

Análisis de la declinación de presión del yacimiento geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS

Abraham III Molina Martínez

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich.

Correo: abraham.molina@cfe.gob.mx

Resumen

El campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, se encuentra en el estado de Baja California Sur, 32 km al NW de Santa Rosalía. Se ubica al sur de la sierra El Aguajito y ocupa la porción norte del conjunto volcánico de Las Tres Vírgenes. El primer pozo exploratorio, LV-2, localizado en la zona norte, se perforó en 1986 con pobres resultados, y en 1993 se perforó el pozo LV-3 en la zona sur del campo, el cual posibilitó el desarrollo comercial del campo. A la fecha se han perforado en este campo 11 pozos, cuatro de ellos productores, dos inyectores, dos exploratorios (inyectores de reserva), dos de monitoreo y uno cerrado. Ocho pozos están en la zona sur y el resto en la zona norte. El campo tiene instalada una capacidad de 10 MW con dos unidades a condensación de 5 MW, pero la producción de vapor no ha sido suficiente para que las plantas generen a su capacidad total, aunque la generación ha venido aumentando paulatinamente durante los 13 años que ha estado operando el campo en forma comercial. Actualmente se está perforando el pozo productor LV-10, con el cual se pretende lograr una producción de vapor para que las dos unidades operen al 100%. Por lo tanto, se ha venido evaluando el comportamiento de la presión del yacimiento conforme se ha incrementado la extracción de vapor, para lo cual se utilizó el método llamado Modelo de Parámetros Concentrados (*Lumped Parameter Model*). Los resultados esperados son un pronóstico de la declinación de la presión en un periodo de 20 años para dos escenarios de producción de vapor: uno con 93 kg/s (condiciones actuales) y otro con 110 kg/s (condiciones para operar las dos unidades a su capacidad nominal).

Palabras clave: Ingeniería de yacimientos, evolución del yacimiento, modelado, *Lumped Parameter Model*, producción de vapor, presión de yacimiento.

Analysis of pressure decline in the Las Tres Vírgenes geothermal reservoir, BCS

Abstract

The geothermal field of Las Tres Vírgenes, is located in the state of Baja California Sur, 32 km at NW of Santa Rosalía. It is located south of Sierra El Aguajito and occupies the northern portion of the volcanic complex of Las Tres Vírgenes. The first exploration well, LV-2, located in the north, was drilled in 1986 with poor results, and in 1993 the LV-3 well was drilled in the southern part of the field, which enabled the commercial development of the field. To date 11 wells have drilled in this field, including four producers, two injectors, two exploratory (injectors reserve), two for monitoring and one closed. Eight wells are in the south and the rest in the north. The field has an installed capacity of 10 MW with two condensation units of 5 MW each. The steam production has not been enough for plants to generate at full capacity, although the generation has been gradually increasing over 13 years the field has been operating commercially. It is currently drilling the production well LV-10, which it is expected to produce enough steam for the full operation of the two units. Therefore, it has been evaluated the reservoir pressure behavior with increased steam extraction, for which the method called lumped parameter model was used. The expected results are a forecast of pressure decline over a period of 20 years for two steam production scenarios: one with 93 kg/s (current conditions) and one with 110 kg/s (conditions to operate the two units at nominal capacity).

Keywords: Reservoir engineering, reservoir evolution, modeling, *Lumped Parameter Model*, steam production, reservoir pressure.

1. Características generales de la zona

1.1 Localización

El campo geotérmico de Las Tres Vírgenes está situado en el Estado de Baja California Sur, a 32 km al NW de Santa Rosalía. Fisiográficamente se sitúa al sur de la sierra El Aguajito y en la porción norte del conjunto volcánico de Las Tres Vírgenes. El campo se encuentra a una altitud promedio sobre el nivel del mar de 726 m.

En la actualidad, el campo cuenta con 11 pozos, de los cuales 4 son productores, 2 inyectores y 2 inyectores de reserva, 2 de monitoreo y 1 es un pozo cerrado (Figura 1). El campo cuenta con 2 unidades generadoras a condensación de 5 MW cada una.

