

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE POSGRADO**

**Diplomado en Geotermia para América Latina  
Edición 2019**

**REVISIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE  
METODOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE FLUJOS  
EN POZOS**

PRESENTADO POR:

**DIEGO ALBERTO RIVERA CHAVARRIA  
JONATHAN SALVADOR ZAVALETA PADILLA**

ASESORES:

**ING. RAÚL ROMERO  
LIC. EDWIN EDGARDO MELARA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 11, 2019.

## RESUMEN

Los dos métodos de mayor aplicación en la industria geotérmica para la determinación de la entalpía y el flujo másico de una mezcla bifásica son el método de Russell James y el método de trazadores químicos. En uno de los pozos productores de El Salvador, que forma parte de un campo geotérmico ubicado al occidente del país, han sido aplicados el método de Russell James y el método de trazadores químicos. En la presente investigación, se realizó un análisis comparativo de las metodologías ya mencionadas para el pozo objeto de estudio, denominado en el documento como D1. Los márgenes de errores relativos de los resultados obtenidos, fueron comparados y, además de ello, se establecieron rangos de aceptación para cada uno de los métodos estudiados. El análisis comparativo fue realizado con base en la bibliografía consultada y en los resultados obtenidos en las pruebas realizadas, brindándose conclusiones y recomendaciones para futuras pruebas e investigaciones.

## INDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	2
JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO .....	3
OBJETIVOS .....	4
Objetivo General .....	4
Objetivos Específicos.....	4
ALCANCES.....	5
CAPITULO 1.0 GENERALIDADES DE LA ENERGIA GEOTÉRMICA .....	6
1.1 Tipos de centrales geotérmicas.....	7
1.1.1 Plantas de vapor seco directo.....	8
1.1.2 Plantas flash .....	9
1.1.3 Plantas binarias .....	10
1.1.4 Plantas de ciclo combinado o híbridas .....	11
CAPITULO 2.0 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GEOTÉRMICO .....	12
2.1 Pozo objeto de estudio .....	13
2.2 Características del pozo D1 .....	13
CAPITULO 3.0 METODOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO.....	15
3.1 Método de presión crítica de labio o de Russell James .....	15
3.1.1 Cálculo del flujo másico de agua en vertedero rectangular .....	18
3.1.2 Materiales y equipo experimental de medición.....	19
3.1.3 Diagrama experimental .....	19
3.2 Método de trazadores químicos .....	20
3.2.1 Materiales y equipo experimental de medición.....	24
3.2.2 Diagrama experimental .....	25
3.3 Análisis comparativo .....	25

CAPITULO 4.0 REVISIÓN DE PRUEBAS REALIZADAS SOBRE AMBAS METODOLOGÍAS EN EL POZO DE ESTUDIO .....	30
4.1 Medición de flujo por la metodología de Russell James.....	30
4.2 Medición de flujo por la metodología de trazadores químicos .....	33
4.2.1 Primera prueba, mayo 19, 2019.....	33
4.2.2 Segunda prueba, septiembre 13, 2019.....	35
CAPITULO 5.0 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	37
5.1 Flujo por Russell James .....	37
5.2 Flujo por trazadores químicos .....	43
5.3 Análisis comparativo con base en los resultados obtenidos .....	51
CONCLUSIONES .....	56
RECOMENDACIONES.....	58
AGRADECIMIENTOS.....	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	61
APÉNDICES .....	63
APÉNDICE A. Cálculo de la presión atmosférica a la elevación del pozo D1. ....	63

## INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, la generación de energía eléctrica a partir de la explotación geotérmica se califica como una energía limpia y renovable al compararla con otras fuentes de energía a base de combustibles fósiles responsables de liberar gases que provocan el efecto invernadero. Las bajas concentraciones de gases emitidos a la atmósfera (0.5% de gases no condensables: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub>, etc.,) durante la generación de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico, son menos significativas que las detectadas en las emanaciones de las zonas naturales fumarólicas de origen volcánico.

Parte de todo el proceso que es de suma importancia en la generación de energía eléctrica a partir de recurso geotérmico, es el monitoreo de las condiciones productivas de operación de los pozos tales como la entalpía y el flujo másico, las cuales permiten determinar y/o verificar la evolución de los pozos a lo largo del tiempo.

En ese sentido, dos de los métodos que se utilizan para la determinación de entalpía y flujos másicos en los pozos geotérmicos y que son el objeto de estudio del presente trabajo de investigación son el método de Russell James y el método de trazadores químicos. En el primer método es posible determinar la entalpía y los flujos másicos a partir de la medición de la presión crítica de labio y del flujo de agua separada en el vertedero de un silenciador. Este método se deriva del experimento empírico de James en 1966. El segundo método, el TFT por sus siglas en inglés, permite determinar la entalpía y los flujos másicos mediante la dilución de un trazador en la fase vapor y en la fase líquida.

Por tanto, el presente trabajo de investigación hace una revisión sobre ambas metodologías, tomando en cuenta criterios técnicos; para lo cual se ha evaluado, la información contenida sobre ambos métodos, el cálculo y el análisis comparativo sobre la base de los resultados obtenidos a partir de la realización de ambas pruebas en un pozo de estudio perteneciente a uno de los campos geotérmicos de El Salvador.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El método TFT es una nueva técnica desarrollada para mediciones de entalpía y flujos másicos. En El Salvador, la validación del método aún está en desarrollo, pues los resultados obtenidos por el método, no siempre son los esperados. En campos geotérmicos con sistemas de fluidos bifásicos, el monitoreo de las condiciones productivas tales como la entalpía y los flujos másicos, es de suma importancia para la comprensión del rendimiento de los pozos. Decrementos de entalpía pueden indicar invasión de agua subterránea más fría e incrementos de entalpía pueden indicar ebullición en el reservorio y formación de una capa de vapor. No es posible realizar una prueba de Russell James cada vez que se quiera para monitorear las condiciones productivas de operación antes mencionadas, pues esto significaría retirar de generación los pozos productores, lo que se traduciría en pérdidas monetarias. Por lo tanto, es de interés en la presente investigación, comparar los resultados obtenidos mediante la aplicación del método de Russell James y el método TFT en un pozo geotérmico.

## JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

La entalpía y el flujo másico determinan la cantidad de vapor disponible de los pozos, y, por lo tanto, la salida de energía de una planta geotérmica. Los dos métodos de mayor aplicación en la industria geotérmica para la determinación de la entalpía y el flujo másico de una mezcla bifásica son el método de presión de labio crítica de James y el método de trazadores químicos. El método de trazadores químicos tiene la ventaja para pozos productores pues puede ser aplicado aún mientras el pozo se encuentra en producción, evitando parar la planta, descargar fluido al medio ambiente y parar la producción, lo que impactaría en la generación de ingresos, que es lo que sucede en la aplicación del método de Russell James.

Sin embargo, en ciertos pozos ubicados en los campos geotérmicos de El Salvador, se ha observado cierta variación en la entalpía y flujos másicos determinados con el método de James y el método TFT, tomando como referencia los datos manejados en planta.

Es de interés validar los resultados de medición de flujos másicos y entalpías obtenidos a partir de los dos métodos ya mencionados y brindar recomendaciones a partir de los resultados obtenidos.

## OBJETIVOS

### Objetivo General

- Comparar los resultados obtenidos en las metodologías de Russell James y de trazadores químicos en las mediciones de flujos másicos y entalpías en un pozo geotérmico.

### Objetivos Específicos

1. Validar los resultados de medición de flujos másicos y entalpías obtenidos a partir de los métodos de mayor aplicación en la industria geotérmica, utilizando datos experimentales.
1. Establecer las ventajas y desventajas sobre las metodologías para la medición de entalpía y flujos másicos, teniendo en cuenta los resultados obtenidos y la bibliografía de referencia.
2. Brindar recomendaciones a partir de los resultados obtenidos en las mediciones de flujos másicos y entalpías.

## ALCANCES

Análisis comparativo de resultados experimentales obtenidos en el periodo comprendido del año 2017 al 2019 utilizando las metodologías de Russell James y de trazadores químicos.

## CAPITULO 1.0 GENERALIDADES DE LA ENERGIA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica es un tipo de energía renovable que se genera dentro de la tierra y puede usarse directamente para transferencia de calor principalmente (Calefacción) o indirectamente en la generación de energía eléctrica.

Una ventaja de la energía geotérmica es que, a diferencia de otras fuentes de generación de energía eléctrica, está disponible durante todo el año (Mientras que la solar y la eólica presentan mayor variabilidad e intermitencia) (IRENA, 2017).

El calor de la tierra se puede encontrar en cualquier parte del mundo, sin embargo, la energía de media-alta temperatura que se necesita para operar estaciones de generación eléctrica se encuentra en relativamente pocos lugares.

La energía geotérmica tiene un potencial de crecimiento considerable. La cantidad de calor a 10 000 metros de la superficie de la tierra contiene 50 000 veces más energía que todo el petróleo y recursos de gas natural en todo el mundo (Shere, 2013). Por otra parte, la positividad del panorama económico para el despliegue de la energía geotérmica va en aumento. Los costos de generación de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos son cada vez más competitivos y se espera que continúen bajando hasta 2050 (Sigfusson y Uihlein, 2015). El desarrollo de la energía geotérmica tiene beneficios adicionales ya que contribuye a reducir los efectos y riesgos del calentamiento global para la salud pública, resultantes del uso de energía eléctrica proveniente de fuentes convencionales. Además, el despliegue de la energía geotérmica ayuda a reducir la dependencia de los países a los combustibles fósiles.

Como un recurso que es naturalmente reabastecido en una escala de tiempo, la energía geotérmica no se ve afectada por el agotamiento global de recursos o por el aumento de los precios de los combustibles fósiles, por lo tanto, si todo el potencial de los recursos geotérmicos fuera aprovechado, esto conllevaría a beneficios a nivel nacional e internacional.

En la actualidad Los países que generan al menos un 15 % de su demanda anual de electricidad mediante centrales geotérmicas son Kenia (con un 51 % del total nacional), Islandia (Con un 29%), El Salvador (Con un 23%) y Filipinas (Con un 18.5%). Los países con centrales geotérmicas en funcionamiento o en desarrollo pueden visualizarse en el siguiente mapa:



GEA, May 2015

Figura 1: Países con centrales geotérmicas en funcionamiento o en desarrollo (GEA, 2015).

## 1.1 Tipos de centrales geotérmicas

Para que un recurso sea industrialmente utilizable, es necesario que gran cantidad de energía (calor) sea almacenada en rocas permeables cercanas a la superficie (1 a 3 km). (Guido Capetti, 2016).

Las características de las centrales geotérmica estarán condicionadas por el fluido geotérmico que se pueda explotar en el reservorio geotérmico. Características termodinámicas del fluido, fase del fluido, salinidad del fluido, características de los elementos disueltos en el fluido, etc., influyen decisivamente en las características tecnológicas del equipamiento necesario de la central. De igual manera, el modelo de reservorio geotérmico, capacidad de renovación del fluido, almacenamiento, etc., condicionan el diseño del modelo del campo geotérmico.

Actualmente, existen cuatro opciones para la generación de energía eléctrica en las centrales geotérmicas, la selección se realiza en base al tipo de fluido que se localiza en el reservorio tal y como se muestra en la figura N°2.

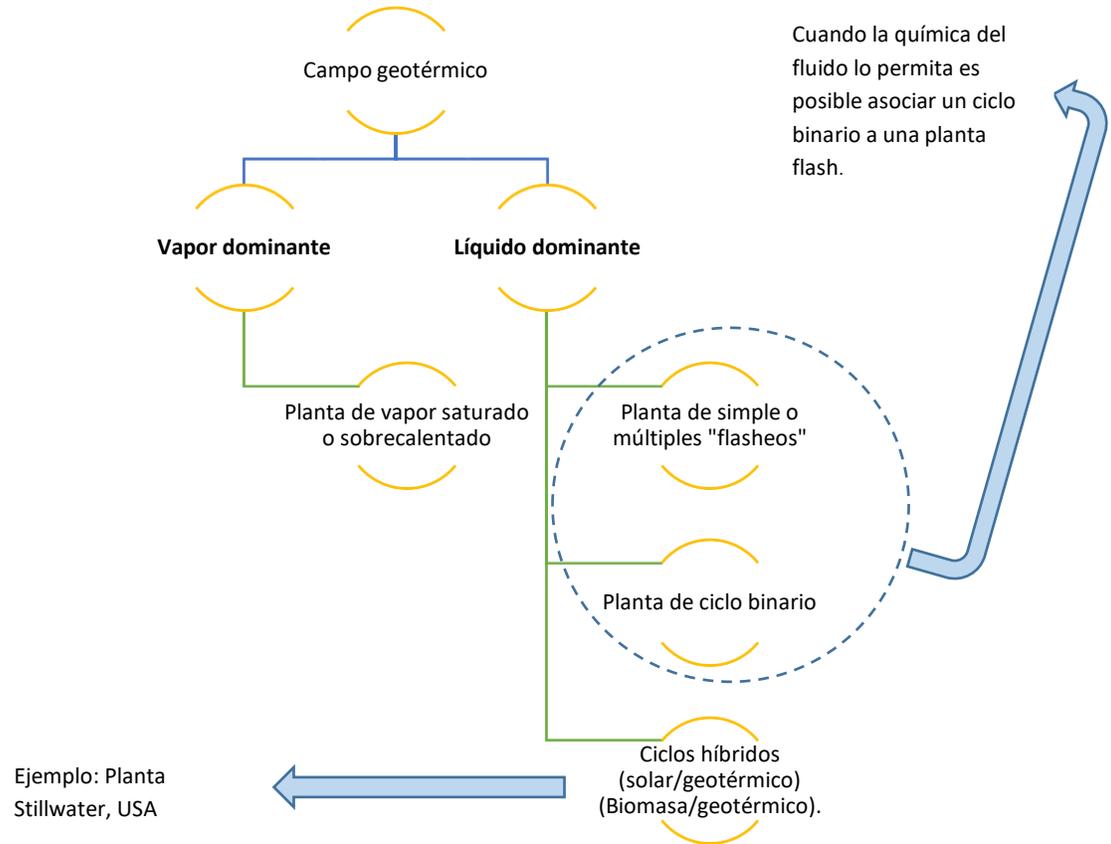


Figura 2: Configuraciones de plantas geotérmicas. (Castillo, 2019), elaboración propia.

