

Modelo de costeo de pozos geotérmicos aplicado para el caso del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Jaime M.E. Vaca Serrano

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Alejandro Volta 655, Col. Electricistas, Morelia, Mich. Correo: jaime.vaca@cfe.gob.mx

Resumen

Un proyecto de perforación de pozos geotérmicos puede definirse como una secuencia o sucesión de planes para obtener vapor o fluidos geotérmicos destinados a satisfacer una demanda previamente determinada, que se emplearán principalmente para generar energía eléctrica, bajo las mejores condiciones para obtener un pago. Este trabajo presenta un modelo de costeo para nueve pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, que fueron perforados entre 2005 y 2006 como parte del suministro de vapor para las plantas generadoras que operan en este campo. El modelo de costeo se basa en el costo por pozo, la producción inicial de vapor, la declinación anual de vapor, los intereses de las obras de perforación y el punto de equilibrio para cada pozo. Los resultados permiten conocer el costo de la tonelada de vapor y el precio de venta para determinar la tasa de descuento y el tiempo de retorno de la inversión.

Palabras clave: Cerro Prieto, costos, perforación de pozos, punto de equilibrio.

Cost model for geothermal wells applied to the Cerro Prieto geothermal field case, BC

Abstract

A project for drilling geothermal wells to produce electrical energy can be defined as a sequence of plans to get steam or geothermal fluids to satisfy a previously known demand, and, under the best possible conditions, to obtain payment. This paper presents a cost model for nine wells drilled at the Cerro Prieto geothermal field in 2005 and 2006 to supply steam to the power plants operating in the field. The cost model is based on the well cost, the initial steam production, the annual decline of steam, the drilling schedule and the break-even point for each well. The model shows the cost of steam by the ton and the sale price needed to determine the discount rate and the investment return time.

Keywords: Cerro Prieto, costs, well drilling, break-even point.

1. Introducción

En México todos los campos geotérmicos en explotación son operados y administrados por el gobierno federal a través de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Los proyectos de extracción y suministro de vapor endógeno tienen como objetivo principal producir electricidad a partir del aprovechamiento de los recursos geotérmicos (vapor y/o agua caliente) y administrar los recursos necesarios para la extracción, manejo y acondicionamiento del vapor geotérmico en los complejos de generación geotermoeléctrica. Alrededor de un 80% del presupuesto anual de

gasto corriente en los campos geotérmicos en explotación se aplica en la construcción y mantenimiento de la infraestructura de extracción, conducción y manejo del vapor endógeno existente en cada campo.

Un proyecto de perforación de pozos geotérmicos puede definirse como una secuencia de planes para obtener vapor o fluidos geotérmicos destinados a satisfacer una demanda previamente determinada, que se emplearán principalmente para generar energía eléctrica, bajo las mejores condiciones para obtener un pago. Este trabajo presenta un modelo de costeo para nueve pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, que fueron perforados entre 2005 y 2006 a fin de contribuir al suministro de vapor para las plantas generadoras que operan en este campo.

La incorporación de proyectos de Obra Pública Financiada (OPF) en los esquemas de contratación ha acentuado la necesidad de que las áreas técnicas de ingeniería conozcan y dominen la formulación y evaluación de proyectos de inversión, a efecto de cumplir con la normatividad actual en materia de obra pública en México. En este ámbito, el costeo de los proyectos de perforación de pozos constituye una parte esencial en el análisis.

Un modelo de costeo de proyectos para pozos geotérmicos permite identificar las variables más importantes en un proceso de extracción y suministro de vapor endógeno, tanto técnico-operativas como económico-financieras. También ayuda a dirigir los esfuerzos del personal en una sola dirección: el cumplimiento de los objetivos que definen el quehacer de la empresa.

La adopción de un modelo de costeo como el que se presenta permitiría ampliar la participación de cada una de las áreas que conforman la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, en un sentido objetivo, identificando los elementos del proceso de suministro de vapor que tienen que ser atendidos de manera anticipada. También permitiría establecer una evaluación del desempeño de la organización referenciada a los costos del proceso, así como enriquecer el cálculo de los costos unitarios del vapor y precios de venta para determinar la tasa de descuento y el tiempo de retorno de la inversión.

