



## **Programa Regional de Entrenamiento Geotérmico (PREG)**

Diplomado de Especialización en Geotermia-2015

Universidad de El Salvador  
Facultad de Ingeniería y Arquitectura  
Unidad de Postgrados



Proyecto Final

### ***Metodología geoquímica aplicada a Fluidos Geotermiales***

Presentado por:

Manuel Alejandro Pacheco Acosta - Ingeniero Químico

Lorena Sarai Viera Revelo - Ingeniero Químico

Director del Trabajo:

Lic. Francisco Ernesto Montalvo

Ciudad Universitaria, 30 de octubre de 2015

## ÍNDICE

<b>1. RESUMEN</b> .....	1
<b>2. INTRODUCCIÓN</b> .....	2
<b>3. OBJETIVOS</b> .....	2
<b>3.1 OBJETIVO GENERAL</b> .....	2
<b>3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS</b> .....	2
<b>4. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	3
<b>5. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	3
<b>6. MARCO TEÓRICO</b> .....	4
<b>6.1 CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS GEOTÉRMICAS</b> .....	4
<b>6.2 DIAGRAMAS DE CLASIFICACIÓN DE AGUAS GEOTÉRMICAS</b> .....	7
<b>6.3 GEOTERMÓMETROS ACUOSOS</b> .....	12
<b>6.4 DIAGRAMAS DE CLASIFICACIÓN DE GASES GEOTÉRMICOS</b> .....	14
<b>6.5 GEOTERMÓMETROS DE GASES</b> .....	15
<b>6.6 GRID DE GASES</b> .....	16
<b>6.7 MODELADO DE ESPECIACIÓN QUÍMICA</b> .....	18
<b>7. METODOLOGÍA</b> .....	19
<b>7.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN</b> .....	19
<b>7.2 CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS GEOTÉRMICAS</b> .....	26
<b>7.3 RELACIONES BINARIAS</b> .....	26
<b>7.4 GEOTERMÓMETROS ACUOSOS</b> .....	26
<b>7.5 CLASIFICACIÓN GASES GEOTÉRMICOS</b> .....	26
<b>7.6 GEOTERMÓMETROS DE GASES</b> .....	26
<b>7.7 GRID DE GASES</b> .....	26
<b>7.8 MODELADO DE ESPECIACIÓN QUÍMICA</b> .....	27
<b>8. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	27
<b>8.1 CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS GEOTÉRMICAS</b> .....	27
<b>8.2 RELACIONES BINARIAS</b> .....	31
<b>8.3 CÁLCULO DE GEOTERMÓMETROS ACUOSOS</b> .....	33
<b>8.4 CLASIFICACIÓN DE LOS GASES GEOTÉRMICOS</b> .....	35
<b>8.5 CÁLCULO DE GEOTERMÓMETROS DE GASES</b> .....	36
<b>8.7 MODELADO DE ESPECIACIÓN QUÍMICA CON WATCH</b> .....	40
<b>9. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS</b> .....	44

<b>10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>47</b>
<b>11. AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>49</b>
<b>12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>50</b>
<b>13. APÉNDICES .....</b>	<b>53</b>
<b>APÉNDICE I-MANUAL DE USO DE LAS HOJAS DE CÁLCULO GEOQUÍMICAS PARA AGUA Y GAS     GEOTÉRMICO. POWELL Y CUMMING (2010) .....</b>	<b>53</b>
<b>APENDICE II. TABLAS DE DATOS DE LOS CAMPOS GEOTÉRMICOS .....</b>	<b>59</b>

## *Listado de Figuras*

Figura 1. Esquema de tipos de aguas (Henry R.W.,Introduction to geochemistry of active and fossil geothermal).....	6
Figura 2. Comparación entre las representaciones de los datos químicos en el gráfico de diamante y diagrama rectangular (Módulo III PREG-2015).....	8
Figura 3. Diagrama de Piper-Hill-Langelier (Módulo III PREG-2015).....	9
Figura 4. Diagrama Na- K-Mg (Giggenbach, 1986).....	10
Figura 5. Diagramas triangulares para gases (Módulo III PREG- 2015).....	15
Figura 6. Gráfico Grid de gases Método de D'Amore & Truesdell (Powell, 2000).....	17
Figura 7. Relación de grid de gases H <sub>2</sub> /Ar – CO <sub>2</sub> /Ar (Powell, 2000).....	18
Figura 8. Procedimiento general de uso del programa WATCH. (Elaboración Propia).....	27
Figura 9. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 1. (Elaboración propia).....	28
Figura 10. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 2. (Elaboración propia).....	28
Figura 11. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 3. (Elaboración propia).....	28
Figura 12. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 4. (Elaboración propia).....	28
Figura 13. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 5. (Elaboración propia).....	29
Figura 14. Diagrama de Piper-Hill-Langelier para los cinco campos geotérmicos en estudio. (Elaboración propia).....	29
Figura 15. Diagrama de Na-K-Mg para los cinco campos geotérmicos en estudio. (Elaboración propia).....	30
Figura 16. Diagrama de Na-K-Mg para los cinco campos geotérmicos en estudio. (Elaboración propia).....	30
Figura 17. Diagrama de Giggenbach para Campos Geotérmicos en Estudio. (Elaboración propia) .	31
Figura 18. Representación de la razón Na/K para los campos en estudio. (Elaboración propia) .....	32
Figura 19. Representación de la razón Cl/B para los campos en estudio (Elaboración propia) .....	32
Figura 20. Representación de la razón Cl/SO <sub>4</sub> para los campos en estudio. (Elaboración propia) ..	33
Figura 21. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 1. (Elaboración Propia).....	33
Figura 22. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 2 (Elaboración Propia).....	34
Figura 23. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 3 (Elaboración Propia).....	34
Figura 24. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 4 (Elaboración Propia).....	34
Figura 25. Temperaturas Geotermómetros Campo 5 (Elaboración Propia) .....	35
Figura 26. Diagrama N <sub>2</sub> -CO <sub>2</sub> -Ar. (Elaboración Propia).....	35
Figura 27. Diagrama N <sub>2</sub> -He-Ar (Elaboración Propia) .....	36
Figura 28 Relación CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> - Ar/H <sub>2</sub> para campos geotérmicos evaluados (Elaboración Propia .....	37
Figura 29 Método D'Amore y Truesdell, FT-HSH (Powell y Cumming) (Elaboración Propia) .....	38
Figura 30 Método D'Amore y Truesdell, FT-HSH2 (Elaboración Propia).....	39
Figura 31. Diagramas IS vs Temperatura para campos geotérmicos (Elaboración Propia) .....	41
Figura 32 Diagramas IS-Temperatura reevaluados (Elaboración Propia) .....	42
Figura 33. Comparación Geotermómetros con Temperatura de boiling (Elaboración Propia).....	43
Figura 34. Diagrama D'Amore y Panichi para campos en estudio (Elaboración Propia) .....	44
Figura 35. Diagrama Triangular (Powell y Cumming, 2010).....	53
Figura 36. Input de la hoja de cálculo para el análisis de gases. (Powell y Cumming, 2010).....	54

Figura 37. Procedimiento a seguir para introducir datos en el input de la hoja de cálculo para gases (Elaboración Propia)..... 56  
 Figura 38. Input de la hoja de cálculo para el análisis de aguas. (Powell y Cumming, 2010) ..... 56  
 Figura 39. Instrucciones input para evaluación de química de aguas (Elaboración propia)..... 58

## *Listado de Tablas*

Tabla 1. Interpretación de relaciones de concentración química de especies de interés geotérmico (Módulo III PREG-2015)..... 6  
 Tabla 2. Ecuaciones empíricas de Geotermómetros acuosos (Módulo III PREG 2015) ..... 13  
 Tabla 3. Ecuaciones empíricas para Geotermómetros de gases (Módulo III PREG 2015) ..... 15  
 Tabla 4. Determinación de parámetros químicos para fluidos geotérmicos (Renderos, 2002) ..... 23  
 Tabla 5 Resultados reportados sobre concentraciones químicas en aguas en diferentes publicaciones de bibliografía especializada. .... 25  
 Tabla 6 Resultados reportados sobre concentraciones químicas en gases en diferentes publicaciones de bibliografía especializada. .... 25  
 Tabla 7: Datos de entrada para cálculo de geotermómetro D’Amore y Panichi ..... 36  
 Tabla 8. Comparación de Temperaturas obtenidas con geotermómetros de gases (Elaboración propia) ..... 39  
 Tabla 9. Relaciones binarias para aguas. (Elaboración propia) ..... 45  
 Tabla 10 Temperaturas obtenidas con geotermómetros catiónicos (Elaboración Propia) ..... 45  
 Tabla 11 Temperaturas obtenidas con los geotermómetros de gases (Elaboración Propia) ..... 45  
 Tabla 16 Valores de localización de los puntos graficados en los diagramas de gases ..... 59  
 Tabla 17 índices de saturación de minerales para los campos geotérmicos evaluados..... 60

## 1. RESUMEN

La sostenibilidad de los recursos geotérmicos utilizados en la generación de electricidad a partir de geotermia es uno de los aspectos más importantes y críticos en el manejo de un campo geotérmico, pues de las diferentes técnicas de extracción y el caudal de este, es que se puede explotar de manera sostenible el recurso del campo, en este sentido, la química de los fluidos juega un papel preponderante en la sostenibilidad, pues puede provocar problemas que generen impactos ambientales negativos y problemas técnicos en la parte de las líneas de acarreo, reinyección y producción en la planta.