### 1.1.1 Plantas de vapor seco directo

En este caso, el dispositivo de conversión es una turbina de vapor diseñada para usar directamente el fluido de baja presión y alto volumen proveniente del reservorio. Las plantas de vapor seco usan comúnmente turbinas a condensación. El condensado se reinyecta (Ciclo cerrado) o evaporado en torres de enfriamiento húmedas. (IEA-ETSAP, 2010). Este tipo de planta geotérmica utiliza vapor de 150 °C o más, además, generalmente, el vapor que ingresa a la turbina debe ser al menos 99.995 % seco (DiPippo, 2015). Las plantas de vapor seco directo se encuentran en el rango de 8 MW a 140 MW (S&P Global Platts, 2016). Este tipo de plantas son relativamente sencillas en cuanto al equipo superficial requerido y tienen mayor contenido de gases no

condensables, además de presentar mayor problema de corrosión en el sistema de acarreo.

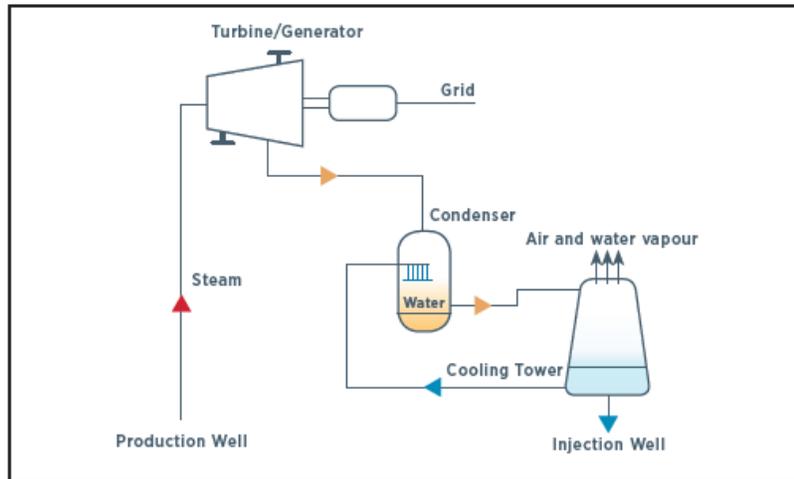


Figura 3: Planta de vapor seco directo (IRENA, 2017).

### 1.1.2 Plantas flash

Este tipo de plantas geotérmicas son las más comunes en la actualidad. Son similar a las plantas de vapor seco, sin embargo, el vapor se obtiene de una separación llamada “Flashing”. Luego, el vapor es dirigido a las turbinas y el condensado resultante se envía para reinyectarse o para otro proceso “Flashing” a una menor presión (IEA-ETSAP, 2010). Este tipo de plantas tienen una mayor eficiencia con temperaturas mayores de 180 °C. El tamaño de las plantas flash varían dependiendo si son individuales (0.2-80 MW), doble flash (2-110 MW) o triple flash (60-150 MW) (S&P Global Platts, 2016).

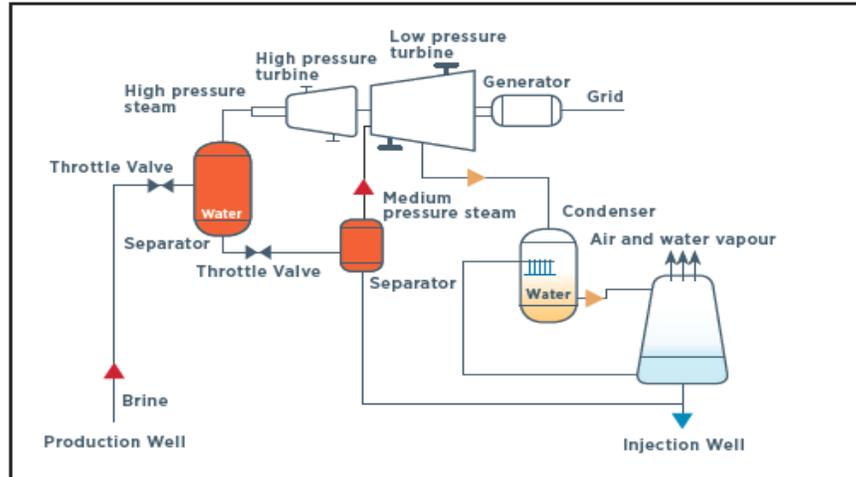


Figura 4: Planta de doble flasheo (IRENA, 2017).

### 1.1.3 Plantas binarias

Estas plantas son generalmente aplicadas a campos geotérmicos de baja-mediana entalpía, el fluido es utilizado, a través de intercambiadores de calor, para calentar un fluido en un circuito cerrado (IEA-ETSAP, 2010). El fluido que se calienta (Por ejemplo, isopentano) tienen puntos de ebullición que coinciden mejor con la temperatura del recurso geotérmico (Köhler & Saadat, 2003). Usualmente las plantas binarias son usadas para recursos geotérmicos con temperaturas entre 100 °C y 170 °C, aunque es posible trabajar con temperaturas inferiores a 100 °C, pero la eficiencia de producción energética disminuye. Los tamaños de las plantas binarias oscilan entre menos de 1 MW a 50 MW (S&P Global Platts, 2016).

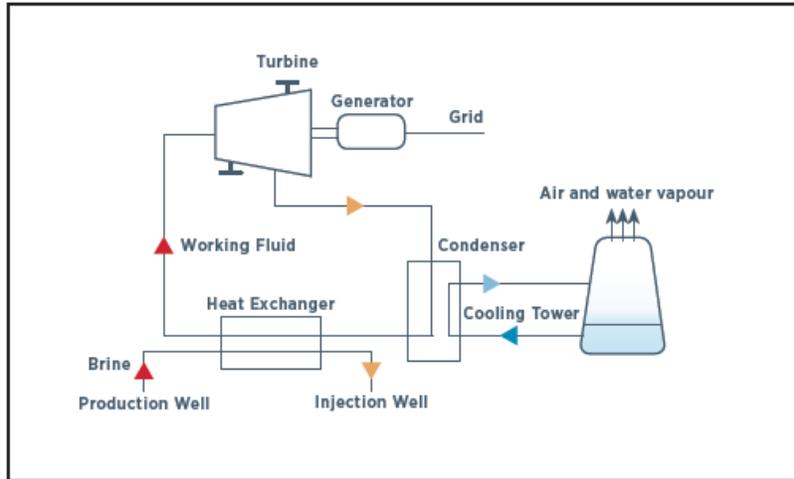


Figura 5: Planta binaria (IRENA, 2017).

### 1.1.4 Plantas de ciclo combinado o híbridas

Estas plantas usan un ciclo combinado, se agrega un ciclo Rankine tradicional para producir electricidad. Usando dos ciclos se aumenta la eficiencia eléctrica. (DiPippo, 1999; Thain, 2009). Los tamaños de las plantas híbridas se encuentran entre unos pocos MW a 10 MW (Lund, 1999; DiPippo, 1999).

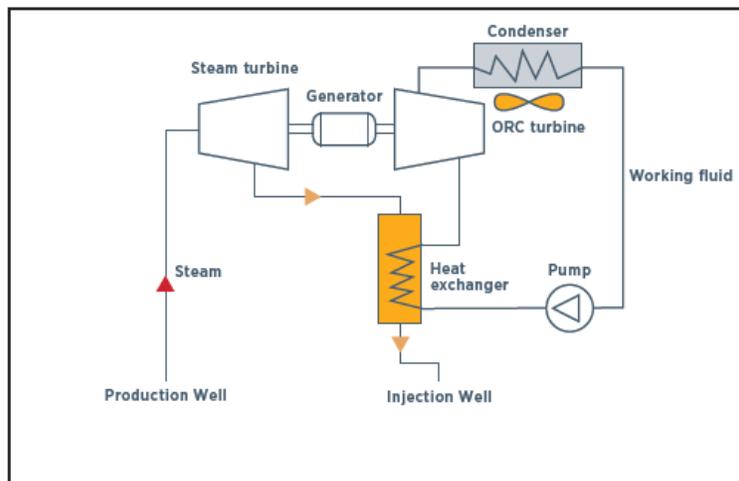


Figura 6: Planta geotérmica de ciclo combinado (ORMAT, 2017)

## CAPITULO 2.0 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO GEOTÉRMICO

La generación eléctrica aprovechando la energía geotérmica en El Salvador se inició en 1975 y ha aumentado de manera constante desde entonces. Este tipo de generación, participante del mercado mayorista, cuenta con una capacidad instalada actual (2012) de 204.4 MW.

La geotermia en El Salvador, se desarrolla en el occidente y oriente del país. Las manifestaciones de geotermia son prominentes, con complejos volcánicos abundantes y cadenas montañosas. Un ejemplo de esto es la falda norte de Complejo Volcánico Laguna Verde, Las Ninfas, Hoyo del Cuajuste, los cuales forman parte de la cadena montañosa volcánica (sierra de Apaneca) dicha cadena puede observarse, la cual puede observarse en la figura N° 7. Dicha cadena volcánica se emplazó en el borde sur del graben Central, la cual es una depresión que atraviesa casi toda Centroamérica. Esta gran estructura, así como la cadena volcánica, tienen su origen en la zona de subducción, producida por la interacción de la placa Caribe y la Placa de Cocos.



*Figura 7: Sierra de Apaneca.*

La actividad volcánica de la zona se manifiesta en superficie con la formación de fumarolas (tales como El Playón, Agua Shuca, Cerro Blanco, El Sauce, San Carlos y más hacia el este, se encuentran las fumarolas La Labor, Chipilapa y Cuyanausul entre otras.), fuentes termales, zonas de alteración hidrotermal leves y suelos humeantes, entre otras.



Figura 8: Área natural protegida, El Playón

## 2.1 Pozo objeto de estudio

El pozo objeto de estudio denominado en el presente documento como D1, es un pozo productor que forma parte de un campo geotérmico ubicado en el occidente de El Salvador a una latitud de 13.835.310 N, longitud de 86.470.412E, elevación de 812.23 m.s.n.m. y una profundidad de 650 m.

## 2.2 Características del pozo D1

Los pozos productores que se mantienen en operación son muestreados en forma rutinaria de manera anual, intensificándose los muestreos en pozos que presentan señales de problemas de incrustación más que todo por calcita o en los que se espera observar efectos de reinyección. Hay otros pozos que por menor tiempo de operación son muestreados menos veces. De los resultados se da mayor seguimiento a los parámetros geoquímicos seleccionados.

Dichos parámetros son los siguientes:

- Cloruros de reservorio (Clres en ppm) y sus relaciones iónicas con el Boro y Sulfato.
- Geotermómetros de Sílice (TSiO<sub>2</sub>, de Fournier&Potter, 1982); de Sodio-Potasio-Calcio (TNaKCa, Fournier&Truesdell, 1973) y de gases (TD&P, DAmore&Panichi, 1980). Datos en °C.
- Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub> en mmoles por cada 100 moles vapor) y Gases No Condensables (GNC en % peso).

- Entalpías de Sílice ( $\text{HSiO}_2$ ), de Sodio-Potasio-Calcio ( $\text{HNaKCa}$ ) y Medida (Hm). Todas en kJ/kg.

Es de hacer notar que, en el presente análisis, se hace difícil tratar de interpretar un período de tiempo dado, sin tener en cuenta la información anterior, por lo que es necesario observar las tendencias temporales en los parámetros de descarga de los pozos productores para tener una mejor idea de si existen cambios sistemáticos ocurriendo en el reservorio local de cada pozo particular.

De acuerdo a los resultados del monitoreo el pozo D1 llevado a cabo durante el 2018 se observa lo siguientes resultados:

**Cloro reservorio:** Los cloruros al reservorio permanecen casi constantes durante el 2018, con un promedio de 5,317 ppm.

