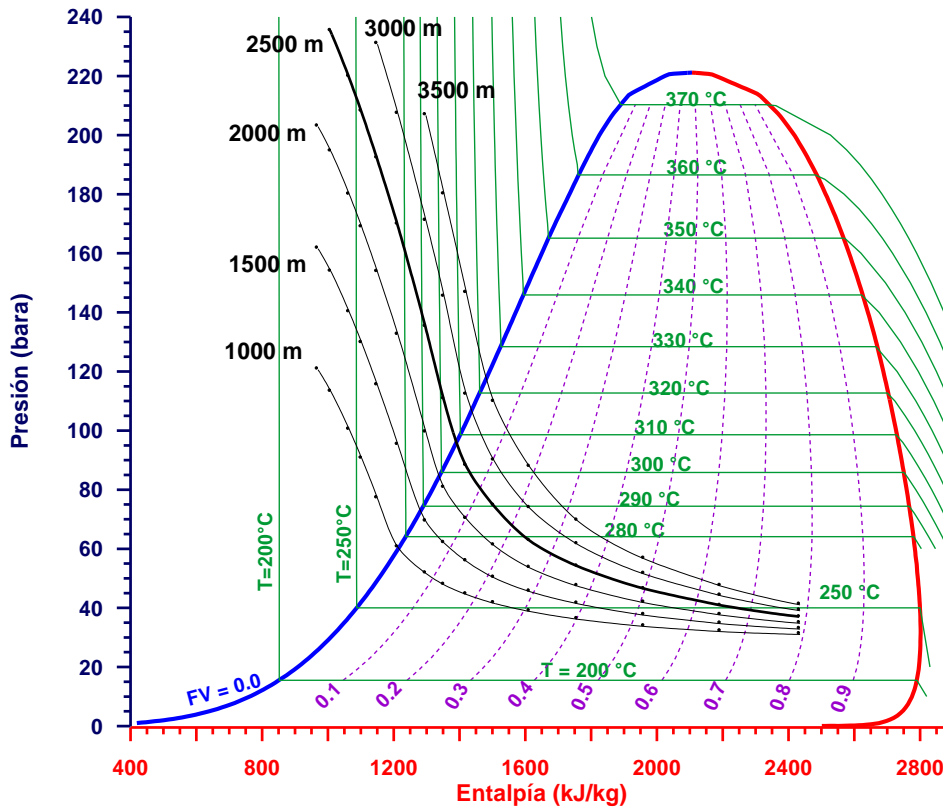


Fig. 4. Presión y entalpía mínimas requeridas para producir 15 t/h de vapor, considerando 6 terminaciones de pozos, dentro del diagrama de entalpía-presión.

También es posible que estratos profundos del yacimiento presenten condiciones de presión y temperatura suficientes para la explotación, pero que se decida no explotar esa zona o abandonarla temporalmente, cuando exista un alto riesgo de que el pozo haya sido mal construido o de que la zona productora pueda ser invadida en corto tiempo por fluidos someros de menor temperatura.

En el CGCP existe una zona denominada informalmente como Zona del Domo, al oriente del área de CP-III, la cual ha sido invadida por fluidos de baja entalpía. Esta invasión es inducida por la despresurización debido a la explotación de esta zona. La presión del yacimiento en la Zona del Domo ha declinado cerca de 100 bar, y aunque los estratos profundos alcancen condiciones de presión y temperatura suficientes para producir vapor, la perforación de pozos para explotar esos estratos profundos es riesgosa. Por lo regular, al perforar zonas altamente despresurizadas se tienen pérdidas totales de circulación (PTC). Al intentar cementar las tuberías del pozo en las zonas altamente despresurizadas y con PTC, el cemento puede perderse en la formación permeable dejando sin cemento el espacio anular entre el agujero y la tubería, lo que permite el descenso de fluidos de menor temperatura desde zonas someras, canalizándose por el espacio anular. Así puede ocurrir una invasión de fluidos de menor temperatura que evitan que el pozo fluya. A este flujo descendente entre estratos permeables se le llama flujo cruzado.

Es igualmente posible que aun cuando las condiciones termodinámicas del yacimiento estén por arriba de las mínimas, en ciertas partes del campo pueda resultar inconveniente su explotación por no contar con infraestructura superficial, como vapoductos y tuberías para deshacerse de la salmuera. Así, puede resultar incosteable la inversión total requerida para explotar esas partes. Por ejemplo, en el área de CP-I, que tiene el

mayor tiempo en explotación y la mayor invasión de fluidos de menor temperatura, hay pozos que podrían ser reparados porque sus condiciones de yacimiento se encuentran ligeramente por arriba de las mínimas para producir vapor. Pero debido a la escasa producción que se espera después de su reparación, del orden de 10 t/h, y a sus cortas expectativas de vida útil, menores de 5 años, se toma la decisión de no invertir en su reparación. En general, las expectativas para un pozo nuevo o reparado la zona occidental del sector CP-I son bajas, debido a que la recarga dominante ahí es líquido de baja temperatura, que es la única disponible en esa zona.

7. Conclusiones

Las condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor, como la entalpía y presión, dependen de varios factores, como la profundidad a la que se encuentren los estratos productores. Entre más profundo se encuentre el recurso geotérmico, las condiciones termodinámicas del fluido tienen que ser mayores respecto a los estratos someros. Por ejemplo, a profundidades de 2500 m con entalpía de 1200 kJ/kg y presión de yacimiento de 110 bars, la explotación resulta imposible, según los cálculos aquí presentados. Sin embargo, si esas mismas condiciones se encontraran a una profundidad 1500 m, entonces sí sería posible explotar ese recurso con un pozo que fluiría por sí mismo (pozo artesiano).

El presente estudio muestra lo determinante que resulta ser la entalpía del fluido en la producción de vapor, por su relación con la caída de presión en flujo vertical y con la fracción de vapor de la mezcla producida. Comprender la relación de la entalpía y de la presión del yacimiento con la producción de vapor, así como entender la evolución de estas propiedades observada en el yacimiento, permite identificar las principales causas del abatimiento en la producción de vapor. Por ejemplo, en la zona oeste del CGCP la principal causa ha sido el abatimiento de la entalpía más que el de la presión del yacimiento. Así mismo, se puede comprender el porqué de las altas producciones de vapor hacia la zona oriental del campo, donde a pesar de que la presión del yacimiento ha disminuido entre 80 y 100 bars, la producción de vapor se ha mantenido debido a la estabilidad o incluso al incremento de la entalpía en algunas zonas.

Para definir una política de explotación adecuada, se debe tener presente la evolución del yacimiento, particularmente la tendencia de la entalpía y la presión para cada zona del yacimiento, y determinar así qué tan cerca está cada zona de alcanzar las condiciones termodinámicas mínimas para producir vapor y tomar las medidas más convenientes.

Por otro lado, es posible que en ciertas zonas el yacimiento presente condiciones por arriba de las mínimas necesarias para producir vapor. Pero debe tenerse presente que hay otros factores que pueden afectar negativamente la producción, como la baja permeabilidad, problemas durante la construcción del pozo o el tipo de recarga dominante que se induzca cuando se explote el pozo, además de la infraestructura disponible en superficie para el aprovechamiento y manejo del fluido. Todas esas consideraciones deben ser tomadas en cuenta al momento de hacer el estudio técnico-económico para determinar la rentabilidad de las inversiones para la explotación del recurso.

Referencias:

Brennan, A.W., and A. Wattson, 1987. Use of the ESDU compilation of two-phase for correlations for the prediction of well discharge characteristics. *Proceedings of 9th NZ Geothermal Workshop*, pp. 146-151.