2. Antecedentes

Cerro Prieto es el principal campo geotérmico de México y el segundo mayor del mundo. Está localizado en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, a 30 km al suroeste de la ciudad de Mexicali, en la porción noroeste del estado de Baja California. El potencial geotérmico de Cerro Prieto empezó a apreciarse desde 1852, año en el cual ocurrió un terremoto en Yuma y en el Valle de Mexicali (Vaca, 2004). Las actividades de exploración empezaron en 1958 en una zona de intensa actividad térmica, cercana al volcán de Cerro Prieto. Los resultados de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos llevaron a la construcción de tres pozos someros, a 750 m de profundidad cada uno, uno de los cuales resultó ser productor de agua y vapor de baja entalpía. En 1964 se perforaron cuatro pozos exploratorios con resultados satisfactorios y temperaturas del orden de 300° C, medidos en un buen estrato de producción de vapor. Esto permitió la perforación de 14 pozos más en 1967 para instalar las dos primeras unidades de generación, en lo que hoy se conoce como Cerro Prieto I, que empezaron a operar comercialmente en 1973 con una capacidad de 75 MW (Quijano-León y Gutiérrez-Negrín, 2003).

La capacidad actual instalada en el campo geotérmico de Cerro Prieto es de 720 MW, integrada por trece unidades de diversos tipos y capacidades nominales (Tabla 1). Con datos del año 2004, la demanda total real de vapor de esas unidades era del orden de 6 mil toneladas por hora (t/h), la cual resulta bastante superior a su demanda nominal original (RGCP, 2004).

En el año 2006 la producción anual de vapor fue de 51.4 millones de toneladas, equivalente a un promedio de 6073 t/h (Gutiérrez-Negrín, 2007). Sin embargo, la producción de los pozos declina anualmente un promedio de 17%, lo que representa una merma del orden de 1000 t/h de vapor al año, debido principalmente al deterioro en las condiciones de operación de los pozos (GPG, 2007).

Para coadyuvar al cumplimiento del programa de suministro de vapor correspondiente a los años de 2004, 2005 y 2006, se llevó a cabo un contrato de OPF para construcción de infraestructura de extracción y manejo de vapor endógeno para 30 pozos productores. Este contrato empezó en 2004 y terminó en diciembre de 2006.

ÁREA	UNIDAD NÚMERO	CAPACIDAD (MW)	MARCA	TIPO	DEMANDA NOMINAL DE VAPOR (t/h)	DEMANDA REAL DE VAPOR (t/h)	CONSUMO ESPECÍFICO (t/MWh)
CP1	1	37,5	Toshiba	Condensación	334,5	366,7	9,78
	2	37,5	Toshiba	Condensación	334,5	359,3	9,58
	3	37,5	Toshiba	Condensación	334,5	366,9	9,78
	4	37,5	Toshiba	Condensación	334,5	327,9	8,74
	5	30,0	Mitsubishi	Condensación	285,6	412,2	13,74
CP2	6	110,0	Toshiba	Condensación	774,4	826,8	7,52
	7	110,0	Toshiba	Condensación	774,4	856,3	7,78
CP3	8	110,0	Toshiba	Condensación	774,4	938,2	8,53
	9	110,0	Toshiba	Condensación	774,4	839,4	7,63
CP4	10	25,0	Mitsubishi	Condensación	168,5	173,4	6,94
	11	25,0	Mitsubishi	Condensación	168,5	181,9	7,27
	12	25,0	Mitsubishi	Condensación	168,5	181,7	7,27
	13	25,0	Mitsubishi	Condensación	168,5	177,6	7,10
		720,0	TOTAL		5 395,2	6 008,2	

Datos para el año 2004, de acuerdo con RGCP (2004).

Tabla 1. Capacidad instalada y consumo de vapor de las unidades de Cerro Prieto

En este modelo de contratación, la CFE, a través de la GPG, proporciona la ingeniería de perforación, la ingeniería básica para la infraestructura de manejo de vapor, supervisa los trabajos y paga el precio de cada pozo, de acuerdo con los precios presentados en la oferta ganadora a través de la adquisición de una deuda.