**Razones del Cloro:** La relación Cl/B, indica un valor promedio de 65 consistente en su evolución para la identificación de un mismo fluido y para la relación Cl/SO<sub>4</sub> es de 143 que también mantiene su relación prácticamente constante.

**CO<sub>2</sub> y porcentaje de gases (% GNC):** El CO<sub>2</sub> y los gases no condensables, muestran una tendencia a incrementarse ligeramente debido probablemente al proceso normal de ebullición. Los valores promedio de CO<sub>2</sub> y GNC para el 2018 resultan ser de 331 mmoles/100 moles y de 0.82% respectivamente.

**Geotermómetros:** Los geotermómetros acuosos presentan promedios de 223°C para la Sílice y 229°C para NaKCa, la temperatura del fluido se presenta similar con respecto al 2017. El geotermómetro de gases indica un valor de 257°C, ésta temperatura es similar a la del 2017.

**Comparación de entalpías:** La comparación de entalpía medida (Hm) con entalpías químicas (Sílice y Sodio-Potasio-Calcio) presenta una relación  $\text{Hm} > \text{HNaKCa} \approx \text{HSiO}_2$ , indicando un proceso de mezcla de líquido equilibrado con vapor formado por una ebullición lejos del pozo. Este patrón usualmente indica ebullición generalizada con segregación de fases con entrada separada de vapor y agua.

## CAPITULO 3.0 METODOLOGÍAS PARA LA MEDICIÓN DE FLUJO

El Salvador posee una capacidad geotérmica instalada de 204 MWe, equivalente al 23 % de la energía eléctrica generada en el país. Hasta este día, la industria geotérmica sigue en crecimiento, por lo que las centrales geotérmicas tienen la importante tarea del control efectivo en todos sus procesos.

Las plantas geotérmicas realizan al menos una prueba de producción cada año para verificar las características productivas y termodinámicas de los pozos.

Actualmente, el método de referencia para la estimación de los flujos másicos es la metodología de Russell James mientras que el método de trazadores químicos está en proceso de implementación de forma rutinaria utilizándose en este momento, como una estimación nada despreciable que permite aplicarse sin detener la producción del pozo.

### 3.1 Método de presión crítica de labio o de Russell James

El método de presión crítica de labio o método de James, es una técnica bien conocida para estimar la entalpía del flujo y la tasa de flujo másico total en una descarga de un pozo geotérmico. Con la aplicación de este método, se obtienen parámetros que son necesarios para estimar la productividad de los pozos a una presión de cabezal dada. Este método se deriva del experimento empírico de James en 1966. (Irsamukhti, 2015).

Para pozos geotérmicos altamente productivos de dos fases, el método de James es el método más versátil y económico, aunque no tan preciso como el método del separador. El método de presión crítica de labio o método de Russell James tiene las ventajas de simplicidad tanto en hardware como en instrumentación y la capacidad de acomodar flujos relativamente grandes con equipos menos costosos.

En muchos pozos, el flujo másico (y la entalpía) puede que no se estabilice por completo durante el período de prueba inicial (De unos días o incluso semanas). Cuando se requiere una predicción de las tendencias de producción a largo plazo, la precisión adicional del método del separador, generalmente, no tiene ventaja sobre el método de presión crítica de labio y los cambios de entalpía a largo plazo pueden estimarse mejor a partir de un buen conocimiento de las condiciones del reservorio.

Los resultados de las pruebas usando los métodos de presión crítica de labio y método de separador se verifican frecuentemente entre sí (A veces con la aplicación simultánea

de ambas técnicas) y la entalpía derivada de las mediciones en superficie se compara con los resultados de la data del fondo del pozo.

Para aplicar el método de presión crítica de labio, la mezcla de vapor y agua del pozo de prueba se descarga en un separador de presión atmosférica (o silenciador) diseñado para reducir el nivel de ruido producido por la descarga del pozo. La presión de “labio” se mide en extremo de la tubería de descarga y el flujo de agua separada que sale del silenciador es medida sobre un vertedero mientras el vapor se descarga a la atmósfera. De estas dos observaciones, la entalpía que fluye y el flujo de masa total son fácilmente calculables utilizando la ecuación de James. (Grant, 2011).

Grant (2011) presentó los procedimientos para calcular la entalpía y la tasa de flujo másico total utilizando el método de la presión crítica de labio de James. Los parámetros medidos son la presión de cabezal en bares absolutos, la presión del labio en bares absolutos y la altura del agua en la base del vertedero que generalmente se mide en centímetros en los campos. El parámetro de diseño es el área transversal de la tubería de labio y se expresa en centímetros cuadrados.

La fórmula de James relaciona flujo másico, entalpía, área de la tubería de descarga y la presión de labio:

$$G = \frac{W}{A} \quad (Eq. 1)$$

$$\frac{G * H^{1.102}}{P^{0.96}} = 184 \quad (Eq. 2)$$

Donde W es el flujo másico total en kg/s, H es la entalpía en kJ/kg, A es el área de sección transversal de la tubería en cm<sup>2</sup> y P es la presión de labio en bar-a. Debe notarse que la constante de la derecha de la ecuación N°2 no es adimensional. Cuando el flujo es medido en toneladas por hora y la entalpía en kJ/kg, la relación es:

$$\frac{G * H^{1.102}}{P^{0.96}} = 663 \quad (Eq. 3)$$

El flujo de agua separada,  $W'_w$ , es el agua separada a la presión atmosférica del flujo total del pozo con entalpía H, por lo tanto:

$$W'_w = \frac{W * H'_{sw}}{H'_s - H} \quad (Eq. 4)$$

Donde las entalpías con apóstrofe son evaluadas a la presión atmosférica, si sustituimos la ecuación 4 en la ecuación 2, obtenemos:

$$\frac{W'_w}{AP_{tip}^{0.96}} = \frac{184}{H^{1.102}} * \frac{H'_s - H}{H'_{sw}} \quad (Eq. 5)$$

En el caso particular de separación a la presión atmosférica de 1 bar, donde  $H'_s = 2675$  y  $H'_{sw} = 2258$ :

$$\frac{W'_w}{AP_{tip}^{0.96}} = Y = \frac{0.0815(2675 - H)}{H^{1.102}} \quad (Eq. 6)$$

O con el flujo en ton/h:

$$\frac{W'_w}{AP_{tip}^{0.96}} = Y = \frac{0.293(2675 - H)}{H^{1.102}} \quad (Eq. 7)$$

La relación entre Y y la entalpía está dada con una precisión del 1.5 % para la entalpía en el rango de 800 – 2 200 kJ/kg por:

$$H = \frac{2675 + 3329 Y}{1 + 28.3 Y} \quad (Eq. 8)$$

O con el flujo en ton/h:

$$H = \frac{2675 + 925 Y}{1 + 7.85 Y} \quad (Eq. 9)$$

Habiendo obtenido la entalpía de flujo, el flujo másico puede ser calculado mediante:

$$W = \frac{W'_W * H'_{WS}}{H'_S - H} \quad (Eq. 10)$$

Dónde la presión atmosférica es de 1 bar absoluto, se tiene:

$$W = \frac{W'_W * 2258}{2675 - H} \quad (Eq. 11)$$

Por lo tanto, el procedimiento para calcular la descarga del pozo a partir de la presión de labio y mediciones de flujo de agua es:

1. Calcular el valor de Y usando la ecuación 6.
2. Calcular la entalpía H, usando la ecuación 8.
3. Calcular el flujo másico W, usando la ecuación 10.

### 3.1.1 Cálculo del flujo másico de agua en vertedero rectangular

(Rocha, 2015) menciona la ecuación de descarga característica de los vertederos rectangulares, la cual es obtenida a través de la fórmula general de descarga de un vertedero rectangular, despreciando la velocidad de aproximación.

$$Q = \frac{2}{3} \sqrt{2 * g} * c * L * H^{\frac{3}{2}} \quad (Eq. 12)$$

Donde Q es el flujo de agua en m<sup>3</sup>/s, g es la constante de gravedad, c es el coeficiente de descarga promedio, que por lo general se toma el valor de 0.62, L es el ancho de vertedero en metros y H es la altura de la cresta en metros. La posibilidad de despreciar la velocidad de aproximación depende de su valor y de la precisión con la que estemos trabajando. Referencialmente se señala que si la sección transversal del canal de aproximación es mayor que 8 LH se puede despreciar la velocidad de aproximación.

El coeficiente de descarga, c, depende de varios factores como la carga H, la naturaleza de los bordes, altura del umbral, propiedades del fluido, etc.

La ecuación mencionada puede ser aplicada para estimar el flujo de agua en el vertedero en orden para calcular el valor de  $Y$  mediante la ecuación 6.

### 3.1.2 Materiales y equipo experimental de medición

Los equipos utilizados en la descarga de un pozo geotérmico son presentados a continuación:

- Manómetros de alta precisión, debidamente calibrados.
- Vertedero, construido bajo la norma ISO 1438/1.
- Transmisores de medición de niveles de agua.
- Equipo almacenador de data a cada segundo.
- Termómetros.
- Equipo para evaluar el pH y la conductividad eléctrica (en sitio).
- Recipiente para toma de muestra con el propósito de verificar la evolución de los cloruros.
- Descargas horizontales (4", 6"  $\varnothing$ , etc) con su toma de presión de labio.
- Cinta métrica para medir levantamiento del árbol de válvulas.
- Equipo de bombeo para la reinyección de las aguas.
- Pileta de almacenamiento de gran capacidad.
- Silenciador para separación de los fluidos.
- Instalaciones superficiales.

### 3.1.3 Diagrama experimental

Se presenta el diagrama de un arreglo para descarga de un pozo, donde claramente puede apreciarse cada uno de los elementos constituyentes del arreglo:

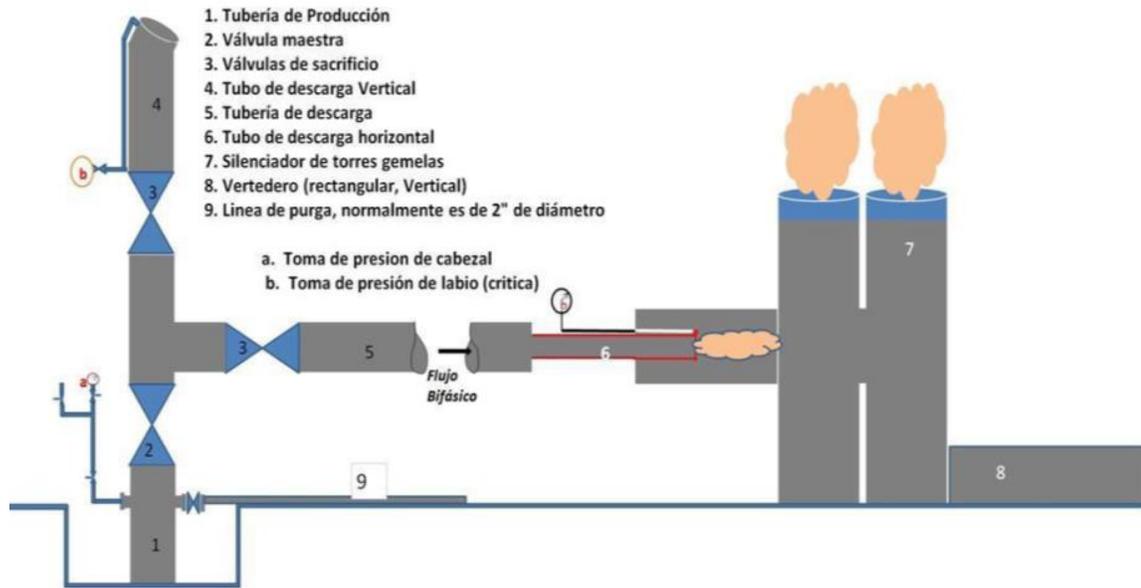


Figura 9: Arreglo para descarga de un pozo geotérmico.

### 3.2 Método de trazadores químicos

Con este método es posible determinar la entalpía y el flujo másico de una corriente bifásica de flujo mediante mediciones de la dilución de un trazador en la fase vapor y en la fase líquida. Muestras separadas de vapor y agua se toman aguas abajo del punto de inyección del trazador, después que este se haya mezclado en el flujo bifásico. Los flujos másicos del agua y de vapor pueden ser calculados conociendo la presión de la tubería, también es posible el cálculo de la entalpía. El método de trazadores químicos fue estudiado para su uso en el campo Coso (Hirtz et al., 1993; Hirtz y Lovekin, 1995), pero es aplicable a la mayoría de sistemas de dos fases. Es necesario tener un punto de inyección y puntos de muestreo en la tubería de flujo bifásico junto con bombas para inyectar el trazador a tasas precisas. El método puede utilizarse en tuberías de flujo bifásico que se encuentren en producción normal sin temor a pérdida de vapor, además es aplicable en circunstancias donde otros métodos no pueden ser utilizados, por ejemplo, donde múltiples pozos alimentan un solo separador. Las muestras de cada fase son muestreadas aguas abajo del punto de inyección, posteriormente, luego del análisis químico de las muestras, los flujos másicos de las fases de vapor y agua se determinan a partir de las concentraciones y tasas de

inyección de cada trazador. Los puntos de muestreo deben estar suficientemente lejos aguas abajo para que el trazador esté completamente mezclado en el flujo bifásico (Grant, 2011).

