



ARTÍCULO ORIGINAL

Aplicación de técnicas para identificar y caracterizar las zonas de alimentación en un yacimiento geotérmico

Ariel Francisco-Hernandez¹, Alfonso Aragón-Aguilar², Wendy Guadalupe Báez-García¹, Jorge Durán-Martínez³, Luis Guillermo Carreto-Hernandez^{1*}

¹Tecnológico Nacional de México, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Prol. Av. Palmira s/n, Col. Palmira, Cuernavaca, 62490, Morelos, México.

²Calle 7-3, Los Tarianes, Jiutepec, Morelos, 62577.

³Universidad Tecnológica de Gutiérrez Zamora, Carretera Gutiérrez Zamora - Boca de Lima km 2.5, 93557, Gutiérrez Zamora, Veracruz, México.

Recepción 15 de noviembre 2024. Aceptación 30 de noviembre de 2024.

PALABRAS CLAVE

Zonas de alimentación,
Yacimientos, Pozos,
Recarga, Diseño de
explotación.

Resumen

La comprensión del flujo de fluidos en los yacimientos geotérmicos es esencial para optimizar la producción y garantizar la sostenibilidad del recurso. Este trabajo aborda la identificación y caracterización de las zonas de alimentación de pozos, con el fin de determinar qué secciones litológicas contribuyen al flujo y reconocer las áreas de recarga. Estas zonas son clave para entender el comportamiento del yacimiento y gestionar su explotación eficientemente. A lo largo de los años, se han utilizado diversas herramientas para caracterizar los yacimientos, las cuales han sido adaptadas a las condiciones cambiantes. Este estudio describe la evolución de dichas herramientas y propone nuevas soluciones. Una de las propuestas es un prototipo que, durante las pruebas de inyección, permite una respuesta de presión más estable, facilitando la interpretación precisa de la presión de yacimiento. Este prototipo está diseñado para resistir altas temperaturas, cumpliendo con los estándares NACE MRO 175. Además, se sugiere el uso de nanoesferas compuestas de oro o platino para determinar la arquitectura estática del yacimiento, mediante ondas electromagnéticas potenciadas que permiten visualizar las zonas de aporte a más de 2000 metros de profundidad.

El análisis de la variabilidad de los datos, como las diferencias de presión observadas en las Unidades 7 y 8, destaca la importancia de gestionar adecuadamente las áreas de mayor rendimiento. Este enfoque optimiza la producción y asegura la sostenibilidad del recurso geotérmico, garantizando su explotación eficiente y respetuosa con el medio ambiente.

KEYWORDS

Feed zones, Reservoir, Wellbore, Recharge, Exploitation design.

Abstract

Understanding fluid flow in geothermal reservoirs is essential for optimizing production and ensuring the sustainability of the resource. This study addresses the identification and characterization of well feed zones to determine which lithological sections contribute to the flow and to recognize recharge areas. These zones are crucial for understanding reservoir behavior and managing its exploitation efficiently. Over the years, different tools have been used to characterize reservoirs, and these tools have been adapted to changing conditions. This research describes the evolution of these tools and proposes new solutions. One of the proposals is a prototype that, during injection testing, allows for a more stable pressure response, facilitating accurate interpretation of reservoir pressure. This prototype is designed to withstand high temperatures, complying with NACE MRO 175 standards. Additionally, the use of gold or platinum composite nanospheres is suggested to determine the static architecture of the reservoir through enhanced electromagnetic waves, enabling visualization of feed zones at depths exceeding 2000 meters.

The analysis of data variability, such as pressure differences observed between Units 7 and 8, highlights the importance of properly managing high-performance areas. This approach optimizes production and ensures the sustainability of the geothermal resource, guaranteeing its efficient and environmentally responsible exploitation.

Introducción

El flujo de fluidos es clave en la extracción de recursos petroleros y geotérmicos, pues las fracturas y fallas en las rocas definen las rutas de migración y acumulación de estos fluidos. En el petróleo, esto permite la acumulación y recuperación del crudo; en geotermia, entender la arquitectura y permeabilidad de fallas en basalto es crucial, ya que estas controlan las vías de flujo y recarga de los yacimientos, facilitando el acceso del recurso energético (Liotta et al., 2020; Liotta et al., 2021).

La identificación de zonas de alimentación en yacimientos se refiere a la caracterización de regiones del subsuelo donde ocurre una interacción activa entre el flujo de fluidos y las formaciones geológicas permeables. Estas zonas permiten el ingreso, recarga o intercambio de fluidos, como agua, vapor o petróleo, hacia el sistema de producción. Generalmente, están asociadas con fracturas, fallas o capas altamente permeables que facilitan tanto el movimiento como el almacenamiento de los fluidos dentro del yacimiento (Axelsson & Gunnlaugsson, 2000; Glynn-Morris, 2001).

Este aspecto ha sido ampliamente estudiado en sistemas petroleros y geotérmicos. Por ejemplo, Castañeda (1981) utilizó gradientes de temperatura y presión en el campo geotérmico Cerro Prieto, combinándolos con tablas de agua para construir curvas ajustadas de presión y densidad. Este enfoque permitió identificar zonas permeables a profundidades específicas mediante la integración de datos termodinámicos, logrando una caracterización precisa de las rutas de flujo. Por otro lado, Buscato (2012) describió la realización del registro de presión, temperatura y flujo (PTS) durante la perforación o al finalizar esta etapa, empleando herramientas de memoria para controlar la temperatura del fondo y la columna hidrostática mediante la inyección de fluidos a

diferentes gastos. Glynn-Morris (2001) analizó el comportamiento dinámico de las zonas de alimentación, destacando la influencia de la diferencia de presión entre estas zonas y la columna de fluido en el pozo, identificando regímenes de flujo que permiten o impiden la entrada de fluidos al pozo. También, otra de las metodologías de caracterización dinámica es el punto pivote. Bjornsson (2004) describió esta técnica como una herramienta para identificar la mejor ubicación de una singular zona de permeabilidad o un punto entre dos zonas permeables. Aunque se relaciona generalmente con la zona de alimentación, su determinación también considera el índice de inyektividad y la entalpía del fluido. La Figura 1, ilustra esta técnica aplicada en un pozo geotérmico en Indonesia.