En este trabajo de investigación, se proporciona una metodología de análisis de fluidos geotermiales para interpretar de manera adecuada la información fisicoquímica y termodinámica que los fluidos de un reservorio geotérmico presenta, haciendo uso de datos reales de campos geotérmicos que permitan inferir sobre propiedades de los fluidos así como los procesos físicos que están sucediendo en ellos.

Se plantea el uso de la metodología propuesta aplicado a través de la técnica de estudio de casos, realizando el análisis para cinco campos geotérmicos del mundo ubicados en distinto sitio geográfico que tienen características comunes como ser campos geotérmicos de líquido dominante, alta temperatura y de origen volcánico.

Al realizar el cálculo y posterior análisis de datos se corroboró la validez de la aplicación de la metodología, pues, a través de los resultados se evidenció que los geotermómetros acuosos catiónicos presentaron mejores aproximaciones a la temperatura medida de los pozos frente a los catiónicos, además a través de los geotermómetros gaseosos y modelado de grid de gases se encontró una estrecha correlación entre la concentración de gases y la clasificación de estos como de origen magmático ligeramente mezclados con aire.

En la evaluación de las relaciones iónicas como Na/K se encontró que probablemente existen fenómenos físicos de enfriamiento en el reservorio, y con el modelado de parámetros con el software WATCH se encontró ensambles mineralógicos que presentan mejores correlaciones en las condiciones evaluadas para cada campo geotérmico.

## 2. INTRODUCCIÓN

Dentro del desarrollo de un proyecto geotérmico la sostenibilidad de los recursos utilizados en el proceso de generación de electricidad a partir de geotermia es uno de los aspectos más importantes y críticos en el manejo de un campo geotérmico, en este sentido, la química de los fluidos juega un papel preponderante, pues, a través de los equilibrios mineralógicos de las diferentes especies se infiere sobre condiciones probables de temperatura y presión de un reservorio así como de procesos físicos y químicos que probablemente ocurren en el yacimiento geotérmico. Por otra parte, basados en las propiedades detectadas anteriormente, se puede pronosticar potenciales problemas que generen impactos ambientales negativos y problemas técnicos en la sección de las líneas de acarreo, reinyección y producción en la planta.

A través del desarrollo de este trabajo de investigación, se pretende proporcionar una metodología de análisis de fluidos geotermiales para interpretar de manera adecuada la información fisicoquímica y termodinámica que los fluidos de un reservorio geotérmico presentan, a través del análisis de datos reales de campos geotérmicos del mundo elegidos por su similitud en cuanto a origen volcánico, líquido dominante y alta temperatura y según la disposición de la información que permitan inferir sobre propiedades fisicoquímicas de los fluidos así como los procesos físicos que están sucediendo en el yacimiento.

El análisis de la información se realiza por medio de herramientas como diagramas triangulares para gases y aguas, estimación de temperaturas profundas a través de geotermometría, modelado de especiación química, y otras que permitan tomar decisiones orientadas a utilizar de manera sostenible el recurso.

## 3. OBJETIVOS

### 3.1 OBJETIVO GENERAL

- ✚ Definir una metodología de análisis de datos geoquímicos aplicada a fluidos geotermiales provenientes de diferentes campos geotérmicos.

### 3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✚ Clasificar fluidos geotermiales mediante herramientas como diagramas triangulares
- ✚ Estimar temperaturas y fracciones de vapor con geotermómetros y grid de gases
- ✚ Calcular relaciones binarias entre los parámetros químicos de los fluidos geotérmicos.
- ✚ Estimar temperaturas profundas del sistema mediante geotermometría de aguas.
- ✚ Utilizar programa especializado WATCH para elaborar modelado de especiación química.

## 4. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

La química de fluidos geotermiales juega un papel preponderante en el establecimiento de un modelo conceptual y un modelo dinámico de un sistema geotérmico (Jacobó y Montalvo, 2013) pues por medio de la evolución en los parámetros geoquímicos se puede tener una idea aproximada de los procesos físicos y químicos que se verifican en un yacimiento geotérmico impulsados por las técnicas y ratios de extracción y reinyección –si existe- que se llevan a cabo.

A partir de las técnicas utilizadas para la explotación del recurso se evidencian en este algunos cambios a lo largo del tiempo, los cuales, son indicadores de las condiciones termodinámicas de un reservorio, entre ellos la presión y temperatura de este, cuyos valores son variables que motivan los cambios en la química y cinética de los fluidos geotermiales y su evolución es indicadora de la sostenibilidad del recurso geotérmico en el tiempo (Kang, 2013).

El establecimiento de metodologías que permitan realizar un adecuado monitoreo de los parámetros geoquímicos de un reservorio es una exigencia para los ingenieros de yacimientos, pues, en conjunto con el monitoreo de otras variables físicas y termodinámicas, permite elegir decisiones adecuadas tomando en cuenta los ámbitos social, económico y ambiental que permiten el desarrollo sostenible de un proyecto geotérmico.

## 5. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Según información publicada por el Consejo Nacional de Energía de El Salvador (2014) en el informe “El camino del cambio de la Matriz Energética de El Salvador” se presenta a El Salvador como un país dependiente de los combustibles fósiles en términos de generación de electricidad pues representó hasta el año 2013 el 49% de la capacidad instalada, por ende, la generación se encuentra atada a la banda de precios internacionales del petróleo, cuya inestabilidad, genera el mismo efecto en los bienes y servicios manufacturados a partir de este recurso.

El Consejo Nacional de Energía de El Salvador en el año 2014 publica valores que ascienden al 13% de la capacidad instalada para la generación a partir de geotermia con proyecciones que ascienden al 20% para 2018.

Sobre la base anterior, se plantea la necesidad de explotar un recurso autóctono como es la geotermia, pues en este contexto presenta importantes ventajas sobre otras fuentes como la fósil. Debido a ello, es menester realizar investigaciones orientadas al uso sostenible del recurso geotérmico, y una de las directrices para ello es la investigación geoquímica, esta es una de las geociencias involucradas en gran parte del desarrollo de un proyecto geotérmico, pues abarca desde la etapa de exploración hasta las etapas de explotación y mantenimiento.

La química de fluidos geotermiales es una variable crítica en el proceso de explotación de un recurso geotérmico, pues, permite estimar potenciales temperaturas profundas a

través de herramientas como geotermometría, predecir potenciales problemas de incrustación y corrosión, además de evidenciar el grado de interacción entre fluido y rocas en el proceso de ascenso de estos a la superficie.

En el ámbito de la ingeniería de reservorios, el seguimiento de variables termodinámicas como temperatura y presión, permite tener un grado de aproximación sobre los cambios que el recurso geotérmico tiene a profundidad y las potenciales medidas a tomar para que este sea sostenible y viable económica, social y ambientalmente, y cuyos efectos se traducen en cambios en el quimismo del fluido profundo.

Por las razones anteriores, se presenta el trabajo de investigación, aportando una metodología geoquímica que sea aplicable a fluidos geotermales validada por varios investigadores que se encuentran debidamente referenciados en esta recopilación y aplicadas sus teorías a través del estudio de caso de cinco campos geotérmicos del mundo.

## 6. MARCO TEÓRICO

### 6.1 CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS GEOTÉRMICAS

#### **Aguas cloruro sódicas (pH neutro)**

Aguas con contenido mayor de 1 g/L de sustancias mineralizantes, donde el ion cloruro, en una concentración superior a 20% meq/L suele estar acompañado de sodio en proporción semejante. La composición de este tipo de agua refleja un origen profundo. La ocurrencia de fallas y grietas facilita su ascenso hacia la superficie. Las aguas a menudo ocurren en áreas con manantiales en ebullición y actividad de geysers y son comunes para muchas áreas geotérmicas en desarrollo tanto en rocas volcánicas y sedimentarias. El rango de pH va de moderadamente ácido a moderadamente alcalino (pH 5-9).

Aunque hay predominancia de cloro, sodio y potasio también existe calcio que usualmente es bajo pero variable, contiene apreciable sílice, una significativa pero variable cantidad de sulfatos, bicarbonatos y cantidades mínimas de flúor, amoníaco, arsénico, litio, rubidio y gases disueltos como dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.

