



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE POSGRADO

DIPLOMADO EN GEOTERMIA PARA AMERICA LATINA

EDICION 2016



LINEAMIENTOS TÉCNICOS BÁSICOS PARA EL CONTROL
Y VIGILANCIA DE LA EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO
GEOTÉRMICO.

Presenta: Iván René Adarme Amado

Asesor: Manuel Monterrosa

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE 2016

Contenido

RESUMEN.....	v
INTRODUCCIÓN.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	2
OBJETIVOS.....	3
General	3
Específicos.....	3
MARCO TEÓRICO	4
METODOLOGÍA	7
PRODUCCIÓN SOSTENIBLE	8
EFFECTOS DE LA EXPLOTACION EN SISTEMAS GEOTÉRMICOS DE LÍQUIDO-DOMINANTE	9
Wairakei, Nueva Zelanda	10
Olkaria, Kenia.....	10
Nesjavellir, Islandia.....	13
Reykjanes, Islandia	13
Tiwi, Filipinas.....	15
Ahuachapán, El Salvador	16
Cerro Prieto, México.....	17
Los Humeros, México.....	18
Momotombo, Nicaragua	20
Miravalles, Costa Rica.....	20
Resultados de la revisión.....	23
EFFECTOS POTENCIALES EN EL AMBIENTE POR LA EXTRACCIÓN MASIVA DE FLUIDO	25
Cambios en las condiciones térmicas.....	25
Cambios en las aguas subterráneas	26
Deformación del terreno	27
Cambios en la sismicidad.....	28

LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA LA VIGILANCIA Y MONITOREO	29
Principios para diseñar un programa de monitoreo.....	29
Mediciones en boca de pozo	31
Monitoreo químico	32
Monitoreo de las condiciones térmicas.....	32
Monitoreo de las aguas subterráneas.....	33
Monitoreo de las deformaciones del terreno.....	33
Monitoreo de la sismicidad	35
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
AGRADECIMIENTOS	38
REFERENCIAS	39

Lista de Figuras

Figura 1. Wairakei: Modelamiento de la sostenibilidad del reservorio a 400 años.	10
Figura 2. Olkaria Este: Producción total.	11
Figura 3. Olkaria Este: Evolución de la Entalpía	12
Figura 4. Olkaria I: Cambios químicos del fluido descargado del pozo central OW-18.	12
Figura 5. Nesjavellir: Comportamiento de la presión y la temperatura.	13
Figura 6. Reykjanes: Caída de la presión en el pozo productor RN-12.	14
Figura 7. Reykjanes: Comportamiento de la presión ante diferentes escenarios de reinyección.	14
Figura 8. Reykjanes: Comportamiento del Cloro.	15
Figura 9. Tiwi: Historia de producción en el periodo 1978 a 2010.	16
Figura 10. Ahuachapán: Pronósticos de los cambios de presión hasta 2075.	16
Figura 11. Cerro Prieto: Historia de la presión del yacimiento, entalpía y flujo másico total.	18
Figura 12. Los Humeros: Presión y entalpía promedio a fondo de pozo en 22 pozos.	19
Figura 13. Los Humeros: Presión y entalpía promedio a fondo de pozo en 22 pozos.	19
Figura 14. Momotombo: Historial de presión del pozo MT-11.	20
Figura 15. Miravalles: Caída de presión, niveles hidráulicos y sondas de monitoreo	21
Figura 16. Miravalles: Evolución de gases no condensables y cloruros en algunos pozos	22

Lista de Tablas

Tabla 1. Comportamiento de la presión en varios campos geotérmicos	23
Tabla 2. Comportamiento cualitativo de otros indicadores de producción	24

RESUMEN

La inadecuada gestión de una explotación geotérmica puede llevar a que un recurso considerado renovable, rápidamente se convierta en su contrario. Este asunto incumbe tanto a las entidades de control estatal como a los desarrolladores geotérmicos, quienes buscan permanentemente prolongar la vida útil de los proyectos y de los sistemas naturales.

Desde diferentes enfoques y alcances, geocientíficos e ingenieros han trabajado en la identificación de las principales variables a monitorear, para que sus proyectos mantengan un ritmo de aprovechamiento que gestione el recurso de forma sostenida en el tiempo y evite la sobreexplotación de un yacimiento geotérmico.

Sin embargo ha sido un reto enorme, cuantificar el comportamiento permisible de dichas variables, debido a que se trata de sistemas naturales complejos.

Para involucrar en este reto a aquellos países donde en el futuro se desarrollarán proyectos de explotación geotérmica, se ha elaborado el presente documento con el ánimo de que estos países cuenten con una guía básica que sirva como punto de partida para diseñar su propio programa de monitoreo y vigilancia para a gestión de la producción geotérmica.

Con este propósito, el documento aborda tres elementos principales. Primero esboza brevemente algunos aspectos centrales para delimitar la renovabilidad del recurso geotérmico y las principales ideas sobre el alcance de la sostenibilidad de la producción.

En segundo lugar, ofrece una sencilla cuantificación de las tendencias que pueden darse en algunas de las variables que controlan la dinámica de los reservorios geotérmicos; las cuales fueron estimadas a partir del historial de diez (10) campos geotérmicos líquido-dominantes alrededor del mundo.

Finalmente, el documento contiene tanto la identificación como la caracterización de los efectos potenciales generados a partir de la extracción masiva de fluido geotérmico como parte esencial de la explotación geotérmica, y ofrece algunas de las pautas más importantes para construir un adecuado programa de monitoreo que vigile los posibles efectos a que haya lugar durante el aprovechamiento de un reservorio geotérmico.

INTRODUCCIÓN.

Los recursos geotérmicos son ampliamente considerados como recursos renovables. Su carácter de renovabilidad está relacionado con la inmensa cantidad de energía que almacenan, su capacidad de regeneramiento y la velocidad de restauración frente al aprovechamiento humano. Estos dos últimos atributos se consideran los más sensibles en el sentido de que llevan al recurso a transitar por la delgada línea que divide lo renovable y lo no renovable.

Los sistemas geotérmicos sufren ajustes y modificaciones a lo largo del tiempo ya sea por su dinámica natural, por la intervención antrópica o por una combinación compleja de las dos anteriores. No se trata de sistemas estáticos e invariables. Esta complejidad ha sido un reto que los desarrolladores han confrontado progresivamente buscando el mayor conocimiento posible que les permita una toma de decisiones más objetiva y fiable respecto al recurso geotérmico y su renovabilidad.

Uno de los elementos importantes dentro del sistema geotérmico es su yacimiento o reservorio. La interacción de este con su entorno requiere de permanente investigación de parte geocientíficos e ingenieros, para garantizar una continuidad en el aprovechamiento del recurso a lo largo del tiempo.

Los yacimientos geotérmicos responden a leyes de las ciencias básicas actuando sobre ambientes geológicos. En este sentido, existe una estrecha relación entre los estados de equilibrio termodinámico y los rasgos geológicos naturales, que debe monitorearse antes y durante la explotación de los recursos geotérmicos, para entender y pronosticar el futuro de los yacimientos y su entorno.

Como aporte para abordar la complejidad de este problema, este trabajo delinea una guía básica con algunos de los cambios físicos, químicos y geológicos más relevantes que deben ser vigilados en el seguimiento de la producción geotérmica, encaminado a prolongar la vida útil del sistema que contiene al recurso explotado. Los lineamientos técnicos ofrecidos aquí son útiles tanto para desarrolladores como para entes de control en los países donde no aun no cuentan con explotación de recursos geotérmicos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La explotación de sistemas geotérmicos es una labor compleja que debe ser minuciosamente monitoreada por periodos de tiempo muy extensos, buscando ampliar la vida de los reservorios ya sea tanto por interés económico de los desarrolladores, como por el interés ambiental y social de los organismos de control estatal.

Dicho monitoreo demanda una planificación detallada que se extiende por años o décadas y en medio del curso mismo de la explotación se corrige, ajusta y consolida para contar con información fiable que lleve a la gestión racional y sostenible de los reservorios geotérmicos.

Para aquellos países donde se realizará una futura explotación de los recursos geotérmicos, este trabajo ofrece una compilación de los principales efectos que desencadena la extracción masiva de fluido geotérmico y señala algunos lineamientos para construir un programa de monitoreo que permita realizar una explotación sostenible del recurso geotérmico.

Como elemento inmerso en el problema abordado, este trabajo revisó el comportamiento de algunos campos geotérmicos liquido-dominante a nivel internacional para cuantificar los rangos donde la producción ha presentado variaciones considerables que llevaron o pueden llevar a problemas de producción sostenible.

JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

La determinación de límites productivos es constante necesidad para los proyectos geotérmicos en operación. Definir estándares para dichos límites no es una tarea fácil por cuanto se trata de sistemas complejos que involucran diversas variables geológicas, hidráulicas y termodinámicas que son sensibles al uso que se hace del recurso.

Abordar este problema de forma simplificada, le permite a los países donde en el futuro se desarrollarán proyectos de explotación geotérmica, que cuenten con una guía básica que sirva de marco inicial para diseñar su propio programa de monitoreo y vigilancia para la gestión de la producción geotérmica.

OBJETIVOS

General

Definir las variables físicas, químicas, termodinámicas y geocientíficas a monitorear para evitar la sobreexplotación de un reservorio geotérmico y las técnicas necesarios para efectuar dicho monitoreo.

Específicos

Realizar una revisión bibliográfica general sobre el estado del conocimiento en cuanto al manejo de energía sostenible.

Identificar las variables termodinámicas y geológicas que gobiernan la explotación de un reservorio geotérmico.

Identificar las técnicas, mecanismos y procedimientos necesarios para monitorear la explotación de un reservorio geotérmico.

Establecer los principales casos a nivel mundial del buen y mal manejo en la explotación del recurso geotérmico.

Establecer los lineamientos técnicos mínimos con que debe contar un futuro proyecto de explotación geotérmica, en términos de la vigilancia para evitar la sobreexplotación del reservorio geotérmico.

MARCO TEÓRICO

Bajo el actual consenso científico internacional sobre la emergencia climática ambiental que amenaza con salirse de control y la necesidad de impulsar el uso de energías renovables como la energía geotérmica, se impone cada vez más a los estados y desarrolladores de proyectos, una necesidad implícita de contar en sus países con los elementos de juicio más objetivos para delimitar las rutas que deben tomar para ejercer un control tanto ambiental como económico de tal manera que se alcancen las políticas y estratégicas globales en torno a la planificación futura.

El primer problema que aborda este trabajo es el trasfondo de lo que significa concretamente para la energía geotérmica el ser considerada un recurso renovable

Los primeros trabajos que se han realizado al respecto inician a finales de los años 80 con la discusión general sobre el uso y el alcance de las diversas fuentes energéticas, incorporando el concepto de Desarrollo Sostenible por primera vez en el Informe Brundtland de 1987 donde la ONU (Organización de las Naciones unidas, 1987) sentó su enfoque conciliador entre el sistema económico y la crisis ambiental a la que ha llegado el planeta.

Las tres décadas siguientes permitieron tanto elaborar el marco político de lo que significa el Desarrollo Sostenible, como posicionarlo como eslogan y estrategia de mercadotecnia en casi toda actividad mercantil.

La política general del Desarrollo Sostenible pretende conciliar tres elementos básicos: economía, sociedad y ambiente. El peso que se dé a cada uno de ellos va a demarcar una u otra tendencia hacia el cómo plasmar políticas y estrategias.

En este sentido, el sector de la energía geotérmica ha abordado desde mediados de la década del 90 la forma de atender dichas políticas generando diversos enfoques.

La energía geotérmica se clasifica como recurso renovable, sin embargo una mayor caracterización del recurso precisará bajo cuales condiciones este recurso será renovable.

Por un lado, como lo señala Stefansson (2000) es el tipo de proceso de transporte de calor en la corteza el que determina si la energía geotérmica debe considerarse renovable o no.

La energía fluye desde el interior de la Tierra hacia la superficie mediante tres procesos: advección de magma, advección de fluido geotérmico y la conducción térmica. Los dos primeros ocurren en tiempos cortos de algunos días o meses, pero la conducción térmica es mucho más lenta y requiere de un tiempo de cientos de años para que ocurra (Stefansson, 2000).

Asociado con el tipo de proceso como ocurre el transporte de calor, se necesita diferenciar el tipo de sistema geotérmico del cual se esté hablando. A pesar de que no hay estándares de clasificación, una forma simplificada los divide entre sistemas de alta y baja entalpía, además de los sistemas de roca seca. En este último grupo Stefansson (2000), declara que están los sistemas donde el transporte de energía ocurre por conducción (gradiente geotérmico). Dependiendo del tipo de sistema geotérmico que se esté abordando, *la energía del recurso geotérmico* fluye naturalmente, y será reemplazada continuamente por más energía a una escala de tiempo definida.

De esta manera el atributo “renovable” se asigna tanto al recurso como al tipo de energía, e implica un ritmo al cual el sistema se restaura de forma natural. La escala de tiempo a la cual se recupera un sistema geotérmico natural es el criterio central para evaluar si el recurso y la energía geotérmica son considerados como renovables.

Para Axelsson, y otros autores (2001), si la energía geotérmica extraída se sustituye de forma natural por una cantidad adicional de energía y esta sustitución tiene lugar en una escala de tiempo similar a la de la extracción entonces el recurso será renovable.

Stefansson (2000) señala que la advección del fluido térmico en la corteza es el principal mecanismo que domina al sistema geotérmico y que este proceso de transferencia ocurre en términos cercanos a un año, una escala bien corta si se compara con los combustibles fósiles cuya escala de tiempo es geológica y considerable. Así, para Stefansson (2000) el uso del recurso geotérmico se da a una escala de tiempo similar al de la extracción, exceptuando los sistemas dominados por conducción de calor donde la constante de tiempo de recuperación es más extensa, llevando a estos últimos a ser sistemas con fuentes energéticas finita y por tanto no renovable.

Definir la escala de tiempo en que ocurre la recuperación es decisivo para que el recurso sea o no considerado renovable, y esta se estima mediante un modelado. En algunos campos se han estimado a partir de modelado simple mediante modelos de parámetros integrados y en otros campos los cálculos se han hecho con el flujo de calor natural en estado estacionario. Para Sanyal (2005), la mejor herramienta para cuantificar la capacidad renovable es el modelo de simulación numérica que reproduzca el estado natural.