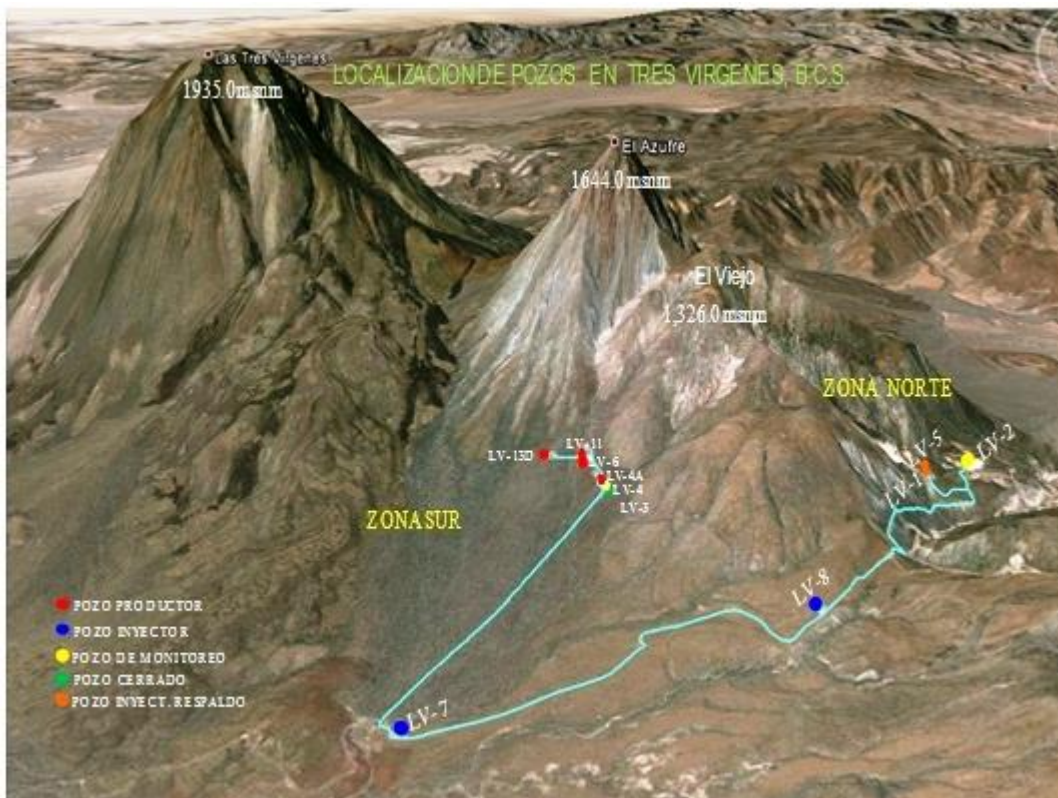


Figura 1. Localización de pozos en el Campo Geotérmico de Las Tres Vírgenes.

1.2 Marco conceptual

El campo geotérmico ha estado bajo explotación durante 13 años, periodo en el que se ha observado una disminución de la presión del yacimiento. A pesar de que el recurso geotérmico es renovable y sostenible es preciso hallar un equilibrio en donde la extracción de energía sea por lo menos igual o menor que el tiempo que el sistema necesita para su recuperación.

Sin embargo, la cantidad de almacenamiento de energía en el sistema geotérmico no se sabe a priori, por lo que son necesarios necesitamos métodos o técnicas para estimar su potencial, como métodos

volumétricos, modelos analíticos simples, modelos de parámetros concentrados, modelos numéricos más detallados, etc. Este trabajo se basa en las mediciones de presión estática del yacimiento y datos de producción. Prácticamente vamos a calcular algunas propiedades del yacimiento y la variación de la presión en el tiempo con diferentes escenarios de producción en un periodo de 20 años utilizando el modelo de parámetros concentrados (lumped parameter modelling).

2. Modelo de parámetros concentrados

2.1 General

Una de las principales herramientas para la administración eficiente de un campo geotérmico es el modelado. Su objetivo es estudiar el comportamiento de un fenómeno, en nuestro caso, el sistema geotérmico y obtener sus propiedades en el estado natural y durante su vida útil. Una vez que el sistema ha sido modelado, se utiliza el modelo para predecir el comportamiento con los diferentes escenarios de explotación futura y con esas acciones se puede elegir la mejor opción para el aprovechamiento de la energía geotérmica, así como estimar el potencial de producción del sistema.

Hay diferentes técnicas que se emplean para modelar los sistemas geotérmicos y que actualmente son utilizados por la comunidad científica. Estas aproximaciones implican el desarrollado de un modelo matemático que simula la mayor parte de las propiedades físico-químicas y termodinámicas del sistema geotérmico involucrado. Estos pueden ser simples modelos analíticos o detallados modelos numéricos (Axelsson et al., 2005). El método más conveniente, para un estudio de modelado en particular, está determinado por los datos disponibles, así como por los objetivos del estudio. En situaciones en las que los fondos disponibles, los datos de campo y el tiempo son limitados, la modelación detallada puede no ser factible. Modelos como Lumpfit son en estos casos una alternativa viable (Axelsson, 1989).

En este artículo vamos a utilizar el modelo de parámetros concentrados, que es una técnica eficaz que se ha utilizado con éxito en diferentes sistemas geotérmicos (China, Turquía, Europa Oriental, América Central y las Filipinas). Se centra en la respuesta de la presión del yacimiento en términos de su producción. Este método aborda el problema de la simulación como un problema inverso. Se ajustan automáticamente las funciones de análisis de las respuestas de los modelos Lumpfit a los datos observados mediante el uso de una técnica iterativa no lineal de mínimos cuadrados para estimar los parámetros del modelo (Axelsson, 1989). Se presenta brevemente el marco teórico de este método, hay más detalles en Bodvarsson y Axelsson (1986) y Axelsson (1985).