#### **Aguas ácidas sulfatadas**

Aguas ácidas, bajo contenido de cloruro, pueden ser formadas en áreas geotérmicas volcánicas donde el vapor por debajo de los 400° se condensa en las aguas superficiales. El sulfuro de hidrógeno del vapor es subsecuentemente oxidado a sulfato.

Las aguas ácido sulfatadas son encontradas en áreas donde el vapor sube desde el agua subterránea de alta temperatura y en áreas volcánicas donde en etapas de enfriamiento volcánico solo el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno permanecen en el vapor que sube a través de la roca.

Los constituyentes presentes en las aguas son principalmente lixiviados de las rocas, generalmente tienen pH de 0 a 3, y contienen vapor separado y gases no condensables como dióxido de carbono, metano, amoníaco, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno. Debido a su naturaleza generalmente superficial, su significado geoquímico usualmente indica origen superficial.

### **Aguas Sulfato ácidas cloruradas**

Aguas calientes en una gran variedad de ambientes pueden contener una gran cantidad de cloruros y sulfatos, pudiendo ser ácidas (pH 2-5). Estas aguas pueden formarse por muchos procesos, tales como:

- Mezcla de aguas cloruradas y sulfatadas a diferentes profundidades.
- Condensación cerca de la superficie de gases volcánicos en aguas meteóricas.
- Condensación de vapor magmático en las profundidades.
- Paso de fluidos clorurados a través de secuencias sulfato-soportes (ej. Evaporitas) o litologías que contengan sulfuro nativo.

### **Aguas Bicarbonatadas Sódicas**

Aguas ricas en bicarbonatos son originadas ya sea por la disolución del dióxido de carbono o por la condensación de vapor geotérmico en aguas subterráneas libre de oxígeno relativamente profunda.

Debido a la ausencia de oxígeno se evita la oxidación del sulfuro de hidrógeno, la acidez de estas soluciones es debida a la disociación de  $H_2CO_3$ . A pesar de ser un ácido débil convierte los feldespatos y arcillas, generando soluciones acuosas neutras, las cuales son ricas típicamente en sodio y bicarbonato, particularmente a temperatura media-alta. Se debe tener presente que:

- La baja solubilidad de la calcita previene que las soluciones acuosas aumenten su contenido en calcio.
- Potasio y magnesio se fijan en arcillas y cloritas, respectivamente.
- Concentración de sulfato está limitada por la baja solubilidad de la anhidrita.

Las aguas sodio bicarbonato se encuentran generalmente en la “zona de condensación” de sistemas vapor dominantes y en las partes marginales de sistemas líquido-dominantes. Sin embargo, están también presentes en yacimientos geotérmicos profundos en rocas metamórficas y/o sedimentarias.

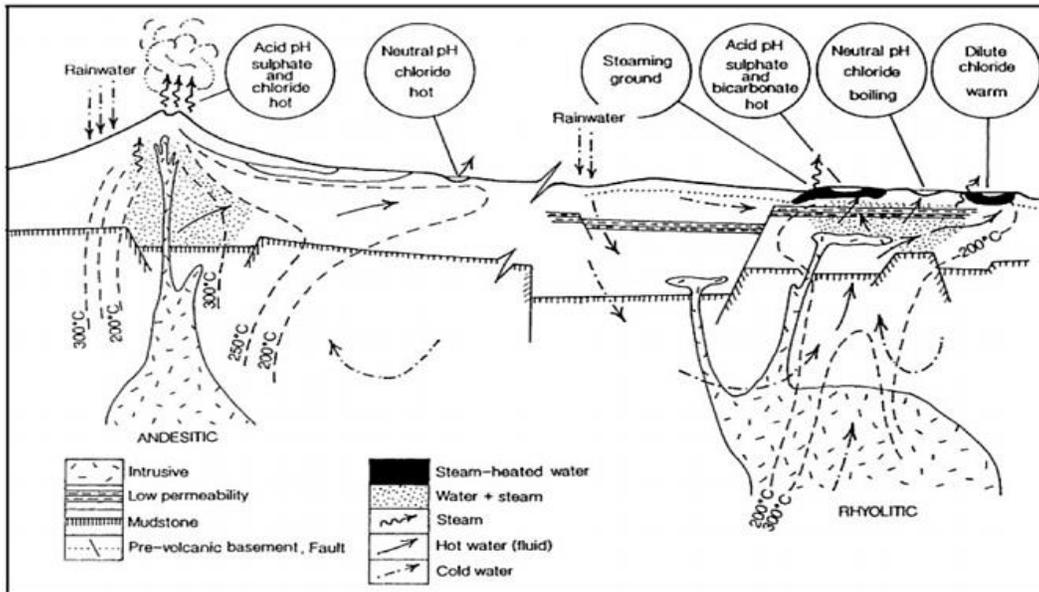


Figura 1. Esquema de tipos de aguas (Henry R.W., Introduction to geochemistry of active and fossil geothermal)

Tabla 1. Interpretación de relaciones de concentración química de especies de interés geotérmico (Módulo III PREG-2015)

<b>Na/K</b>	Baja razón permite delimitar áreas de alta temperatura o zonas de directa migración, no responde tan rápidamente al enfriamiento con indicadores que utilizan sílice, alta razón puede indicar rutas indirectas que permiten reacciones agua roca o enfriamiento.
<b>CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>/H<sub>2, CO<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub></sub></b>	Disminuye en vapor separado a baja temperatura debido a reacciones con roca y agua. Baja razón y alto contenido de sulfhídrico en el primer caso sugiere un vapor originado debajo de la capa de oxidación y posiblemente en el acuífero de alta. Si la razón se incrementa en una dirección dada a través de un campo significa que el flujo inicia desde los valores menores, o sea en dirección contraria al incremento de temperatura. De manera general, altos valores indican viaje por largo trecho, indicando remoción de ácido sulfhídrico, hidrógeno y amonio
<b>Cl/B, Cl/HCO<sub>3</sub>, Cl/SO<sub>4</sub></b>	Pueden proporcionar indicios de los límites de área explotada, patrones de circulación de fluidos, zona de carga y descarga y la distribución de la salinidad total del agua, altos valores indican zonas de alta temperatura.
<b>Na/Li</b>	Índice cualitativo de calidad geotermal. En sistemas de alta temperatura su valor ronda entre los 60-80 y en aguas normales puede llegar hasta valores de 1500 debido a procesos de mezcla y dilución de litio.
<b>Na/B Cl/B</b>	Tendencia constante o lineal indica misma fuente de origen, cuando el valor disminuye podría estar indicando procesos de dilución y en casos contrario de evaporación.
<b>Na/Ca</b>	Alta razón indica alta temperatura y movimiento más directo a la superficie, puede ser usado de manera similar a la relación de Na/K para delinear zonas de mayor ascenso de fluidos.

<b>Na /Mg</b>	Alta razón indica zonas de alta temperatura, valores bajos indican mezcla con agua fría.
<b>SiO<sub>2</sub>/K</b>	Incremento en su razón desde agua profunda a superficial, indica mezcla con agua fría con productos de alteración de potasio a baja temperatura, pequeños cambios denotan depositación limitada de la sílice durante el ascenso.
<b>Ca/HCO<sub>3</sub></b>	El calcio y el bicarbonato suelen tener relación inversa uno aumenta cuando el otro disminuye, alta razón indica zonas de alta temperatura.
<b>Ca/Mg</b>	Alta razón indica migración directa y poca dilución.

## 6.2 DIAGRAMAS DE CLASIFICACIÓN DE AGUAS GEOTÉRMICAS

La clasificación de las aguas es esencial para una correcta utilización de las técnicas geoquímicas, existen diferentes tipos de diagramas empleados en la clasificación, a continuación se detalla algunos de ellos:

### ✚ Diagrama D' Amore y Panichi

Tabla 2. Parámetros D' Amore y Panichi (Módulo III- PREG 2015)

$A = \frac{100}{\sum \text{aniones}} [HCO_3 - SO_4]$	Distingue aguas que han circulado a través de rocas calcáreas (con alto contenido de carbonatos y bicarbonatos), de las que han circulado por rocas evaporíticas (alto contenido de sulfato). Para un agua típicamente geotérmica A es nulo (cerca de 0) debido a las cantidades equiparables de bicarbonatos con sulfatos
$B = 100 \frac{SO_4}{\sum \text{aniones}} - \frac{HCO_3}{\sum \text{cationes}}$	Discrimina aguas que han circulado por rocas evaporíticas (las cuales se han enriquecido de sulfatos) de las aguas que han circulado en rocas sedimentarias las cuales se han enriquecido con sodio. Su valor es muy negativo debido a que la cantidad de sodio es mayor que la de sulfato
$C = 100 \frac{Na}{\sum \text{cationes}} - \frac{Cl}{\sum \text{aniones}}$	Distingue aguas derivadas de las lavas de las que pasan por rocas carbonatico evaporitas o de las que se encuentran en el basamento cuarzítico regional, se espera un valor negativo debido a la mayor concentración de cloruros que de sodio.
$D = 100 \frac{Na - Mg}{\sum \text{cationes}}$	Individualiza aguas que han circulado por dolomita, su valor debe ser alto debido a la poca cantidad de Mg <sup>2+</sup> que posee un agua geotérmica (Si T aumenta la solubilidad de Mg disminuye)
$E = 100 \frac{Ca - Mg}{\sum \text{cationes}} - \frac{HCO_3}{\sum \text{aniones}}$	Su valor es bajo ya que la concentración de calcio y magnesio es baja. Distingue entre aguas circulantes en reservorios carbonáticos de las que se encuentran en reservorios de sulfatos

$$F = 100 \frac{Ca - Na - K}{\sum \text{cationes}}$$

Revela el incremento del ion potasio en el agua, su valor es negativo ya que el contenido de sodio más el potasio es mayor generalmente que el calcio.