3. Recopilación de datos y consideraciones iniciales

Con la finalidad de determinar la validez del modelo de costeo, se tomó en cuenta la información correspondiente a nueve de los pozos que se perforaron mediante el contrato de OPF mencionado. Estos pozos se pagaron a precios de julio de 2006, periodo en el cual se llevó a cabo el modelo.

En la Tabla 2 se presentan las características principales de esos nueve pozos, que fueron todos de tipo vertical, incluyendo su profundidad total, la profundidad de la cima de la unidad litológica denominada Lutita Gris, la profundidad de la Zona de Sílice y Epidota, así como la profundidad del intervalo productor. La cima de la unidad de la Lutita Gris es muy importante en Cerro Prieto, ya que es en esta unidad en la que se encuentran los fluidos geotérmicos, mientras que la llamada Zona de Sílice y Epidota (ZSE) es un indicador mineralógico del yacimiento (Lira, 2005).

Después de concluidos los pozos, se obtuvieron los costos (en dólares americanos corrientes) que se presentan en la Tabla 3, preparada con los datos de los pagos realizados (Vaca Serrano, 2006).

Pozo	Profundidad total (m)	Profundidad de la cima de:		Zona productora	
		Lutita Gris (m)	ZSE (m)	Cima (m)	Fondo (m)
401	2,700	1,720	2,530	2,399	2,700
321	2,800	1,620	2,450	2,500	2,800
315	2,850	1,700	2,450	2,450	2,850
417	2,700	1,830	2,400	2,400	2,700
314	2,750	1,720	2,380	2,350	2,750
411	2,750	1,780	2,670	2,414	2,750
402	2,650	1,730	2,670	2,350	2,650
316	2,750	1,670	2,480	2,450	2,750
318	2,650	1,570	2,320	2,350	2,650

Tabla 2. Datos técnicos de nueve pozos perforados en Cerro Prieto

A partir de los datos de la Tabla 3, puede calcularse el costo unitario total por metro perforado, dividiendo el costo total de perforación, incluyendo los incrementos debido al acero, por el total de metros perforados. Se obtiene así un costo unitario

promedio de 998.2 dólares por metro. Adicionalmente, si se considera que la profundidad promedio de esos nueve pozos es de 2,733.33 metros, el costo de perforación promedio para cada pozo fue de 2 millones 728 mil 402 dólares americanos.

Pozo	Profundidad total (m)	Costo de Perforación	Costo adicional por aumento de acero	Costo total de perforación	Costo de instalaciones superficiales y vaporductos	Costo total
401	2,700	2,481,050.40	242,093.53	2,723,143.93	643,594.04	3,366,737.97
321	2,800	2,560,321.13	253,426.50	2,813,747.63	554,695.39	3,368,443.02
315	2,850	2,563,787.34	253,387.75	2,817,175.09	554,570.34	3,371,745.43
417	2,700	2,483,732.97	205,808.15	2,689,541.12	935,696.92	3,625,238.04
314	2,750	2,522,586.60	215,448.60	2,738,035.20	786,722.80	3,524,758.00
411	2,750	2,503,936.33	205,598.41	2,709,534.74	970,361.98	3,679,896.72
402	2,650	2,459,409.83	210,747.93	2,670,157.76	948,684.65	3,618,842.41
316	2,750	2,539,400.71	241,583.20	2,780,983.91	344,379.02	3,125,362.93
318	2,650	2,411,314.62	201,980.60	2,613,295.22	1,011,397.24	3,624,692.46
Totales:	24,600	22,525,539.93	2,030,074.67	24,555,614.60	6,750,102.38	31,305,716.98

Tabla 3. Costos de perforación reales (en dólares americanos) de nueve pozos perforados en Cerro Prieto.

Con el dato del costo unitario promedio puede prepararse un gráfico que correlacione la profundidad total del pozo con su costo total en dólares, el cual se presenta en la Fig. 1.

Una vez que los pozos fueron evaluados por la Residencia General de Cerro Prieto, se obtuvo el dato de su producción inicial de vapor (RGCP, comunicación personal, varias fechas). A partir de ese dato, se calculó la producción de vapor de cada pozo para una vida productiva de diez años y considerándose en cada uno una declinación anual del 17%. Se obtuvo así la producción total de vapor esperada en cada pozo, la cual se muestra en la Tabla 4.