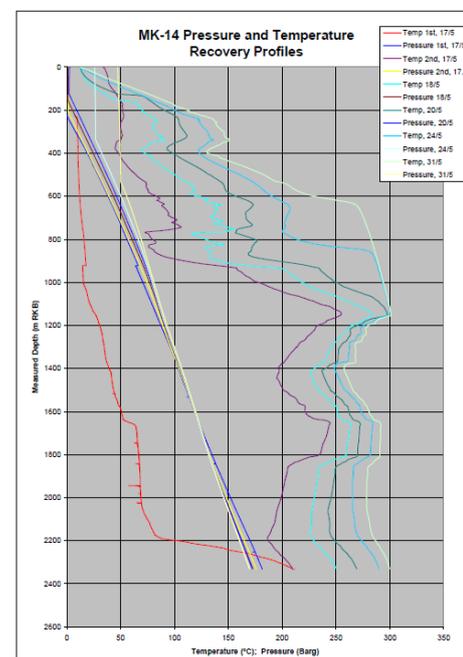


Figura 1. Perfiles de presión y temperatura del MK-14 (Hole, 2008)

En Japón, el desarrollo de simuladores multizona ha avanzado considerablemente. Desde 1993, registros PTS (Temperatura, Presión y Flujo) en el campo geotérmico de Hatchobaru han permitido identificar múltiples zonas permeables en 25 pozos en producción, con un promedio de cuatro zonas por pozo. Los análisis sugieren la coexistencia de fases líquida y gaseosa en zonas cercanas a los pozos, reflejando dinámicas de presión y fenómenos de flashing durante el flujo. A pesar de estas complejidades, el sistema se clasifica como un yacimiento predominantemente líquido (Liotta et al., 2021). Otra técnica de caracterización dinámica es el análisis de pérdidas de circulación. Sébastien Haffen (2013) empleó esta metodología para identificar y caracterizar zonas permeables durante la perforación de pozos, basándose en reportes que indicaban la cantidad de fluido de perforación perdido hacia la formación. Además, comparó los gradientes térmicos en secciones sedimentarias y tectónicas como parte del análisis. Así como también, Luis C.A. Gutiérrez Negrín caracterizó las unidades geológicas del campo geotérmico Los Humeros mediante la creación de columnas estratigráficas basadas en datos recopilados en una base de datos. Este análisis permitió identificar las secciones específicas asociadas a las zonas de aporte dentro del campo.

Aunque las metodologías tradicionales han sido exitosas en la caracterización de zonas de alimentación, persisten desafíos relacionados con la incertidumbre en los modelos estáticos y dinámicos de los yacimientos. Aguilar-Ojeda (2022) propone la adopción de enfoques alternativos que optimicen la visualización de las propiedades del subsuelo, integrando múltiples herramientas para una mejor interpretación de las zonas permeables.

En este contexto, es esencial desarrollar metodologías más precisas que permitan una evaluación detallada de parámetros como temperatura y presión en zonas de aporte (Rangel-Arista et al., 2025). Se propone desarrollar modelos de yacimiento mediante la construcción de nanoesferas como trazadores de zonas permeables, lo que aportaría al estudio “in situ” del yacimiento, permitiendo una evaluación más precisa de los parámetros de temperatura y presión.

Este trabajo busca integrar herramientas de análisis geotérmico para identificar y caracterizar zonas de alimentación en yacimientos, con un enfoque específico en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla. La metodología propuesta combina datos de temperatura y presión para generar mapas isobáricos e isotérmicos, los cuales facilitan la visualización de las condiciones del yacimiento. A través de esta aproximación, se espera establecer un marco de referencia para determinar ubicaciones óptimas de perforación, optimizar la explotación del yacimiento y proponer futuras aplicaciones, como el uso de trazadores nanoestructurados.

Material y métodos

La Figura 2, describe la metodología que se desarrolló para la identificación y caracterización de zonas de alimentación de yacimiento en un campo geotérmico mexicano.

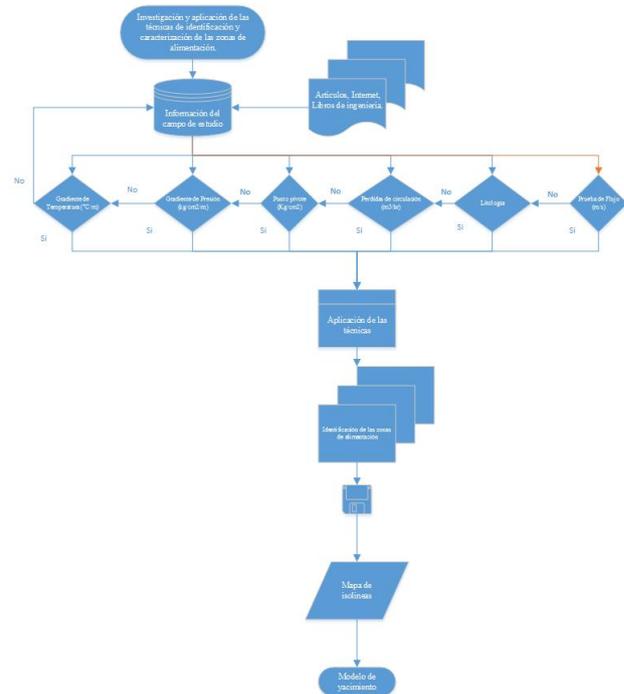


Figura 2. Diagrama de flujo para la identificación y caracterización de zonas de alimentación