El comportamiento de los diagramas obtenidos puede verse en la siguiente figura:

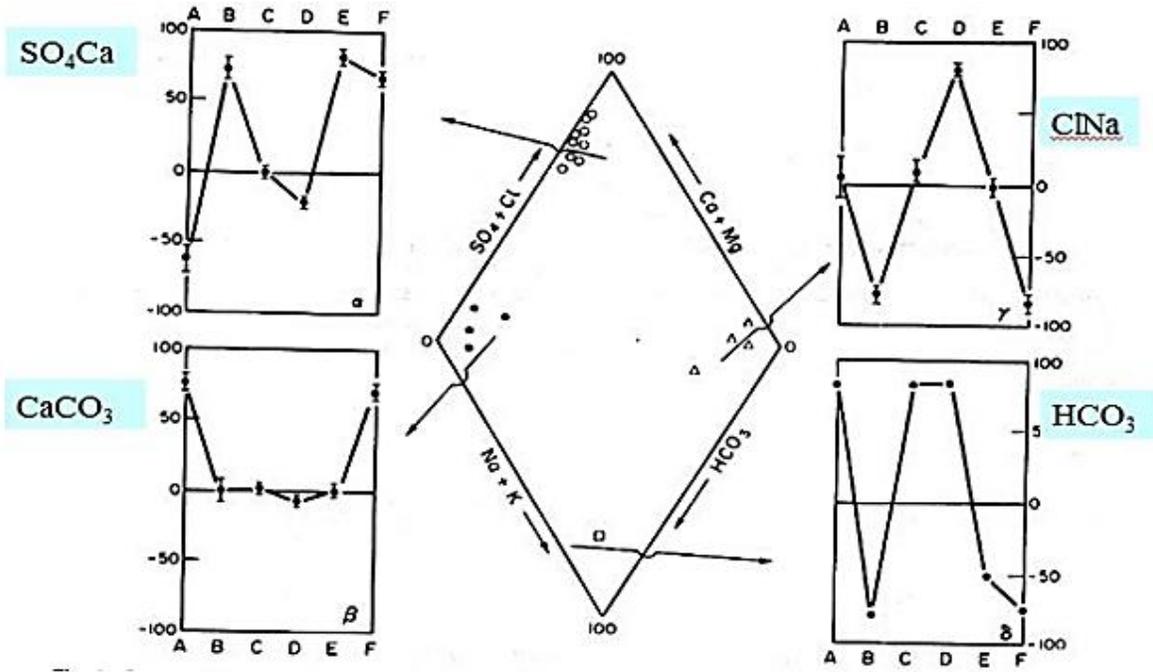


Figura 2. Comparación entre las representaciones de los datos químicos en el gráfico de diamante y diagrama rectangular (Módulo III PREG-2015)

(o) Aguas derivadas de la misma serie anhidrita (●) Aguas circulando en caliza. (Δ) Aguas sometidas a una circulación profunda (□) Agua circulando en formación fina (lutita; agua superficial).

• **Diagrama de Piper-Hill-Langelier**

Formado por dos triángulos equiláteros donde se representa, respectivamente la composición aniónica y catiónica del agua y un campo central romboidal en que se representa la composición del agua deducida a partir de aniones y cationes. Es necesario calcular las concentraciones de los iones en porcentaje y solo se pueden reunir en cada triángulo tres aniones y tres cationes. A cada vértice le corresponde el 100% de un anión o catión. Como aniones se suele representar a HCO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub> y Cl y como cationes a Na, K, Ca y Mg.

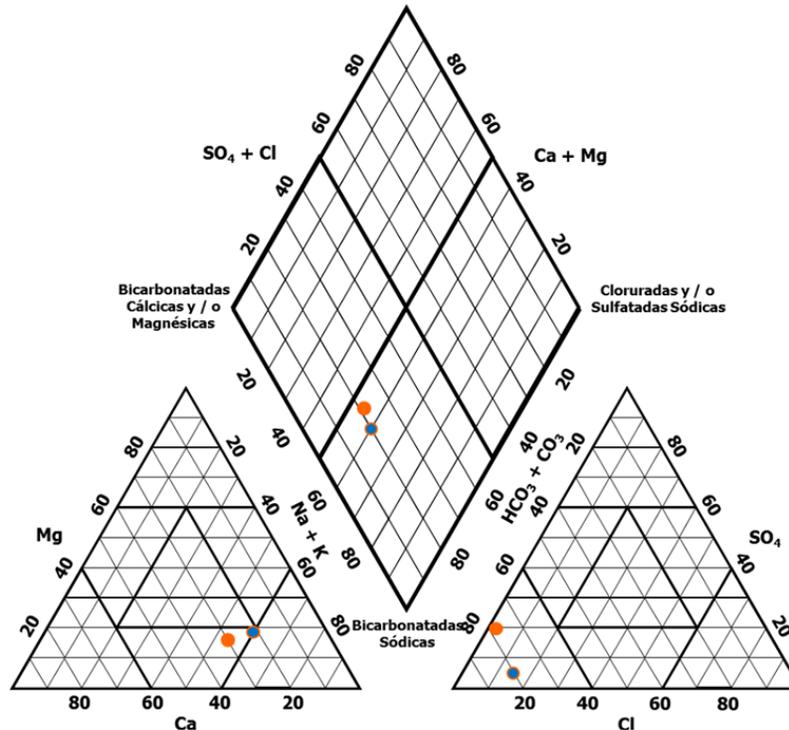


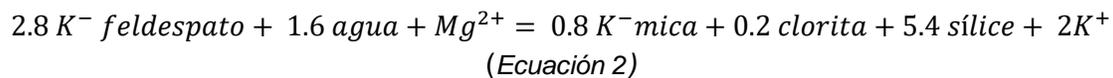
Figura 3. Diagrama de Piper-Hill-Langelier (Módulo III PREG-2015)

- Diagramas triangulares

### Diagrama Na-K-Mg

Giggenbach (1986) propuso la combinación de los geotermómetros de Na/K y K/Mg en un diagrama triangular, a partir del cual se pueden clasificar las aguas y extrapolar la probable temperatura del reservorio, de una manera más sencilla y directa. En este diagrama los dos sistemas están representados por dos conjuntos de líneas, uno para las razones de Na/K y otro para las razones de K/Mg, donde cada valor representa líneas isotermas. La intersección de las isotermas de Na/K y K/Mg, referidas a la misma temperatura, corresponden a la composición del agua en equilibrio con las fases minerales controlando ambos geotermómetros y delineando la llamada “curva de equilibrio total”.

El diagrama triangular se basa en la dependencia de la temperatura de las siguientes ecuaciones:



La zona de equilibrio parcial sugiere ya sea un mineral que se ha disuelto, pero no ha alcanzado el equilibrio, o una mezcla de agua que ha alcanzado el equilibrio (por ejemplo, agua geotérmica) diluido con agua no equilibrada (por ejemplo, agua subterránea fría).

Puntos cerca de la esquina de  $\sqrt{Mg}$  generalmente sugieren una alta proporción de las aguas subterráneas relativamente frías, no necesariamente " inmaduras".