2.2 Teoría

El método se basa en la historia de la producción total de un sistema geotérmico y se utiliza para simular la historia de declinación de la presión disponible (o nivel de agua), de preferencia a partir de un pozo de observación situado en el centro del yacimiento. El objetivo es terminar con dos modelos, uno abierto y otro cerrado, que simulan los datos con precisión. Los resultados del modelo abierto y cerrado son los extremos optimista y pesimista respectivamente del método Lumpfit. Es probable que el comportamiento real de la presión de un yacimiento se encuentra entre estas dos respuestas simuladas (Rezvani-Khalilabad y Axelsson, 2008).

Los principales componentes básicos de los modelos Lumpfit son un tanque (condensador) κ que simula el almacenamiento en un yacimiento y una resistencia (conductor) σ que simula la resistencia al flujo en el yacimiento, controlado por la permeabilidad de las rocas. El parámetro κ manifiesta el

mecanismo de almacenamiento que es controlado por la compresibilidad de líquidos/formación o la movilidad de la superficie y responde a una carga de masa m de líquido con el aumento de la presión $p = m/\kappa$, y el parámetro σ controla la conductancia de masa entre los tanques. En un modelo de tanque abierto la transferencia de $q = \sigma \Delta p$ está dada en unidades de masa líquida por unidad de tiempo, en el diferencial presión impuesto Δp .

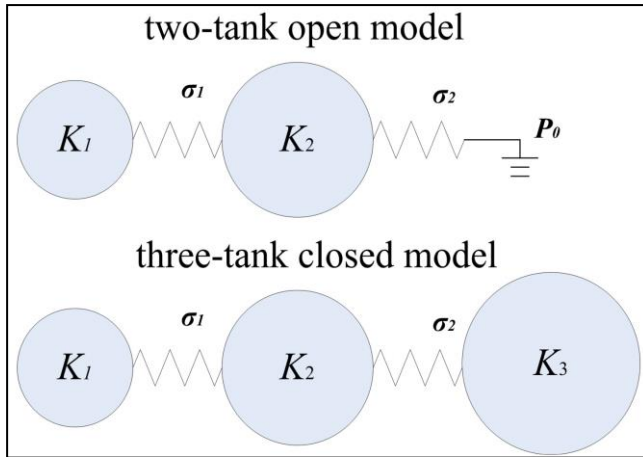


Figura 2. Modelo general lumpfit que se utiliza para simular el nivel del agua o los cambios de presión en los sistemas geotérmicos (Axelsson, 1989).

En general, los modelos Lumpfit consisten en una serie de tanques y resistencias que simulan la capacidad de almacenamiento de las distintas partes de un sistema geotérmico. En la práctica la mayoría de los yacimientos pueden ser modelados con dos o tres tanques en cualquiera de los dos modos, modelo abierto o modelo cerrado. Los modelos abiertos están conectados por una resistencia a un yacimiento imaginario infinitamente grande, que mantiene una presión constante, a diferencia de los modelos cerrados que están aislados de cualquier yacimiento externo (ver Figura 2). Como ejemplo, el primer tanque en el modelo puede ser considerado como la simulación de la parte interna (la producción) de un yacimiento geotérmico, la segunda puede ser la parte exterior del reservorio y el tercer tanque simula tanto las

partes más profundas del yacimiento como la superposición de sistemas de aguas subterráneas (Axelsson, 1989).

Por lo tanto, en una red general de modelos Lumpfit, las ecuaciones básicas de la conservación de masa y flujo de masa son las siguientes, respectivamente:

$$\kappa_i \frac{dp_i}{dt} = \sum_{j=1}^N q_{ij} - \sigma_i(p_i - p_0) - Q_i \quad (1)$$

$$q_{ij} = \sigma_{ij}(p_j - p_i) \quad (2)$$

Donde N es el número de tanques, κ_i es la capacidad de masa en el i –ésimo tanque, Q_i es la producción del i –ésimo tanque, p_i es la presión del i –ésimo tanque, q_{ij} es el flujo de masa del j –ésimo tanque al i –ésimo tanque y σ_{ij} es la resistencia del flujo del j –ésimo tanque al i –ésimo tanque; además, los condensadores están conectados en serie de hasta $N(N-1)/2$ resistencias y la conductancia de un mismo elemento de sí mismo es igual a cero (σ_{ii}).