Rybach, Mégel y Eugster (2000) estiman tiempos de recuperación de varios cientos de años cuando se trata de sistemas de alta entalpía de dos fases, de entre 100 y 200 años para acuíferos hidrotermales que utilizan el sistema de doblete para calefacción, y tiempos cercanos al de producción para aquellos sistemas que implementan la extracción de calor por bombas de calor superficiales.

En general para Stefansson (2000), Axelsson y otros autores (2001), Sanyal (2005), así como para Rybach y Mongillo (2006) la cifra de 300 años es razonable para definir la renovabilidad.

Estas escalas de tiempo llevan a que varios autores como Rybach, Mégel y Eugster (2000) aprueben que los recursos geotérmicos se consideren renovables puesto que la escala temporal de recuperación natural ocurre a las mismas escalas de los sistemas tecnológicos y sociales y no se necesitan tiempos geológicos considerables como los combustibles fósiles.

Por otro lado, Sanyal (2005) manifiesta que la capacidad renovable del recurso geotérmico es demasiado pequeña para que el desarrollo comercial sea rentable considerando los costos de capital, de infraestructura y de operación que contiene todo proyecto de energía.

Además para este mismo autor, una constante de tiempo de 100 a 300 años es razonable para definir la renovabilidad pero no la sostenibilidad (Sanyal, 2005). Aquí comienzan a incorporarse criterios económicos que nada tiene que ver con la renovabilidad del recurso. Lo que obliga a delimitar la sostenibilidad, la cual trata del ¿cómo se utiliza el recurso? y ¿hasta qué grado se utiliza?

A pesar de la ambigüedad del concepto de desarrollo sostenible y del ajuste a conveniencia que diversos sectores sociales y económicos le hacen continuamente, hay consenso en que este concepto se refiera a un proceso que se extiende mucho tiempo en comparación con constantes de tiempo económico de los desarrollos del proyecto (Steingrímsson, et al., 2006).

METODOLOGÍA

Este documento ha sido elaborado a manera de marco de referencia a partir de la información de la experiencia práctica desarrollada en algunos campos geotérmicos del mundo, contrastada tanto con la experiencia directa del asesor del proyecto como por revisión de planteamientos teóricos desarrollados por algunos académicos.

Inicialmente se seleccionaron diez campos geotérmicos líquido-dominantes en diferentes regiones de mundo, donde la información de condiciones de producción ha sido registrada por periodos de varias décadas de tal manera que se reflejen tendencias en los comportamientos de la producción. De estos campos geotérmicos seleccionados se han revisado los parámetros y los criterios que han jugado un papel crucial durante la explotación del yacimiento geotérmico.

La relevancia de estos proyectos geotérmicos trasfiere una valoración sobre los criterios y variables a considerar al momento de vigilar el comportamiento de un reservorio con el fin de mantenerlo productivo en términos temporales.

A partir de la revisión efectuada se establecen algunos lineamientos técnicos básicos de los parámetros de control que un desarrollador o un ente de control pueden considerar a la hora de planificar y/o hacer seguimiento durante el aprovechamiento de los recursos geotérmicos.

Lo expuesto anteriormente señala que el presente documento combina tanto metodologías de tipo observacional, descriptivo y cualitativo, y aunque que hace referencia a diversas mediciones cuantitativas, estas no han sido obtenidas directamente en este trabajo.

PRODUCCIÓN SOSTENIBLE

Delimitar lo que se considera la producción sostenible ha sido el centro de un debate que lleva alrededor de dos décadas.

Normalmente una central geotérmica se amortiza en 30 años, por lo que algunos desarrolladores utilizan esta cifra para realizar las predicciones y ajustar la gestión del reservorio de manera que se mantenga una producción total durante los 30 años que dura el periodo de amortización y de esta manera sacar la mayor ganancia posible en ese periodo.

Para otros desarrolladores el uso de una energía geotérmica sostenible demanda tasas de producción que se puedan mantener en tiempos más largos (100-300 años).

El centro de ambas posiciones tiene que ver con delimitar un nivel de producción máxima, con el cual será posible mantener una energía constante y evitar una sobreexplotación del campo geotérmico.

Para Axelsson (2016b) la experiencia en campos geotérmicos del mundo muestran que al mantener una producción debajo de cierto límite, hace que los sistemas geotérmicos logren un semi-equilibrio entre la descarga neta de energía y la recarga que puede mantenerse durante mucho tiempo.

Aquí cobra importancia los datos recaudados de la respuesta obtenida durante la explotación de yacimientos geotérmicos. Si existen cambios drásticos a largo plazo o los cambios se estabilizan, esto puede ofrecer un criterio confiable para estimar si existe una producción excesiva del recurso o no.

La utilización del recurso geotérmico de forma sostenible implica en primer lugar que este aprovechamiento se cimiente en estrategias para el manejo en los campos geotérmicos de manera que se pueda sostener por tiempo largos (cien o más años) la producción de calor y generación de energía.

Las estrategias que se implementen, deben involucrar un análisis tanto de los factores naturales o como de aquellos que han sido inducidos dado que estos inciden en el comportamiento del yacimiento durante su explotación, y que incluso podrían llevarlo al agotamiento o degradación. Es aquí donde Steingrímsson, Axelsson y Stefánsson (2006) destacan la necesidad de tener una correcta comprensión del campo geotérmico basada en un riguroso monitoreo y modelado, como la base para desarrollar una gestión sostenible del recurso.

EFFECTOS DE LA EXPLOTACION EN SISTEMAS GEOTÉRMICOS DE LÍQUIDO-DOMINANTE

Al iniciar la explotación comercial de un campo geotérmico, se generan cambios en algunas variables termodinámicas del reservorio como son la presión, la entalpía, la temperatura, etc.

Estos cambios se deben tanto a la extracción de fluidos como a la recarga del reservorio ya sea natural o inducida. La magnitud de estos cambios está controlada por tres aspectos: la permeabilidad de la formación geológica, la tasa de extracción de los fluidos y la recarga.

La constante dentro de la producción geotérmica es evitar la sobreexplotación de los reservorios para extender la vida útil de los sistemas y de los proyectos en sí.

La disminución rápida de la presión en un yacimiento es el principal indicador de la existencia de problemas en la gestión del reservorio que pueden llevar a la reducción de la producción en los pozos y en la generación de energía.

Predecir estos procesos indeseables es complejo, y exige un minucioso monitoreo de las variables del sistema geotérmico.

Los parámetros que necesitan ser monitoreados para cuantificar la respuesta del reservorio ante la producción aunque pueden variar entre campo y campo todos ellos debe al mínimo ser los siguientes (Monterrosa & Axelsson, 2013):

- 1- Masa de líquido, vapor, y total extraída, y la reinyectada.
- 2- Cambios en la entalpía de descarga de los pozos
- 3- Presión de cabezal de los pozos en operación
- 4- Evolución de la temperatura y presión dentro del reservorio
- 5- Cambio en los componentes químicos principales en líquido, gas e isotopos para cationes y aniones.
- 6- Evolución de los gases no condensables
- 7- Cambios en la dinámica de la producción de pozos (perfiles en flujo, pruebas de producción, spinner, etc.)
- 8- Condición operativa de los pozos, caliper, video cámaras, etc.

A continuación se hace una revisión de la experiencia en 10 campos geotérmicos a nivel mundial, buscando identificar los principales intervalos de cambio en las presiones de dichos campos y observando el comportamiento de las otras variables para buscar tendencias de las cuales aprender.

Wairakei, Nueva Zelanda

Wairakei es un campo explotado desde 1958 que ha alcanzado recientemente una generación de electricidad de cerca de 170 MWe.

Se han realizado estudios de modelamiento de la sostenibilidad del reservorio analizando su respuesta frente a otros 50 años más, estos tratan de predecir la recuperación del sistema una vez que la producción de energía se detenga tras 100 años de uso (Axelsson, 2012b)

Como resultado de estos estudios en la Figura 1, se muestra la respuesta de presión del sistema y la evolución de la temperatura a lo largo del tiempo.

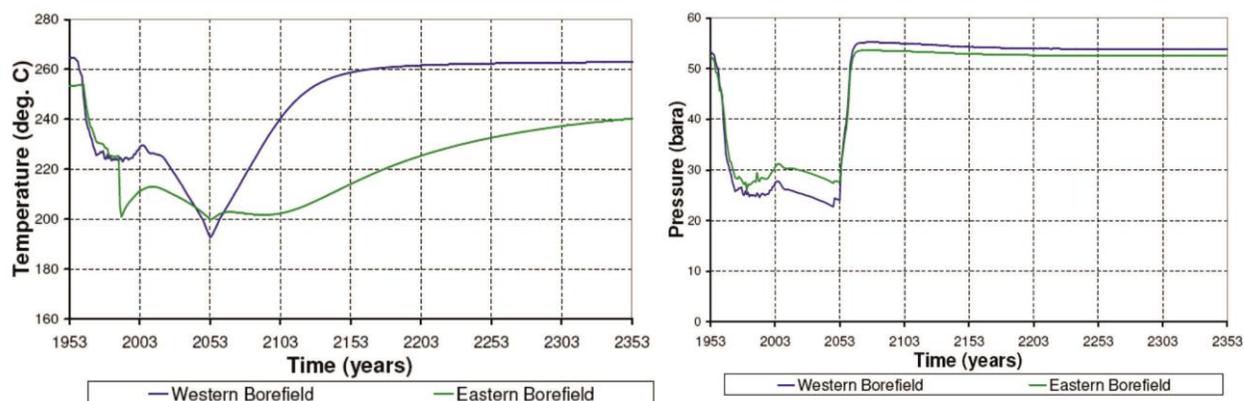


Figura 1. Wairakei: Modelamiento de la sostenibilidad del reservorio a 400 años.
Fuente: (Axelsson, 2012b)

Durante los primeros 100 años se observan descensos tanto de la temperatura (entre 55 y 73°C) como de la presión (entre 26 y 30 bares). Y además se observa como posteriormente, la presión se recupera rápidamente mientras las condiciones de temperatura evolucionan mucho más lentamente.

Un primer lapso a inicios de los años 70 tras 15 años de explotación mostró una reducción de hasta 24 bares asociada con la extracción de fluidos, y después de iniciar la reinyección a finales de los 90, las presiones aumentaron lentamente con valores de 5 bares (Sepulveda, et al., 2014).

Este primer lapso muestra descensos de máxima de 3 bar/año hasta el año 1967 (Milloy & Lim, 2012) donde el descenso ya sumaba los 25 bares mencionados anteriormente.

Olkaria, Kenia

Olkaria Este, fue el primer sector del Campo Geotérmico de Olkaria en ser explotado en 1981. Este sector cuenta con 195 Mw de capacidad instalada y junto con los demás sectores en Olkaria suman cerca de 673 MWe (Axelsson, 2016a).

Aunque el modelo utilizado, del cual en la Figura 2 se muestran las estimaciones obtenidas, llega a subestimar la caída de presión observada, los resultados sirven para mostrar la tendencia general a disminuir la presión, asociada con el incremento en la producción (Koech, 2014).

En la Figura 2 se observa en la línea roja un descenso de la presión cercano a 14 bares para un periodo aproximado de 30 años de explotación del campo.

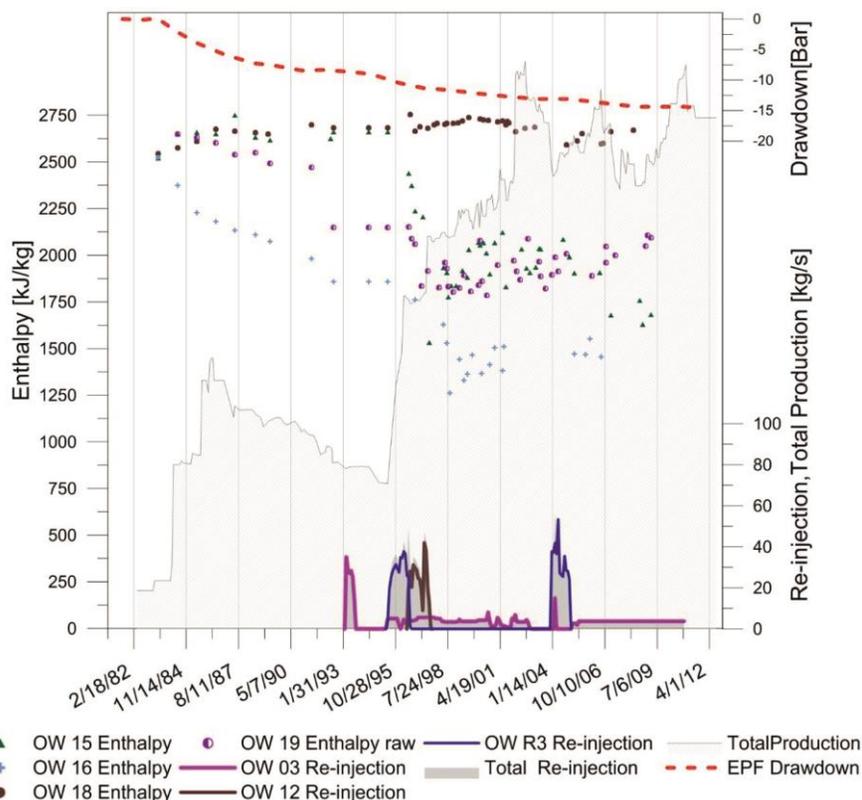


Figura 2. Oikaria Este: Producción total.
Fuente: (Koech, 2014)

El Campo Este de Oikaria ha sufrido una expansión gradual de la capacidad con un incremento de la masa total producida durante 1996, justo cuando la presión de extracción en el campo comenzaba a estabilizarse. Con el aumento de la producción se disminuyó la presión. (Koech, 2014).

La variación de la entalpía se presenta en la Figura 3, donde se observa como el centro del Campo Geotérmico donde está la más alta entalpía, sufre un incremento entre los años 1985 y 2012, y se expande hacia el norte y oeste del campo mostrando en general que la mayor parte del campo ha sufrido una caída de presión que resulta en ebullición. En la parte sureste se observa un pequeño descenso entálpico asociado con la recarga de fluidos más fríos (Koech, 2014).