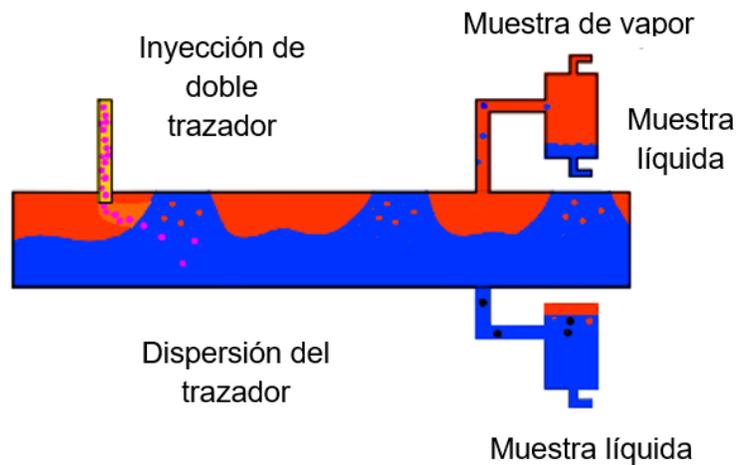


Figura 10: Método de trazadores químicos, (USC Center for Geothermal Studies, 2012), traducción propia.

Entre las ventajas que pueden mencionarse en la implementación del método TFT es que no interrumpe operaciones de la planta ni sistemas de reinyección ni produce pérdida en la producción. De igual manera, no son necesarias modificaciones o instalaciones costosas en las tuberías, sólo pequeñas instalaciones para inyección de las fases.

(Grant, 2011), menciona algunos criterios para la selección del trazador a utilizar:

- Cada trazador debe distribuirse completamente en su fase correspondiente.
- Los trazadores deben ser térmicamente y químicamente estables bajo las condiciones del proceso.
- Los métodos cuantitativos de análisis deben ser precisos y deben estar disponible en amplios rangos lineales.
- Las concentraciones naturales de fondo de los trazadores deben ser relativamente bajas y estables o inexistentes.
- No se utilizan trazadores químicos tóxicos o radioactivos.
- El trazador a utilizar debe ser fácil de inyectar, muestrear y analizar.

(Hirtz, 1993), proporciona una explicación detallada para las determinaciones de los flujos a partir de mediciones de concentraciones de trazadores en la fase líquida y la fase vapor.

El flujo másico de la fase líquida está dado por:

$$Q_L = \frac{Q_T}{(C_{TL} - C_{BL})} \quad (Eq. 13)$$

Donde  $Q_L$  es el flujo másico de la fase líquida,  $Q_T$  es la tasa de inyección del trazador,  $C_{TL}$  es la concentración del trazador en la fase líquida y  $C_{BL}$  es la concentración del trazador en la fase líquida de la tubería.

El flujo másico del vapor está dado por:

$$Q_V = \frac{Q_T}{(C_{TV} - C_{BV})} \quad (Eq. 14)$$

Donde  $Q_V$  es el flujo másico de la fase vapor,  $Q_T$  es la tasa de inyección del trazador,  $C_{TV}$  es la concentración del trazador en la fase vapor y  $C_{BV}$  es la concentración del trazador en la fase vapor de la tubería.

Los flujos másicos calculados son válidos para la temperatura y presión del punto de muestreo. La entalpía total puede ser calculada usando la siguiente ecuación (Hirtz, 1993):

$$H = \frac{(Q_v * H_v) + (Q_L * H_L)}{(Q_v + Q_L)} \quad (Eq. 15)$$

Donde  $H$  es la entalpía de la mezcla bifásica,  $Q_V$  y  $Q_L$  son los flujos másicos de la fase vapor y líquida, respectivamente y  $H_V$  y  $H_L$  son las entalpías derivadas de tablas de vapor a la presión de separación.

De acuerdo a (Lovelock & Stowell, 2000), es posible obtener una variación en los resultados del método que se debe a la dilución de los alcoholes en la fase líquida. La solubilidad del alcohol gaseoso en agua es un factor determinante de este hecho. Por

ejemplo, a 190°C, la distribución agua-vapor del isopropanol gaseoso es de aproximadamente 16:1, (Lovelock, 1997). Esto no es una mayor limitación, pues una simple corrección puede ser hecha mediante el análisis del alcohol en el líquido. Por lo que la ecuación se modifica:

$$Q_V = \frac{Q_T - (Q_L * C_{IPA,W})}{(C_{TV} - C_{BV})} \quad (Eq. 16)$$

Donde  $C_{IPA,W}$  es la concentración del alcohol en el agua.

El uso de isopropanol como trazador para estimar el flujo de vapor, considera que corresponde exclusivamente al flujo de vapor de agua sin considerar los gases no condensables, (SKM, 2005).

(Lovelock & Stowell, 2000) Las principales fuentes de error en pruebas TFT son:

- Muestreo: Separación incompleta de las fases, inadecuada preservación de las muestras.
- Análisis: Preparación de los estándares, calibración, cálculos y/o contaminación.
- Incompleta mezcla del trazador en la tubería: Se evidencia cuando los resultados son muy variables, puede deberse a que la distancia entre inyección y muestreo es muy corta.
- Inyección: Variabilidad durante la tasa de inyección.

Son diversas las consideraciones a tomarse en cuenta en cuanto al punto de muestreo en la tubería a la hora de realizar un TFT, éstas y otras consideraciones pueden ser consultadas en las investigaciones de los autores ya mencionados en el método y en la norma "Práctica estándar para el muestreo de fluido geotérmico bifásico para fines de análisis químico", ASTM E 1675-04.

En El Salvador, se utiliza un trazador con una composición de 50% en peso de isopropanol y de 10% de benzoato de sodio. El isopropanol es analizado en un cromatógrafo de gases modelo TRACE 1310, mientras que el benzoato es analizado en un cromatógrafo líquido modelo AGILENT 1100 series.

### 3.2.1 Materiales y equipo experimental de medición

Los materiales y equipo utilizados para la aplicación del método TFT en un pozo, se detallan a continuación:

- Materiales y equipo utilizados en el proceso de inyección del trazador:
  1. Bomba Milton Roy con una presión máxima de 31 bar.
  2. Capilar utilizado en el punto de inyección.
  3. Balanza debidamente calibrada.
  4. Recipientes contenedores del trazador.
  5. Generador eléctrico.
  6. Mangueras para la inyección del trazador.
- Materiales y equipo utilizados en el proceso de muestreo:
  1. Mini separadores Webber.
  2. Hieleras y hielo.
  3. Recipientes con agua.
  4. Serpentes.
  5. Frascos de muestra.
  6. Cronómetro.
  7. 2 manómetros.
  8. Potenciómetro (Para medición de conductividad y de pH).
- Otros materiales utilizados (EPP, herramientas, etc).
  1. Llaves inglesas, francesas, codos utilizados con el separador.
  2. Teflón.
  3. Tapones de oídos.
  4. Guantes.
  5. Material para toma de apuntes.
- Reactivos utilizados
  1. Trazador (IPA y benzoato de sodio)
  2. HCl
  3. HNO<sub>3</sub>
  4. NaF
  5. Acetato de Zinc.

### 3.2.2 Diagrama experimental

(Kirui, 2018) presenta un diagrama donde se visualiza el equipo de inyección, el punto de inyección, la tubería de mezcla bifásica, el punto de muestreo y el equipo de muestreo.

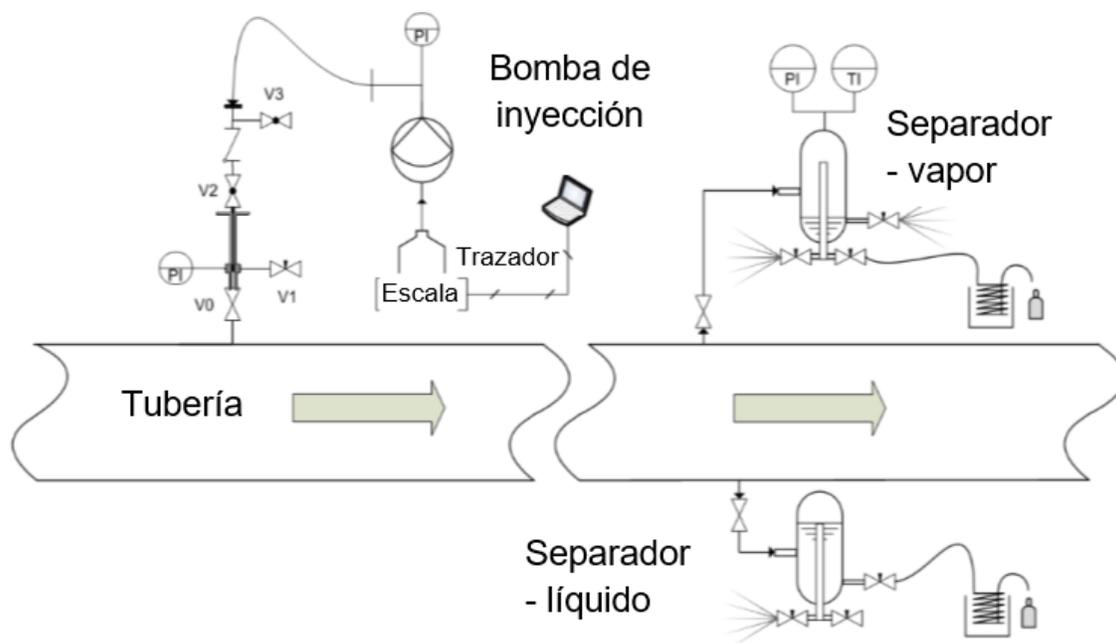


Figura 11: Diagrama propuesto, método TFT, (Kirui, 2018), traducción propia.

### 3.3 Análisis comparativo

Hirtz y Lovekin (1995) realizaron validaciones de resultados TFT basados en experiencias en Roosevelt, Salton Sea y en campos geotérmicos de Heber. Este proceso de validación se realizó utilizando un medidor de orificio como referencia. El resultado de la validación mostró la desviación más pequeña, obteniendo 4.37 % para el flujo de vapor, 4.61 % para el flujo de líquido y 4.10% para la entalpía.

En el campo geotérmico de Muara Laboh, se implementó el método TFT como método de evaluación comparativa con el propósito de verificar el resultado obtenido con el método de presión de labio de James. En los pozos de alta productividad que se habían perforado en el campo, la diferencia entre el TFT y el método de presión de labio de James estaba en el rango de +/- 5 %. Sin embargo, se encontró un resultado diferente en los pozos de baja productividad. (Irsamukhti, 2015).

Un estudio realizado por Karamaraker y Cheng (1980) mostró que el método de presión de labio de James proporciona resultados en un rango de +/- 8 % de los esperados. (Grant, 2011).

Irsamukhti (2015) realizó una investigación para evaluar la precisión del método de presión de labio de James comparándolo con el método TFT. El estudio fue realizado en el pozo ML-5 ubicado en el campo geotérmico de Muara Laboh. Los valores del día 20 de octubre de 2013 arrojaron una desviación de 13.25 % para la entalpía y 10 % para el flujo másico total con respecto a los valores del TFT. Los valores del día 12 de diciembre de 2013 arrojaron una desviación de 14.50 % para la entalpía y 10.50 % para el flujo másico total con respecto a los valores del TFT.

De acuerdo a la investigación, la medición del nivel de agua en el vertedero tenía el mayor potencial para causar una desviación mayor en los resultados del método de la presión de labio de James. El análisis de sensibilidad fue realizado para investigar el impacto de la medición del nivel de agua en el cálculo de la entalpía y el flujo másico total. El proceso fue hecho añadiendo pequeños valores como una corrección al nivel de agua en el vertedero y posteriormente recalculando la entalpía y el flujo másico total. En la figura 12 y 13 se muestra que la corrección aplicada al nivel de agua en el vertedero incrementó significativamente la precisión del método de presión de labio crítica de James en el pozo ML-5. Este resultado indica que, si la medición del nivel de agua en el vertedero es hecha forma precisa y confiable, se obtendrán valores de entalpía y flujo másico total más acertados con un error relativo de +/- 2 %.