Descripción de procedimiento

1. Registro de Presión-Temperatura-Flujo (PTS):

El registro PTS fue realizado para identificar las zonas de alimentación en el yacimiento geotérmico durante la perforación o al finalizar esta etapa. Se utilizó una herramienta de memoria Kuster 10 (K10), que es adecuada para registrar parámetros de presión, temperatura y flujo en condiciones de alta temperatura (hasta 320°C). La herramienta fue introducida en el pozo y comenzó a registrar los datos desde el fondo hacia la superficie. El procedimiento siguió estos pasos: a) preparación del pozo en donde antes de la medición, se estabilizó el pozo para evitar interferencias. Se aseguró la estabilidad de la temperatura y presión dentro del pozo; b) inyección controlada: se inyectaron fluidos a diferentes tasas de flujo para mantener el control sobre la columna hidrostática y la temperatura del pozo. Esto permitió obtener mediciones más precisas y representar correctamente las condiciones de operación; c) registro de datos: la herramienta K10 registró datos de presión, temperatura y flujo mientras ascendía por el pozo. Estos datos fueron analizados para identificar las zonas con variaciones significativas en presión y flujo, que corresponden a las zonas de alimentación y d) análisis de datos: los registros obtenidos fueron procesados para correlacionar las zonas de alimentación con los cambios en la presión y el flujo, permitiendo la identificación de las zonas permeables del yacimiento.

2. Punto pivote: Para localizar las zonas de alimentación y su profundidad exacta, se utilizó la técnica de identificación de punto pivote, que se basa en la interpretación de perfiles de presión. El proceso corresponde con los siguientes pasos: a) obtención de perfiles de presión: se realizaron mediciones de presión a diferentes intervalos de tiempo tras el calentamiento del pozo. Estos perfiles fueron registrados utilizando un sensor de presión adecuado para las condiciones del pozo; b)

análisis de intersección de perfiles: se identificaron las profundidades donde los perfiles de presión obtenidos se cruzaban. Estas intersecciones indicaban los puntos pivote que correspondían a las zonas de mayor inyectividad y c) validación de resultados: los resultados obtenidos mediante el análisis de los perfiles de presión se validaron mediante la comparación con datos geoquímicos y otras mediciones realizadas en el pozo.

3. Pérdida de Circulación: durante la perforación, se monitoreó la pérdida de circulación del fluido de perforación como una técnica adicional para caracterizar las zonas permeables. Este proceso fue el siguiente: a) monitoreo en tiempo real: Se registraron las pérdidas de fluido en las formaciones rocosas afectadas, utilizando un sistema de monitoreo en tiempo real y b) el análisis térmico: Se compararon los gradientes térmicos de las zonas donde se detectaron pérdidas de circulación con los perfiles de presión, para identificar correlaciones con las estructuras tectónicas presentes en el yacimiento.

4. Litología: para realizar la caracterización litológica del yacimiento, se utilizaron los datos del informe geológico de Gutiérrez Negrín. Los procedimientos fueron los siguientes: a) creación de columnas estratigráficas: los datos litológicos obtenidos se utilizaron para crear una columna estratigráfica que representara las unidades geológicas del campo y b) correlación con zonas de alimentación: se correlacionaron las unidades geológicas identificadas con las zonas de alimentación a partir de los datos de presión, temperatura y flujo obtenidos en los registros PTS.

5. Registros de Imágenes y Zonas de Alimentación: Para caracterizar las fracturas y la calidad de las zonas de alimentación, se utilizó una herramienta acústica llamada AFIT (Acoustic Formation Imaging Tool), que generó imágenes del pozo. Se consideró el siguiente proceso: a) registro acústico: la herramienta AFIT emite señales acústicas que viajan a través del fluido del pozo y se reflejan en las superficies rocosas. Estas señales permitieron generar imágenes detalladas de las fracturas presentes en el pozo; b) análisis estructural: se identificaron fracturas y conexiones interconectadas que contribuían al flujo de fluidos en el pozo y c) validación de resultados: Las fracturas detectadas por la herramienta acústica fueron comparadas con la densidad de las zonas de alimentación observadas en los registros de presión y flujo.

6. Geoquímica: el análisis geoquímico se utilizó para evaluar las alteraciones minerales causadas por el contacto agua-roca en el yacimiento. El proceso fue el siguiente: a) obtención de muestras de fluidos: se tomaron muestras de fluidos en puntos estratégicos del pozo, donde se consideraba que podría haber contacto significativo entre el agua y la roca y b) análisis en laboratorio: las muestras fueron analizadas en laboratorio para identificar minerales alterados y determinar las condiciones hidrotermales del yacimiento. Los minerales identificados proporcionaron información sobre la dinámica de los fluidos en las zonas de alimentación.

7. Análisis de Núcleo: las muestras de núcleo extraídas durante la perforación fueron utilizadas para realizar un análisis físico del yacimiento. A continuación, se detalla el proceso: a) extracción de muestras de núcleo: las muestras de núcleo se obtuvieron a diferentes intervalos de perforación, seleccionados en función de la profundidad y las características geológicas observadas y b) evaluación de propiedades físicas: las muestras fueron sometidas a pruebas de porosidad y permeabilidad para

determinar las propiedades del yacimiento y evaluar la viabilidad de explotación de los intervalos perforados.

Herramientas y equipos utilizados

Kuster 10 (K10): Herramienta de memoria empleada para registrar parámetros de presión, temperatura y flujo. Esta herramienta, capaz de soportar temperaturas de hasta 320°C, fue crucial para obtener mediciones precisas en condiciones extremas. De acuerdo con la Figura 3, la herramienta incluye componentes que envían señales de velocidad a un receptor. Estas señales, a su vez, se procesan y se muestran en un ordenador en superficie en el caso de pruebas realizadas en tiempo real, tal como se ilustra con las gráficas presentadas en la Figura 4.