La posición de un punto de datos en el diagrama se obtiene calculando la sumatoria de las concentraciones (en mg/kg) de los tres componentes que intervienen siguiendo la ecuación:

$$S = \frac{Na}{1000} + \frac{K}{100} + \sqrt{Mg} \quad (\text{Ecuación 3})$$

A partir de la sumatoria (S), se obtiene el %Na y D que son los que se representan como (y) respectivamente:

$$\%Na = \frac{Na}{10S} \quad \%K = \frac{K}{S} \quad \%Mg = \frac{100\sqrt{Mg}}{S}, \quad D = \%Mg + 0.5 \%Na \quad (\text{Ecuación 4})$$

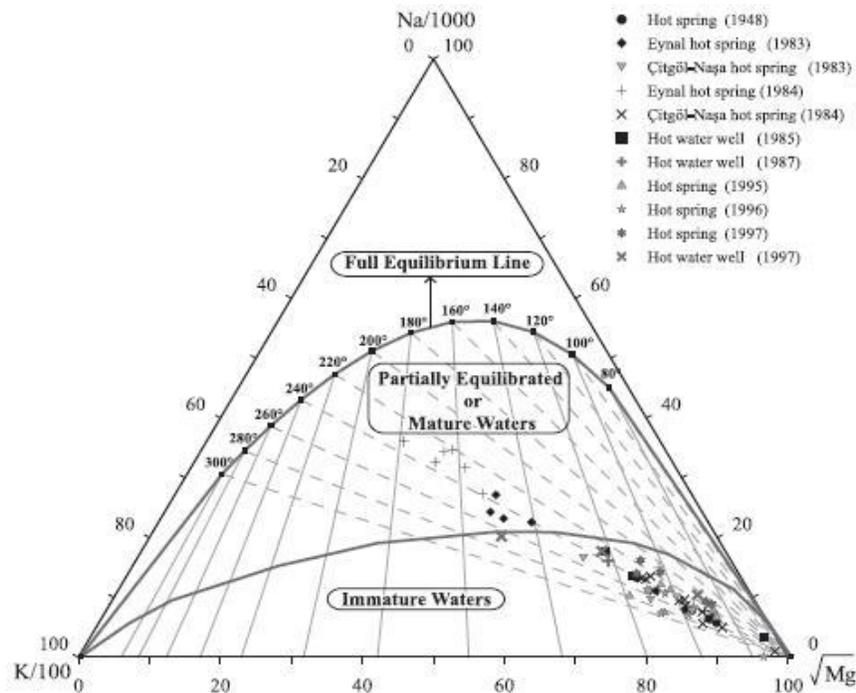


Figura 4. Diagrama Na- K-Mg (Giggenbach, 1986).

## • Diagrama Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>

Es una variación del diagrama de Piper, se utiliza un triángulo donde se grafican los iones Cl, HCO<sub>3</sub> y SO<sub>4</sub>. Es menos preciso que el diagrama de Piper pero es más fácil de usar y la información proporcionada es muy buena, tiene la ventaja de no prejuzgar los constituyentes y las líneas de mezcla en el diagrama permanecen siempre como líneas rectas.

La posición de los datos en el diagrama se obtiene sumando la concentración de los tres componentes involucrados (mg/kg) y posteriormente encontrando el % de cada uno de los componentes individuales.

$$S = Cl + HCO_3 + SO_4 \quad (\text{Ecuación 5})$$

- **Diagramas divariantes**

Se utilizan para representar la variación de uno o varios parámetros con respecto a otro.

- **Diagramas de barra de Collins**

Representan la composición de agua en meq/L o % de meq/L de iones mayoritarios. Los cationes se proyectan a la izquierda y los aniones a la derecha.

- **Diagramas Circulares**

Equivalentes a los de barra; sin embargo aquí los cationes y aniones se representan en un mismo círculo, solamente permite la representación de una muestra, puede ser representados en mapas, con los que se obtienen la visualización rápida de la variación espacial de la composición del agua.

- **Diagrama de Stiff modificado**

Consiste en tomar sobre semirrectas paralelas segmentos proporcionales a la concentración de cada ion (meq/L) y unir los extremos para formar un polígono. Permite apreciar rápidamente los valores de las relaciones iónicas con respecto a la unidad y la variación de las relaciones entre cationes y entre aniones de una muestra.

La forma de cada polígono orienta sobre el tipo de agua, y su tamaño da una idea relativa del contenido iónico total del agua.

Puede representarse en un mapa con lo que se visualiza rápidamente la variación espacial.

- **Diagramas de Scholler**

También llamado Spider, permite representar varias muestras en un mismo diagrama para su comparación. La visualización de la concentración (ppm o meq/L) de los diferentes iones no es directa al utilizar la escala semilogarítmica. Los iones se representan en el eje x, cationes a la izquierda y aniones a la derecha.

Es apropiado para estudiar evoluciones temporales de aguas en un mismo punto y variaciones composicionales en muestras de diferentes localidades.

- **Mapas de isolíneas**

Incluyen líneas que representan puntos con un mismo valor del parámetro analizado, se determinan mediante técnicas de análisis geoestadístico, normalmente el kriging establecido a partir de variogramas de mejor ajuste. Permite evaluar la tendencia regional de determinado parámetro e identificar las áreas o sectores anómalos con respecto a esa tendencia regional.

## 6.3 GEOTERMÓMETROS ACUOSOS

En la exploración y monitoreo de un sistema geotérmico, la estimación de las temperaturas ayuda a estimar el potencial geotérmico y la factibilidad de explotar sus recursos para la generación de energía eléctrica. Esta estimación de temperaturas se realiza mediante el uso de geotermómetros que emplean la composición química o isotópica de los fluidos que emergen en manantiales hidrotermales o fumarolas, o que son extraídos de pozos perforados (Rodríguez, Santocho y Reyes, 2008).

La composición de fluidos geotérmicos está controlada por reacciones químicas, que dependen principalmente de la temperatura de equilibrio entre el fluido geotérmico y los minerales a profundidad.

Los geotermómetros químicos son herramientas de bajo costo que se usan, tanto para predecir las temperaturas de equilibrio de los sistemas geotérmicos, como para dilucidar los principales procesos geoquímicos que ocurren en el interior de los yacimientos (Arnórsson, 2000), unos están basados en ecuaciones analíticas fundamentadas, en forma empírica, en bases de datos creadas con mediciones de temperatura y de composición química de fluidos muestreados en pozos o manifestaciones termales, también existen otro tipo de geotermómetros que se obtienen a partir de experimentos de solubilidad de minerales o de estudios de interacción roca-agua en condiciones de equilibrio químico y termodinámico (Rodríguez, Santocho y Reyes, 2008).

Los geotermómetros pueden ser aplicados en fase acuosa, gaseosa y mineral, los geotermómetros en fase acuosa asumen la consecución del equilibrio químico en los sistemas geotérmicos, se considera que los geotermómetros de gases corresponden al equilibrio entre los respectivos gases y los buffer minerales (Renderos, 2002). La utilidad de los geotermómetros no consiste solamente en utilizar ecuaciones empíricas derivadas de equilibrios químicos termodinámicos para estimar temperaturas sino que además se deben verificar la validez de los distintos geotermómetros al aplicarlos en diferentes campos.

Entre las condiciones de aplicabilidad de los geotermómetros están:

- No se deben tener contribuciones significativas de las especies químicas del sistema externo;
- Necesaria fuerte dependencia de relaciones cuantitativas entre especies implicadas en la reacción con la temperatura

La aplicación e interpretación geotermométrica requiere un buen entendimiento de los procesos involucrados en el sistema geotermal.

Actualmente se han desarrollado una amplia variedad de geotermómetros para fase acuosa, destacando las diferentes versiones del geotermómetro de sílice (D'Amore y Arnórsson, 2000) y los geotermómetros de composición catiónica.

**Geotermómetros catiónicos:** Se basan en la distribución de álcalis entre la fase sólida y la fase líquida, pueden ser: Na/K, Na–K–Ca, Na–Ca–K–Mg, entre otros (Na–Li, K–Mg,). Funcionan bien para aguas calientes, por lo que la aplicabilidad podría llegar hasta los 350°C debido a que están basados en relaciones que son menos afectadas por diluciones y separación de vapor, volviendo el reequilibrio más lento en comparación a los geotermómetros de sílice.

**Geotermómetro Sílice:** Su principio básico es la variación de la solubilidad con la temperatura, como la sílice está presente en diferentes formas es posible estimar temperaturas con geotermómetros de cuarzo, cristobalita, calcedonia, sílice amorfa entre otras). La solubilidad de la sílice es controlada por la sílice amorfa a baja temperatura y por el cuarzo a una alta temperatura. Entre las consideraciones al utilizar estos geotermómetros es que su rango de aplicabilidad es hasta los 250°C debido a que la separación de vapor, y el incremento de pH proporciona temperaturas sobreestimadas mientras que la mezcla con agua fría las temperaturas son subestimadas.