Ahora las soluciones generales de los modelos Lumpfit son dos, una para modelos abiertos de N tanques y otra para modelos cerrados de $N-1$ tanques respectivamente.

$$p(t_i) = p(t_0) - \sum_{j=1}^N Q(t_i) \frac{A_j}{L_j} [1 - e^{-L_j t_i}] \quad (3)$$

$$p(t_i) = p(t_0) - \sum_{j=1}^{N-1} Q(t_i) \frac{A_j}{L_j} [1 - e^{-L_j t}] - QBt \quad (4)$$

Los coeficientes A_j , L_j y B son funciones de los coeficientes de almacenamiento de los tanques (κ_i) y de los coeficientes de conductancia de las resistencias (σ_i) del modelo. Y pueden ser estimados por el programa Lumpfit (incluido en el paquete ICEBOX), que como se mencionó antes aborda el problema de la simulación como un problema inverso, que ajustará automáticamente las respuestas de las funciones analíticas de los modelos Lumpfit a los datos observados mediante el uso de una técnica iterativa no lineal de mínimos cuadrados para estimar los parámetros del modelo (Axelsson, 1989).

Hay una metodología descrita por Axelsson et al. (2005) que se aplica durante el modelado Lumpfit en Islandia. Aquí resumimos algunos de los pasos a seguir para encontrar los mejores parámetros de ajuste para un modelo específico, que podrían encajar mejor con los datos observados. En primer lugar, se comienza con un modelo de un tanque cerrado, para luego pasar a un modelo de un tanque abierto. Después de eso, un modelo de dos tanques cerrados y se sigue con un modelo de dos tanques abiertos. Cada modelo previo dará sugerencias sobre las estimaciones iniciales de los coeficientes del modelo siguiente, que es más complejo. Así se continúa paso a paso hasta llegar a un modelo de tres tanques abiertos, que es el modelo más complicado permitido por el programa, pero que a menudo es suficiente para la mayoría de los sistemas (Gaoxuan, 2008).

Una vez obtenidos los valores del coeficiente de almacenamiento κ y los coeficientes de conductividad σ que el programa Lumpfit calcula, se pueden estimar algunas propiedades del yacimiento como el volumen y la permeabilidad.

El volumen se calcula con el parámetro κ que a su vez depende de dos mecanismos de almacenamiento. En primer lugar el almacenamiento es controlado por la compresibilidad de líquidos/formación descrita por la ecuación (5) y en segundo lugar el almacenamiento está controlado por la movilidad de la superficie libre que se describe por la ecuación (6). Estas ecuaciones se definen para un sistema de líquido dominante:

$$\kappa = V\rho C_t \quad (5)$$

$$\kappa = A\phi/g \quad (6)$$

Donde V es el volumen del yacimiento (m^3);

ρ es la densidad del líquido (kg/m^3);

C_t es la compresibilidad total del líquido-saturado/formación (Pa^{-1});

A es el área de la superficie (km^2);

ϕ es la porosidad de la formación (adimensional); y

g es la aceleración de la gravedad (m/s^2).

La compresibilidad total del líquido saturado/formación, C_t , puede calcularse con la ecuación 7:

$$C_t = \phi C_w + (1 - \phi) C_r \quad (7)$$

Donde C_w es la compresibilidad del agua (Pa^{-1}); y
 C_r es la compresibilidad de la matriz de la roca (Pa^{-1}).

La permeabilidad se estima con el parámetro σ que depende de la geometría y las estructuras en el yacimiento (ecuación 8):

$$k = \sigma \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) v}{2\pi h}$$

Donde k es la permeabilidad (m^2);
 h es el espesor del yacimiento (m);
 v es la viscosidad cinemática del fluido (m^2/s); y
 r es el radio de los tanques (m).

Los modelos Lumpfit pueden considerarse en general como modelos de parámetros distribuidos o globalizados con una discretización espacial muy ordinaria. El enfoque Lumpfit, sin embargo, aborda el modelado como un problema inverso, que requiere de mucho menos tiempo y de menor intervención del operador que la del modelado directo. Por lo tanto el modelado de yacimientos mediante el uso del programa Lumpfit, es altamente rentable y se ha demostrado que produce resultados precisos muy aceptables (Axelsson et al., 2005).

3. Modelo de presión

Como ya se comentó anteriormente el propósito de los modelos Lumpfit consiste en estimar el potencial de producción de un sistema geotérmico a través de predecir la respuesta de la presión del yacimiento y estimar los efectos de los diferentes escenarios de producción. Por lo tanto, es necesario conocer los datos de presión del yacimiento durante su historia de producción para estudiar el comportamiento de la presión y con ello ajustar un modelo que pueda usarse para pronosticar.

La información de la presión del yacimiento se obtuvo de los registros de presión estáticos de los pozos de la zona sur de Las Tres Vírgenes. Para utilizar esta información se adoptaron los siguientes criterios.

- La elevación a la que se realizará el análisis.
- Se graficaron los registros de temperatura de cada pozo para localizar las zonas permeables.
- Se graficaron los registros de presión de cada pozo para determinar las variaciones en el tiempo.
- Se utilizaron sólo los registros de presión en condiciones estáticas.
- Se escogieron pozos con más y mejores datos de presión.