Figura 3 Impulsores de las pruebas PTS (Stevens, 2000)



Figura 4. Registro de flujo y de temperatura (Stevens, 2000)

AFIT (Acoustic Formation Imaging Tool): Herramienta acústica para generar imágenes detalladas del pozo (Figura 5), ayudando a identificar fracturas (Figura 6) y otras

características estructurales que influyen en el flujo de fluidos.

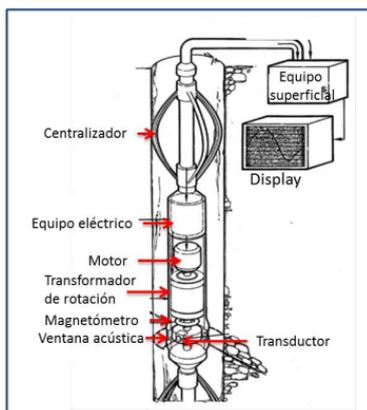


Figura 5. Componentes del registro de pared (B. Steingrímsson, 2011)

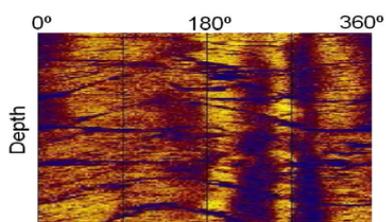


Figura 6. Registro de imagen de pared de pozo (McLean & McNamara, 2011)

Sistema de Monitoreo en Tiempo Real: Utilizado para monitorear las pérdidas de circulación del fluido de perforación durante la perforación del pozo.

Equipo de Extracción de Núcleo: Empleado para obtener muestras de núcleo en diferentes intervalos de perforación. Dentro del estudio de yacimiento, se puede extraer muestras de roca que durante la perforación se obtienen para poder analizarlas en laboratorio e identificar propiedades físicas como porosidad, permeabilidad, entre otras (Figura 7). Esto nos ayuda a evaluar el intervalo perforado, si tiene las condiciones adecuadas para la explotación y cómo poder estimularlo o estratégicamente hacer un plan de explotación adecuado a las necesidades tecnológicas.



Figura 7. Mediciones de núcleos para petrofísica básica (PEMEX, 2012).

Software de Análisis Geoquímico y estructural geológico: Surfer7.0 fue utilizado para analizar las muestras de fluidos y detectar minerales alterados que puedan indicar condiciones hidrotermales.

Condiciones de trabajo y parámetros

Temperatura: Los procedimientos se realizaron bajo condiciones de alta temperatura, hasta 320°C, que son comunes en los yacimientos geotérmicos.

Presión: Las mediciones se realizaron a profundidades donde las presiones eran elevadas, lo que requirió equipos adecuados para soportar estas condiciones.

Flujo: Las tasas de flujo fueron controladas mediante inyecciones controladas de fluidos, lo que permitió mantener condiciones estables para las mediciones.

Litología: Se consideraron las variaciones geológicas al analizar las zonas de alimentación, correlacionándolas con las unidades geológicas identificadas. Los términos más comunes en depósito epitermales serían alteración propilítica, argílica, argílica avanzada y silicificación. Se incluye la alteración filica y potásica más característica de depósitos de tipo pórfidos, puesto que en algunas ocasiones puede coexistir ambos tipos de depósitos. La Tabla 1 es un resumen breve de los minerales que se pueden utilizar como indicadores para el contacto agua-roca y térmicos.

Tabla 1 Resumen de los minerales indicadores de alteración hidrotermal

Alteración	Mineral
Propilítica	Clorita, Epidota y/o Calcita y plagioclasas albitizada.
Argílica	Caolinita, Montmorillonita, esmectita o arcilla amorfa.
Argílica avanzada	Feldespato, Caolinita y/o alunita
Silicificación	Sílice oquerosa

Datos y fuentes

Los datos obtenidos incluyen perfiles de presión, temperatura, flujo, y registros acústicos, los cuales fueron procesados para obtener una visión detallada del comportamiento del yacimiento. Las imágenes y diagramas generados durante el procedimiento, como los perfiles acústicos obtenidos con el AFIT y las columnas estratigráficas, ilustran los resultados del análisis de las zonas de alimentación.

Resultados

La evaluación de gradientes de presión y temperatura en pozos estáticos tiene como objetivo principal determinar el comportamiento de la densidad del fluido en función de la temperatura del pozo. Dado que la densidad disminuye con el aumento de la temperatura, en un pozo estacionario sin fenómenos convectivos, los gradientes de densidad y temperatura deben mantenerse constantes con la profundidad. Matemáticamente, esto se traduce en que las derivadas de densidad y temperatura respecto a la profundidad sean iguales a cero. Cualquier alteración en estos gradientes indica la presencia de fenómenos dinámicos, asociados a zonas convectivas, que no deberían presentarse en condiciones estáticas.

Este análisis se aplicó al campo geotérmico Los Humeros, uno de los más productivos de México. En este estudio, se evaluaron 52 pozos y se generaron mapas isobáricos e isotérmicos para identificar las mejores profundidades donde se localizan las zonas de alimentación. Asimismo, se caracterizó el tipo de unidad geológica presente, lo que permitió diseñar un plan de explotación adecuado a las condiciones de los registros disponibles en ese momento. La incorporación de nuevos datos y análisis de regímenes de flujo podría mejorar la precisión de las interpretaciones y reducir la incertidumbre en futuros programas de perforación.

Mapa de Isolíneas

Los datos obtenidos en los análisis de cada pozo fueron organizados en una base de datos e importados al software SURFER 7.0 para generar mapas de gradientes de presión, temperatura y unidades litológicas (Negrín, 2018). La Figura 8 presenta la distribución de los gradientes de temperatura en el campo, concentrándose la mayoría de los pozos con mayor temperatura en el noroeste, mientras que la Figura 9 ilustra el gradiente de mayor presión, donde se ubica la mayoría de los pozos. A pesar de ello, se detecta que parte del campo, especialmente en la zona centro y centro-este, tiene potencial para ser explotado, lo que sugiere la necesidad de programar pozos exploratorios para aprovechar el recurso.