En resumen Rodríguez, Santocho y Reyes (2008) mencionan que la aplicación de los geotermómetros de SiO<sub>2</sub> ha presentado diversos problemas en la predicción de temperaturas debido a la presencia de procesos de mezcla de fluidos, re-equilibrio químico y de pérdidas de vapor, así como problemas relacionados con su determinación analítica, los geotermómetros catiónicos no presentan estas dificultades debido a que éstos se basan en relaciones iónicas y no en concentraciones de una sola especie química, sin embargo, su aplicación podría verse afectada por reacciones de intercambio iónico con minerales arcillosos, procesos de enriquecimiento de algunos cationes o por la falta de equilibrio entre solutos y minerales de alteración presentes en estos sistemas. En la siguiente tabla se muestran las ecuaciones empíricas y la aplicabilidad de algunos geotermómetros acuosos:

Tabla 2. Ecuaciones empíricas de Geotermómetros acuosos (Módulo III PREG 2015)

Geotermómetro	Ecuación Empírica	Aplicabilidad
<b>Cuarzo-sin pérdida de vapor (Fournier, 1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1309}{5.19 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Cuarzo con pérdida de vapor (Fournier,1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1522}{5.75 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Calcedonia (Fournier,1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1032}{4.69 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Cristobalita (Fournier,1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1000}{4.78 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Sílice Amorfa (Fournier, 1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{731}{4.52 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Na/K (Truesdell,1976)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{856}{0.857 - \log \frac{Na}{K}} - 273.15$	T>250 °C

<p><b>Na-K-Ca</b> <b>(Fournier,1973)</b></p>	$T (^{\circ}C) = \frac{1047}{\log \frac{Na}{K} - \left( \beta \log \sqrt{\frac{Ca}{Na}} + 2.06 \right) + 2.24} - 273.15$	<p>T&gt;250 °C</p>
<p><b>Na-K-Ca-Mg</b> <b>(Fournier, 1979)</b></p>	$T (^{\circ}C) = T_{Na-K-ca} - \Delta T_{Mg}$ $R = \frac{Mg}{Mg + 0.61Ca + 0.31K} \times 100$ $\Delta T_{Mg(R 1.5-5)}$ $= \frac{1.03 + 59.971 \log R + 145.05 \log R^2 - 36711 \log R^2}{T - 1.677 \frac{\log R}{T^2}}$ $\Delta T_{Mg(R 5-50)}$ $= \frac{10.66 - 4.7415 \log R + 325.87 \log R^2 - 1.032^5 \log R^2}{T - 1.9677 \frac{\log R^3}{T^2}}$	<p>T&gt;250°C</p>

#### 6.4 DIAGRAMAS DE CLASIFICACIÓN DE GASES GEOTÉRMICOS

Entre los gases relativamente más solubles en agua están: el amoníaco, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono. Entre los menos solubles en agua están el metano, hidrógeno, nitrógeno, argón, helio.

Los sistemas de alta temperatura tienen un contenido significativo de dióxido de carbono, metano e hidrógeno mientras que los sistemas de baja temperatura están dominados por el nitrógeno.

El gas de mayor proporción es el dióxido de carbono (alrededor 95%), y del 1 al 5% el resto de gases. El orden de solubilidades en la fase líquida puede resumirse de la siguiente manera:  $NH_3 > H_2S > CO_2 > N_2 > CH_4 > H_2$ .

Altos valores de las relaciones  $CO_2/H_2S$ ,  $CO_2/H_2$ ,  $CO_2/NH_3$  indican, que los gases han viajado por un largo recorrido por lo que ha existido remoción de  $H_2S$ ,  $H_2$  y  $NH_3$  del vapor por reacciones con las rocas en su camino y por ende entre más largo el recorrido dichos gases resultan más deficientes.

Los principales gases nobles son: He y Ar por lo que normalmente se construye el diagrama triangular:  $N_2$  -Ar-He. El  $N_2$  tiene normalmente un carácter inerte. Los gases de placas convergentes tienen una relación  $N_2 / Ar > 1500$ , los gases de placas divergentes tienen una relación  $N_2 / Ar < 250$ .

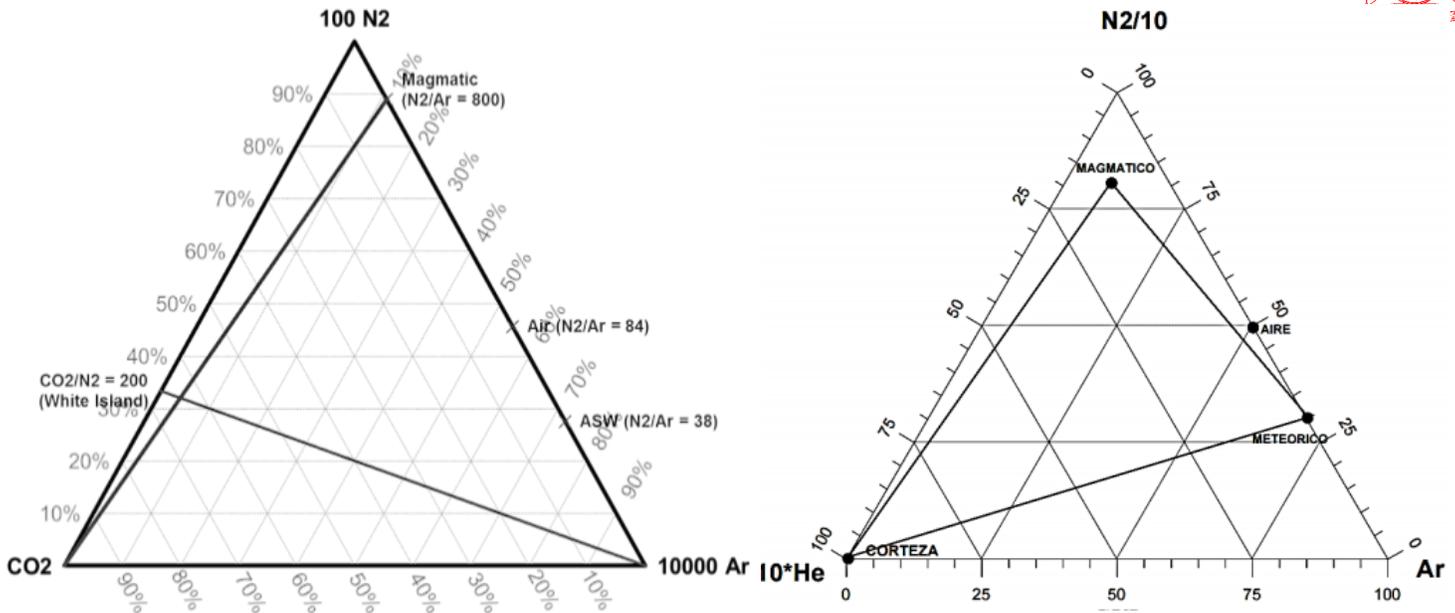


Figura 5. Diagramas triangulares para gases (Módulo III PREG- 2015)

### 6.5 GEOTERMÓMETROS DE GASES

Los geotermómetros para vapor pueden ser clasificados en tres grupos, el primero está basado en el equilibrio gas-gas, el segundo grupo se basa en el equilibrio gas-mineral e involucra a gases residuales  $H_2S$ ,  $H_2$  y  $CH_4$  y el tercer grupo se basa en el equilibrio gas-mineral. Los dos primeros grupos de geotermómetros para gases requieren sólo los datos sobre la abundancia relativa de los componentes gaseosos en una fase gaseosa, mientras que el tercer grupo pide información sobre las concentraciones de gases del vapor (Jacobo, 2003).

En general los geotermómetros de gases son más seguros que los geotermómetros en fase acuosa debido a factores como las fuentes reducidas de gas, menos contaminación de gases, menos procesos de mezcla y el reequilibrio es más lento. Las temperaturas de estos geotermómetros se calculan convirtiendo la relación gas/vapor en los análisis de gas a presiones parciales, asumiendo el comportamiento de los gases ideales, corregido por la compresión de vapor (Powell, 2000). En la siguiente tabla se muestran las ecuaciones empíricas para los geotermómetros de gases:

Tabla 3. Ecuaciones empíricas para Geotermómetros de gases (Módulo III PREG 2015)

Geotermómetro	Ecuación Empírica	Aplicabilidad
<b>D'Amore y Panichi (DAP,1980)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{24775}{2 \log \frac{CH_4}{CO_2} - 6 \log \frac{H_2S}{CO_2} - 7 \log PCO_2 + 36.05 - 273.15}$	Hasta 350 °C
<b>Fischer-Tropsch (FT, Giggenbach, 1980)</b>	$\log P_{CO_2} + 4 \log P_{H_2} - 2 \log P_{CH_4} = 10.76 - \frac{9323}{T}$	Hasta 350 °C
<b>Nitrógeno- Amoníaco- Hidrógeno (NAH, Giggenbach, 1980)</b>	$\log P_{N_2} + 3 \log P_{H_2} - 2 \log P_{NH_3} = 11.8 - \frac{5400}{T}$	Hasta 350 °C

**Sulfuro de Hidrógeno-  
Hidrógeno (HSH,  
Giggenbach, 1997)**

$$3 \log P_{H_2S} - \log P_{H_2} = 15.71 - \frac{1041}{T}$$

Hasta 350 °C

## 6.6 GRID DE GASES

Esta metodología fue desarrollada en los 80' con el objetivo de que las relaciones de grid de gases empleen estrategias para superar las ambigüedades respecto a la relación gas/vapor de las muestras tomadas en superficie, convirtiéndose en una forma de cálculo de geotermómetros para gases. Las razones de grid de gases están desarrolladas en base al planteamiento del equilibrio termodinámico, a partir de la solubilidad de gases y estabilidad de los minerales, relacionando la temperatura y la fracción molar de cada gas.