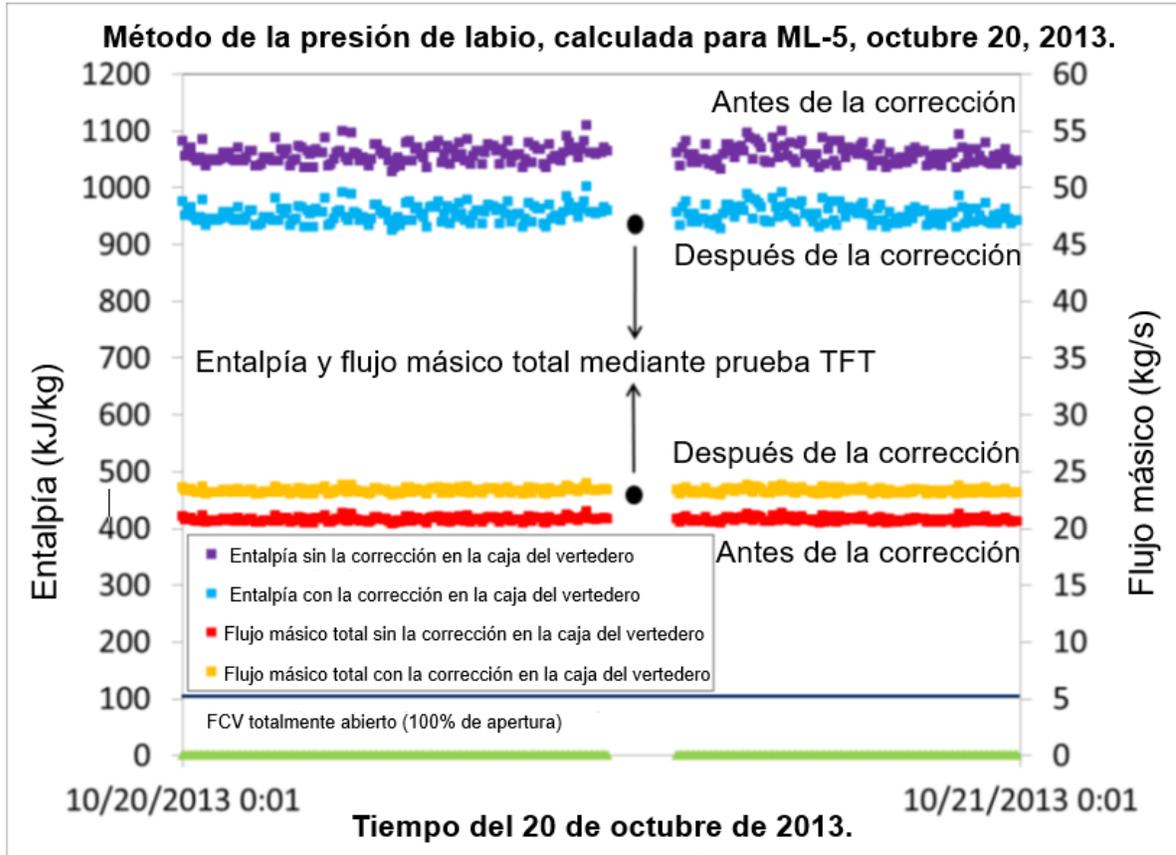


Figura 12: Resultados corregidos para la prueba de Russell James, 10 de octubre de 2013, (Irsamukhti, 2013), traducción propia.

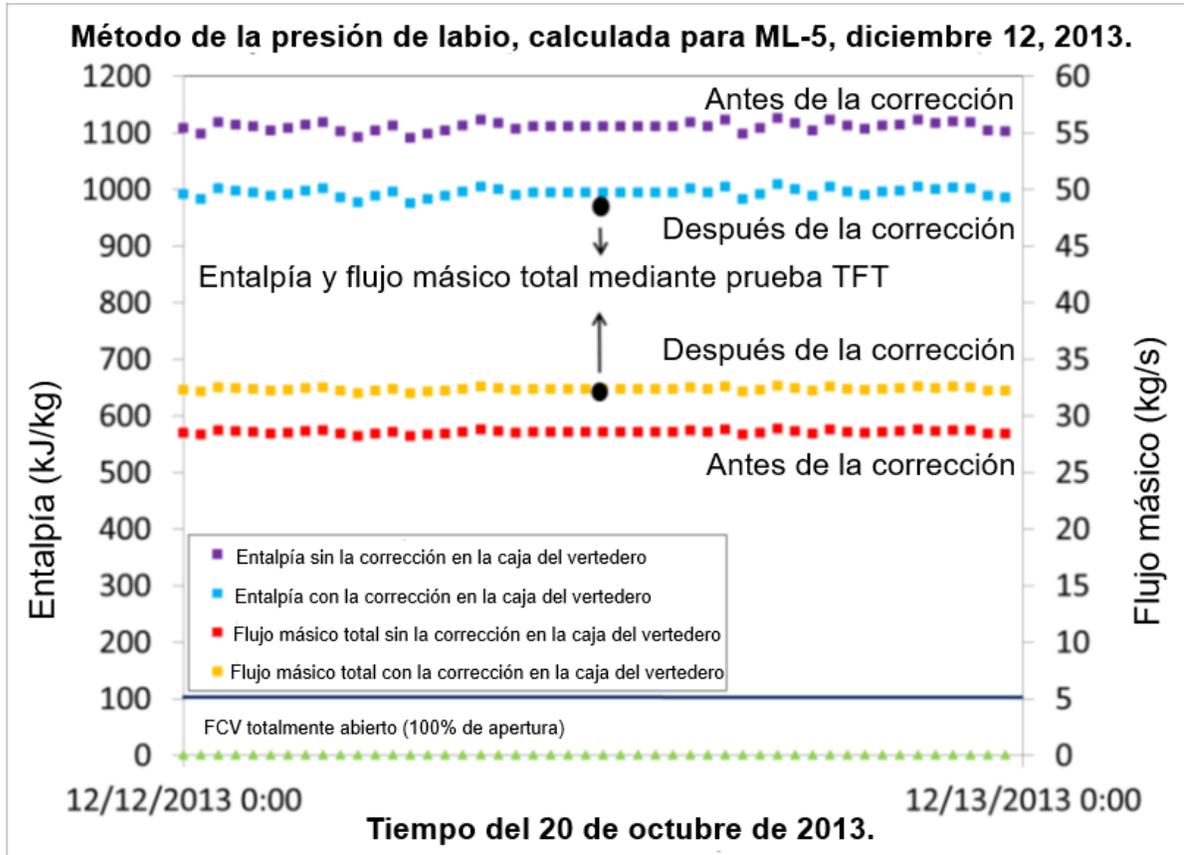


Figura 13: Resultados corregidos para la prueba de Russell James, 12 de diciembre de 2013, (Irsamukhti, 2013), traducción propia.

(Kirui, 2018) realizó otro estudio donde comparó los resultados obtenidos mediante el método de trazadores y el método de la presión crítica de labio. En este estudio, se realizó la comparación para 3 pozos ubicados en el campo geotérmico de Olkaria. Para los dos primeros pozos, la entalpía tenía una variación de menos de 2 %. Para el tercer pozo, era un poco superior al 3%. En los flujos de vapor, los valores presentaban una variación en un rango de 5 – 10 %. En los flujos de agua, los valores presentaban una mayor variación que se encontraba en un rango de 20 – 80 %. Finalmente, con respecto a los flujos másicos totales, en los primeros dos pozos se obtuvo una variación no mayor al 2 %, sin embargo, en el tercer pozo se obtuvo una variación del 9 %. Los resultados de los pozos por ambos métodos son mostrados en la figura N° 14.

WELL	WHP	Enthalpy(KJ/Kg)	Steam (t/hr)	Brine((t/hr)	Total Mass flow rate (t/hr)
<b>OW-44A</b>					
TFT	10.04	2644	53.1	0.8	55.9
JAMES	11.71	2620	50.5	4.5	55
<b>OW-44B</b>					
TFT	11.1	1945	66.7	34.9	107.8
JAMES	12.23	1950	62.3	44.7	107
<b>OW-14</b>					
TFT	10.5	2682	18.2	1.0	19.2
JAMES	11.14	2591	20.3	0.81	21.1

Figura 14: Resultados de 3 pozos del campo geotérmico de Olkaria. (Kirui, 2018).

(Aydin & Akin, 2019) también realizaron un estudio donde compararon el método TFT y el método de la presión crítica de labio, en dicho estudio, comparaban los resultados del flujo para 5 pozos distribuidos en dos campos geotérmicos diferentes, el campo de Alasheir y el campo de Kizildere. Para los 3 primeros pozos, ubicados en el campo geotérmico de Alasheir, se obtuvieron errores relativos de 4.5, 2.5 y 3.4 %, mientras que para los dos pozos restantes del campo geotérmico de Kizildere, se obtuvieron errores relativos de 16.8 y 7.71 %.

## CAPITULO 4.0 REVISIÓN DE PRUEBAS REALIZADAS SOBRE AMBAS METODOLOGÍAS EN EL POZO DE ESTUDIO

### 4.1 Medición de flujo por la metodología de Russell James

El día 24 de septiembre de 2017 se realizó la prueba de producción al pozo D1 fuera de operación (Figura N° 15).



*Figura 15: Pozo D1.*

El diámetro de la tubería de descarga es de 33.66 cm. Parte del arreglo para la descarga del pozo puede observarse en la figura N° 16, también es posible observar el silenciador de torres gemelas utilizado.



*Figura 16: Arreglo para descarga del pozo D1.*

En el trayecto de la tubería de acarreo del pozo D1, fueron encontradas tres soldaduras en la tubería, la primera a 0.72 metros aguas abajo del punto de muestreo ubicado a 5.70 metros aguas abajo del codo más cercano del silenciador. La segunda se encontraba a 6 metros aguas abajo del punto de muestreo anteriormente mencionado. La última soldadura se encontraba 2.45 metros aguas debajo de la válvula cercana al último codo del sistema de acarreo. En la figura N° 17 puede visualizarse el diagrama propuesto de la configuración en plataforma del pozo D1. En el diagrama puede observarse la ubicación de las soldaduras encontradas marcadas con color rojo, el punto de muestreo utilizado en el TFT marcado con color azul y el punto de inyección utilizado en el TFT marcado con color verde.

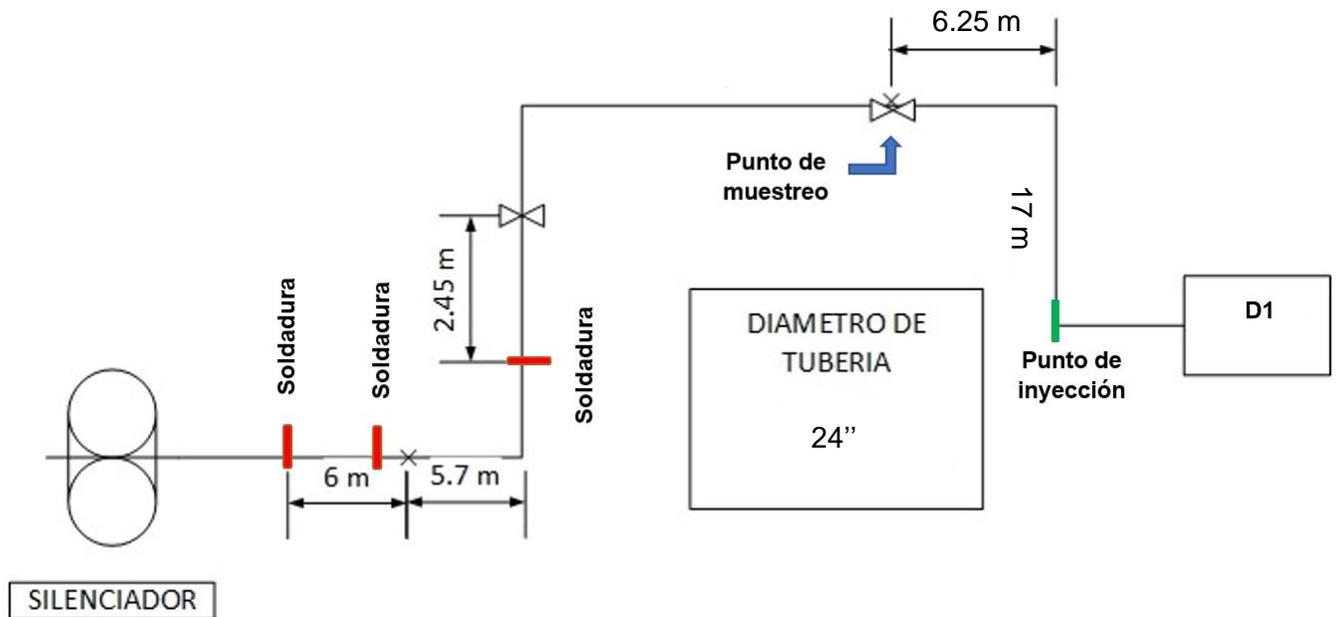


Figura 17: Diagrama de la configuración en plataforma del pozo D1.

En la figura N°18 puede visualizarse una de las soldaduras encontradas en la tubería:



Figura 18: Soldadura en el sistema de acarreo.

En el transcurso de la prueba, las características del pozo fueron muy inestables. En la tabla N°1, pueden observarse los valores de las mediciones de presión de cabezal, presión de labio (crítica) y flujo másico de agua en el vertedero, tomados durante la prueba de producción.

Tabla 1: Mediciones realizadas al pozo D1 a condiciones atmosféricas. Septiembre 24, 2017.