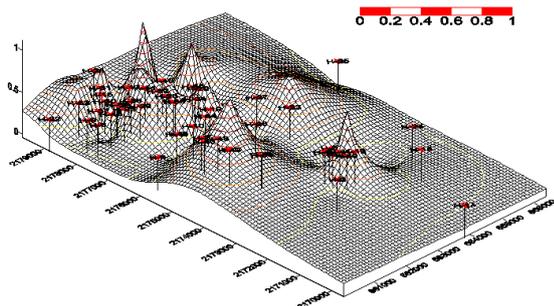


Figura 1 Distribución de gradientes de temperatura en el campo de los Humeros, Puebla.

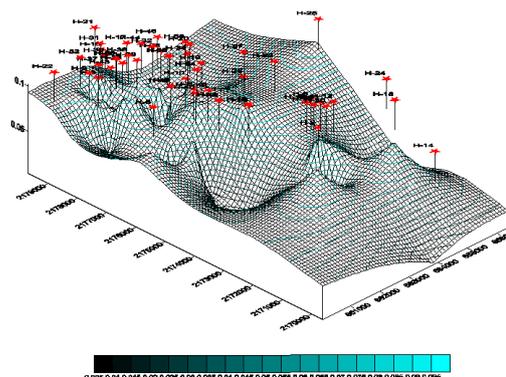


Figura 2. Distribución de presión en el campo de los Humeros, Puebla.

Presión de yacimiento

Con la metodología aplicada, el campo geotérmico Los Humeros fue discretizado, correlacionando los segmentos identificados mediante la técnica de punto pivote con las unidades productoras. Se analizaron las presiones en estos puntos, definiendo rangos de presión y profundidad asociados a estas condiciones iniciales, tal como lo hicieron algunos autores (Khosrawi, 2015).

Las unidades geológicas predominantes en el campo fueron la Unidad 7 (andesita) y la Unidad 8 (basaltos) (ver Figura 10), con una mayor incidencia en la Unidad 7, que se considera el principal objetivo de explotación. La Figura 11 representa el resultado del procesamiento de los datos de presión de un conjunto de pozos perforados hasta las profundidades de la Unidad 7, donde se obtuvo una presión promedio de 102 kg/cm². Por otro lado, la Figura 12 muestra un comportamiento más uniforme al considerar la Unidad 8, con una presión promedio de 124 kg/cm² a lo largo de más de 30 años de producción.

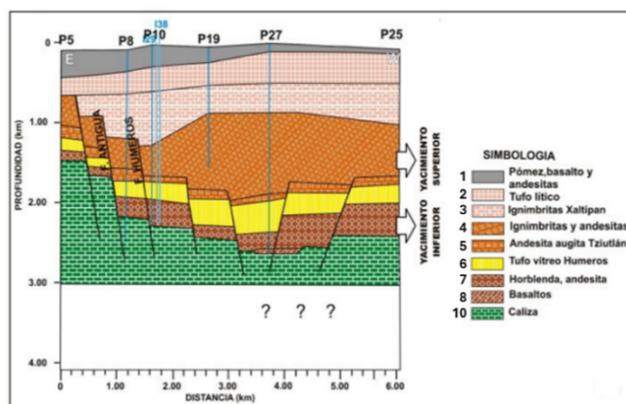


Figura 10. Unidades geológicas del campo geotérmico de Los Humeros (modificado de Cedillo, 2000, y Arellano et al., 2000).

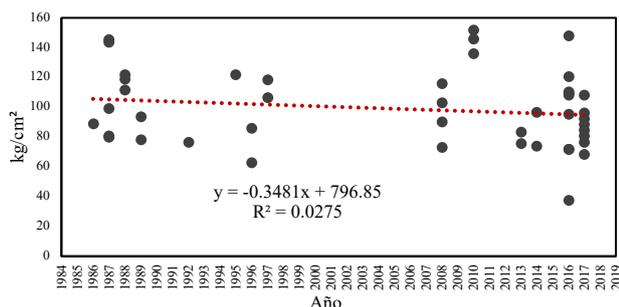


Figura 11. Historial de presión de yacimiento de la Unidad 7

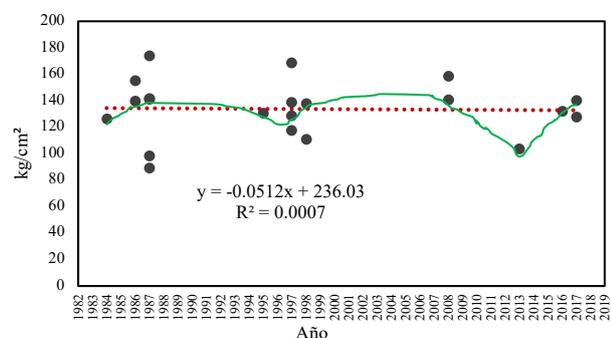


Figura 12. Grafica de Histórico de presión de yacimiento de la Unidad 8

La Figura 13 muestra la distribución de los pozos geotérmicos según su unidad de explotación en el campo geotérmico Los Humeros, indicando que la mayoría de los pozos están perforados con una terminación entre las unidades litológicas 6 y 7. Mientras que la Figura 14 se relaciona con el estudio de presión y pérdidas de circulación, donde se observa que las presiones de los pozos varían entre 105 y 155 kg/cm². Además, se desarrollaron mapas de distribución de presión por las unidades más concurridas por los pozos. La Figura 15 muestra presiones entre 95 y 125 kg/cm², correspondientes a la unidad 7, y la Figura 16 presenta un espectro entre 125 y 165 kg/cm².

Discusión

El modelo de isóneas generado a partir de los gradientes de presión y temperatura (Figura 15) permitió identificar la distribución de los parámetros obtenidos a partir del diagnóstico de las derivadas, revelando que la zona de mejor comportamiento en cuanto a la calidad del yacimiento se encuentra en la parte norte del campo geotérmico Los Humeros, Puebla. Esta información es crucial para la planificación de futuras perforaciones y la optimización de la explotación del recurso geotérmico.