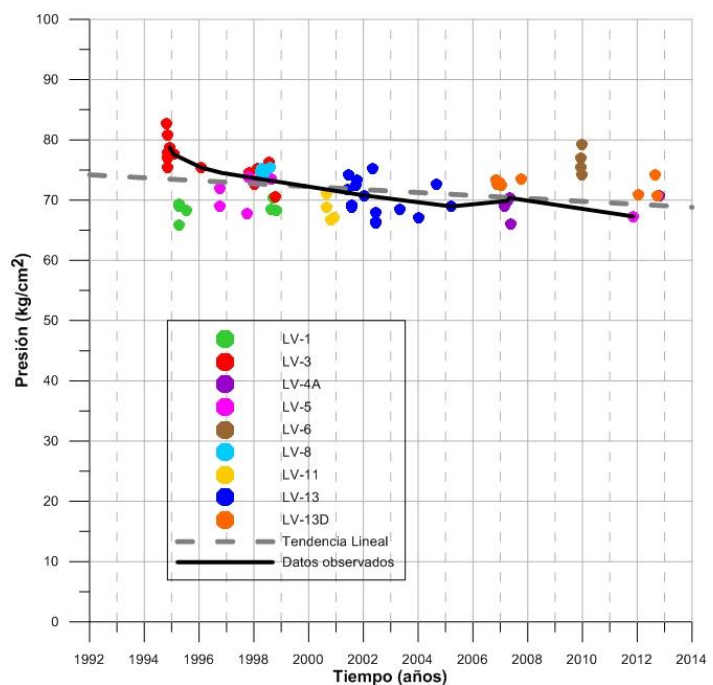


Figura 3.- Mediciones de presión del campo de Las Tres Vírgenes.

Se decidió escoger la elevación de 860 metros bajo el nivel del mar. Una vez que se obtuvieron las mediciones de presión a esa elevación, se correlacionaron con la producción promedio del pozo al momento en que se tomó el registro de presión, debido a que el formato del archivo que utiliza el programa Lumpfit necesita esta información para su ejecución. Cabe mencionar que los datos de presión estaban dispersos y se tuvieron que elegir los datos de presión que seguían una tendencia similar (Figura 3).

4. Producción e inyección

Los datos de producción e inyección fueron adquiridos de la base de datos de Las Tres Vírgenes (GeoData Manager). La información de producción se obtuvo desde finales de 1994 hasta agosto de 2014, y básicamente se sumó la cantidad de vapor y salmuera que produce cada uno de los pozos para obtener la producción total. Esta información se obtuvo para cada mes.

De manera similar se obtuvieron los datos de inyección, pero como esta información estaba en días, fue necesario organizar la información por mes para que coincidiera con la producción. Cabe mencionar que la unidad de los datos estaba en t/h y así se graficaron, pero para el procesamiento de los datos en el modelo se tuvieron que convertir a kg/s. En la Figura 4 se puede ver la producción total del campo de Las Tres Vírgenes en línea continua y con símbolo de cuadrado, la inyección en línea continua y con símbolo de círculo y la presión con símbolo de triángulo.