Hora	WHP (Bar g)	Presión crítica (Bar g)	Flujo en vertedero (kg/s)
12:00	8.1	0.90	74
12:30	8.3	0.76	67.9

## 4.2 Medición de flujo por la metodología de trazadores químicos

### 4.2.1 Primera prueba, mayo 19, 2019.

El día 29 de mayo del 2019 se realizó una prueba de trazadores químicos en el pozo de estudio, introduciendo una solución de benzoato de sodio e isopropanol. El trazador fue inyectado a la línea bifásica con una presión de cabezal de 8.1 bar g y la presión en la línea de agua, así como la línea de vapor fue de 5.3 bar g.

Los parámetros y condiciones de la prueba TFT, se detallan a continuación:

*Tabla 2: Parámetros y condiciones, TFT, 29 de mayo 2019.*

<b>Capacidad de la bomba</b>	80	%
<b>Masa inicial</b>	14 552.0	g
<b>Masa final</b>	4790.0	g
<b>Duración de la inyección</b>	819	s
<b>% Masa benzoato de sodio</b>	10	%m/m
<b>% Masa isopropanol</b>	50	%m/m

El análisis químico para la concentración de benzoato de sodio en agua se realizó por sextuplicado, a continuación, se detallan los resultados obtenidos:

*Tabla 3: Concentraciones de benzoato en agua, TFT, 29 de mayo de 2019.*

# Muestra	Concentración (ppm)
1	11.6
2	11.7
3	11.7
4	11.7
5	11.8
6	11.8

El análisis químico de isopropanol en vapor y en agua se detalla a continuación:

Tabla 4: Concentraciones de isopropanol en vapor y agua, TFT, 29 de mayo de 2019.

Isopropanol en Vapor		Isopropanol en Agua	
Muestra	IPA (ppm)	Muestra	IPA (ppm)
1	176	1	9.2
2	177	2	9.3
3	176	3	9.2
4	181	4	9.6
5	179	5	9.2
6	178	6	9.2

#### 4.2.2 Segunda prueba, septiembre 13, 2019.

En ese mismo año, pero en fecha 13 de septiembre, se realizó otra prueba de trazadores químicos en el pozo de estudio, inyectando nuevamente una solución de benzoato e isopropanol. El trazador fue introducido al pozo a una presión de cabezal de 8.3 bar g, la presión en la línea de agua y vapor fue de 5.1 bar g.

Los parámetros y condiciones de la prueba TFT, se detallan a continuación:

Tabla 5: Parámetros y condiciones, TFT, 13 de septiembre de 2019.

<b>Capacidad de la bomba</b>	80	%
<b>Masa inicial</b>	9,906.0	g
<b>Masa final</b>	2,134.0	g
<b>Duración de la inyección</b>	648	s
<b>% Masa benzoato de sodio</b>	10	%m/m
<b>% Masa isopropanol</b>	50	% m/m

El análisis químico para la concentración de benzoato de sodio en agua se realizó por sextuplicado, a continuación, se detallan los resultados obtenidos:

*Tabla 6: Concentraciones de benzoato en agua, TFT, 13 de septiembre de 2019.*

# Muestra	Concentración (ppm)
1	10.9
2	10.8
3	10.8
4	10.8
5	10.8
6	10.9

El análisis químico de isopropanol en vapor y en agua se realizó por sextuplicado:

*Tabla 7: Concentraciones de isopropanol en vapor y agua, TFT, 13 de septiembre de 2019.*

Isopropanol en Vapor		Isopropanol en Agua	
Muestra	IPA (ppm)	Muestra	IPA (ppm)
1	206	1	9.4
2	213	2	9.4
3	208	3	9.4
4	208	4	9.4
5	209	5	9.4
6	202	6	9.7

## CAPITULO 5.0 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 5.1 Flujo por Russell James

Las ecuaciones mencionadas en el capítulo 3 fueron desarrolladas para una presión atmosférica de 1 bar. En el caso del pozo de estudio D1, fueron modificadas debido a que la presión atmosférica es de 0.92 bar.

Los datos obtenidos, presiones de cabezal, presiones de labio (críticas) y de flujo en vertedero son a condiciones atmosféricas.

Se conoce el diámetro de la tubería de descarga, el cual tiene un valor de 33.66 cm. Se realiza el cálculo del área de sección transversal de la tubería:

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi(33.66)^2}{4}$$

$$A = 889.85 \text{ cm}^2$$

A la presión atmosférica del caso de estudio,  $H'_s = 2671.28 \text{ kJ/kg}$  y  $H'_{sw} = 2263.58 \text{ kJ/kg}$  (IAPWS-IF97), sustituyendo en la ecuación 5 del capítulo 3:

$$\frac{W'_w}{AP_{lip}^{0.96}} = \frac{184}{H^{1.102}} * \frac{2671.28 - H}{2263.58}$$

Simplificando la ecuación anterior se obtiene:

$$\frac{W'_w}{AP_{lip}^{0.96}} = Y = \frac{228.94 - 0.09 * H}{H^{1.102}} \quad (Eq. 17)$$

Para la presión de cabezal de 8.1 bar g, se procede a sustituir datos de flujo de agua en vertedero, área de la tubería y la presión de labio (crítica) para calcular la entalpía. Para

el caso de la presión de labio (crítica), esta deberá ser introducida en términos absolutos, por lo que se le suma la presión atmosférica:

$$\frac{74}{(889.85)(1.82)^{0.96}} = \frac{228.94 - 0.09 * H}{H^{1.102}}$$

Mediante la calculadora TI-nspire CX CAS, solucionando la ecuación anterior, se obtiene la entalpía:

$$H = 1253.92 \frac{kJ}{kg}$$

Habiendo obtenido la entalpía de flujo, el flujo másico puede ser calculado mediante la ecuación 10 del capítulo 3. Sustituyendo  $H'_s = 2671.28$  kJ/kg,  $H'_{sw} = 2263.58$  kJ/kg (IAPWS-IF97) y la entalpía de flujo, se obtiene:

$$W = \frac{74 * 2263.58}{2671.28 - H}$$

$$W = 118.18 \frac{kg}{s}$$

El flujo de vapor en el silenciador puede ser obtenido mediante un balance de masa:

$$W = W'_w + V'$$

$$V' = W - W'_w$$

$$V' = 118.18 - 74$$

$$V' = 44.18 \frac{kg}{s}$$

Para obtener los flujos másicos de vapor y agua en el cabezal, se procede a realizar un balance de materia global y un balance de materia y energía:

$$W = W_W + V$$

$$W * H = W_W * H_l + V * H_v$$

Mediante la presión de cabezal (en términos absolutos),  $H_l = 743.14$  kJ/kg y  $H_v = 2773.13$  kJ/kg. Sustituyendo  $W$ ,  $H$  y en las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$W_W + V = 118.18 \text{ (Eq. 18)}$$

$$(118.18)(1253.92) = W_W * (743.14) + V * (2773.13) \text{ (Eq. 19)}$$

Resolviendo la ecuación 18 y 19 simultáneamente mediante TI-nspire CX CAS, se obtiene:

$$W_W = 88.44 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$V = 29.74 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Finalmente, se calcula la calidad del vapor obtenido en el cabezal dividiendo el flujo másico de vapor entre el flujo másico total:

$$X = \frac{V}{W} * 100\%$$

$$X = \frac{29.74}{118.18} * 100\%$$

$$X = 25.16 \%$$

Para la presión de cabezal de 8.3 bar g, se realiza el mismo procedimiento anterior, sustituyendo valores en la ecuación 17:

$$\frac{67.9}{(889.85)(1.68)^{0.96}} = \frac{228.94 - 0.09 * H}{H^{1.102}}$$

Mediante la calculadora TI-nspire CX CAS, solucionando la ecuación anterior, se obtiene la entalpía:

$$H = 1259.73 \frac{kJ}{kg}$$

Habiendo obtenido la entalpía de flujo, el flujo másico puede ser calculado mediante la ecuación 10 del capítulo 3. Sustituyendo  $H'_s = 2671.28$  kJ/kg,  $H'_{sw} = 2263.58$  kJ/kg (IAPWS-IF97) y la entalpía de flujo, se obtiene:

$$W = \frac{67.9 * 2263.58}{2671.28 - H}$$

$$W = 108.88 \frac{kg}{s}$$

El flujo de vapor en el silenciador puede ser obtenido mediante un balance de masa:

$$W = W'_w + V'$$

$$V' = W - W'_w$$

$$V' = 108.88 - 67.9$$

$$V' = 40.98 \frac{kg}{s}$$

Para obtener los flujos másicos de vapor y agua en el cabezal, se procede a realizar un balance de materia global y un balance de materia y energía:

$$W = W_W + V$$

$$W * H = W_W * H_l + V * H_v$$

Mediante la presión de cabezal (en términos absolutos),  $H_l = 747.26$  kJ/kg y  $H_v = 2773.99$  kJ/kg. Sustituyendo  $W$ ,  $H$  y en las ecuaciones anteriores, se obtiene:

$$W_W + V = 108.88 \text{ (Eq. 20)}$$

$$(108.88)(1259.73) = W_W * (747.26) + V * (2773.99) \text{ (Eq. 21)}$$

Resolviendo la ecuación 20 y 21 simultáneamente mediante Tl-nspire CX CAS, se obtiene:

$$W_W = 81.35 \frac{kg}{s}$$

$$V = 27.53 \frac{kg}{s}$$

Finalmente, se calcula la calidad del vapor obtenido en el cabezal dividiendo el flujo másico de vapor entre el flujo másico total:

$$X = \frac{V}{W} * 100\%$$

$$X = \frac{27.53}{108.88} * 100\%$$

$$X = 25.29 \%$$

Los resultados obtenidos para presiones de cabezal de 8.1 bar g y 8.3 bar g, se presentan a continuación:

<b>WHP: 8.1 bar g</b>			
<b>Presión crítica: 0.90 bar g</b>			
<b>Entalpía (H): 1253.92 kJ/kg</b>			
<b>Condiciones atmosféricas (En el silenciador)</b>		<b>Condiciones en el cabezal</b>	
W (Flujo total)	118.18 kg/s	W (Flujo total)	118.18 kg/s
W <sub>w</sub> (Flujo de agua en vertedero)	74 kg/s	W <sub>w</sub> (Flujo de agua en el cabezal)	88.44 kg/s
V' (Flujo de vapor en silenciador)	44.18 kg/s	V (Flujo de vapor en el cabezal)	29.74 kg/s
		X (Calidad de vapor)	25.16 %

<b>WHP: 8.3 bar g</b>			
<b>Presión crítica: 0.76 bar g</b>			
<b>Entalpía (H): 1259.73 kJ/kg</b>			
<b>Condiciones atmosféricas (En el silenciador)</b>		<b>Condiciones en el cabezal</b>	
W (Flujo total)	108.88 kg/s	W (Flujo total)	108.88 kg/s
W <sub>w</sub> (Flujo de agua en vertedero)	67.9 kg/s	W <sub>w</sub> (Flujo de agua en el cabezal)	81.35 kg/s
V' (Flujo de vapor en silenciador)	40.98 kg/s	V (Flujo de vapor en el cabezal)	27.53 kg/s
		X (Calidad de vapor)	25.29 %

## 5.2 Flujo por trazadores químicos

Las ecuaciones a utilizar para el cálculo de la entalpía y flujos máxicos de vapor y agua se mencionan en el capítulo 3, para poder hacer uso de ellas, primero se debe calcular la tasa de inyección del trazador, así como determinar las condiciones de entalpía líquida y de vapor a la presión de separación.

Para la data del día 29 de mayo con una presión de cabezal de 8.1 bar g se tiene:

La tasa de inyección del trazador es el cociente entre la masa de trazador inyectada y el tiempo total de inyección, para el caso en estudio:

$$Q_T = \frac{\text{Masa del trazador inyectada}}{\text{Tiempo total de inyección}} = \frac{\text{Masa inicial del trazador} - \text{Masa final del trazador}}{\text{Tiempo total de inyección}}$$

$$Q_T = \frac{(14\,552 - 4\,790)\text{g}}{819\text{ s}}$$

$$Q_T = 11.92 \frac{\text{g}}{\text{s}} = 715.16 \frac{\text{g}}{\text{min}}$$

$$Q_T = 42\,909.89 \frac{\text{g}}{\text{h}}$$

Se procede al cálculo de las concentraciones promedio de benzoato en agua y de isopropanol en vapor y en agua.

$$C_{BNa,w} = \frac{\sum C'_{BNa}}{n}$$

$$C_{BNa,w} = 11.72 \text{ ppm}$$

$$C_{IPA,W} = \frac{\sum C'_{IPA,W}}{n}$$

$$C_{IPA,W} = 9.28 \text{ ppm}$$

$$C_{IPA,V} = \frac{\sum C'_{IPA,V}}{n}$$

$$C_{IPA,V} = 177.83 \text{ ppm}$$

Previo a la inyección en el flujo bifásico, la concentración de benzoato de sodio y de isopropanol es de 0 ppm, por lo tanto:  $C_{BV} = 0$  y  $C_{BL} = 0$ .

Las tasas de inyección utilizadas en las ecuaciones del capítulo 3, se obtienen multiplicando la tasa de inyección global por la fracción másica del trazador de interés, para el caso en estudio, la fracción másica del benzoato de sodio es del 10% y del isopropanol es del 50%.