Con los datos químicos en Oikaria I se presentan dispersiones e irregularidades, como se observa en la Figura 4 generados por la producción de alta entalpía a partir de condiciones bifásicas y múltiples zonas de alimentación. A pesar de los cambios de temperatura y presión que generan la fase de vapor, y grandes cambios de gases en el vapor, la química del yacimiento se ha mantenido estable a pesar de pequeñas tendencias a lo largo del tiempo que pueden atribuirse a la ebullición en la zona de dos fases del reservorio. Lo que se puede concluir es que los cambios no son lo suficientemente grandes (Ofwona, 2011).

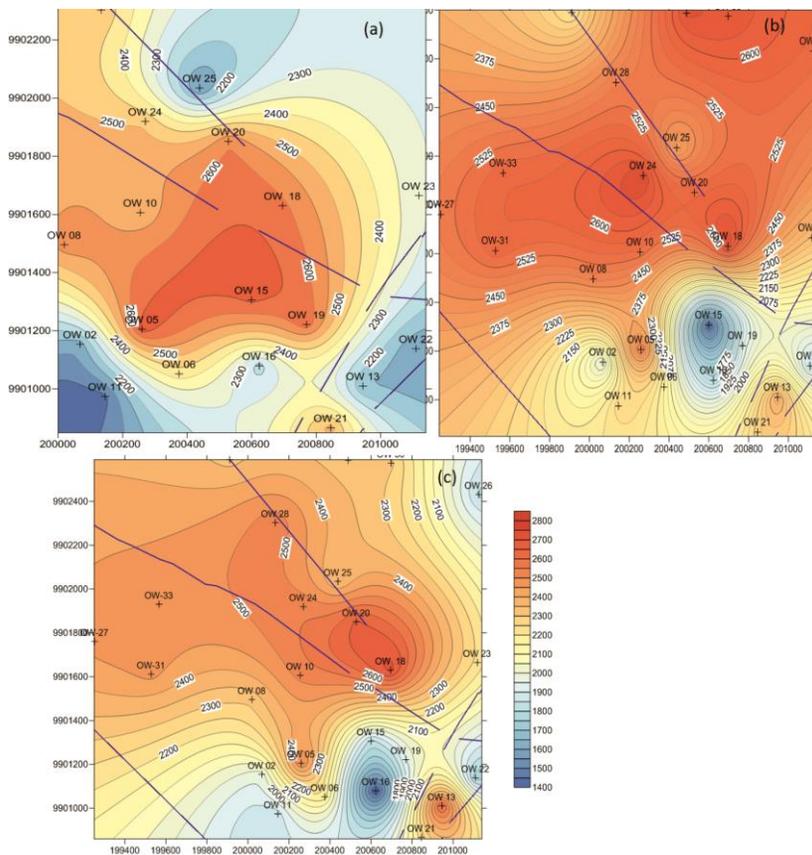


Figura 3. Olkaria Este: Evolución de la Entalpía para los años a) 1985, b) 2001 y c) 2012 Fuente: (Koech, 2014)

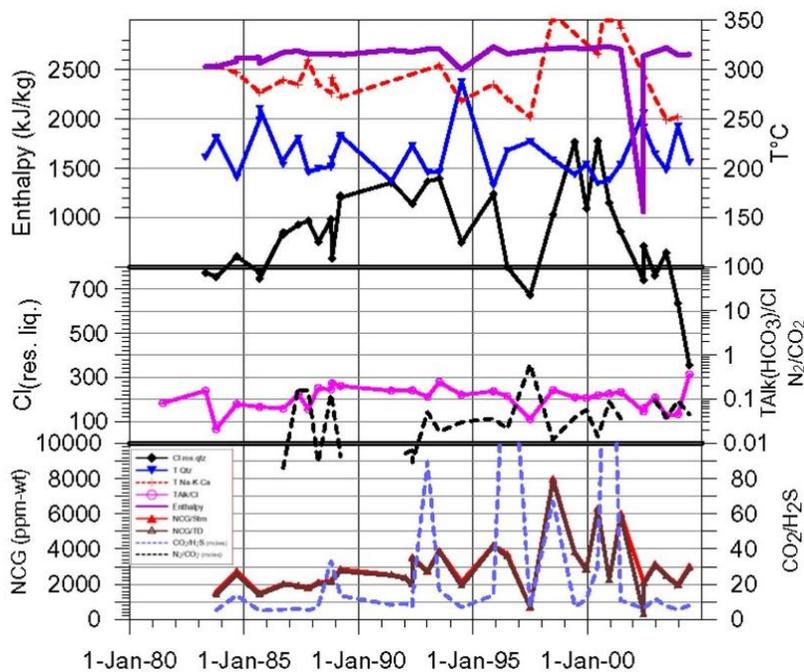


Figura 4. Olkaria I: Cambios químicos del fluido descargado del pozo central OW-18. Fuente: (Ofwona, 2011)

Nesjavellir, Islandia

El Campo Geotérmico de Nesjavellir es de las zonas geotérmicas con más alta temperatura en la región volcánica de Hengill (sudoeste de Islandia) y se encuentra funcionando desde 1990. Hoy en día, cuenta con una capacidad de generación de 120 MWe de potencia eléctrica y 300 MW de potencia térmica (Axelsson, 2012a).

Para este sistema geotérmico se realizó un modelamiento numérico en 3D y otro modelo de parámetros integrados. Los resultados de estos modelos muestran que la actual tasa de utilización no se podrá mantener en los siguientes 100 a 300 años, aunque los efectos de esa intensa producción parecen ser reversibles. Se estima que la presión del yacimiento se recupere en la misma escala de tiempo que el período de producción intensa (Axelsson, 2012a).

La Figura 5 presenta un modelado de parámetros integrado considerando una producción futura de 120 MWe y sin inyección en el reservorio principal (Axelsson, 2012a). Nótese que la caída de presión observada alcanza valores de 30 bares para un tiempo de 60 años y la caída de temperatura desciende para ese mismo periodo en casi 5 °C.

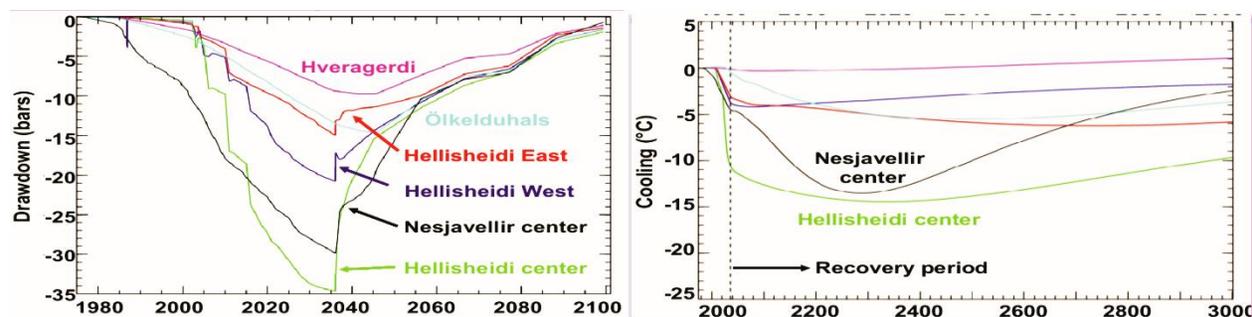


Figura 5. Nesjavellir: Comportamiento de la presión y la temperatura.
Fuente: (Axelsson, 2012a)

Al comparar ambas variables, se aprecia que la presión se recupera primero, mientras que las condiciones de temperatura evolucionan mucho más despacio.

Reykjanes, Islandia

Tras cinco décadas de explotación a pequeña escala, en 2006 comenzó la explotación a gran escala del Campo Geotérmico de Reykjanes con una central eléctrica de capacidad diseñada para 100 MWe. Este incremento en la producción del campo provocó fuertes cambios en las condiciones del yacimiento, en especial una caída de presión considerable (Axelsson, et al., 2015).

En Kajugus (2015) se concluye que el sistema geotérmico de Reykjanes necesita elevar la reinyección hasta el 50% para que aumente la capacidad productiva, aumentando de esta manera la presión en 6 bares durante los siguientes 10 años.

Uno de los pozos analizados por Kajugus (2015) es mostrado en la Figura 6. Este pozo productor RN-12, está ubicado en el centro del campo de Reykjanes, y fue modelado por el método de parámetros integrados. El pozo de 2506 m presentó cambios en la presión del yacimiento desde

que en 2006 se elevó la producción. La presión del pozo a 1500 m de profundidad cayó 40 bares en 8 años (Kajugus, 2015).

La Figura 7 muestra para el mismo pozo, las predicciones para la extracción en masa ante diferentes escenarios, que incluye la reinyección actual del 15% y escenarios de 30 y 50%. Con una reinyección del 15% habrán por 10 años, una caída de presión de entre 9 y 24 bares. Si la reinyección es del 30% la presión caerá en un rango de entre 2 a 17 bares. Si la reinyección aumenta hasta el 50%, la presión puede aumentar en 10 bares (Kajugus, 2015).

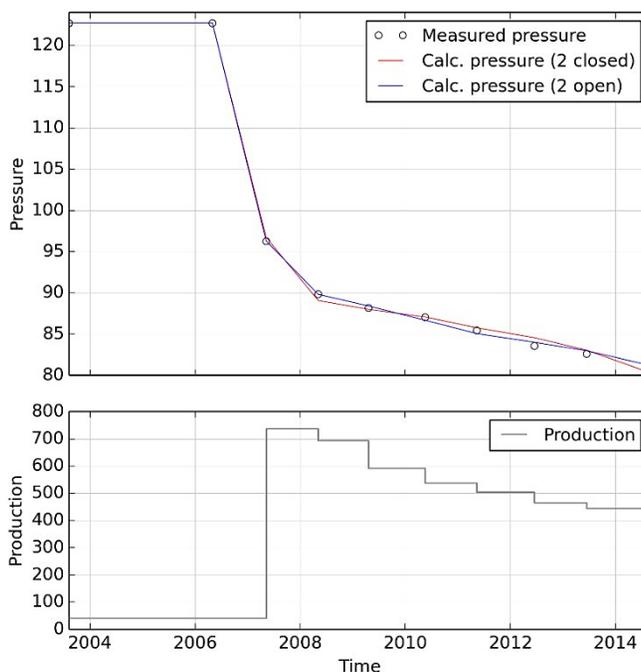


Figura 6. Reykjanes: Caída de la presión en el pozo productor RN-12.
Fuente: (Kajugus, 2015)

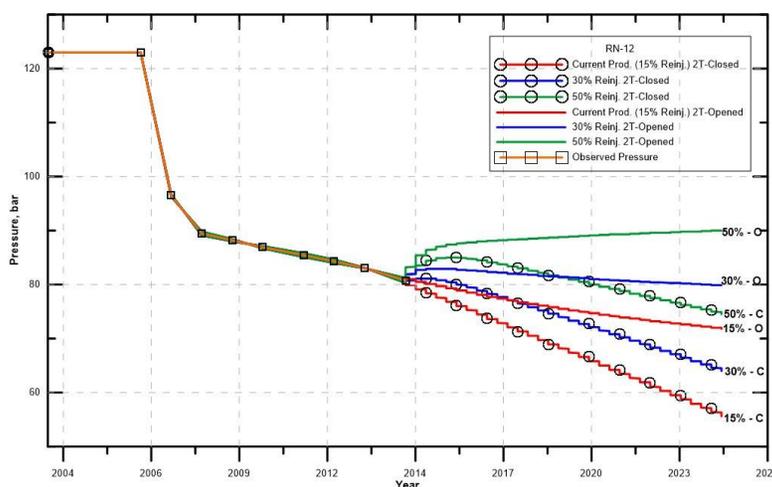


Figura 7. Reykjanes: Comportamiento de la presión ante diferentes escenarios de reinyección.
Fuente: (Kajugus, 2015)

El monitoreo químico del campo de Reykjanes entre 2003 y 2009 muestra que el fluido ha cambiado como respuesta del aumento de la producción, pero que estos cambios se han nivelado hasta cierto grado. En algunos de los pozos, primero hubo un incremento gradual de las concentraciones de los sólidos disueltos más abundantes (Cl, Na, K y Ca) como respuesta de la ebullición progresiva en el yacimiento. Posteriormente, las concentraciones de sólidos disueltos se nivelaron hasta cierto grado e incluso se han reducido. Es el mismo efecto sobre el CO_2 , H_2S , N_2 y Ar (Óskarsson, et al., 2015).

La Figura 8 permite observar el comportamiento del Cl casi constante antes de 2006 cuando el uso del recurso era a baja escala. Posteriormente, la misma figura muestra como diferentes pozos toman un comportamiento zigzagueante con tendencial inicial al incremento como se mencionaba anteriormente.

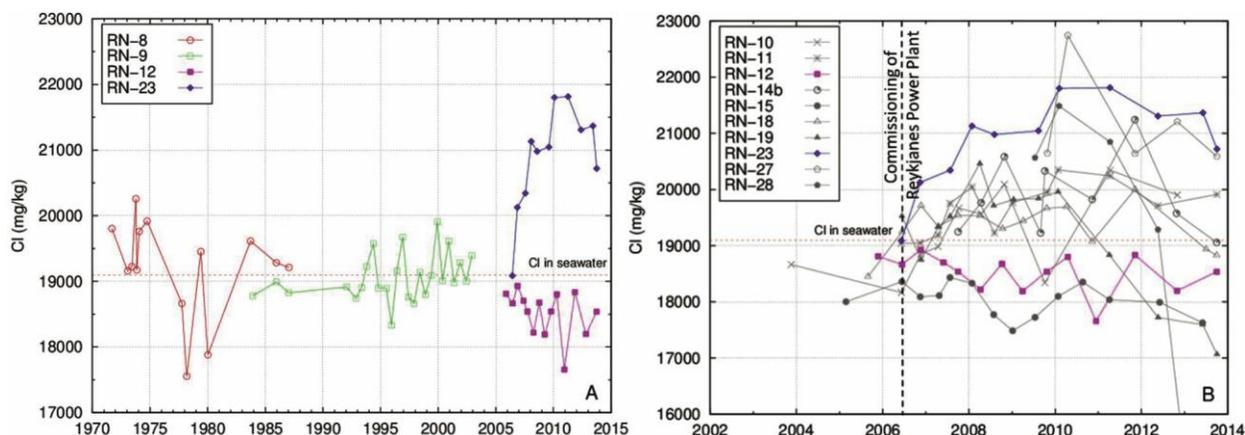


Figura 8. Reykjanes: Comportamiento del Cloro.