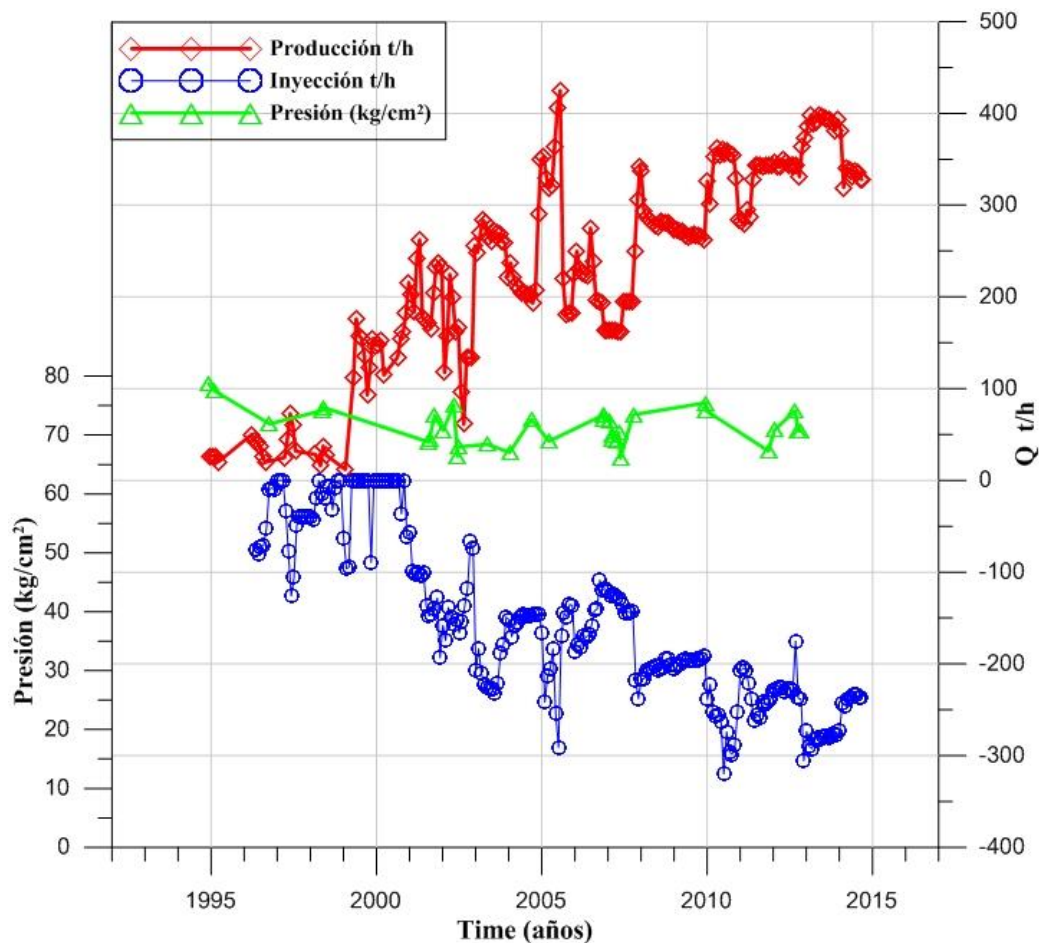


Figura 4. Datos de presión, producción e inyección de Las Tres Vírgenes.

5. Modelo Lumpfit

Mediante el uso de los parámetros Lumpfit (Tabla 1), se pueden estimar las propiedades principales del yacimiento del campo geotérmico Las Tres Vírgenes (Tabla 2). Como se mencionó antes, el almacenamiento en un sistema geotérmico líquido-dominante puede verse afectado por dos tipos de mecanismos de almacenamiento. Si el yacimiento es confinado, el almacenamiento puede ser controlado tanto por la compresibilidad del líquido y de la formación, véase la ecuación (5). En el otro caso, el almacenamiento puede ser controlado por la movilidad de una superficie libre del yacimiento, véase la ecuación (6). En nuestro caso, el yacimiento está confinado. La compresibilidad del agua C_w se estima en $1.12 \times 10^{-9} \text{ (Pa}^{-1}\text{)}$ y la compresibilidad de la matriz de la roca C_r , es de aproximadamente $7.05 \times 10^{-10} \text{ (Pa}^{-1}\text{)}$. La compresibilidad total es de $C_t = 7.47 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$. La densidad 804.5 kg/m^3 y la viscosidad $1.3 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ se tomaron del programa TAFLA (también incluido en el paquete ICEBOX: ver Arason y Björnsson, 1994) en condiciones termodinámicas de 249°C y 7.3 MPa de temperatura y presión, respectivamente. La porosidad se asume para el cálculo en 10%.

Tabla 1. Parámetros del modelo Lumpfit.

MODELO LUMPFIT		
Número de tanques	2	2
Modelo	Cerrado	Abierto
Tipo de Parámetros		
A(1)	0.04742	0.05972
L(1)	0.538106	0.82447
A(2)		0.6312E-3
L(2)		0.2144E-1
B	0.9011E-4	
$\kappa_1 \text{ (ms}^2\text{)}$	554.66	436.62
$\kappa_2 \text{ (ms}^2\text{)}$	291875	43570.6
$\sigma_1 \text{ (ms)}$	0.11305E-3	0.13521E-3
$\sigma_2 \text{ (ms)}$		0.35807E-3
Raíz Cuadrada Media (RMS)	1.33643	1.33357
Desviación estándar	1.63678	1.78917
Coeficiente de determinación	87.737%	87.789%

El volumen del yacimiento para flujo en 2D se puede calcular por la ecuación 9 y el área y permeabilidad para el modelo cerrado con dos tanques se puede calcular con las ecuaciones 10 y 11, respectivamente,

$$\kappa_1 = V_1 \rho C_t ; \quad \kappa_2 = V_2 \rho C_t ; \quad (9)$$

$$R_1 = \sqrt{\frac{V_1}{\pi H}} ; \quad R_2 = \sqrt{\frac{V_1 + V_2}{\pi H}} ; \quad (10)$$

$$r_1 = R_1/2 ; \quad r_2 = R_1 + (R_2 - R_1)/2 ; \quad (11)$$

Tabla 2. Propiedades estimadas por los modelos

Modelo	Propiedades		1er. tanque	2do. tanque	Total
2do. tanque cerrado	Volumen del yacimiento (m ³)	Confinado	9.24E+08	4.86E+11	4.87E+11
	Área (km ²)	Confinado	0.46	243	243.46
	Permeabilidad k (m ²)	Confinado	3.72E+15		
2do. tanque abierto	Volumen del yacimiento (m ³)	Confinado	1.693E+11	5.112E+12	5.281E+12
	Area (km2)	Confinado	84.64	2556.02	2640.67
	Permeabilidad k (m ²)	Confinado	5.56E-15		

6. Predicciones con diferentes escenarios

Basado en la calibración del modelo se hacen predicciones de la respuesta de la presión del yacimiento de los diferentes escenarios de producción con el fin de evaluar el yacimiento y la producción.