Pozo	Producción de vapor	
	Inicial (t/h)	Acumulada en 10 años (t)
401	92	3,782,339
321	53	2,178,956
315	93	3,823,451
417	79	3,258,746
314	82	3,382,496
411	61	2,516,247
402	102	4,221,329
316	85	3,517,774
318	58	2,400,364

Tabla 4. Producción de vapor acumulada en cada pozo para una vida productiva de 10 años y una declinación anual de 17%.

4. Metodología

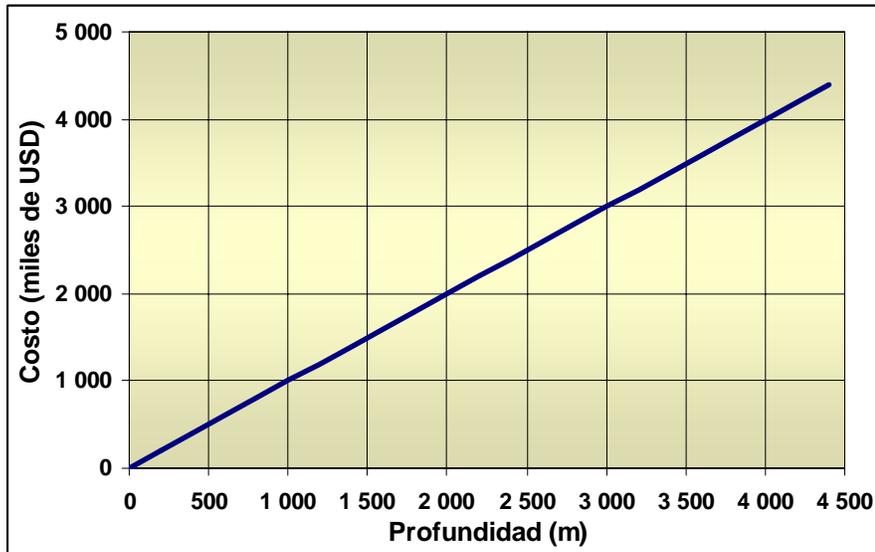


Fig. 1. Costo total de los pozos en función de su profundidad total

Con la información anterior se calculó el programa de crédito para cada pozo, asumiendo las siguientes consideraciones, de acuerdo con las condiciones actuales del mercado de deuda:

- a) Horizonte de 12 años.
- b) Tasa de interés de 5%.
- c) Periodo de 144 meses.

En la Tabla 5 se presenta el costo total obtenido para cada pozo, incluyendo capital e intereses, partiendo del costo total con instalaciones superficiales y vaporductos indicado en Tabla 3. Si este costo total se divide por la

cantidad de vapor que se espera obtener a lo largo de diez años, según se asienta en la Tabla 4, puede obtenerse el costo unitario total de la tonelada de vapor en cada uno de esos nueve pozos, mismo que se reporta en la cuarta columna de la Tabla 5. Puede verse que el costo unitario varía de un mínimo de 1.55 dólares para el pozo 402 a un máximo de 2.79 dólares para el pozo 321, con un costo promedio para esos nueve pozos de 1.94 dólares por tonelada de vapor.

La siguiente etapa en la metodología es obtener el punto de equilibrio, el cual se define como el nivel de producción de bienes o servicios en el cual los costos y los ingresos son iguales. Para ello se asumieron las siguientes consideraciones:

- a) El análisis considera tanto el costo de perforación, como el de las instalaciones superficiales y líneas de vapor de cada pozo.
- b) El análisis considera también el costo de capital e intereses necesarios, tomando el dato que se reporta en la Tabla 5.
- c) El análisis considera la producción inicial real medida en cada pozo, expresada en toneladas por hora, pero también se incluyen producciones estándares de vapor de 30, 45 y 60 t/h.