En 2006 comienza la extracción masiva de fluido. Fuente: (Óskarsson, et al., 2015)

Tiwi, Filipinas

El Campo Geotérmico de Tiwi comenzó su producción en 1979 con una capacidad instalada de 110 MW, que se elevó progresivamente a 330 MW en 1982 (Hunt, 2001) y hoy se mantiene en 234 MWe ofreciendo un promedio de 161MWe (bruto) para los 34 años de funcionamiento (Menzies, 2013).

Desde mediados de la década del 90, se han generado cambios en el líquido profundo y el vapor somero generando un aumento continuo de la interface vapor-agua. Por medio de registros PT se estableció que el aumento del nivel del agua llegó incluso a pozos donde se habían producido solamente vapor seco o sobrecalentado, generando un descenso de la productividad. (Menzies, 2013).

En la Figura 9 se muestra la historia productiva de Tiwi, donde se puede observar la caída de la presión de forma progresiva, hasta por 50 bares en un periodo de cercano a los 20 años.

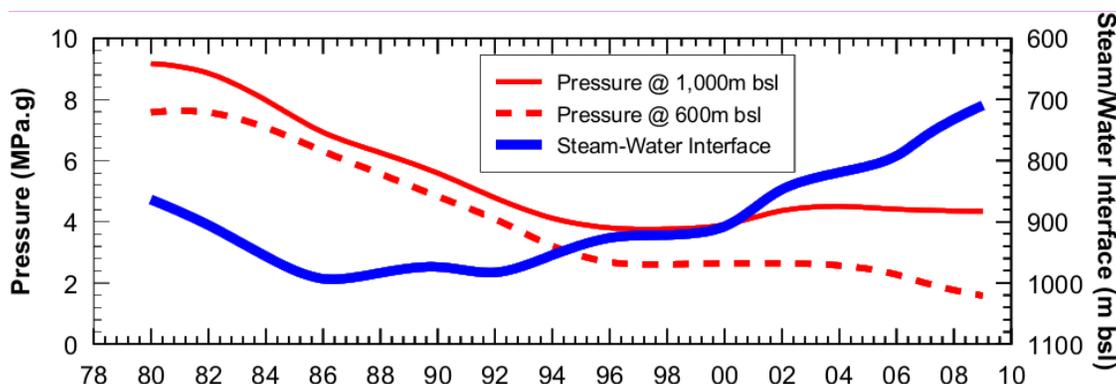


Figura 9. Tiwi: Historia de producción en el periodo 1978 a 2010.
Fuente: (Sicad, 2015)

Ahuachapán, El Salvador

La explotación del Campo Geotérmico de Ahuachapán inició en 1975 y cuenta con una capacidad instalada total de 95 MW para una producción disponible de 83 MW (LaGeo, s.f.)

Desde que se inició la explotación comercial en Ahuachapán, se han observado una serie de efectos en las condiciones del reservorio, la presión inicial a cota 200 msnm fue de 35 bar la cual se redujo sustancialmente con la entrada de la unidad 3 en 1981 llegando a valores de 20 bar en 1982-1983, luego la presión tendió a estabilizar entre 19-20 bar. La Figura 10 presenta los cambios de presión pronosticados a partir de estudios de modelación de Ahuachapán para 100 años, considerando una producción sostenida de 95 MWe. Se aprecian caídas de presión en el yacimiento (Axelsson, 2012a), que muestran un descenso de alrededor de 15 bares para los primeros 40 años de producción

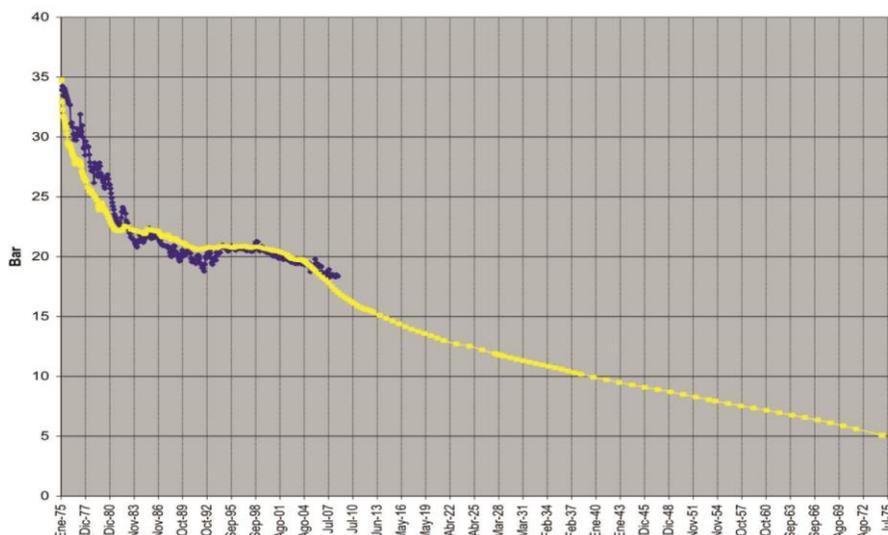


Figura 10. Ahuachapán: Pronósticos de los cambios de presión hasta 2075.
Fuente: (Axelsson, 2012a)

Cerro Prieto, México

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto comenzó su producción en 1973 con 69 MWe incrementándolos progresivamente hasta los 570 MWe con que opera más recientemente (Gutierrez, et al., 2015).

Las condiciones termodinámicas han cambiado históricamente llevando al campo a una pérdida de su capacidad para producir vapor, que obligó a abandonar ciertas zonas para su explotación. Las causas para la declinación de la producción son tanto el abatimiento de las condiciones termodinámicas del yacimiento como los problemas en los pozos. Sin embargo estos últimos se pueden corregir o reemplazar.

En la Figura 11 se observa la información histórica de presión de yacimiento, la entalpía y el flujo másico total del Campo de Cerro Prieto. Las zonas A, B y C mostradas son subdivisiones del mismo campo geotérmico. De acuerdo con Rodríguez (2015) la declinación de la presión se ha mantenido en cerca de 3 bar al año por más de tres décadas, señalando una recarga baja desde los fluidos circundantes hacia los estratos explotados.

Además, el abatimiento de la presión en algunas zonas, llegó hasta la presión de saturación favoreciendo la evaporación de salmuera, y generando una zona de dos fases en el yacimiento, elevando la presión de cabezal y la producción de vapor en algunos sectores (Rodríguez, et al., 2015).

La evolución isotópica y química de los fluidos producidos, muestra incremento de aguas isotópicamente ligeras, dilución de cloruros y declive continuo de temperatura, mostrando el ingreso de fluidos circundantes que recargan con baja temperatura, un asunto que se corrobora con la entalpía de producción que se redujo tras un aumento transitorio, en especial en las zonas A y B de con mayor tiempo de explotación favoreciendo la formación de zonas de vapor en el yacimiento, que declinaron hasta volver a zonas de líquido (Rodríguez, et al., 2015).

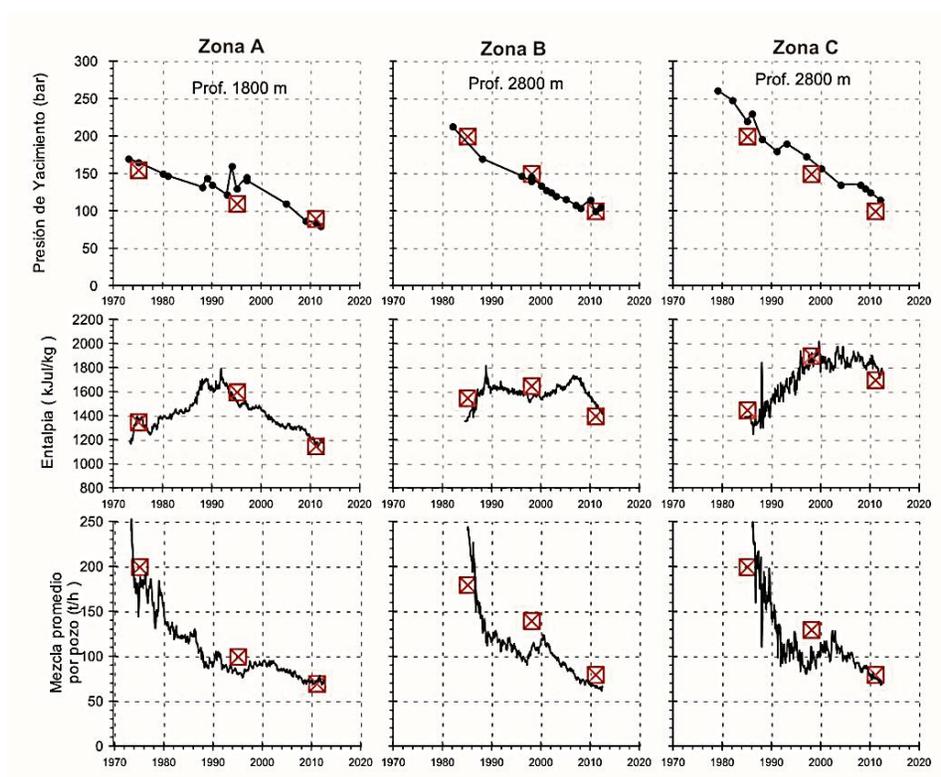


Figura 11. Cerro Prieto: Historia de la presión del yacimiento, entalpía y flujo másico total.
Fuente: (Rodríguez, et al., 2015)

Los Humeros, México

La extracción de fluidos en el Campo Geotérmico Los Humeros comenzó en 1982. Los Humeros cuenta con una capacidad integrada de 40 MW (Ortega, 2013)

Tras 22 años de explotación comercial, la extracción y reinyección de fluidos ha inducido diversos procesos físicos como son la ebullición con aumento de vapor, la condensación de vapor, y los retornos de la inyección, etc.; que señalan una necesidad de adelantar una recarga artificial al reservorio para prolongar la vida útil del recurso (Arellano, et al., 2015b).

En la Figura 12 se muestra el comportamiento de la presión y la entalpía promedio a fondo de pozo en 22 pozos; allí, en general se aprecia que mientras la presión disminuye, la entalpía aumenta, señalando procesos de ebullición en el fondo del pozo e incremento en la fracción de vapor del fluido desde 5 al 35% en 9 años. El aumento de presión después de 2001 está motivado tanto por cambios en el orificio de producción como por el ingreso de fluidos a los pozos (Arellano, et al., 2008).

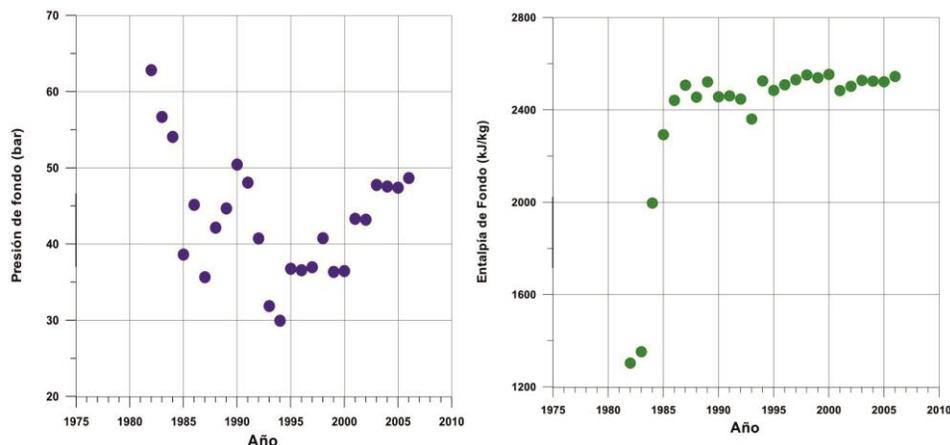


Figura 12. Los Humeros: Presión y entalpía promedio a fondo de pozo en 22 pozos.
Fuente: (Arellano, et al., 2008)

Tras 27 años de explotación comercial, y continua extracción y reinyección de fluidos ha inducido dos procesos físicos: (a) la producción de retornos de reinyección, y (b) la ebullición. El primero de estos, cuando es vapor condensado lleva a un reducción de la salinidad en los pozos de dos fases y se agotan los componentes isotópicas (Arellano, et al., 2015a).

La Figura 13 muestra caudales másicos, presión de fondo del pozo, entalpía del fondo del pozo, cloruros, presión de cabezal y la comparación de las estimaciones totales de entalpía de descarga, entalpía, CO_2 y saturación líquida del reservorio para el pozo AZ-26. que para Arellano, et al. (2015a) sirve para mostrar el comportamiento descrito anteriormente pero esta vez mediante análisis de datos químicos y de producción.

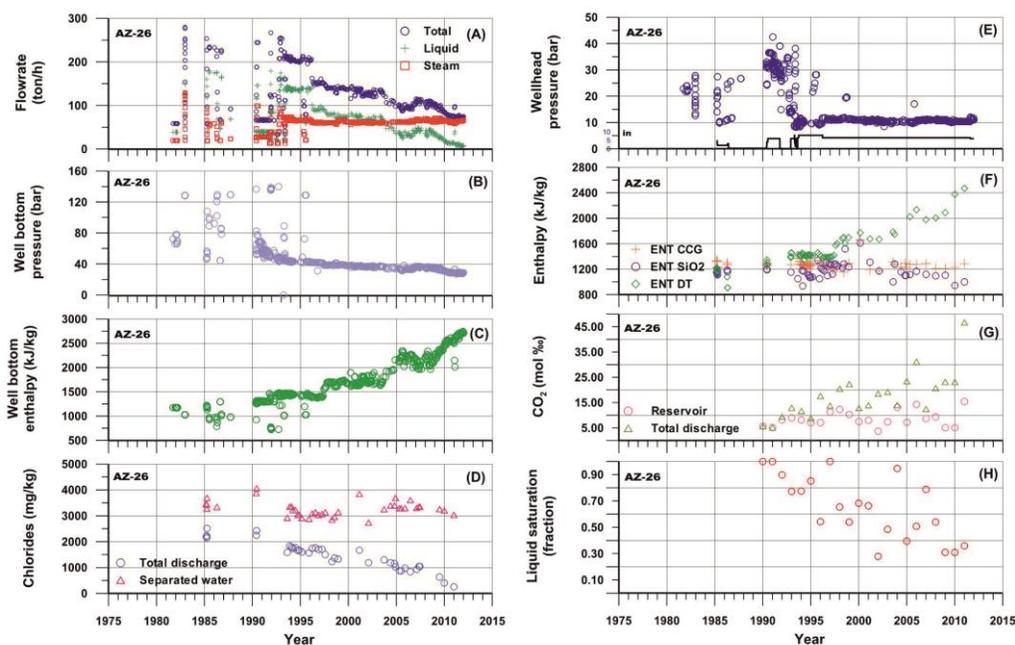


Figura 13. Los Humeros: Presión y entalpía promedio a fondo de pozo en 22 pozos.
Fuente: (Arellano, et al., 2015a)

Momotombo, Nicaragua

En el Campo Geotérmico de Momotombo se inició la explotación en 1983 y hoy cuenta una capacidad instalada de 78 Mw (Carranza, 2014).