Mediante la ecuación 14 y teniendo en cuenta que,  $C_{TL} = C_{BNa,W}$ , se calcula el flujo de agua:

$$Q_L = \frac{Q_{TB}}{(C_{TL} - C_{BL})}$$

$$Q_L = \frac{Q_{TB}}{(C_{TL} - 0)}$$

$$Q_L = \frac{(42909.89) * (0.10)}{11.72}$$

$$Q_L = 366.23 \frac{\text{ton}}{\text{h}}$$

$$Q_L = 101.73 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Mediante la ecuación 16 y teniendo en cuenta que,  $C_{TV} = C_{IPA,V}$ , se calcula el flujo de vapor:

$$Q_V = \frac{Q_{TIPA} - (Q_L * C_{IPA,W})}{C_{TV}}$$

$$Q_V = \frac{(42909.89) * (0.50) - (366.23) * (9.28)}{(177.83)}$$

$$Q_V = 101.53 \frac{ton}{h}$$

$$Q_V = 28.20 \frac{kg}{s}$$

El flujo másico total, será la suma del flujo de vapor y el flujo de agua:

$$W = Q_L + Q_V$$

$$W = 101.73 + 28.20$$

$$W = 129.93 \frac{kg}{s}$$

Finalmente, se calcula la calidad del vapor obtenido dividiendo el flujo másico de vapor entre el flujo másico total:

$$X = \frac{Q_V}{W} * 100\%$$

$$X = \frac{28.20}{129.93} * 100\%$$

$$X = 21.71 \%$$

El cálculo del  $IPA_V/IPA_W$  se detalla a continuación:

$$\frac{IPA_V}{IPA_W} = \frac{C_{IPA,V}}{C_{IPA,W}} = \frac{177.83}{9.28}$$

$$\frac{IPA_V}{IPA_W} = 19.16$$

Durante el muestreo, la presión de separación del líquido y de vapor es de 5.3 bar g. Mediante la presión atmosférica calculada en la sección 5.1, en términos absolutos la presión de separación es de 6.22 bar a.

Mediante tablas de vapor,  $H_L = 676.65$  kJ/kg y  $H_V = 2757.70$  kJ/kg (IAPWS-IF97), sustituyendo en la ecuación 15 del capítulo 3:

$$H = \frac{(Q_v * H_V) + (Q_L * H_L)}{(Q_v + Q_L)}$$

$$H = \frac{(28.20 * 2757.70) + (101.73 * 676.65)}{129.93}$$

$$H = 1128.35 \frac{kJ}{kg}$$

Para la data del día 13 de septiembre con una presión de cabezal de 8.3 bar g:

La tasa de inyección del trazador es el cociente entre la masa de trazador inyectada y el tiempo total de inyección, para el caso en estudio:

$$Q_T = \frac{\text{Masa del trazador inyectada}}{\text{T tiempo total de inyección}} = \frac{\text{Masa inicial del trazador} - \text{Masa final del trazador}}{\text{T tiempo total de inyección}}$$

$$Q_T = \frac{(9906 - 2134)g}{648 s}$$

$$Q_T = 11.99 \frac{g}{s} = 719.63 \frac{g}{min}$$

$$Q_T = 43177.78 \frac{g}{h}$$

Se procede al cálculo de las concentraciones promedio de benzoato en agua y de isopropanol en vapor y en agua.

$$C_{BNa,w} = \frac{\sum C'_{BNa}}{n}$$

$$C_{BNa,w} = 10.83 ppm$$

$$C_{IPA,W} = \frac{\sum C'_{IPA,W}}{n}$$

$$C_{IPA,W} = 9.45 ppm$$

$$C_{IPA,V} = \frac{\sum C'_{IPA,V}}{n}$$

$$C_{IPA,V} = 207.56 ppm$$

Previo a la inyección en el flujo bifásico, la concentración de benzoato de sodio y de isopropanol es de 0 ppm, por lo tanto:  $C_{BV} = 0$  y  $C_{BL} = 0$ .

Las tasas de inyección que se utilizan en las ecuaciones del capítulo 3, se obtienen multiplicando la tasa de inyección global por la fracción másica del trazador de interés, para el caso en estudio, la fracción másica del benzoato de sodio es del 10% y del isopropanol es del 50%.

Mediante la ecuación 14 y teniendo en cuenta que,  $C_{TL} = C_{BNa,W}$ , se calcula el flujo de agua:

$$Q_L = \frac{Q_{TB}}{(C_{TL} - C_{BL})}$$

$$Q_L = \frac{Q_{TB}}{(C_{TL} - 0)}$$

$$Q_L = \frac{(43177.78) * (0.10)}{10.83}$$

$$Q_L = 398.56 \frac{ton}{h}$$

$$Q_L = 110.71 \frac{kg}{s}$$

Mediante la ecuación 16 y teniendo en cuenta que,  $C_{TV} = C_{IPA,v}$ , se calcula el flujo de vapor:

$$Q_V = \frac{Q_{TIPA} - (Q_L * C_{IPA,W})}{C_{TV}}$$

$$Q_V = \frac{(43177.78) * (0.50) - (398.56) * (9.45)}{(207.56)}$$

$$Q_V = 85.86 \frac{ton}{h}$$

$$Q_V = 23.85 \frac{kg}{s}$$

El flujo másico total, será la suma del flujo de vapor y el flujo de agua:

$$W = Q_L + Q_V$$

$$W = 110.71 + 23.85$$

$$W = 134.56 \frac{kg}{s}$$

Finalmente, se calcula la calidad del vapor obtenido dividiendo el flujo másico de vapor entre el flujo másico total:

$$X = \frac{Q_V}{W} * 100\%$$

$$X = \frac{23.85}{134.56} * 100\%$$

$$X = 17.72 \%$$

La presión de separación del líquido y de vapor es de 5.1 bar g. Mediante la presión atmosférica calculada en la sección 5.1, en términos absolutos la presión de separación es de 6.02 bar a.

Mediante tablas de vapor,  $H_L = 671.07$  kJ/kg y  $H_V = 2756.29$  kJ/kg (IAPWS-IF97), sustituyendo en la ecuación 15 del capítulo 3:

$$H = \frac{(Q_v * H_V) + (Q_L * H_L)}{(Q_v + Q_L)}$$

$$H = \frac{(23.85 * 2756.29) + (110.71 * 671.07)}{134.56}$$

$$H = 1040.67 \frac{kJ}{kg}$$

Los resultados obtenidos para presiones de cabezal de 8.1 bar g y 8.3 bar g, se presentan a continuación:

<b>WHP: 8.1 bar g</b>	
<b>Entalpía (H): 1128.35 kJ/kg</b>	
<b>Resultados obtenidos</b>	
W (Flujo total)	129.93 kg/s
Q <sub>L</sub> (Flujo de agua)	101.73 kg/s
Q <sub>v</sub> (Flujo de vapor)	28.20 kg/s
X (Calidad de vapor)	21.71 %

<b>WHP: 8.3 bar g</b>	
<b>Entalpía (H): 1040.67 kJ/kg</b>	
<b>Resultados obtenidos</b>	
W (Flujo total)	134.56 kg/s
Q <sub>L</sub> (Flujo de agua)	110.71 kg/s
Q <sub>v</sub> (Flujo de vapor)	23.85 kg/s
X (Calidad de vapor)	17.72 %

### 5.3 Análisis comparativo con base en los resultados obtenidos

Para el pozo D1, se realizaron dos pruebas TFT en diferentes fechas para obtener valores de entalpía y flujo másico. De igual manera, se realizó una prueba de producción donde se aplicó el método de Russell James para la determinación de entalpía y flujo másico.

Se poseen datos de entalpía y flujo másico detallados en el informe de monitoreo diario de la planta del día 29 de mayo de 2019, estos fueron obtenidos mediante el método de disco de orificio.

Los resultados obtenidos con el método de Russell James mostraron buena consistencia con el resultado del registro en planta.

La entalpía y los flujos másicos que fueron calculados mediante el método TFT y el método de Russell James son comparados utilizando datos en planta como referencia. Las desviaciones de los métodos son calculadas como un margen de error relativo, de la siguiente manera:

$$\varepsilon = \frac{|Resultado\ del\ método\ (TFT\ o\ de\ James) - Dato\ manejado\ en\ planta|}{Dato\ manejado\ en\ planta} * 100\%$$

Donde épsilon,  $\varepsilon$ , es el margen de error relativo.

WHP: 8.1 Bar g					
Método	Entalpía, H (kJ/kg)	Flujo másico total (kg/s)	Flujo de agua (kg/s)	Flujo de vapor (kg/s)	Calidad de vapor, X (%)
Disco de orificio (Dato en planta) Mayo 29, 2019.	1153.81	114.82	86.96	27.86	24.27

TFT Mayo 29, 2019.	1128.35	129.93	101.73	28.20	21.71
<b>Porcentaje de error, ε.</b>	<b>2.21 %</b>	<b>13.16 %</b>	<b>16.99 %</b>	<b>1.22 %</b>	-
Russel James Septiembre 24, 2017.	1253.92	118.18	88.44	29.74	25.16
<b>Porcentaje de error, ε.</b>	<b>8.68 %</b>	<b>2.93 %</b>	<b>1.71 %</b>	<b>6.72 %</b>	-

WHP: 8.3 Bar g					
Método	Entalpía, H (kJ/kg)	Flujo másico total (kg/s)	Flujo de agua (kg/s)	Flujo de vapor (kg/s)	Calidad de vapor, X (%).
Disco de orificio (Dato en planta) Mayo 29, 2019.	1153.81	114.82	86.96	27.86	24.27
TFT Mayo 29, 2019.	1040.67	134.56	110.71	23.85	17.72
<b>Porcentaje de error, ε.</b>	<b>9.81 %</b>	<b>17.19 %</b>	<b>27.32 %</b>	<b>14.40 %</b>	-
Russell James	1259.73	108.88	81.35	27.53	25.29

Septiembre 24, 2017.					
<b>Porcentaje de error, ε.</b>	<b>9.18 %</b>	<b>5.17 %</b>	<b>6.44 %</b>	<b>1.19 %</b>	<b>-</b>

De acuerdo a (Méndez, et al., 2007), para un caudal real, la medición realizada con el método de disco de orificio tendrá una incertidumbre de +/- 0.88 %, por lo que el dato expresado en planta puede ser expresado en un rango de aceptación de resultados, para los datos en planta del día 29 de mayo de 2019, los rangos de aceptación son los siguientes:

<b>Entalpía, H (kJ/kg)</b>	<b>Flujo másico total (kg/s)</b>	<b>Flujo de agua (kg/s)</b>	<b>Flujo de vapor (kg/s)</b>
1143.66 – 1163.97	113.81 – 115.83	86.19 – 87.72	27.62 – 28.11

(Hirtz, 1983) llevó a cabo un estudio donde calculaban la incertidumbre del método TFT, obteniendo como resultado, +/- 4.3 % para la fase vapor, +/- 6.7 para la fase líquida y +/- 3.4 % para la entalpía.

Aplicando lo anterior en los límites del rango de aceptación arrojado por el método de disco de orificio, es posible determinar un rango de aceptación para el método TFT:

<b>Entalpía, H (kJ/kg)</b>	<b>Flujo másico total (kg/s)</b>	<b>Flujo de agua (kg/s)</b>	<b>Flujo de vapor (kg/s)</b>
1104.78 – 1182.54	106.85 – 120.77	80.42 – 91.97	26.43 – 28.81

De igual manera, es posible determinar un rango de aceptación para el método de Russell James, basándose en los resultados obtenidos por Karamaraker & Cheng (1980), donde se muestra que el método arroja resultados con un +/- 8 %.