Para determinar el punto de equilibrio el modelo utiliza una gráfica con la vida productiva útil del pozo en las abscisas y los ingresos en las ordenadas. En la Fig. 2 se presenta la gráfica correspondiente para el primero de los pozos

Pozo	Total de vapor esperado (t)	Costo por pozo (capital + interés) (USD)	Costo por tonelada (USD)
401	3,782,339	6,075,349.19	1.61
321	2,178,956	6,078,425.99	2.79
315	3,823,451	6,084,385.26	1.59
417	3,258,746	6,541,817.98	2.01
314	3,382,496	6,360,499.65	1.88
411	2,516,247	6,640,450.72	2.64
402	4,221,329	6,530,276.93	1.55
316	3,517,774	5,639,782.88	1.60
318	2,400,364	6,540,833.47	2.72
Total	29,081,702	56,491,822.07	1.94

Tabla 5. Costos unitarios de la tonelada de vapor en nueve pozos de Cerro Prieto

considerados, el pozo 401. De acuerdo con ella, para una producción inicial de 92 t/h de vapor, una declinación del 17% y considerando costos de capital más intereses, el tiempo de retorno de la inversión será de tres años. Este es el punto de equilibrio, después del cual toda la producción adicional puede considerarse como ganancia, y se muestra gráficamente en la figura como el punto en el cual se interseca la línea roja, que indica el costo total del pozo (es decir, 6 millones 75 mil 349 dólares, según se ve en la Tabla 5), con la curva correspondiente a las 92 t/h de producción inicial de vapor.

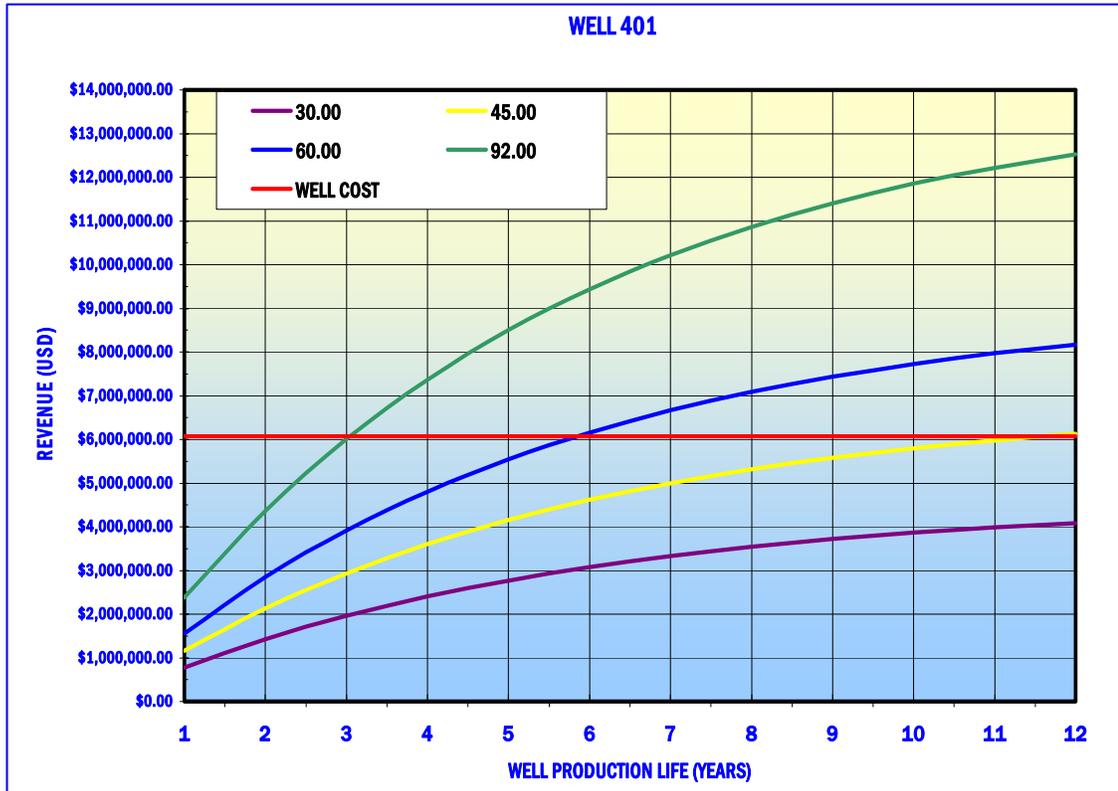


Fig. 2. Punto de equilibrio para el pozo 401.

Como también se observa en la Fig. 2, si la producción inicial del mismo pozo 401 hubiese sido de 60 t/h, el tiempo de retorno de la inversión habría sido de poco menos de 6 años. Para una producción inicial de 45 t/h, el tiempo de retorno es de 11 años, y si la producción inicial fuera de 30 t/h no habría retorno de inversión.