En los primeros años de explotación de Momotombo, no se hizo reinyección de fluidos generando un fuerte caída de la presión en el yacimiento y se creó allí una zona de dos fases propiciando el ingreso de agua más fría. La Figura 14 muestra el historial de presiones medidas en el Pozo MT-11 que es el principal pozo de observación del campo (Kaspereit, et al., 2016). Se aprecia un descenso de casi 10 bares en un tiempo cercano a los 15 años.

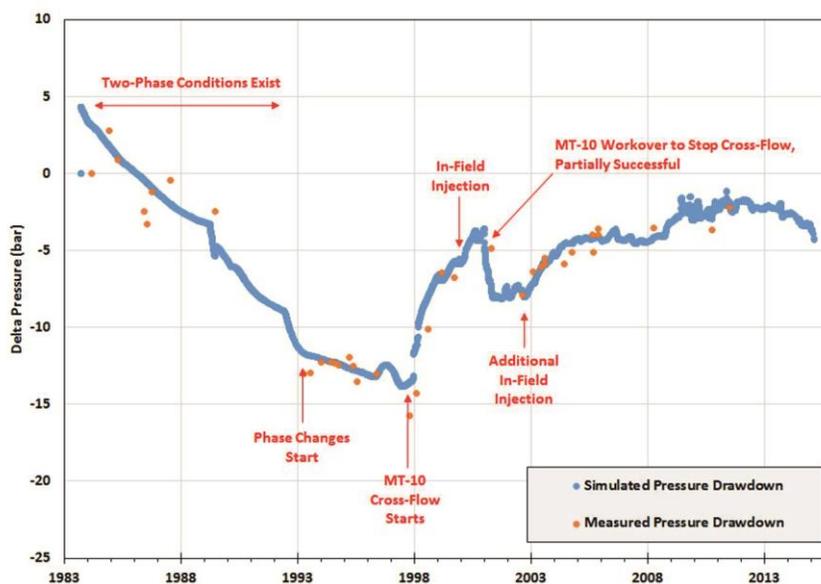


Figura 14. Momotombo: Historial de presión del pozo MT-11.
Fuente: (Kaspereit, et al., 2016)

Miravalles, Costa Rica

La explotación del Campo geotérmico de Miravalles se remonta a 1994, cuando inició la primera central en Costa Rica, que ha ido aumentando su producción y hoy cuenta con una capacidad instalada de 160 MWe (Nietzen & Solís, 2015).

Tras 19 años de explotación, Vallejos (2013) señala que el campo de Miravalles llegó a sus máximas tasas de extracción, observando una disminución de la producción en el acuífero principal. En la Figura 15 se observa la alta caída de presión del yacimiento, que llegó a tasas de entre 1,7 y 2,0 bares por año pero que con la reinyección iniciada en 2003 pasaron a 1,4 bares por año aproximadamente.

La Figura 16 presenta los cambios geoquímicos y de contenido de gases con los respectivos descensos de temperaturas. En color verde se observa los cloruros y en azul el contenido de los gases. En unos pocos pozos tienden a incrementarse los cloruros y disminuir el contenido de los gases posiblemente por influencia de la reinyección, pero en los otros pozos la tendencia principal es a disminuir los cloruros y a aumentar el contenido de los gases (Nietzen & Solís, 2015).

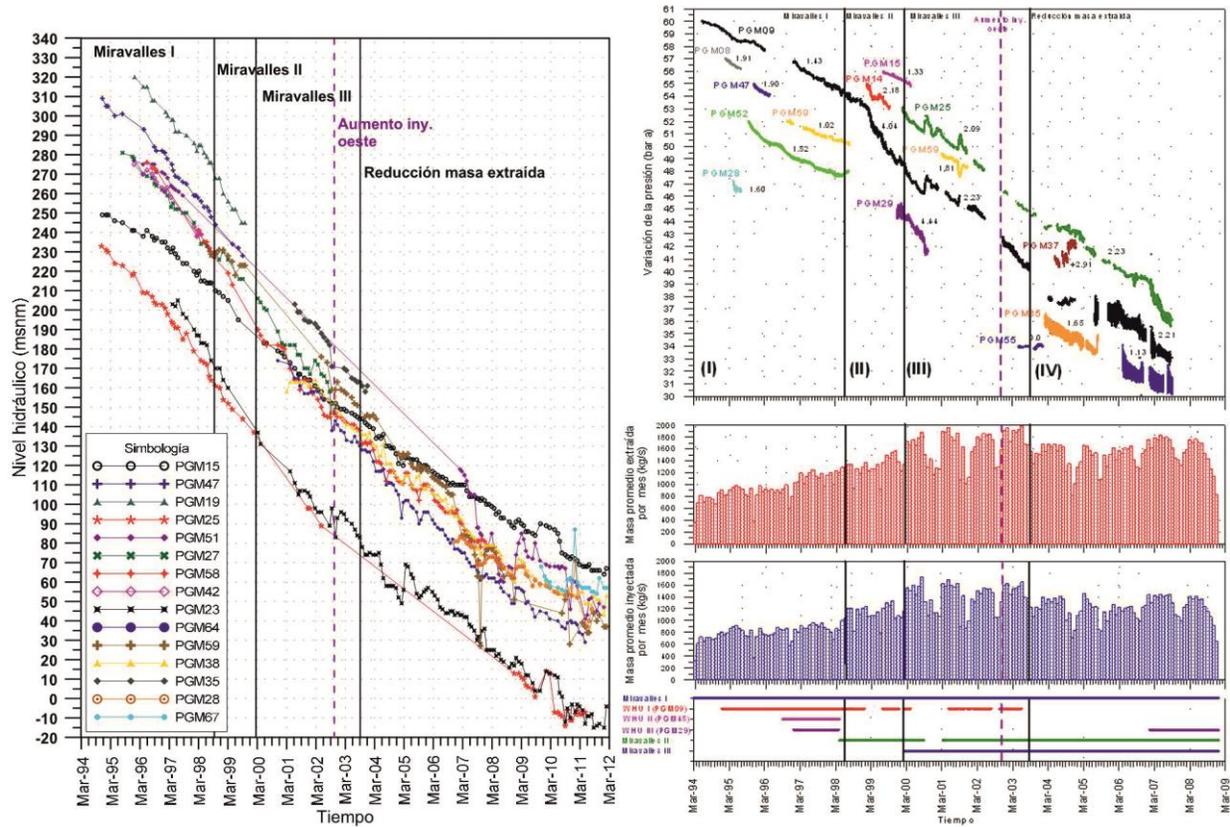


Figura 15. Miravalles: Caída de presión, niveles hidráulicos y sondas de monitoreo
 Fuente: (Vallejos, 2013)

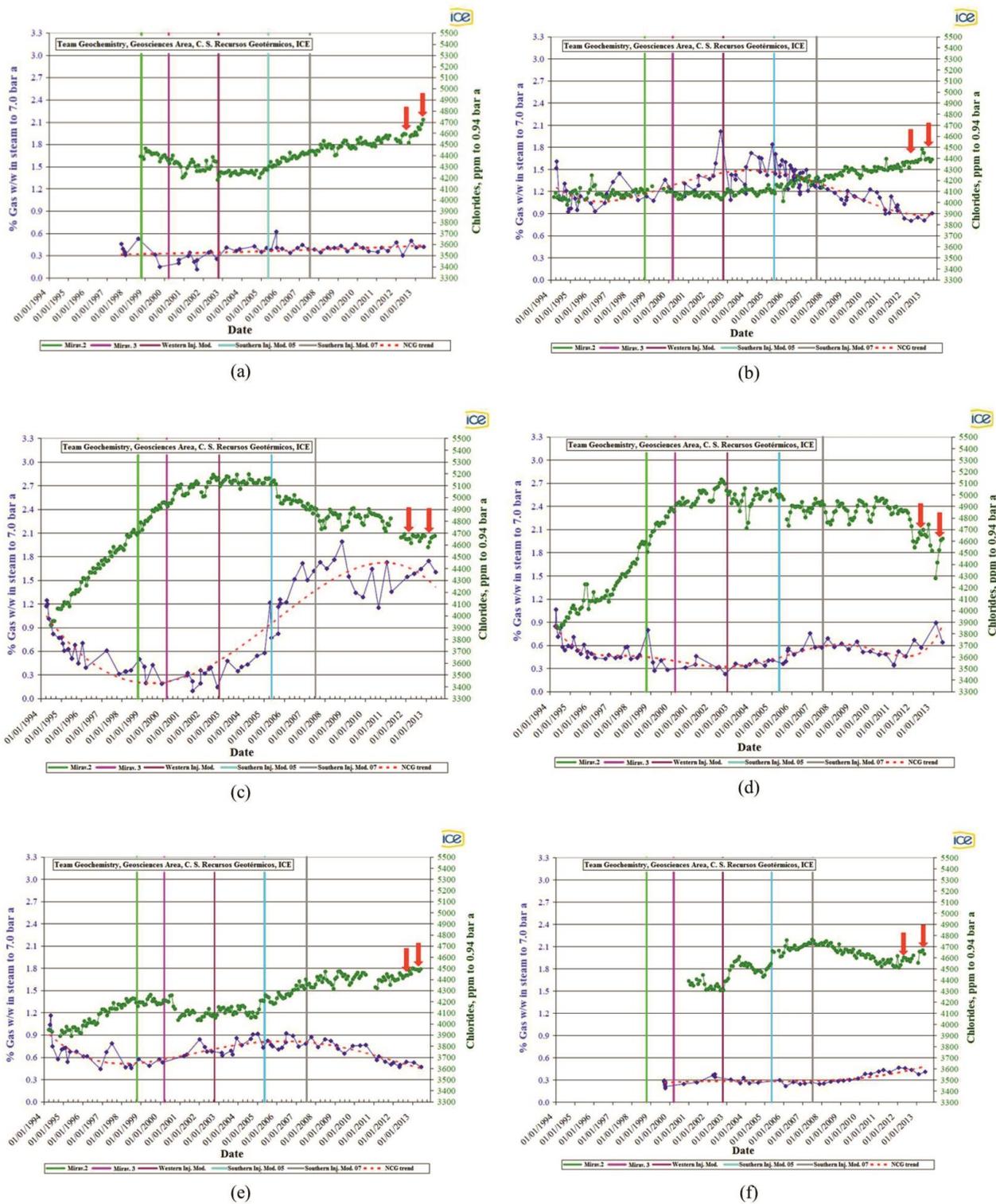


Figura 16. Miravalles: Evolución de gases no condensables y cloruros en algunos pozos
Fuente: (Nietzen & Solís, 2015)

Resultados de la revisión

El historial de numerosos sistemas geotérmicos en todo el mundo, han servido por décadas para la investigación de sostenibilidad y renovación. En este trabajo se implementa este criterio para analizar información publicada de la última década y para 10 campos geotérmicos líquido dominante.

Se encontraron datos de presión, temperatura, entalpía y otros componentes químicos, que de forma dispersa han sido publicados registrando el comportamiento real y algunas predicciones futuras de los reservorios.

En primer lugar se asignó un valor aproximado para las presiones de los reservorios en tres momentos: 15, 20 y 30 años, según la disponibilidad de la información (ver Tabla 1). Con ello se pudo observar que las variaciones de presión no superan los 2 bares, y todos los campos se caracterizan por un marcado descenso de la presión, que lo pone como el principal indicador para la gestión de la producción, dado que las caída de presión son las más notorias cuando hay un exceso de producción comparado con el ritmo que lleva la recarga del reservorio.

Tabla 1. Comportamiento de la presión en varios campos geotérmicos

Campo	Variable	30 años		20 años		15 años	
		ΔP	$\Delta P/\Delta t$	ΔP	$\Delta P/\Delta t$	ΔP	$\Delta P/\Delta t$
		[Bar]	[Bar/Año]	[Bar]	[Bar/Año]	[Bar]	[Bar/Año]
Wairakei, Nueva Zelanda		28	0.93	27	1.35	24	1.60
Olkaria, Kenia		14	0.47	13	0.65	11	0.73
Nesjavellir, Islandia		13.5	0.45	6.5	0.33	5	0.33
Reykjanes, Islandia		-	-	65	3.25	56	3.73
Tiwi, Filipinas		60	2.00	50	2.50	26	1.73
Ahuachapán, El Salvador		32	1.07	28	1.40	26	1.73
Cerro Prieto, México		110	3.67	88	4.40	68	4.53
Los Humeros, México		-	-	34	1.70	25	1.67
Momotombo, Nicaragua		20	0.67	20	1.00	20	1.33
Miravalles, Costa Rica		-	-	31	1.55	27	1.80
Promedio			1.32		1.81		1.92

Las caídas de presión provocan ebullición en el reservorio lo cual induce un incremento de la recarga (profunda y/o somera) hacia el reservorio. Si esta recarga no se da directamente en el reservorio o en la zona despresurizada no afectará negativamente al sistema, pero en caso contrario puede llevar a una condensación del vapor, y reducción de la ebullición que advierten de un dramático enfriamiento en el reservorio y un camino hacia la improductividad de los pozos.

El valor identificado anteriormente, advierte a desarrolladores y entidades de control de la necesidad de revisar con urgencia la gestión que se está haciendo del reservorio.

Por otro lado, indicadores claves como la temperatura, entalpía, cloro y la química (por ejemplo gases, cloros y sílice) deben ser considerados en un contexto específico dada la susceptibilidad de estos a cambios tanto locales como regionales. Por ello, la información de los diferentes campos geotérmicos consultados no señala un único comportamiento. La Tabla 2 compila los atributos designados para estos indicadores.