Se plantean dos escenarios de producción en un período de tiempo de 20 años, como los que se muestran a continuación:

- Producción promedio de vapor de 96 kg/s durante 20 años.
- Producción promedio de vapor de 110 kg/s durante 20 años.

La Figura 5 muestra dos gráficas con dos modelos en cada una de ellas, representando un modelo cerrado con dos tanques y otro modelo abierto con dos tanques pronosticando el comportamiento de la presión con una producción de 96 kg/s para la primera gráfica y de 110 kg/s para la segunda. Ambos modelos ajustan los datos observados con los datos calculados con un coeficiente de determinación de 87.7%. El modelo abierto representa los escenarios optimistas para las dos producciones durante los 20 años de predicción y el modelo cerrado representa los escenarios pesimistas para las dos producciones durante los 20 años de predicción.

Como se mencionó antes la probable respuesta de la presión del yacimiento se encuentra entre los dos modelos, optimista y pesimista. Los resultados de los dos modelos indican que la respuesta de la presión de las dos diferentes tasas de producción (96 kg/s y 110 kg/s) tiene una diferencia entre ellos de aproximadamente 2 kg/cm² aproximadamente después de los 20 años. Esta diferencia es pequeña debido a que la diferencia de extracción de masa entre los dos esquemas de producción no es significativa.

Por otra parte, podemos ver que la presión para los dos escenarios de producción no se ve afectada para un periodo de 20 años, lo cual significa que el yacimiento de Las Tres Vírgenes es un yacimiento con explotación sostenible.