De manera similar se obtuvieron los puntos de equilibrio para cada uno de los nueve pozos considerados en este trabajo, tanto para su producción inicial real como para otras producciones iniciales, incluyendo las estándares mencionadas. Así, a modo de ejemplo, en la Figura 3 se presenta el caso del pozo 321, y en la Fig. 4 el caso del pozo 315. En todos los casos, el punto de equilibrio para cada producción inicial es la intersección de la línea roja con cada una de las curvas que representan a esa producción inicial de vapor, expresada en t/h.

5. Conclusiones y recomendaciones

- Puede asumirse que en todo proyecto de pozos geotérmicos las variables críticas a considerar son las siguientes:

- a) El costo del pozo.
- b) La producción de vapor.
- c) La vida productiva del pozo.
- d) El precio unitario de la tonelada de vapor.

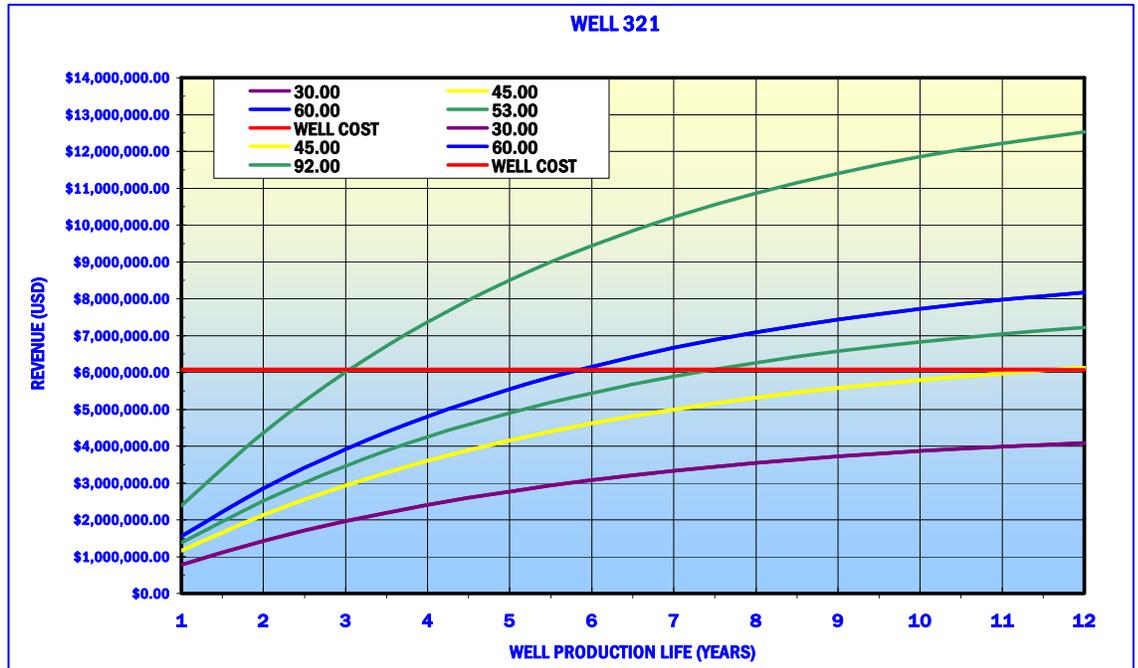


Fig. 3. Punto de equilibrio para el pozo 321

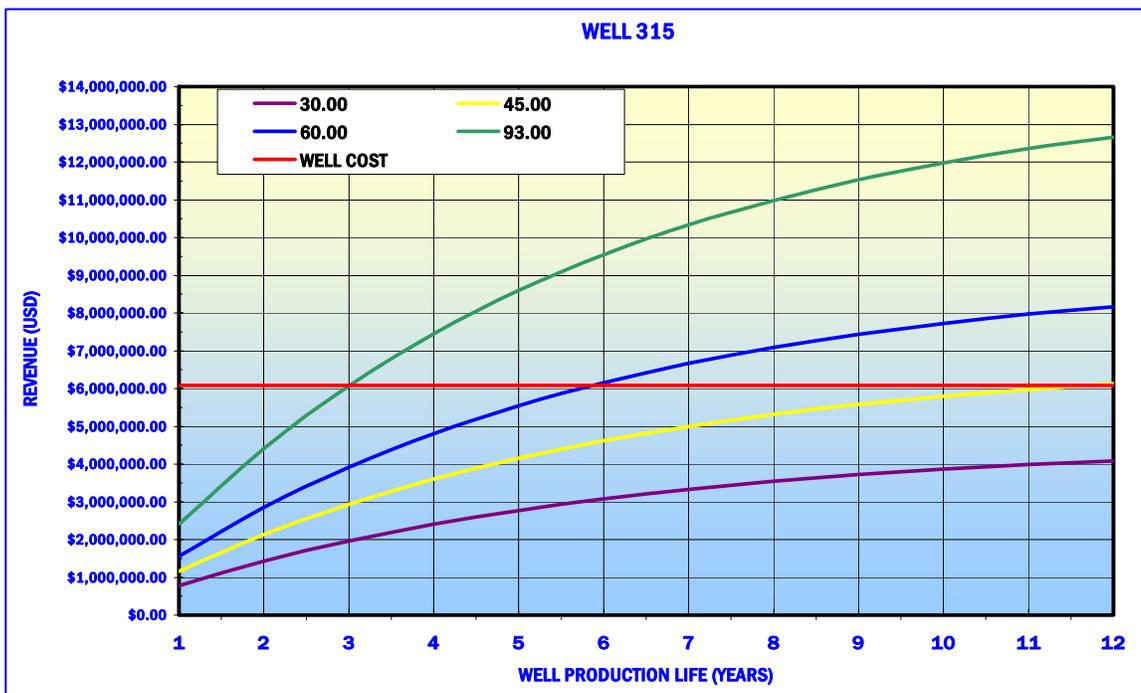


Fig. 4. Punto de equilibrio para el pozo 315

- Conociendo el costo total de la perforación, la producción inicial de vapor y la declinación anual es posible establecer un modelo de costeo y obtener el punto de equilibrio para cada pozo particular.
- Esos resultados permiten obtener el costo de la tonelada de vapor y el precio de venta para determinar el tiempo de retorno de la inversión realizada.
- Puede establecerse una estrategia apropiada durante la perforación de los pozos mediante el equilibrio entre los costos de perforación y la producción de vapor esperada.

- Cualquier decisión en el sentido de incrementar los costos de perforación, debe significar una considerable mejora en la producción de vapor, ya sea en su cantidad o en su continuidad, así como en una mejora en la vida productiva de los pozos.