El diagnóstico también mostró cómo la presión de yacimiento ha evolucionado con el tiempo, tal como se detalla en la Tabla 2. La diferencia observada entre la presión inicial en la Unidad 7 y los valores actuales es de 11 kg/cm², lo que se correlaciona con los pozos que tienen como zona de interés esa unidad, según las técnicas descritas en este estudio (Figura 13)

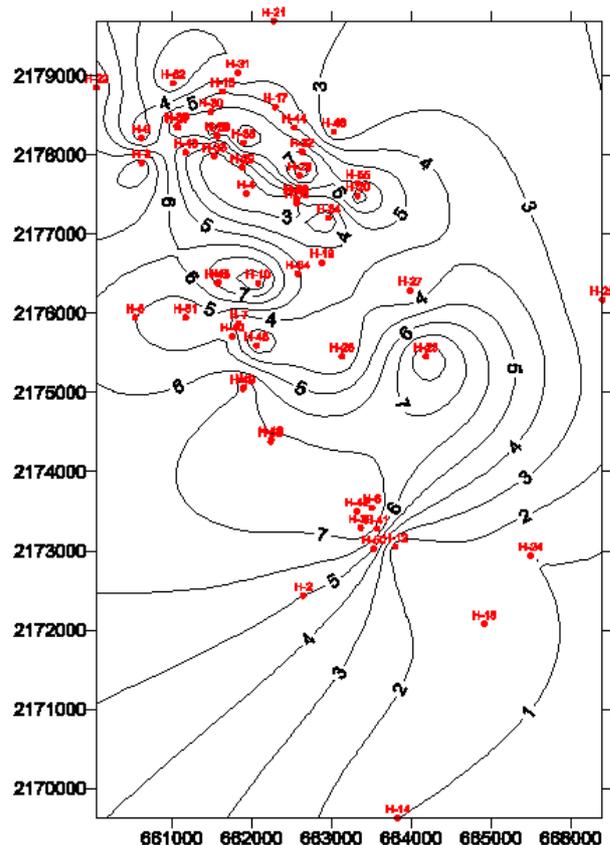


Figura 13 Distribución de los pozos geotérmicos según su unidad de explotación en el campo geotérmico Los Humeros

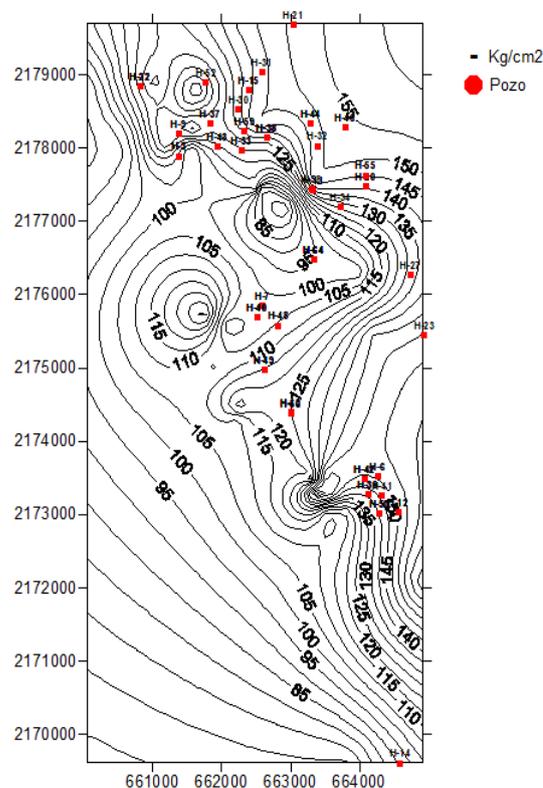


Figura 14. Mapa de distribución de presión de yacimiento en el campo geotérmico Los Humeros

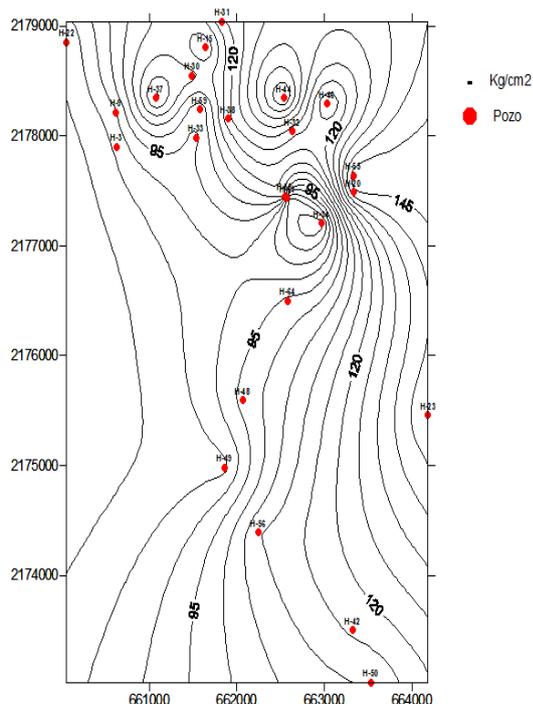


Figura 15. Mapa de distribución de presión de la Unidad 7 de acuerdo con la Litología de Negrín