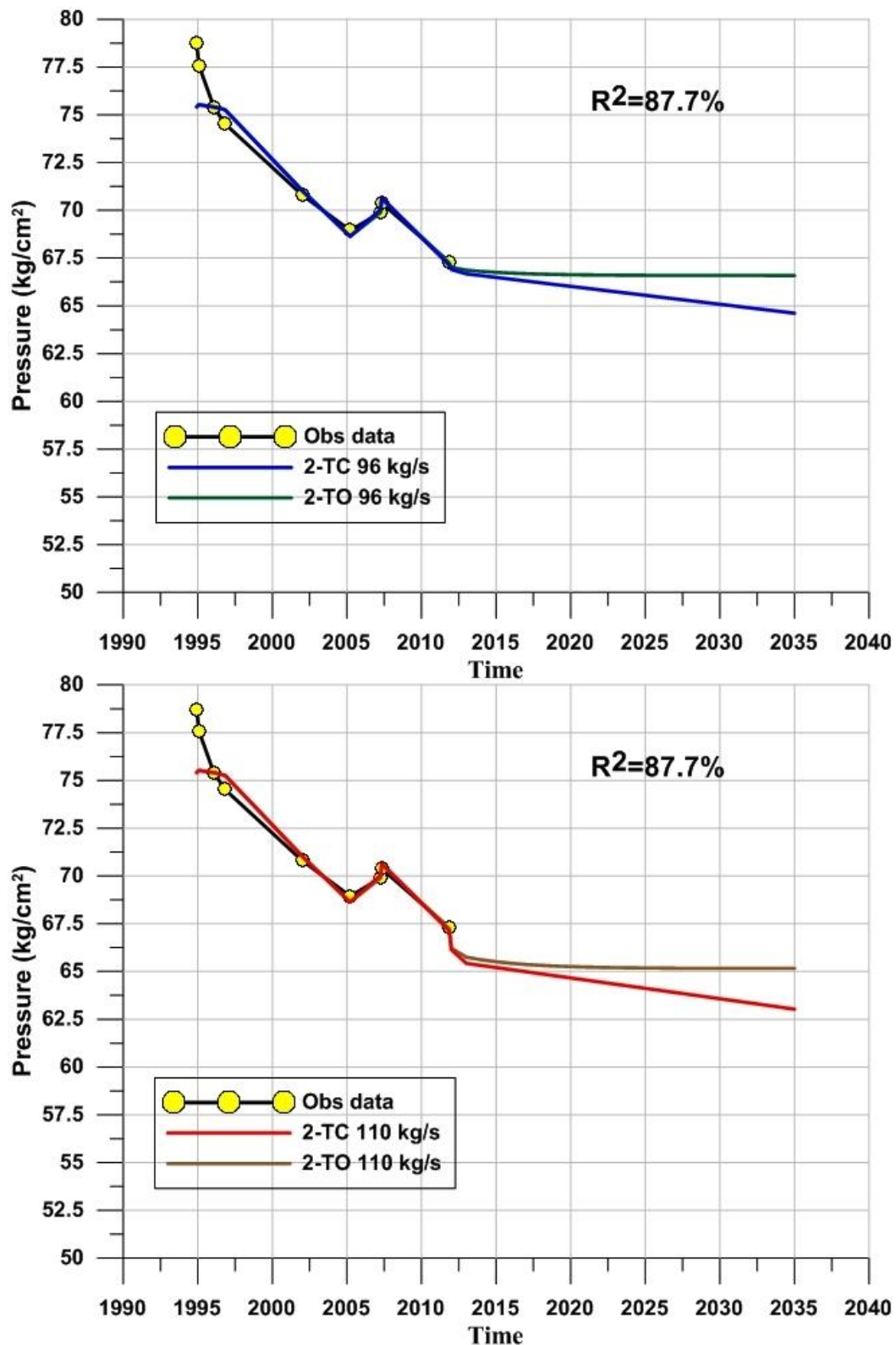


Figura 5. Predicción para el modelo con dos tanques cerrados y para el modelo con dos tanques abiertos.

En la Tabla 3 se pueden ver todos los resultados de los cambios en la presión del yacimiento de los dos escenarios de producción en un período de 20 años. Cabe mencionar que el cambio debe de ser pequeño debido a que la diferencia de extracción del fluido es de solo 14 kg/s.

Tabla 3. Resultado de la presión para los dos escenarios de producción de los dos modelos.

	2TC 96 kg/s	2TO 96 kg/s	2TC 110 kg/s	2TO 110 kg/s	TIEMPO años
Presión (kg/cm ²)	64.62	66.59	63.03	65.16	2034

7. Conclusiones

Las conclusiones obtenidas de la evaluación del yacimiento geotérmico de Las Tres Vírgenes con el modelo de parámetros concentrados son las siguientes:

- Los modelos Lumpfit predicen con un coeficiente de determinación del 87.7% una declinación mínima de la presión para el escenario de producción de 110 kg/s en un período de 20 años, lo cual hace que esta producción sea sostenible.
- Los resultados de los dos modelos indican que la respuesta de la presión del yacimiento ante las dos diferentes tasas de producción modeladas (96 kg/s y 110 kg/s) tiene una diferencia mínima de aproximadamente 2 kg/cm² después de 20 años de producción.
- Se estimó un volumen de 4.87E+11 m³ y una permeabilidad de 3.72 E-15 m² para el modelo cerrado de 2 tanques, y un volumen de 5.28E+12 m³ y una permeabilidad de 5.56E-15 m² para el modelo abierto de dos tanques.

Agradecimientos

El autor agradece a la Gerencia de Proyectos Geotermoelectricos de la CFE, en especial a la MC Magaly Flores Armenta y a la Ing. Lilibeth Morales Alcalá, por su valiosa colaboración para llevar a cabo esta publicación.

Referencias

- Arason, Th., and Björnsson, G., 1994. *ICEBOX* (2nd edition). Orkustofnun, Reykjavík, 38 p.
- Axelsson, G., 1985. *Hydrology and thermomechanics of liquid-dominated hydrothermal systems in Iceland*. Ph. D. Thesis, Oregon State University, Corvallis, Oregon, 291 p. (Inédito)
- Axelsson, G., 1989. Simulation of pressure response data from geothermal reservoir by lumped parameter models. *Proceedings of the 14th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University of California, Stanford, California, pp. 257-263.
- Axelsson, G., Björnsson, G., and Quijano, J., 2005. Reliability of lumped parameter modelling of pressure changes in geothermal reservoirs. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey*, CD, 8 p.
- Bödvarsson, G., and Axelsson, G., 1986. *The analytical framework of the simulation of liquid reservoir response functions by lumped element models*. Oregon State University, 71 p. (Inédito)

- Gaoxuan, G., 2008. Assessment of the Hofsstadir geothermal field, W-Iceland, by Lumped parameter modelling, Monte Carlo simulation and tracer test analysis. Report 18. En: *Geothermal training in Iceland, 2008*. UNU– GTP, Iceland, pp. 247-279.
- GeothermEx, Inc., 2003. *Update of the conceptual and numerical model of the Los Azufres geothermal field Michoacán, México*. Reporte interno preparado para la CFE, 155 p. Inédito.
- Ramírez, G., 2014. *Análisis de la declinación de producción de los pozos, campo geotérmico Las Tres Vírgenes, B.C.S., segundo semestre del 2013*. Comisión Federal de Electricidad (CFE), Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia Las Tres Vírgenes. 19 p. Inédito.
- Rezvani-Khalilabad, M., and Axelsson, G., 2008. Assessment of the Hofsstadir geothermal system in W-Iceland. *Proceedings of the 33th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University of California, Stanford, California, 8 p.
- Valencia, S.B., 1996. *Comportamiento de la presión de yacimiento en el campo geotérmico de Los Azufres*. Comisión Federal de Electricidad (CFE), Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Reporte interno de la CFE, 40 p. Inédito.