- Durante la perforación es recomendable identificar los factores negativos que afectan tanto la producción de vapor esperada como la vida productiva del pozo, a fin prevenirlos y resolverlos de manera pertinente, dado que las inversiones ocurren durante la etapa de perforación y no durante la etapa productiva de los pozos.

Referencias

GPG, 2007. Situación actual, actividades y proyectos de la GPG. Informe interno de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, CFE. Inédito.

Gutiérrez Negrín, L.C.A., 2007. 1997-2006: A decade of geothermal power generation in Mexico. Geothermal Resources Council *Transactions*, Vol. 31, pp. 167-171.

Lira Herrera, H., 2005. Actualización del modelo geológico conceptual del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Geotermia*, Vol. 18, No. 1, pp. 37-46.

Quijano-León, J.L., and L.C.A. Gutiérrez-Negrín, 2003. An Unfinished Journey. 30 Years of geothermal-electric generation in Mexico. Geothermal Resources Council *Bulletin*, Vol. 32, No. 5, September-October 2003, pp. 198-205.

RGCP, 2004. Reporte interno de la Residencia General de Cerro Prieto. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Inédito.

Vaca Serrano, Jaime M.E., 2004. Formulación y evaluación del programa de inversiones a mediano plazo para satisfacer la demanda de vapor endógeno a centrales de generación geotermoeléctrica en México. Tesis de Maestría en Administración, Universidad Vasco de Quiroga, Morelia, Mich., México. Inédito.

Vaca Serrano, Jaime M.E., 2006. Informe de Contratos de Perforación. Informe Interno de la Subgerencia de Perforación, GPG, CFE. Inédito.