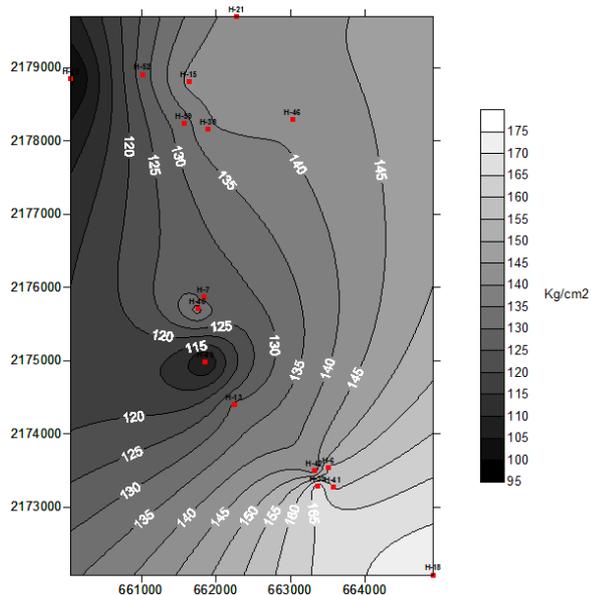


Figura 16. Mapa de presiones de la unidad 8 de acuerdo con la interpretación geológica de Negrín

En comparación, los pozos H-59, H-52 y H-46 presentan una diferencia de 1.6896 kg/cm² en sus registros, lo que nos da una presión promedio de yacimiento en la Unidad 8 de 133.60 kg/cm², según los datos de la Tabla 3. Estos resultados reflejan una variabilidad significativa en las condiciones de presión, lo que resalta la necesidad de un monitoreo constante y detallado para garantizar una explotación eficiente y sostenible del campo.

Como resultado de este análisis, se presenta una nueva metodología para evaluar zonas de interés en yacimientos geotérmicos, destacando la importancia de los registros de flujo para identificar estas zonas de manera más precisa. Esta metodología ofrece un enfoque más robusto para la

identificación de áreas de alto rendimiento dentro del campo, y su integración en futuros estudios permitirá una mejor planificación de la perforación de nuevos pozos.

En cuanto a las líneas de tendencia, el siguiente paso sería incorporar los registros de flujo para fortalecer aún más el análisis y respaldar las conclusiones obtenidas. La implementación de este enfoque podría establecer un modelo estándar para el diseño de explotaciones futuras, permitiendo una mejor integración de los resultados metodológicos en la perforación de nuevos pozos, tanto de producción como de inyección. Esto garantizaría que las futuras intervenciones en el campo se alineen con las mejores prácticas para maximizar la eficiencia y sostenibilidad de la explotación geotérmica en Los Humeros.

Tabla 1 Distribución histórica de la presión de yacimiento de la Unidad 7

Año	Presión (Kg/cm ²)	Año	Presión (Kg/cm ²)
1986	106	2002	100.67
1987	105	2003	100
1988	111.56	2004	100
1989	104.86	2005	99.87
1990	104.65	2006	99.55
1991	104.23	2007	99.21
1992	103.74	2008	98.7
1993	103.41	2009	98.1
1994	103.29	2010	97.88
1995	102.94	2011	97.69
1996	102.37	2012	97.41
1997	102	2013	97.22
1998	102	2014	96.97
1999	101.24	2015	96.65
2000	101.1	2016	96.18
2001	101	2017	95.85

Tabla 2 Distribución histórica de la presión de yacimiento de la Unidad 8

Año	Presión de yacimiento (Kg/cm ²)	Año	Presión de yacimiento (Kg/cm ²)
1984	134.4492	2001	133.5788
1985	134.398	2002	133.5276
1986	134.3468	2003	133.4764
1987	134.2956	2004	133.4252
1988	134.2444	2005	133.374
1989	134.1932	2006	133.3228
1990	134.142	2007	133.2716
1991	134.0908	2008	133.2204
1992	134.0396	2009	133.1692
1993	133.9884	2010	133.118
1994	133.9372	2011	133.0668
1995	133.886	2012	133.0156
1996	133.8348	2013	132.9644
1997	133.7836	2014	132.9132
1998	133.7324	2015	132.862
1999	133.6812	2016	132.8108
2000	133.63	2017	132.7596

Conclusiones

El análisis de los gradientes de presión y temperatura en el campo geotérmico Los Humeros ha proporcionado información crucial para optimizar la explotación del recurso geotérmico. Los resultados obtenidos permiten identificar áreas con mayor potencial de explotación y ofrecer recomendaciones para mejorar la eficiencia y sostenibilidad del campo en el futuro.

Uno de los hallazgos más relevantes es que la zona norte del campo geotérmico muestra un mayor potencial para la explotación. Este resultado, observado en los gradientes de presión y temperatura presentados en las figuras 8 y 9, sugiere que dicha área debe ser priorizada en los próximos programas de perforación y explotación. Al centrar los esfuerzos en esta zona, se podrá maximizar el rendimiento del campo y asegurar una explotación más eficiente a largo plazo.

En cuanto a las condiciones de presión, se observa una diferencia significativa entre las Unidades 7 y 8. La presión promedio en la Unidad 7 es de 100.98 kg/cm², mientras que en la Unidad 8 alcanza los 133.60 kg/cm². Esta diferencia refleja condiciones más favorables para la explotación en la Unidad 8, lo que implica que los pozos en esta unidad podrían ofrecer un mayor rendimiento y estabilidad. Este hallazgo debe ser considerado al planificar futuras perforaciones, ya que la Unidad 8 parece ser más viable para la explotación a largo plazo.

Por otro lado, el análisis de la evolución de la presión a lo largo del tiempo revela una pérdida de presión del 9.57% en la Unidad 7, desde la apertura del primer pozo en 1984 hasta los registros obtenidos en 2017, mientras que en la Unidad 8 la pérdida es solo del 1.25%. Esta diferencia resalta la mayor estabilidad de la Unidad 8, lo que sugiere que esta unidad podría ser más viable para la explotación a largo plazo. La pérdida de presión observada en la Unidad 7 subraya la importancia de realizar un monitoreo constante para asegurar que la explotación del recurso sea eficiente y sostenible.

Los índices de calentamiento para la zona norte también indican una mayor retribución del fluido del yacimiento hacia los pozos, lo que sugiere que la capacidad de producción del campo es finita, pero aún hay un potencial significativo para su explotación, siempre que se gestione adecuadamente el recurso. Este hallazgo es relevante para prever la capacidad de producción futura y garantizar que la explotación sea sostenible en el tiempo.