<b>Entalpía, H (kJ/kg)</b>	<b>Flujo másico total (kg/s)</b>	<b>Flujo de agua (kg/s)</b>	<b>Flujo de vapor (kg/s)</b>
1052.17 – 1257.08	104.71 – 122.91	79.30 – 93.09	25.41 – 29.83

La comparación de los resultados obtenidos para una presión de cabezal de 8.1 bar g, con los rangos de aceptación de los métodos se detalla a continuación:

<b>WHP: 8.1 Bar g</b>				
<b>Método</b>	<b>Entalpía, H (kJ/kg)</b>	<b>Flujo másico total (kg/s)</b>	<b>Flujo de agua (kg/s)</b>	<b>Flujo de vapor (kg/s)</b>
TFT Mayo 29, 2019.	1128.35	129.93	101.73	28.20
Rango de aceptación, TFT	1104.78 – 1182.54	106.85 – 120.77	80.42 – 91.97	26.43 – 28.81
Resultado	<b>Dentro del rango</b>	<b>Fuera de rango</b>	<b>Fuera de rango</b>	<b>Dentro del rango</b>
Russel James Septiembre 24, 2017.	1253.92	118.18	88.44	29.74
Rango de aceptación, Russell James	1052.17 – 1257.08	104.71 – 122.91	79.30 – 93.09	25.41 – 29.83
Resultado	<b>Dentro del rango</b>	<b>Dentro del rango</b>	<b>Dentro del rango</b>	<b>Dentro del rango</b>

La comparación de los resultados obtenidos para una presión de cabezal de 8.3 bar g, con los rangos de aceptación de los métodos se detalla a continuación:

WHP: 8.3 Bar g				
Método	Entalpía, H (kJ/kg)	Flujo másico total (kg/s)	Flujo de agua (kg/s)	Flujo de vapor (kg/s)
TFT Mayo 29, 2019.	1040.67	134.56	110.71	23.85
Rango de aceptación, TFT	1104.78 – 1182.54	106.85 – 120.77	80.42 – 91.97	26.43 – 28.81
Resultado	<b>Fuera de rango</b>	<b>Fuera de rango</b>	<b>Fuera de rango</b>	<b>Fuera de rango</b>
Russel James Septiembre 24, 2017.	1259.73	108.88	81.35	27.53
Rango de aceptación, Russell James	1052.17 – 1257.08	104.71 – 122.91	79.30 – 93.09	25.41 – 29.83
Resultado	<b>Fuera de rango</b>	<b>Dentro del rango</b>	<b>Dentro del rango</b>	<b>Dentro del rango</b>

## CONCLUSIONES

- A pesar de que la entalpía calculada mediante el método de Russell James para una presión de cabezal de 8.3 bar g, se encuentra fuera de rango de aceptación, la desviación con el límite superior es de 0.21 %, un valor sumamente bajo con respecto a las desviaciones de los resultados obtenidos mediante el método TFT en relación a los límites del rango de aceptación del método, con base en lo anterior, es posible afirmar que el método de Russell James permite calcular la entalpía y flujos máscicos con una desviación no mayor al 10 % para el pozo en estudio.
- A pesar que un dato de entalpía calculado mediante el método de Russell James se encuentra fuera de rango de aceptación, ambas entalpías calculadas coinciden con el rango de entalpía estimada para el fluido en el año 2007 (1200-1600 kJ/kg).
- Parte de la desviación obtenida en los resultados del método de Russell James están relacionadas con la medición del caudal de agua medido en el vertedero, la cual a su vez está influenciada por la gravedad existente a la elevación del pozo D1.
- De los resultados obtenidos en el método de trazadores químicos, los márgenes de error relativos más altos corresponden al flujo máscico de agua con valores de 16.99 % y 27.32 % para presiones de cabezal de 8.1 bar g y 8.3 bar g, respectivamente. Con base en lo anterior, es posible inferir que una de las causas de la sobreestimación de los flujos máscicos de agua es la sobre dilución del benzoato de sodio, ya sea por pérdidas del trazador o por condensación de vapor.
- La inestabilidad del pozo en estudio es un factor de suma importancia en la variabilidad de los resultados obtenidos mediante la aplicación del método TFT.
- No es posible atribuir las desviaciones de los resultados del método TFT a cercanías del punto de muestreo con perturbaciones de flujo como codos de tubería, reducciones o válvulas, pues cumple con las distancias mínimas de acuerdo a la norma ASTM E 1675-04, "Práctica estándar para el muestreo de fluido geotérmico bifásico para fines de análisis químico".
- Una de las ventajas del método TFT es que puede ser aplicado sin la necesidad de sacar de producción el pozo D1, evitando así, pérdidas en generación y por consecuente, pérdidas de ingresos como ocurre en la aplicación del método de Russell James.
- Una de las ventajas del método de Russell James es que los resultados de entalpías y flujos máscicos pueden ser calculados el mismo día que se toman las mediciones, por el contrario del método TFT, en el cual el tiempo dependerá de la rapidez con la que se analicen las muestras en el laboratorio.

- Es necesario la consideración de la incertidumbre de los métodos seleccionados para tener un mejor criterio de comparación de resultados de entalpía y flujos másicos.

## RECOMENDACIONES

- Realizar los controles de calibración respectivos para el equipo de medición utilizado en la aplicación del método TFT, tal como lo señala la norma ASTM E 1675-04, “Práctica estándar para el muestreo de fluido geotérmico bifásico para fines de análisis químico”.
- Realizar simultáneamente a unas mismas condiciones, las pruebas TFT y de Russell James para poder validar los resultados de medición de flujos máscicos y entalpía.
- Continuar realizando pruebas TFT para diferentes pozos con el fin de validar el método.
- Utilizar manómetros en la prueba TFT con una misma escala de medición para trabajar con iguales valores de incertidumbre.
- Tomar en consideración la elevación de los pozos estudiados en los cálculos de la presión atmosférica y el valor de la gravedad utilizado para la determinación del flujo de agua en vertedero.
- Tomar en consideración el factor de corrección por temperatura en la medición neumática de la altura del agua, para evitar variaciones en la determinación del flujo de agua atmosférico.
- Realizar una investigación acerca de la influencia que tiene el tamaño del vertedero en la medición neumática de la altura del agua para la determinación del flujo de agua atmosférico.
- y el valor de la gravedad utilizado para la determinación del flujo de agua en el vertedero.
- Tomar en consideración la relación de distribución de  $IPA_{vapor}/IPA_{agua}$  para saber si ha habido contaminación de vapor en agua.
- Utilizar siempre el equipo de protección personal (EPP) durante la realización de una prueba de trazadores o una prueba de producción.
- Para futuras investigaciones, tomar en consideración más referencias bibliográficas de la incertidumbre del método de disco de orificio.

## AGRADECIMIENTOS

Primero a Dios por permitir la conclusión de mis estudios y que nos brinda cada día una nueva oportunidad.

A mi padre por ser una fuente de sabiduría invaluable en mi vida, enseñándome el valor de la perseverancia, la humildad, el trabajo y el respeto a los demás. Le agradezco infinitamente el haberme convertido en el hombre que soy ahora.

A mi madre por el apoyo y compromiso incondicional que ha tenido desde mi nacimiento, siendo parte esencial de mi vida y testimonio de compromiso con sus hijos, alumnos y a la sociedad actuando con honradez y amor por los demás.

A mi hermana por su vida y su ayuda con la mía acompañándome desde que tengo memoria. La culminación de esta etapa de mi vida también es por ti.

A mis asesores Ing. Raúl Romero y Lic. Edwin Melara por su ayuda y colaboración en este trabajo y su guía como docentes en mi proceso formativo.

A toda mi familia que estuvo al pendiente, donde su casa fue resguardo y hubo siempre espacio en su mesa, en especial a mi abuela Lucy, mis tíos y primos que me han brindado su ayuda en más de una ocasión.

Hijo de profesores también un agradecimiento a ellos y en especial al personal de La Geo. A todos por su valía, dignidad y aprecio por la enseñanza.

A mi compañero y excelente profesional Jonathan Zavaleta con el cual siento grata satisfacción de haber coincidido. Estoy seguro seguirá cosechando logros a lo largo de su vida profesional. Le deseo lo mejor hoy y siempre.

Y a todos mis amigos y personas con los que compartí esta maravillosa etapa. Los aprecio y estaré a la orden de ustedes siempre con orgullo DGAL 2019.

*Diego Alberto Rivera Chavarría*

Principalmente a Dios que me ha permitido cursar este diplomado en un área que realmente me apasiona, todo lo aprendido y vivido, es gracias a Él.

A mi mamá y a mi familia, que han estado conmigo durante la realización de todo el diplomado, apoyándome incondicionalmente.

Al Ingeniero Raúl Romero, por su gran apoyo en la realización del proyecto final, por sus consejos, su colaboración y su paciencia.

Al Licenciado Edwin Melara, por su paciencia y colaboración en la realización del proyecto final.

A mi compañero de investigación, Diego Rivera, por su amistad y su apoyo en las actividades realizadas.

Al Ingeniero Álvaro Flamenco por su paciencia y ayuda en la obtención de información para el desarrollo del proyecto final.

A mis compañeros del diplomado, extranjeros y nacionales, por todas las experiencias vividas y el conocimiento compartido.

*Jonathan Salvador Zavaleta Padilla*

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- IRENA, (2017).** Geothermal Power: Technology Brief.
- Shere, J. (2013).** Renewable: The World-Changing Power of Alternative Energy. St Martin's Press: New York, p. 201.
- Sigfusson, B., Uihlein, A. (2015).** "2015 JRC Geothermal Energy Status Report", EUR 27623 EN; DOI:10.2790/757652, [https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/2015\\_jrc\\_geothermal\\_energy\\_status\\_report.pdf#page=17](https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/2015_jrc_geothermal_energy_status_report.pdf#page=17).
- GEA. (2015).** "Report May, 2015)", [http://geo-energy.org/reports/2015/Int'lMarketataGlanceMay2015Final5\\_14\\_15.pdf](http://geo-energy.org/reports/2015/Int'lMarketataGlanceMay2015Final5_14_15.pdf)
- Castillo, (2019).** "Panorama energético de la energía geotérmica", Diplomado en Geotermia para América Latina.
- IEA-ETSAP, (2010).** "Technology Brief E07 Geothermal Heat and Power", IEA ETSAP, [https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E07-geoth\\_energy-GS-gct\\_ADfinal\\_gs.pdf](https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E07-geoth_energy-GS-gct_ADfinal_gs.pdf).
- DiPippo, R. (2015).** "Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact", Elsevier, Amsterdam, [www.sciencedirect.com/science/book/9780081008799](http://www.sciencedirect.com/science/book/9780081008799).
- S&P Global Platts (2016).** "UDI World Electric Power Plants Data Base", <https://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.
- Köhler, S., Saadat, A. (2003).** "Thermodynamic Modeling of Binary Cycles Looking for Best Case Scenarios", International Geothermal Conference, Reykjavik, Iceland, September, <http://www.jardhitafelag.is/media/PDF/S01Paper061.pdf>.
- DiPippo, R. (1999).** "Small Geothermal Power Plants: Design, Performance and Economics", GHC Bulletin, June 1999, pp. 1-8, <http://geothermalcommunities.eu/assets/elearning/7.10.art1.pdf>.
- Thain, I. (2009).** "Review of Carbon Emission Factors in Draft Stationary Engine and Industrial Process Regulations: Using Geothermal Fluid", Geothermal & Energy Technical Services Ltd, Taupo, New Zealand, 12 May 2009, <http://www.climatechange.govt.nz/consultation/draft-regulations-seip/review-carbon-emissionfactors.pdf>.
- Lund, J. W. (1999).** "Small geothermal power project examples", GHC Bulletin, June 1999, <http://www.oit.edu/docs/default-source/geoheat-center-documents/quarterly-bulletin/vol-20/20-2/20-2-art2.pdf?sfvrsn=4>.

- ORMAT (2017).** “Combined Cycle Units Geothermal Power Plants”, ORMAT, [http://www.ormat.com/solutions/Geothermal\\_Combined\\_Cycle\\_Units](http://www.ormat.com/solutions/Geothermal_Combined_Cycle_Units).
- Irsamukhti, (2015).** “Evaluation of James Lip Pressure Method for Low Flow Rate Geothermal Well: ML-5 Case Study”.
- Grant, (2011).** “Geothermal Reservoir Engineering, 2<sup>nd</sup> Edition”.
- Rocha, (2015).** “Hidráulica de Tuberías y Canales”.
- Hirtz et al., 1993.** “Enthalpy and Mass Flowrate Measurements for Two-Phase Geothermal Production by Tracer Dilution Techniques”.
- Hirtz & Lovekin, 1995.** “Tracer Dilution Measurements for Two-Phase Geothermal Production: Comparative Testing and Operating Experience”
- USC Center for Geothermal Studies, 2012.** “Advancements in Tracer Flow Testing: Development of Real-Time Technology for Flow and Enthalpy Measurements”, Thermochem.
- Lovelock & Stowell, 2000.** “Mass Flow measurement by alcohol tracer dilution”.
- Lovelock B.G. (1997).** “Steam flow measurement in two-phase pipelines using volatile organic liquid tracers. Proc. 19th New Zealand Geothermal Workshop. P.75-80. Auckland University”.
- ASTM, E 1675 – 04. (2004).** “Standard Practice for Sampling Two-Phase Geothermal Fluid for Purposes of Chemical Analysis”.
- Kirui, 2018.** “Tracer Flow Testing For Determination of Mass Flow Rates and Enthalpies, Case Study for KenGen-Olkaria Production Wells”.
- Karamaraker & Cheng, 1980.** “A Theoretical Assessment of James’ Method for the Determination of Geothermal Wellbore Discharge Characteristics”.
- Aydin & Akin, 2019.** “Parameter Study on Tracer Flow Test”.
- Méndez, et al., 2007.** “Análisis de incertidumbre para una placa de orificio según el método de Coleman-Steele”.

## APÉNDICES

### APÉNDICE A. Cálculo de la presión atmosférica a la elevación del pozo D1.

De acuerdo a la fórmula barométrica, puede calcularse la nueva presión atmosférica a la altura del pozo D1, donde H estará en metros y  $P_{atm}$  en bares.

$$P_{atm} = (0.980665)(10^{(0.0139877247 - 51.24671916 \times 10^{-6} * H)})$$

$$P_{atm} = (0.980665)(10^{(0.0139877247 - 51.24671916 \times 10^{-6} * 812.05)})$$

$$P_{atm} = 0.92 \text{ bar}$$