Tabla 2. Comportamiento cualitativo de otros indicadores de producción

Variable Campo	Cl	T	Entalpía	GNC
	res.liq	°C	KJ/Kg	ppm-wt
Wairakei, Nueva Zelanda		Caída	-	-
Olkaria, Kenia	Aumento	Aumento	Aumento	Estable
Nesjavellir, Islandia	Aumento	Caída	-	-
Reykjanes, Islandia	Aumento	-	-	-
Tiwi, Filipinas	-	-	-	-
Ahuachapán, El Salvador	Caída	Caída	-	-
Cerro Prieto, México	-	-	Aumento	-
Los Humeros, México	-	-	Aumento	Estable
Momotombo, Nicaragua	-	-	-	-
Miravalles, Costa Rica	Caída	-	-	Aumento

Hay que considerar que la explotación del reservorio geotérmico puede presentar dos procesos: ebullición o dilución (enfriamiento). El proceso que domine dependerá de factores como la matriz del yacimiento y el flujo de fluidos.

Un primer escenario señala que si de alguna manera durante la explotación, ingresan fluidos fríos al sistema por reinyección o por cualquier fenómeno inducido, se presentarán disminuciones de entalpía. Para apreciar el ingreso de recargas de agua fría, se debe considerar por ejemplo si han disminuido las concentraciones de Cl y B en la fase líquida, o si existen cambios O18 y deuterio que indican una zona de recarga diferente.

Este ingreso de aguas frías reduce los tiempos de residencia del fluido en el reservorio afectando la temperatura y desencadenando problemas como por ejemplo la incrustación, la pérdida de la capacidad calorífica y de capacidad de generación.

Por el contrario, en el escenario donde la pérdida de presión genera ebullición, se espera un aumento considerable de la entalpía. Un indicador de esta condición es cuando disminuye el CO₂ y se incrementan PH, la concentración de cloro y el flujo total de gases no condensables.

Los diferentes campos revisados presentan ambos procesos (ebullición y dilución), por lo que los resultados no tienen una única tendencia. E incluso hay campos como el de Olkaria en que habría que diferenciar una tendencia en que domina el aumento entálpico de cambios simultáneos sectorizados en los que ocurren procesos contrarios.

EFFECTOS POTENCIALES EN EL AMBIENTE POR LA EXTRACCIÓN MASIVA DE FLUIDO

La explotación de un yacimiento geotérmico lleva implícito diversos impactos potenciales sobre el ambiente. Estos impactos no solo afectan directamente a algunos elementos del sistema geotérmico sino que ponen en peligro la vida misma de un proyecto geotérmico.

La explotación a gran escala de sistemas líquido-dominante exige la extracción de enormes volúmenes de fluido geotérmico, que no son reinyectados en su totalidad, puesto que habrá una pérdida de masa neta, estimada por Torres (2011), en alrededor del 30% de la masa extraída y que se pierde durante la descarga de vapor de agua a la atmósfera desde la central eléctrica.

Este desbalance de masa propicia la creación de zonas de dos fases (vapor + agua) normalmente ubicadas en la parte superior del reservorio. Esta zona bifásica crecerá con la producción. Justo allí y por debajo de ella, se reducirán las presiones (Hunt, 2001). Esta disminución de la presión en el yacimiento, podrían generar cambios importante en la superficie o cerca de ella. A continuación se mencionan los principales cambios esperados.

Cambios en las condiciones térmicas

Las Características de las Manifestaciones Termales que dependen del flujo de agua geotérmica profunda, tienden a disminuir a medida que se explota el campo geotérmico.

En el caso de las fumarolas, la caída de presión genera mayor ebullición aumentando la cantidad de vapor y por ende la actividad fumarólica. En el caso de los manantiales calientes, estos recibirán más fluido geotérmico, viendo reducidas por ello, sus características térmicas en términos de tamaño y vigor.

El Campo Geotérmico de Wairakei en Nueva Zelanda, mostró en la fase inicial de la explotación que el nivel de agua se reduce (en 200 m para este campo), llevando a desaparecer incluso algunos géiseres y manantiales clorurados dentro del área termal. Posteriormente, en el período de descarga de prueba, el monitoreo químico de este campo, mostró que el contenido de cloruros disminuyó debido a la mezcla con acuíferos someros (Gunnlaugsson, 2003).

Gunnlaugsson (2003) presenta el caso de Reikiavik (Laugarnes) y Reykir en Islandia como el ejemplo donde todas las manifestaciones termales desaparecieron y señala que la presencia de procesos de sinterización de sílice y un contenido significativo de cloruro pueden servir como indicadores de la reducción de las características que dependen del flujo de líquido geotérmico. Barcelona (2016), explica que este tipo de depósitos de sílice amorfa en manantiales calientes y

géiseres de aguas cloruradas sódicas neutras y saturadas en sílice está controlada por la reducción en temperatura del fluido, por la evaporación y por la acción microbiana.

Además, de los cambios en las manifestaciones termales, se genera un *Aumento en el Flujo de Calor* creando nuevas condiciones térmicas del terreno.

Cuando aumenta el vapor ascendente, que incluso asciende por pequeñas fracturas que son impermeables solo para el líquido, se eleva el flujo de calor generando modificaciones térmicas y biológicas considerables en superficie (Torres, 2011).

En Wairakei, el flujo de calor se elevó desde 400 MW antes de la explotación a 800 MW tras 7 años de explotación, y luego se mantuvo en 600 MW por cerca de dos décadas más. Este aumento de actividad termal ocurrió a 3 Km de distancia desde el principal campo de producción (Hunt, 2001).

Cambios en las aguas subterráneas

Considerando que la mayoría de los sistemas geotérmicos de alta temperatura están suprayacidos por acuíferos someros fríos, es posible que se presenten algunos fenómenos que afecten a estos acuíferos.

En primer lugar ocurren fenómenos de *Descenso del Nivel Freático* debido a diversas razones, una de ellas es que la disminución de la presión provoca mayor recarga natural, que se considera en promedio con una tasa igual a la tasa de producción del sistema. Un ejemplo de este caso ocurrió en el Campo geotérmico de Laugarnes en Islandia donde el nivel de agua descendió cerca de 120 m por debajo del nivel inicial, llegando a una nueva condición de equilibrio que no ha cambiado en 30 años, ni ha tenido efectos en la temperatura del yacimiento (Stefansson, 2000).

En este mismo sentido, con el inicio de la producción de un campo geotérmico, se espera caídas de presión en el yacimiento que cuando son significativas permiten que las aguas subterráneas más frías y diluidas entren al yacimiento. Esto ocurrió en Nag (Filipinas), después de 1979 cuando comenzó la producción, la cual redujo significativamente la producción de vapor (Sicad, 2015).

Otro fenómeno es el llamado *Flujo Descendente Frío*, que ocurre cuando el agua de acuíferos someros fríos es arrastrada verticalmente y en descenso hacia la parte superior del reservorio, propiciado por la caída de presión. Este fenómeno ocurre si existe una baja permeabilidad lateral de las rocas en los acuíferos someros y hay las estructuras de permeabilidad vertical como las fallas geológicas que favorecen el flujo en este sentido (Hunt, 2001).

Por otro lado, si la presión de vapor en los acuíferos someros supera la presión litostática suprayacente, es posible que ocurran *Explosiones Hidrotermales* que generan grandes cráteres especialmente en las áreas cercanas a las fumarolas que pueden afectar asentamientos humanos o estructuras en sus alrededores. Los Goff citan como ejemplo a la zona de Agua Shuca al suroeste del Campo Geotérmico de Ahuachapán donde en 1990 ocurrió una explosión hidrotermal que mató a una veintena de personas (Goff & Goff, 1997). Barrios et al. (2011) reportan el mismo fenómeno para la fumarola de El Zapote de este mismo campo. Estos últimos

autores advierten que aunque este tipo de explosiones son de baja energía podrían llegar a ser mortales e incluso afectar la infraestructura cuando están cerca de un respiradero.

Deformación del terreno

La explotación de yacimientos geotérmicos genera cambios de volumen originando movimientos horizontales (inflación) y/o verticales (*Subsidencia*) siendo este último el más frecuente.

Una de las causas es la extracción de fluido geotérmico ya que reduce la presión de poro de las formaciones geológicas, generando mayor compactación litológica en rocas de alta compresibilidad. Estos cambios crean las deformaciones del terreno llamadas *Subsidencia* o *Movimientos Laterales*. Dada la presencia de arcillas en rocas volcánicas jóvenes y otras formaciones geológicas de alta compactación comunes en los sistemas geotérmicos, habrá que considerar su tendencia permanente a reducir el volumen por compactación.

Para Hunt (2001) los cambios de volumen que propician las deformaciones ocurren por tres causas: A) Por disminución en la presión del líquido, B) por cambios en la saturación en la zona de dos fases y, C) por cambios en la densidad del líquido generados por cambios de temperatura. Todos estos pueden ser determinados a partir de cambios de gravedad.

Con el avance de la explotación, las presiones varían (aumentan o disminuyen) tanto espacial como temporalmente en la zona de dos fases que se genera durante la explotación. Habrá principalmente una reducción en la presión por pérdida de vapor al bullir, ocasionando una reducción en la saturación, y en consecuencia una disminución de la masa y de la gravedad. Pero también puede ocurrir que la disminución de la presión ocasione entradas de agua más frías de reemplazo que lleven a incrementos locales de saturación, de masa y de gravedad (Hunt, 2001).

Por mencionar algunos de los casos de hundimientos se pueden citar los campos geotérmicos de Wairakei (Nueva Zelanda), Cerro Prieto (México) y el Mar de Salton (Estados Unidos), cuyos hundimientos responde a una compleja interacción tectónica, litológica y por explotación geotérmica.

En Wairakei se han documentado los hundimientos más grandes con alrededor de 15 m de desplazamiento, generando afectaciones a tuberías de acarreo, deformación en tuberías de revestimiento de pozos, inclinación de locaciones, daño a carreteras y modificaciones al gradiente de arroyos y ríos. De acuerdo con Gunnlaugsson (Gunnlaugsson, 2003) en Wairakei se prevé un hundimiento de unos 20 m para el año 2050.

En el campo de Cerro Prieto se han hecho mediciones con la técnica de Interferometría con Radar de Apertura Sintética registrando una subsidencia de 12 cm al año en la zona de los pozos productores y 18 cm al año en la zona de recarga, con una velocidad de subsidencia mayor que la tectónica esperada (Glowacka, et al., 2015).

El Campo Geotérmico de Salton Sea (Estados Unidos) ejemplifica como las actividades de explotación, pueden incrementar procesos geológicos de compactación de sedimentos, esfuerzos tectónicos y deslizamiento de fallas en fenómenos tan complejos que dificultan diferenciar las deformaciones naturales de las inducidas (Barbour, et al., 2016).

Cambios en la sismicidad

La sismicidad en los sistemas geotérmicos podría aumentar debido al incremento del flujo de los fluidos por los canales subsuperficiales durante la explotación de un campo geotérmico, lo cual ocurre no solo al extraer el fluido sino también al ser reinyectado. Aún no se han presentado eventos sísmicos significativos debidos a la explotación de fluidos geotérmicos (ESMAP, 2012).

Cambios en los esfuerzos de las rocas hacen que se acumulen cargas sísmicas por tensión que con el tiempo serán liberadas una vez la roca se fracture. Las inyecciones de fluido generan cambios de esfuerzos que pueden llegar a acelerar la ocurrencia de sismos (Bessason, et al., 2012).

Aunque en términos generales los sismos causados por la actividad humana se conocen como *Sismicidad Inducida*, algunos autores prefieren distinguir estos sismos entre eventos "inducidos" y "detonados"¹ respondiendo a varios criterios (Foxall, et al., 2015) y diferenciando entre aquellos donde lo que cambia es la frecuencia de ocurrencia de aquellos donde no se habían presenta sismos anteriormente. El movimiento en zonas agrietadas por liberación de esfuerzos es el tipo de sismos "detonados" que pueden ser tan grandes como los más grandes terremotos de la zona de interés. Aunque en un estado natural las zonas agrietadas no tengan suficiente diferencia de potencial en las rocas como para causar terremotos, esto cambia una vez se inyecta fluido a alta presión, generado los sismos por estimulación que aunque más numerosas suelen ser menores en magnitud (Bessason, et al., 2012).

Se remite al lector a explorar los estudios del Campo Geotérmico de Hellisheidi en Islandia en particular el área de reinyección de Húsmúli que pasó de ser una zona con escasa actividad sísmica (Gunnarsson, 2013), a tener sismos de magnitudes entre 3 a 4 ML sentidos en varias ciudades. Esta situación llevó a conformar un equipo de científicos independientes para evaluar lo sucedido y formular recomendaciones para futuras operaciones de reinyección.

De esta experiencia queda el "Procedimiento para la sismicidad inducida en los sistemas geotérmicos" (Bessason, et al., 2012) que incorpora una serie de recomendaciones y un procedimiento de trabajo para la reinyección a gran escala (Gunnlaugsson, 2016). Además de este informe, la Agencia Internacional de la Energía de los Estados Unidos ha publicado un Protocolo para la Sismicidad Inducida en el caso de Sistemas Geotérmicos Mejorados –EGC, que también es una referencia para tenerse en cuenta (Majer, et al., 2012).

Otros campos geotérmicos han reportado relación entre la producción y la sismicidad. Tal es el caso del Campo Geotérmico de Miravalles en Costa Rica, donde se encontró relación entre el aumento de la sismicidad y reducción de la masa total inyectada. Allí se observó que hay relación entre la inyección y la sismicidad puesto que se afecta la presión de poros del entorno fracturado y genera un sistema de intercambio volumétrico, que desestabiliza el campo de esfuerzos por un ligero periodo de tiempo (Nietzen & Solís, 2015).

¹ El término "detonados" corresponde a una traducción libre de este autor desde la palabra inglesa "triggered".

LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA LA VIGILANCIA Y MONITOREO

Dada la complejidad de los sistemas geotérmicos y la incertidumbre que contiene su estudio, el monitoreo permite el flujo constante de información que contribuya a que las decisiones para la gestión de la explotación sean más racionales e informadas de parte de los desarrolladores así como para las autoridades reguladoras.

El monitoreo además de ser un instrumento de control y seguimiento a las operaciones de la planta permite gestionar la producción y verificar si se está llegando a los resultados deseados.