Además, para optimizar la explotación del campo, es necesario realizar ajustes en el arreglo de los pozos inyectoros. Esta medida permitirá aprovechar de manera más eficiente el calor transferido por las rocas y la presión, lo que, a su vez, mejorará la eficiencia del sistema. Las modificaciones en el sistema de pozos inyectoros son esenciales para maximizar el rendimiento del campo y asegurar su sostenibilidad a largo plazo.

Por último, el análisis de los datos obtenidos permitirá generar las curvas de influjo y reajustar las técnicas de pruebas de variación de presión. Estos ajustes permitirán obtener parámetros petrofísicos más precisos, lo que servirá como base para la creación de un modelo de yacimiento detallado. Este modelo será crucial para ajustar las operaciones de perforación y explotación,

teniendo en cuenta los cambios operativos en los pozos y asegurando un adecuado balance de materia.

En resumen, el estudio realizado proporciona una base sólida para optimizar la explotación de los recursos geotérmicos en Los Humeros. Los hallazgos y recomendaciones planteados permiten no solo mejorar las prácticas operativas actuales, sino también asegurar la sostenibilidad del campo geotérmico a largo plazo. Es recomendable que futuros estudios se enfoquen en el monitoreo continuo de las condiciones del yacimiento y en la implementación de tecnologías avanzadas para maximizar la eficiencia en la explotación del recurso.

Contribución de los autores

A.F.H. Curaduría de datos, análisis formal, adquisición de recursos, investigación, metodología, software, visualización, escritura del borrador original y de la revisión y corrección del borrador.

A.A.A. Conceptualización, análisis formal, investigación, recursos, supervisión, escritura del borrador original y de la revisión y corrección del borrador

W.G.B.G. Investigación, metodología, corrección del borrador.

J.D.M. investigación, metodología, corrección del borrador.

L.G.C.H. Investigación, recursos, supervisión, software, escritura del borrador original y de la revisión y corrección del borrador.

Financiamiento

El primer autor da las gracias al consorcio GEMex-CONACYT por el cual se me apoyó económicamente durante la estancia.

Conflicto de intereses

Los autores declaran no tener conflicto de intereses.

Presentaciones previas

Ninguna.

Referencias

1. Aguilar-Ojeda, J. A., Campos-Gaytán, J. R., Herrera-Oliva, C. S., Ramírez-Hernández, J. y Kretzschmar, T. G. (2022). Updated conceptual and numerical model of the Los Humeros Geothermal Field. *Geothermics*, 106, 102564. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102564>
2. Axelsson, G. y Gunnlaugsson, E. (2000). Long-term monitoring of high- and low-enthalpy fields under exploitation. *Proceedings of the World Geothermal Congress*.
3. Arellano, V. M., García, A., Barragán, R. M., Izquierdo, G., Aragón, A. y Pizano, A. (2000). Distribución inicial de presión y temperatura del campo geotérmico de Los Humeros. *Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas-Comisión Federal de Electricidad*, 450 pp.
4. Bjornsson, G. (2004). Reservoir conditions at 3-6 km depth in the Hellisheidi geothermal field, SW-Iceland, estimated by deep drilling, cold water injection, and seismic monitoring. *Stanford University*, 8.

5. Buscato, N. M. (2012). Quantifying feed zone contributions from pressure-temperature-spinner data and pressure transient analysis using WELLTESTER. United Nations University, 54.
6. Castaneda, M. (1981). Feed zones in geothermal wellbore. Stanford University, USA, 8.
7. Glynn-Morris, T. (2001). Characterizing feed zone in geothermal fields: Integrated learning from completion testing, image log, and continuous core. Energy Ltd., Wairakei Power Station, 8.
8. Gutiérrez Negrín, L. C. A. (2018). Unidades y grupos litológicos definidos en los pozos del campo geotérmico de Los Humeros. Comisión Federal de Electricidad.
9. Gutiérrez-Negrín, L. C. A. (1982). Litología y zoneamiento hidrotermal de los pozos H1 y H2 del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. CFE, Informe Interno 23/82, Depto. Exploración. Inédito.
10. Gutiérrez-Negrín, L. C. A. y Quijano-León, J. L. (2005). Update of geothermics in Mexico. Proceedings of the World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
11. Haffen, S., Géraud, Y., Diraison, M. y Dezayes, C. (2013). Determination of fluid-flow zones in a geothermal sandstone reservoir using thermal conductivity and temperature logs. *Geothermics*, 46, 32-41.
12. Hole, H. (2008). Geothermal well completion test. Petroleum Engineering Summer School, 5.
13. Khosrawi, K. (2015). Geothermal resource assessment by well testing methods. Proceedings World Geothermal Congress, 8.
14. Rangel-Arista, J. A., Zarrouk, S. J., Kaya, E. y Renderos Pacheco, R. E. (2025). Downflows during transient geothermal well test analysis. *Geothermics*, 125, 103158. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2024.103158>
15. Stevens, L. (2000). Pressure, temperature and flow logging in geothermal wells. Tohoku, Japan: Proceedings World Geothermal Congress 2000.
16. Liotta, D., Brogi, A., Ruggieri, G., Rimondi, V., Zucchi, M., Helgadóttir, H. M., Montegrossi, G. y Friðleifsson, G. Ó. (2020). Fracture analysis, hydrothermal mineralization and fluid pathways in the Neogene Geitafell central volcano: Insights for the Krafla active geothermal system, Iceland. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 391, 106502. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2018.11.023>
17. Liotta, D., Brogi, A., Árnadóttir, S., Ágústsson, K. y Thorsteinsdóttir, U. (2021). Field evidence of the interplay between rift and transform structures in the Krafla geothermal area, N-Iceland. *Geothermics*, 91, 102039. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.102039>