Estas razones se limitan a los gases menos solubles en agua líquida, en donde los efectos de una ebullición parcial cercanos a la superficie sean minimizados, es por esta razón que los gases que sean afectados en gran manera por la ebullición parcial como el sulfuro de hidrógeno y el amoníaco no son utilizados. (Powell, 2000)

Al aplicar estas relaciones se establece que el argón (Ar) se utiliza como un indicador de la presión parcial del vapor de agua ( $P_{H_2O}$ ) convirtiéndose en un indicador de la contaminación del aire bajo el supuesto de que la concentración de argón en el reservorio es la misma que en el agua subterránea saturada de aire, Powell (2000) también menciona que en esta metodología, el buffer  $Fe^{2+}/Fe^{3+}$  es usado para fijar la fugacidad de  $H_2$  y para introducir un nuevo parámetro redox: RH ( $f_{H_2}/f_{H_2O}$ ) el cual es igual a -2.8, aplicado en un rango de temperatura desde 100-300 °C.

Entre las ecuaciones utilizadas en las razones de grid de gases están:

$$\log \left( \frac{H_2}{Ar} \right) g = RH + 6.52 \quad (Giggenbach \& \text{Goguel}, 1989)$$

$$\log \left( \frac{H_2}{Ar} \right) l = RH - 3.53 + 0.014 T \quad (Giggenbach \& \text{Goguel}, 1989)$$

$$\log \left( \frac{CO_2}{Ar} \right) g = -7.36 + 0.0168 T + \frac{2048}{T} \quad (Giggenbach \& \text{Goguel}, 1989)$$

$$\log \left( \frac{CO_2}{Ar} \right) l = -15.10 + 0.0277 T + \frac{2048}{T} \quad (Giggenbach \& \text{Goguel}, 1989)$$

$$\log \left( \frac{CO}{CO_2} \right) g = RH + 2.485 - \frac{2248}{T} \quad (Giggenbach, 1987)$$

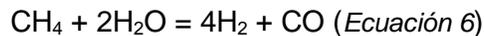
$$\log \left( \frac{CO}{CO_2} \right) l = RH + 0.119 + 0.00296 T - \frac{2248}{T} \quad (Giggenbach, 1987)$$

$$\log \left( \frac{CH_4}{CO_2} \right) g = 4 RH + 0.135 + \frac{5181}{T} \quad (Giggenbach, 1987)$$

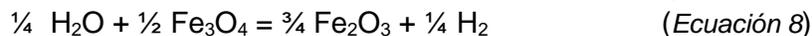
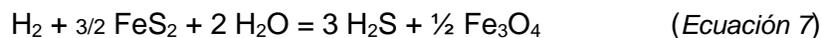
$$\log\left(\frac{CH_4}{CO_2}\right)l = 4 RH - 2.231 + 0.00291 T + \frac{5181}{T} \quad (Giggenbach, 1987)$$

### Método de D'Amore y Truesdell

D'Amore y Truesdell (1985) demostraron que usando dos reacciones de equilibrio de gases expresando concentraciones con respecto al agua, es posible evaluar la temperatura de un yacimiento geotérmico "T" y la fracción de masa de vapor "y" donde este valor puede ser negativo o positivo dependiendo si hay procesos de ebullición en el reservorio. El cálculo no lineal puede ser resuelto gráficamente. Como ejemplo de este método gráfico usaron al mismo tiempo la ecuación de reacción de Fisher-Tropsh y la razón de gases sulfuro de hidrógeno-hidrógeno, obteniendo los parámetros químicos analíticos (FT-HSH), (FT-HSH2) que se muestran como coordenadas en el diagrama, mientras que los parámetros físicos temperatura y fracción de vapor, producen una grid dentro del diagrama. Las ecuaciones utilizadas para calcular los parámetros a evaluar están definidas en Barragán et al (2000), en donde la ecuación Fisher-Tropsh es:



y las ecuaciones del equilibrio pirita-magnetita (HSH) y pirita-hematita (HSH2) son respectivamente:



En este modelo, algunas veces se obtiene valores de temperatura mayores o menores a los medidos en un sistema en explotación. Estas variaciones pueden ser interpretadas de dos maneras:

1. Un incremento en la temperatura y un decremento en "y" puede indicar una contribución de fluido desde una fuente más caliente y más profunda con un líquido saturado.
2. Un incremento en ambos parámetros, puede indicar un aparente incremento de temperatura. En este caso, podemos asumir una fuente de vapor lateral, con prácticamente cero líquido (vapor seco).

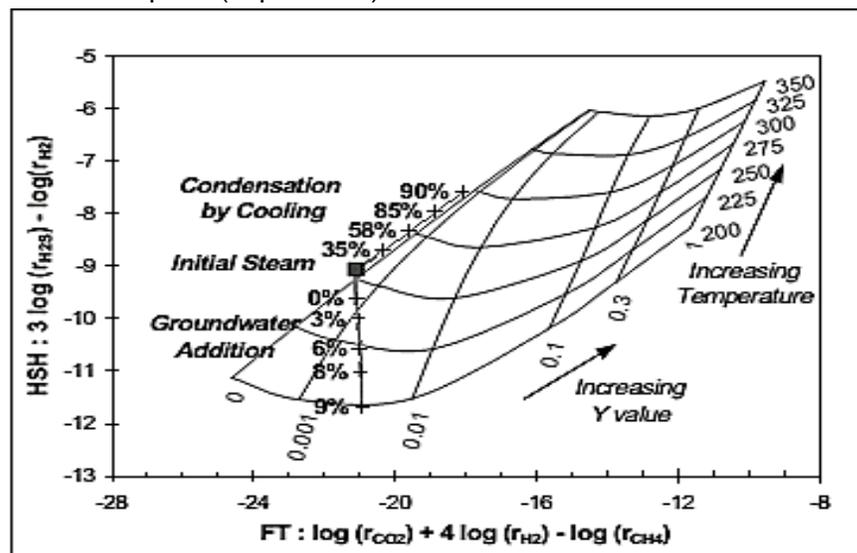


Figura 6. Gráfico Grid de gases Método de D'Amore & Truesdell (Powell, 2000)

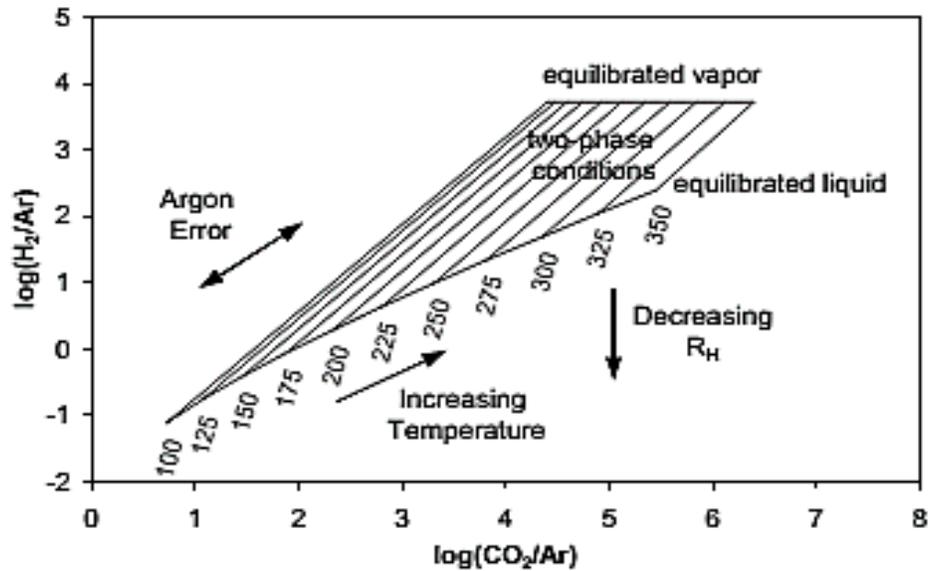


Figura 7. Relación de grid de gases H<sub>2</sub>/Ar – CO<sub>2</sub>/Ar (Powell, 2000)

## 6.7 MODELADO DE ESPECIACIÓN QUÍMICA

Para predecir la temperatura del reservorio geotérmico se han desarrollado diversos geotermómetros, sin embargo se pueden obtener diferentes valores de temperaturas del reservorio, debido a diferentes velocidades de reacción. Se considera entonces para una mejor estimación que la temperatura este en función del equilibrio de los componentes del fluido geotérmico es decir que en el sistema no existan gradientes de energía. Si el líquido que va ascendiendo ha reaccionado químicamente con la roca presenta una convergencia al equilibrio de los minerales a una temperatura en particular, esta temperatura corresponde a la temperatura del yacimiento más probable.