El monitoreo proyecta confianza en el público y permite construir un conocimiento objetivo de los sistemas geotérmicos para desarrollarlos de forma sostenible.

Principios para diseñar un programa de monitoreo

Diversos autores dentro del sector geotérmico han sintetizado varios principios para estructurar un programa de monitoreo.

Haraldsson señala cuatro aspectos iniciales para la planificación del monitoreo (Haraldsson, 2011):

- Seleccionar cuidadosamente los parámetros de interés.
- Identificar aquellos métodos más apropiados para adquirir la información, detallando los aspectos básicos sobre dónde hacer el muestreo, con qué frecuencia, el tipo y cantidad de muestreo y los equipos necesarios.
- Manejo de la información por medio de formatos para reportar resultados

Lo anterior se resume en las siguientes preguntas: ¿Qué aspectos hay que vigilar? ¿Por qué son una preocupación? ¿Dónde debe llevarse a cabo la vigilancia? ¿Cómo se debe monitorear y analizar? y ¿Cuándo es necesario monitorear? (Haraldsson, 2011)

Hunt (Hunt, 2001) adiciona otros principios:

- El trabajo sistemático de recolectar, analizar y utilizar información para hacer seguimiento de la explotación geotérmica, debe comenzar antes de que inicie la producción a gran escala.
- La frecuencia del monitoreo debe ser lo suficiente para poder ayudar a diferenciar variaciones naturales de aquellas inducidas por la explotación.

- Los datos recopilados deben ser revisados y comparados regularmente entre sí para detectar anomalías. Sin embargo, si no existen cambios en los registros históricos no deberá entenderse esto como razón para detener el monitoreo.
- Para que los datos sean confiables debe calibrarse el equipo regularmente y debe ser operado por una persona competente.

Línea Base. Una vez arrancan en operación las actividades de explotación, los programas de monitoreo llegan a ser diseñados meticulosamente, pero necesitan de referencias para el contraste de las observaciones. Estos contrastes consisten básicamente en la mayor información y descripción cuantitativa posible del estado natural que se adquiere antes de empezar la modificación del ambiente, además del conjunto de documentos regulatorios y mejores prácticas que se tengan no solo localmente sino a nivel internacional.

Es común que mientras se realiza el Estudio de Impacto Ambiental, se compile la información base que incluye referencias secundarias, diseño de programas de monitoreo o mediciones de campo. Una línea de base bien establecida permite al proyecto evaluar en que magnitud se desvía del estado natural durante la fase de operación de la planta de energía y hasta qué punto es esto originado por la planta (Haraldsson, 2011).

Dado que los monitoreos de los sistemas geotérmicos se extienden por muchos años o décadas; tiempos en que ocurren muchos cambios técnicos, tecnológicos y de personal humano, es necesario que la adquisición y almacenamiento de la información sea documentada, estandarizada y asegurada con periodos fijos de revisión y ajuste para mejorar el diseño del programa de medición.

La relación entre el factor humano y los instrumentos incide en la precisión de la información adquirida:

- Deberá garantizarse que a pesar de los cambios de personal los datos puedan ser compatibles entre sí.
- Cuando el operador del instrumento es consciente de las razones para hacer las mediciones existe una mayor responsabilidad que contribuye a la precisión de la medición.
- Es aconsejable que el personal que interpreta las mediciones, a su vez haya participado en la adquisición de los datos.
- Los lugares para el monitoreo deben ser adecuados pensados en mantenerse con el tiempo y estar debidamente marcados.

De esta manera hay que diferenciar entre la calidad de los datos y su cantidad. Mientras el primero nos dice cuan significativa es la información, el segundo refiere al contexto en donde estos fueron adquiridos y su relaciona con los procesos de interés (Gunnlaugsson, 2003)

La Interpretación. En general, la adquisición de datos de monitoreo es sencilla, pero la correcta interpretación de los resultados suele ser difícil, dado que hay que diferenciar bien las variaciones naturales de las inducidas por la explotación del campo.

Hay experiencias positivas donde se han conformado paneles de revisión de los datos de monitoreo para hacer las respectivas interpretaciones. En Nueva Zelanda por ejemplo, dado que las autoridades reguladoras no cuentan siempre con personal calificado se conformó un panel de revisión para cada campo por separado. Paneles de 3 expertos en geotermia independientes del desarrollador, que se reúnen dos veces al año en los primeros años de desarrollo y luego anualmente para revisar el programa de monitoreo.

Problemas del monitoreo. Es común que los programas de monitoreo no están adecuadamente planeados y ejecutados. Hunt (2001) advierte de los casos donde estas deficiencias son mal intencionadas de parte de los desarrolladores. Para este mismo autor los problemas más comunes son:

- No hacer mediciones mucho antes de comenzar la producción, y no contar con línea de base.
- No hacer mediciones fuera del campo geotérmico.
- No realizar suficientes mediciones previendo la pérdida parcial de datos.
- No contar con personal capacitado, lo que se reflejará en la calidad de los datos.
- No documentar adecuadamente los datos de monitoreo.
- Incumplimiento de las autoridades reguladoras para comprobar que se hace el monitoreo cuando se necesita realmente.

Además de las generalidades que se han tocado anteriormente, a continuación se mencionan algunos criterios y sugerencias para efectuar los monitoreos que buscan prevenir los efectos potenciales que se tocaron en el apartado anterior.

Mediciones en boca de pozo

El muestreo más básico se da en los pozos. Este implica toma de muestras de líquido geotérmico, de vapor condensado y de gases no condensables, que serán analizadas como insumos del modelado numérico necesario para estimar futuros comportamientos de los pozos y del reservorio.

Unas de estas pruebas en pozo son las pruebas de descarga, que se ejecutan después de un período de calentamiento de pocos días o meses, pero que sirve para estimar la productividad y la química del fluido antes de su utilización para la producción de energía (Kajugus, 2015). Dado que a veces estas pruebas de descarga no son factibles por la dinámica de las centrales de energía, es común usar pruebas de flujo con trazadores (Tracer Flow Testing - TFT) pues permiten medir el caudal sin perturbar la producción (Gunnlaugsson, 2016) y sirven incluso para evaluar los posibles efectos de enfriamiento en los pozos de producción a medida que comienza la reinyección del yacimiento.

Las pruebas de pozo de inyección realizadas en la etapa inicial de la evaluación del yacimiento, estimulan el pozo y ofrecen información de la naturaleza y el comportamiento del yacimiento.

Monitoreo químico

A través del monitoreo químico se busca observar los cambios en la composición química e isotópica del fluido del yacimiento. Cambios que pueden estar originados por procesos naturales, o por efectos de la producción.

Los efectos más comunes asociados a la producción son el ingreso de agua más fría o de fluido de reinyección y los cambios por ebullición gradual del líquido. (Óskarsson, et al., 2015)

Uno de factores a monitorear es la composición química de los fluidos a través del tiempo, porque estos señalan la respuesta de los reservorios ante la explotación. Por ejemplo si se mezclan fluidos geotérmicos y aguas subterráneas más frías no solo hay reducción en las temperaturas sino en cloruros u otros solutos. O, si hay procesos de ebullición aumentará la entalpía de fluido descargada, pero disminuirán los cloruros en los fluidos de descarga. De esta manera hacer un seguimiento a las concentraciones de iones como: cloruro, sodio, potasio, calcio, sulfato, boro y sílice tanto en el agua separada como en la descarga total a través del tiempo, permitirá ayudar a identificar los procesos que estén involucrados en el comportamiento del yacimiento o su entorno.

Además del fluido, hay que estudiar el vapor a pesar de su complejidad. Estimar las variaciones de CO₂, N₂, H₂S, gases totales y la relación N₂/Ar a través del tiempo permite estimar procesos de ebullición, ingreso de fluidos periféricos, incrustaciones de azufre, temperaturas del depósito, la fracción de vapor in situ de los fluidos que entran a los pozos y la saturación volumétrica del líquido en el depósito (Barragán, et al., 2016).

Monitoreo de las condiciones térmicas

La explotación geotérmica causa cambios en las manifestaciones termales naturales, por lo que deben ser monitoreados los caudales de manantiales termales, la temperatura y la química del fluido.

El caudal del líquido se mide generalmente en el canal de rebose. Aunque sea difícil medir el caudal de fumarolas y respiraderos de vapor, existen diversas técnicas para aproximarse a ello. Una técnica consiste en llevar un registro fotográfico básico o con detectores infrarrojos terrestres o aerotransportados que permitan monitorear los cambios de actividad térmica (Gunnlaugsson, 2003).

La temperatura se mide con termocuplas pero es muy importante medir siempre en el mismo punto en especial en manantiales calientes, puesto que las condiciones atmosféricas locales pueden afectar la temperatura cerca de la superficie del agua (Torres, 2011). Las variaciones de las especies vegetales son indicadores de cambios que se estén dando en de distribución de las temperaturas del terreno.

La única manera de evitar el incremento de los flujos de calor es minimizar la extensión de la zona de dos fases manteniendo constante las presiones del yacimiento (Torres, 2011).

Monitoreo de las aguas subterráneas

Las variaciones en el nivel del agua en acuíferos someros pueden medirse por varias técnicas. Por un lado, es posible hacer construir agujeros verticales de monitoreo poco profundos de entre 3 y 5 cm de diámetro cuya profundidad dependerá de la profundidad del nivel, llegando siempre entre 5 y 10 m por debajo de este nivel (Torres, 2011)

La temperatura del agua subterránea se puede medir en los agujeros de monitoreo con termómetro digital y una sonda. El análisis químico de estas aguas se realiza con muestreo y envío a análisis de laboratorio.

Para confrontar los problemas de explosiones hidrotermales, es necesario que el desarrollador cartografie con mucho detalle todas las áreas de fumarolas visibles y áreas de alteración hidrotermal no solo para cuando esté planeando la construcción de la planta sino para determinar los riesgos asociados.

Monitoreo de las deformaciones del terreno

En estos los casos, las mediciones de gravedad permiten observar los cambios a gran escala en la masa de fluidos dentro de un reservorio geotérmico generados por efectos de la producción, la reinyección o por cambios de fase, además de las variaciones en el nivel del agua subterránea. En Wairakei se han realizado mediciones de gravedad en los últimos 50 años, (Pearson, et al., 2015).

El monitoreo de estos fenómenos incluye además diversas técnicas como la Interferometría con Radar, las Nivelaciones topográficas y la microgravimetría; alimentados con datos obtenidos de redes instrumentadas de inclinómetros, extensómetros y sensores de agrietamientos (o fisurómetros). Un ejemplo de ello es en el Campo Geotérmico de Reykjanes en Islandia (ver (Guðnason, et al., 2015).

En áreas de alta tasa de subsidencia (>100 mm/año), las nivelaciones se debe completar rápidamente para evitar incluir errores por los movimientos del suelo entre el inicio y el cierre de un ciclo. Las ventajas del método por nivelaciones son que es una técnica de tradición, muy conocida en todo el mundo y que ofrece datos de alta precisión si las rutinas son correctas. Sin embargo es una técnica lenta, cara y muy dependiente de condiciones atmosféricas en climas cálidos (Hunt, 2001). En Islandia el Campo Geotérmico de Nesjavellir ha incluido un extenso programa de monitoreo mediante nivelación por más de una década ampliando la zona de estudio con intervalos en las mediciones de entre dos a cinco años según las variaciones (Gunnlaugsson, 2003).

La Interferometría de Radar de Apertura Sintética (SAR) consiste en comparar imágenes de radar de un mismo satélite o de diferentes. La resolución espacial es casi siempre de 10 m y se sugiere combinarla con algunos perfiles de nivelación que permitan la comprobación en tierra. Esta técnica es menos precisa que las nivelaciones y no es adecuado para zonas de alta precipitación con vegetación o bosque significativo (Hunt, 2001).

Antes de la explotación, es difícil predecir la magnitud y el área de subsidencia o la frecuencia de las mediciones necesarias. Usualmente se utiliza la simulación de yacimientos por Métodos

Numéricos para predecir cómo se va a comportar la zona de 2 fases y los sucesivos cambios en la saturación. Aunque antes de la producción, habrá poca información sobre la respuesta del campo geotérmico a la explotación el uso de modelos numéricos constantemente corregidos y replanteados con el avance de la adquisición de información permitirá una progresiva mejora en las predicciones. En las fases iniciales los resultados de las descargas de prueba serán la clave para configurar los modelos.

La técnica de microgravedad se implementa sistemáticamente para recoger datos de gravedad. Datos que son medidos durante períodos de descarga y recuperación porque ayudan a proporcionar información relevante para los modelos de simulación aunque los cambios de gravedad sean menores a los de períodos de producción. Un ejemplo de esto se ve en (Nishijima, et al. (2015) aplicado a la Central Geotérmica de Ogiri (Japón) donde se registraron cambios temporales de densidad del reservorio (disminución en la zona de reinyección y aumentos en el área de producción) un mes después del cierre temporal pero que se fueron reajustando después del período de mantenimiento.

Es importante contar con un buen conjunto de datos básicos desde antes de comenzar la explotación. Hunt (2001) señala que es en las primeras fases de la explotación donde ocurren los mayores cambios gravitatorios, debido a la creación de la zona de dos fases. De esta manera en este estado inicial, las mediciones deben ser más frecuentes y no limitarse al Campo Geotérmico para contar con una base de datos relevante que permita abordar problemas de planificación o sociales relacionados con la inducción de fenómenos geológicos.

Al respecto la frecuencia de las mediciones dependerá de la tasa de hundimiento y de la ubicación del área de subsidencia (Torres, 2011).

La técnica de Nivelación del terreno es una técnica ya poco utilizada porque demanda mucho tiempo y costos, por lo que ha tomado más auge la Interferometría con Radar de apertura sintética y aunque no ofrece la precisión que dan los niveles ópticos, si son más rápidas para abordar zonas extensas.

La deformación horizontal suele valorarse a partir de mediciones repetidas de ángulos horizontales y distancias horizontales entre puntos de referencia usando un teodolito y equipos de medición de distancia electromagnética (laser o microonda). Es pertinente que los puntos de referencia sean referencias fijas instaladas específicamente para este propósito (Torres, 2011). El crecimiento de vegetación y los árboles, puede ser un inconveniente a la hora de medir ángulos.

La experiencia señala que es difícil revertir el hundimiento al aumentar la presión del yacimiento por el elevado peso de la roca.

La comparación de mapas de cambio de gravedad con los de extracción de masa ayuda a estimar de forma cualitativo, la ubicación de los sitios donde el líquido extraído ha sido completamente recargado (no presentará cambios significativos de gravedad), los sitios distantes al campo donde se ha extraído el líquido (reducción significativa de la gravedad) y los sitios donde el fluido reinyectado se ha desplazado, así como la trayectoria de ese movimiento (aumentos significativos de gravedad) (Hunt, 2001).

Monitoreo de la sismicidad

Es importante recolectar información de la sismicidad natural (frecuencia y tamaño de sismos comunes) desde antes de iniciar la explotación, con especial atención en las zonas propuestas para la reinyección. También es importante recolectar detalles sobre las fallas activas, sus movimientos y los tensores dominantes (Bessason, et al., 2012).

La vigilancia de la sismicidad pueden proporcionar información de la localización de fracturas y fallas que pueden ser correlacionables con las localizaciones de la actividad geotérmica y el patrón de flujo de los fluidos geotérmicos (Gunnlaugsson, 2003). Y suministrará datos útiles para calibrar los modelos numéricos de predicción del campo geotérmico (Gunnlaugsson, 2016).

La instalación de una red local de sísmica permitirá continuar con el monitoreo y vigilancia por el periodo de vida de la explotación. Para la etapa de levantamiento de una Línea Base, se sugieren mediciones por no menos de 6 meses con instrumentos capaces de identificar sismos muy pequeños y que mejoren la precisión de la localización y profundidad en un área de al menos dos veces el diámetro del sistema geotérmico. Todo ello servirá no solo para documentar el comportamiento de fracturas y fallas sino también para la selección del sitio para la inyección y estimar en ellos la probabilidad de generar sismos y sus consecuencias (Bessason, et al., 2012).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El monitoreo de las condiciones termodinámicas del reservorio geotérmico y de los fluidos que entran en los pozos debe efectuarse de forma rutinaria, rigurosa y sistemática.

A medida que avanza la explotación se dispondrá de un conjunto de datos más robusto que posibilite el ajuste de los programas de monitoreo y en consecuencia lleve a modelos matemáticos del yacimiento y predicciones de su comportamiento, más objetivas y asertivas.

Un programa de monitoreo bien diseñado es transcendental para la generación y manejo continuo de energía geotérmica. El principal objetivo de este programa es rastrear los cambios derivados de la explotación del fluido, expresados en el comportamiento de la presión, temperatura, entalpía y química de los fluidos de descarga.

Los cambios entálpicos sirven como indicadores de modificaciones en el fluido del reservorio y el flujo de masa. El progreso de la entalpía señala la ocurrencia y la velocidad de la ebullición en el yacimiento.

El contenido energético y la disminución de la presión son los principales indicadores del para establecer controles de gestión de los reservorios.

Las comparaciones entre sistemas geotérmicos líquido dominantes, señalan que el cambio en las presiones no superan los 2 bares/año en las primeras tres décadas de explotación a gran escala del reservorio. Por lo tanto una explotación que conlleve a una declinación de esa magnitud se podría considerar sostenible ya que estos campos se encuentran en operación comercial. Un valor muy superior a este (4-5 bar/año) podría indicar una sobre explotación y sirve de advertencia a desarrolladores y entidades de control de la necesidad de revisar con urgencia la gestión que se está haciendo del reservorio.

Indicadores importantes como la temperatura, entalpía y la química se deben revisar bajo su contexto específico puesto que son susceptibles a cambios locales y regionales de acuerdo con los procesos de ebullición y dilución que allí suceden. Por lo tanto, la información aquí analizada señala que no existe un comportamiento único en campos de líquido dominante.

Si durante la explotación, ingresan fluidos fríos al sistema por reinyección o por cualquier fenómeno inducido, se presentarán disminuciones de entalpía, lo cual generará pérdida de la

capacidad calorífica y de capacidad de generación. En caso contrario, la ebullición, eleva considerablemente la entalpía.

Es recomendable que en futuros trabajos sobre la estimación de los valores que toman los indicadores de gestión del recurso geotérmico, incorporen el análisis de los flujos másicos para de esta manera contrastar las hipótesis aquí planteadas y ajustar las estimaciones.

Dada la importancia que adquiere el control de los campos geotérmicos para evitar la sobreexplotación, y la ausencia de información pública que permita analizar esta condición, es recomendable que los desarrolladores, las entidades de control nacional y los organismos internacionales del sector geotérmico, aporten permanentemente información sistemática y confiable de los parámetros de producción que permitan consolidar y soportar los criterios para delimitar la producción de los diferentes campos geotérmicos en el mundo.

AGRADECIMIENTOS

Con estas líneas quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia por apoyarme en esta aventura intelectual.

Especial reconocimiento merece el interés mostrado por mi trabajo y las sugerencias recibidas de parte del ingeniero Manuel Monterrosa, quien compartió su conocimiento conmigo.

También me gustaría agradecer la contribución académica de todos los docentes del Diplomado del Geotermia Para América Latina, Edición 2016.

Y, gracias a todos mis compañeros de estudios quienes hicieron agradable toda esta experiencia social y académica.

A todos ellos, muchas gracias.

REFERENCIAS

- Arellano, V. y otros, 2008. Análisis de datos de producción y condiciones termodinámicas del fluido de alimentación de pozos de Los Humeros, Pue.. *Geotermia*, Julio-Diciembr, 21(2), pp. 21-28.
- Arellano, V. y otros, 2015a. *The Los Azufres (México) Geothermal Reservoir: Main Processes Related to Exploitation (2003-2011)*, Melbourne, Australia: Cngreso Mundial de Geotermia.
- Arellano, V. y otros, 2015b. *The Response to Exploitation of the Los Humeros (México) Geothermal Reservoir*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.
- Axelsson, G., 2012a. *Modelling Sustainable Geothermal Energy Utilization*, Reikiavik, Islandia: 53 Scandinavian Simulation and Modelling Society Conference.
- Axelsson, G., 2012b. *Sustainable Geothermal Utilization*, Santa Tecla, El Salvador: Curso Corto: Geothermal Development and Geothermal Wells”.
- Axelsson, G., 2016a. *Development of the Olkaria Geothermal System in Kenya*, Islandia: Iceland Geothermal Conference 2016.
- Axelsson, G., 2016b. *Sustainable management of geothermal resources.*, Santa Tecla, El Salvador: I Curso Corto: Sustainability and Environmental Management of Geothermal Resource Utilization and the Role of Geothermal in Combating Climate Change.
- Axelsson, G. y otros, 2015. *Renewability Assessment of the Reykjanes Geothermal System, SW-Iceland*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.
- Axelsson, G. y otros, 2001. Sustainable production of geothermal energy: suggested definition. *Quaternary*, Enero, Issue 43, pp. 1-2.
- Barbour, A., Evans, E., Hickman, S. & Eneva, M., 2016. *Sources of Subsidence at the Salton Sea Geothermal Field*. California, Estados Unidos, Universidad de Stanford, p. 209.
- Barcelona, H., 2016. *Modulo II: Exploración Geológica*, s.l.: Curso básico en exploración geotérmica para la integración regional Edición 2016.
- Barragán, R., Arellano, V. & Nieva, D., 2016. Analysis of Geochemical and Production Well Monitoring Data — A Tool to Study the Response of Geothermal Reservoirs to Exploitation. En: B. Ismail, ed. *Advances in Geothermal Energy*. s.l.:s.n.

Barrios, L., Hernández, B., Quezada, A. & Pullinger, C., 2011. *Geological hazards and geotechnical aspects in geothermal areas, the El Salvador experience*, Santa Tecla, El Salvador: Short Course on Geothermal Drilling, Resource Development and Power Plants.

Bessason, B. y otros, 2012. *Verklag vegna örvaðrar skjálftavirkni í jarðhitakerfum*, Reikiavik, Islandia: Orkuveita Reykjavíkur..

Carranza, G., 2014. *Situación de la geotermia en Nicaragua.* , Managua, Nicaragua: Unidad de Gestión Ambiental – UGA.

ESMAP, P. d. A. p. I. G. d. S. E., 2012. *Manual de Geotermia: Cómo Planificar y Financiar la Generación de Electricidad*, Washington D.C: Banco Internacional para la Reconstrucción y el Desarrollo.

Foxall, B., Lindsey, N. J. & Bachmann, C., 2015. Chapter 4: Seismic Impacts Resulting from Well Stimulation. En: *An Examination of Hydraulic Fracturing and Acid Stimulations in the Oil and Gas Industry*. California, Estados Unidos: California Natural Resources Agency, pp. 267-309.

Glowacka, E. y otros, 2015. Subsidence monitoring with geotechnical instruments in the Mexicali Valley, Baja California, Mexico. *International Association of Hydrological Sciences*, Volumen 372, pp. 243-248.

Goff, S. & Goff, F., 1997. *Environmental impacts during geothermal development: Some examples from Central America*, Nuevo México, Estados Unidos: Los Alamos National Laboratory.

Guðnason, E. y otros, 2015. *Analysis and Modelling of Gravity Changes in the Reykjanes Geothermal System in Iceland, During 2004-2010*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.

Gunnlaugsson, E., 2003. *Environmental Monitoring*, Reikiavik, Islandia: Programa de Entrenamiento Geotérmico.

Gunnlaugsson, E., 2016. *Environmental Management and Monitoring in Iceland Reinjection and gas sequestration at the Hellisheidi power plant*, Santa Tecla, El Salvador: UNU-GTP y LaGeo.

Gutierrez, A. y otros, 2015. *Energy Recovery in the Cerro Prieto Geothermal Field Fluid Transportation Network*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.

Haraldsson, I. G., 2011. *Environmental monitoring of geothermal power plants in operation*. Santa Tecla, El Salvador, UNU-GTP y LaGeo.

Hunt, T. M., 2001. *Five lectures on environmental effects*. Reykjavík, Geothermal Training Programme, p. 110.

Kajugus, S., 2015. *Geothermal Reservoir Evaluation Using Well Testing and Analytical Modelling - Case Example: Reykjanes Geothermal System, SW Iceland*, Reikiavik, Islandia: Tesis de Maestría en Geología.

Kaspereit, D. y otros, 2016. *Field Management and Expansion Potential of the Momotombo Geothermal Field Using Numerical Simulation and Conceptual Modeling*, Stanford, Estados Unidos: 41 Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.

Koehn, V., 2014. *Numerical geothermal reservoir modelling and infield reinjection design, constrained by tracer test data : case study for the Olkaria geothermal field in Kenya.*, Reikiavik, Islandia: Tesis de Maestría.

LaGeo, s.f. *Página Oficial.* [En línea] Available at: <http://www.lageo.com.sv/> [Último acceso: 06 Diciembre 2016].

Majer, E. y otros, 2012. *Protocol for Addressing Induced Seismicity Associated with Enhanced Geothermal Systems*, Washington-DC, Estados Unidos: U.S. Department of Energy.

Menzies, A., 2013. *Experiences, Successes and Challenges in Sustaining Long-Term Production at the Tiwi Geothermal Field*, s.l.: Chevron Geothermal Services Company.

Milloy, S. & Lim, Y., 2012. *Wairakei-Tauhara Pressure Regime Update*, Nueva Zelanda: New Zealand Geothermal Workshop.

Monterrosa, M. & Axelsson, G., 2013. *Reservoir response monitoring during production*, Santa Tecla, El Salvador: V Curso corto - Conceptual Modelling of Geothermal Systems.

Nietzen, F. & Solís, L., 2015. *Production-Injection at the Costa Rica Geothermal Fields: Miravalles and Pailas*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.

Nishijima, J. y otros, 2015. *Repeat Microgravity Measurements Using Absolute and Relative Gravimeters for Geothermal Reservoir Monitoring in Ogiri Geothermal Power Plant, South Kyushu, Japan*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.

Ofwona, C., 2011. *Reservoir Response to 28 Years of Production at Olkaria I - Kenya*, Stanford, Estados Unidos: 36 Workshop on Geothermal Reservoir Engineering .

Organización de las Naciones unidas, 1987. *Our Common Future: Informe Brundtland*, s.l.: World Commision on Environment and Development.

Ortega, G., 2013. *Análisis e interpretación de pruebas de presión en pozos geotérmicos exploratorios*, México D.F.: Universidad Autónoma de México.

Óskarsson, F., Fridriksson, T. & Thorbjörnsson, D., 2015. *Geochemical Monitoring of the Reykjanes Geothermal Reservoir 2003 to 2013*, Melbourne, Australia: Congrso Mundial de Geotermia.

Pearson, S., Franz, P. & Clearwater, J., 2015. *Refining Geothermal Reservoir Models Using Repeat Microgravity Data*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.

Rodríguez, M., Corona, M. & Morales, R., 2015. Evolución termodinámica del yacimiento de Cerro Prieto y su efecto en la producción de vapor. *GEOTERMIA*, Enero- Junio, 28(1), pp. 9-20.

Rybach, L., Mgel, T. & Eugster, W., 2000. *At what time scale are geothermal resources renewable?*, Kyushu, Japón: Congreso Mundial de Geotermia.

Rybach, L. & Mongillo, M., 2006. s.l.: Geothermal Resources Council.

Sanyal, S., 2005. *Sustainability and Renewability of Geothermal Power Capacity*, Antalya, Turqua: Congreso Mundial de Geotermia.

Sepulveda, F. y otros, 2014. *Wairakei Geothermal Field Boundary: Insights from Recent Geophysics and Reservoir Information*, Stanford, Estados Unidos: 39 Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.

Sicad, J., 2015. *Tiwi Geothermal Brine Injection Surface Facility Development as Response to Changing*, Melbourne, Australia: Congreso Mundial de Geotermia.

Stefansson, V., 2000. *The renewability of geothermal energy*, Kyushu, Japn: Actas del Congreso Mundial de Geotermia.

Steingrímsson, B., Axelsson, G. & Stefánsson, V., 2006. *Reservoir management and sustainable use of geothermal energy*, San Salvador, El Salvador: : Workshop for Decision Makers on Geothermal Projects in Central America..

Torres, M. A. A., 2011. *Environmental monitoring of geothermal projects in Nicaragua*, Reykjavík, Islandia: Geothermal Training Programme.

Vallejos, O., 2013. *The Miravalles geothermal system, Costa Rica*, Santa tecla, El Salvador: Curso Corto - Conceptual Modelling of Geothermal Systems.