El estado de equilibrio de minerales puede ser estimado por la relación del producto de la actividad (Q) a la constante de equilibrio (K) en un rango de temperaturas. La constante de equilibrio y la actividad producto están relacionadas con la energía libre de Gibbs que es una función de estado por medio de la siguiente ecuación:

$\Delta G = -RT \ln K + RT \ln Q = RT \ln \frac{Q}{K}$  (Ecuación 9) Donde R = constante de los gases; T = temperatura (K).

El índice de saturación (IS) es el grado de solubilidad de los minerales a diferentes condiciones de temperatura y presión. Se puede obtener a partir del producto de solubilidad y de la actividad a través de la siguiente ecuación:

$$IS = \log K - \log Q = \log \frac{Q}{K} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Se está en equilibrio si IS = 0; IS < 0 para una solución insaturada e IS > 0 para una solución sobresaturada.

La especiación y saturación respecto a las fases minerales de los fluidos geotérmicos se calcula con varias temperaturas predeterminadas para obtener un registro (Qi /Ki) utilizando el software WATCH, que es un programa utilizado para calcular la especiación acuosa en aguas naturales. Su principal área de aplicación es a los fluidos geotérmicos. Los antecedentes del programa y los métodos generales de cálculo utilizado son descritos por Stefan Arnórsson, Sven Sigurdsson y Hördur Svavarsson en su artículo 1982 “La química de las aguas geotérmicas en Islandia. Cálculo de especiación acuosa de 0 ° C a 370 °C”

El programa lee los análisis químicos de agua, gas, y las muestras de condensado de vapor recogidos en la superficie y calcula la composición química en la profundidad partiendo de una temperatura de referencia que puede ser arbitraria o medida, el pH y la temperatura a la que se ha hecho la medición de pH, la concentración de CO<sub>2</sub> gaseosa (si existe una fase de gas aguas arriba o en el punto donde se toma la muestra de líquido y se mide el pH), y el grado de flasheo (si existe una fase de gas aguas arriba o en el punto de recogida de la muestra).

El modelo toma entonces estos datos medidos y calcula la composición del fluido en equilibrio (incluyendo pH) en el reservorio, la constante de equilibrio (K), los productos de actividad (Q) potenciales redox y las presiones parciales de los gases de la reacción dada a cualquier temperatura dada.

## 7. METODOLOGÍA

### 7.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

En esta etapa se realizó la selección de la información necesaria para llevar a cabo el uso de la metodología geoquímica aplicada a fluidos geotermiales a través del estudio de casos, se seleccionaron campos geotérmicos identificados como Campo 1, Campo 2, Campo 3, Campo 4, y Campo 5 ubicados geográficamente en diferentes lugares del planeta, sin embargo, según la investigación bibliográfica que se detalla a continuación, todos los campos geotérmicos son de alta temperatura, de líquido dominante y de origen volcánico.

#### Descripción de Campos Geotérmicos

##### **Campo Geotérmico 1**

La profundidad de los pozos varía entre 500 y 2,750 metros, el campo cuenta con 57 pozos perforados entre productores, reinyectores y de monitoreo. La potencia promedio de los pozos productores es entre 2.6 y 7.4 MW.

El campo es líquido dominante, el fluido geotérmico es bifásico y el flujo másico promedio de líquido es 140-554 kg/s, el fluido extraído es conducido hacia un separador en donde el vapor obtenido alimenta las tres unidades de condensación instaladas en la central y el agua separada es reinyectada.

## Diplomado de Especialización en Geotermia-2015

El reservorio del sistema geotérmico, parece estar controlado por la evolución tectónica regional con una fracturación en la zona de infiltración, se encuentra por debajo de los 300 msnm con una presión promedio entre 20 y 37 bar-a.

El reservorio consiste de una cámara magmática volcánica, una secuencia de lavas andesíticas y tiene una permeabilidad variable, la salinidad del fluido antes de la exploración era mayor a los 22,000 ppm y las temperaturas medidas tienen un rango entre 210-240 °C. Las aguas meteóricas pasan a través de la formación geológica convirtiéndose progresivamente en aguas termales. Por otra parte estas aguas llegan a la superficie como alteración hidrotermal y fumarolas que están distribuidas en un área de alrededor de 50 km<sup>2</sup>.

Las estructuras locales y regionales están controladas por un sistema de fallas y fracturas orientadas en tres direcciones principales: E-O que es la tendencia del graben principal, hacia el oeste el campo está sujeto a un segundo sistema de fallas NE-SO mientras que la actividad hidrotermal superficial está asociado a un sistema de fallas y fracturas NO-SE. (Geochemical Evolution of the Ahuachapán Geothermal Field, El Salvador, 1994).

### **Campo Geotérmico 2**

El área del campo geotérmico cuenta con una extensión aproximada de 8 km<sup>2</sup>, la profundidad de los pozos varía entre 500 y 3,455 metros. En la actualidad, cuenta con 39 pozos entre productores, reinyectores y de monitoreo.

La actividad geotérmica en la superficie puede estar relacionada con la falla geológica principal de la zona es una caldera así como un graben de 3-4 km que se extiende en una orientación NO-SE, la elevación del sistema oscila entre 600 y 900 msnm. La fuente de calor del sistema geotérmico se cree que es un cuerpo de magma asociado con la actividad de un complejo volcánico, cuyo sistema hidrotermal se relaciona con el volcanismo andesítico. Datos geofísicos y químicos indican que la fuente de calor se encuentra al sur del campo geotérmico de la actualidad. (Chemical characterization of the thermal fluid discharge from well production tests in the Berlín geothermal field, El Salvador, 2002)

El sistema de fallas NO-SE es el más importante a nivel regional, ya que es responsable de la formación del graben de América Central y también la cadena volcánica cuaternaria activa del país donde se ubica el campo. Por otro lado el sistema de fallas NO-SE es considerado el más reciente, activo e importante para la actividad geotérmica, porque este sistema permite el ascenso desde la profundidad a la superficie.

El campo es líquido dominante con temperaturas que pueden llegar hasta los 300 °C, la descarga de los fluidos pueden ser clasificados como clorurosódicas con una concentración de cloruros entre 3000 y 7000 ppm, pH entre 5 y 8 y una salinidad entre 7000 y 20000 ppm. El reservorio geotérmico es permeable y tiene una presión promedio entre 26 y 39 bar-a.

## **Campo Geotérmico 3**

Angcoy Jr. (2010) describe al campo geotérmico como un campo de alta temperatura que se encuentra ubicado en la zona central de Filipinas. El campo geotérmico comprende un área de 10 km<sup>2</sup> comprende la parte sur del Gran Tongonan. Algunos aspectos hacen de este un campo interesante. Un motivo son las características de los vertidos, así proveen oportunidades para la comparación, ya sea entre los pozos de descarga entalpías líquidos y "exceso entalpías" o entre dichos fluidos con acidez que varía desde casi neutro a niveles más ácidos. El campo geotérmico se encuentra bien estudiado, se encuentran disponibles numerosos datos científicos sobre las etapas de exploración y evaluación sobre el terreno (Angcoy Jr., 2010) Por lo tanto, esta sección resume y destaca sólo los detalles que son más relevantes para el presente estudio.

Angcoy Jr. (2010) ubica geográficamente al campo geotérmico a lo largo de una tendencia de cadena de volcanes calchicalinas cuaternarios asociados a la subducción de la Placa Filipina de la costa oriental del archipiélago NW-SE.

Los episodios de volcanismo y sedimentación contribuyeron principalmente a sus unidades de roca que consisten en (de abajo hacia la superficie):

(1) una pre-Terciario ultramáficas metamórfica sótano (principalmente serpentinita), (2) un complejo de brecha / conglomerado sedimentario (microdiorite alterado, monzodiorite cuarzo y rocas volcánicas de menor importancia), (3) una unidad arcilloso impermeable, (4) una formación de lavas andesíticas, hyaloclastites y brechas de toba (colectivamente denominado Formación Mamban) y (5) rocas de la superficie predominantemente compuestas de fresco ha resistido débilmente flujos de lava andesítica intercaladas con flujos piroclásticos.

Por su parte Sta. Ana, Hingoyon-Siega & Andrino (2002) afirman que el campo geotérmico se caracteriza por ser de alta temperatura, ligeramente-líquido comprimido en el reservorio con un poco de dos fases o condición de ebullición a poca profundidad. Su flujo ascendente emana de la región oriental del campo y las salidas hacia el sector de la reinyección en el sur.

## **Campo Geotérmico 4**

Según Malimo (2012) el campo 4 es un campo geotérmico de alta temperatura de líquido dominante, se encuentra ubicado en el Noreste de Islandia en la mitad sur de la fisura enjambre Krafla, y se asocia con el volcán central de Krafla es decir es un sistema geotérmico de origen volcánico. El sistema de Krafla está situado en la zona de la grieta en el límite de placas donde las placas americanas y Eurasia se separan. El área de la geología de Krafla se caracteriza por una zona de rifting activo, formando una zona de graben a través de su centro, donde existen cráteres volcánicos piroclásticos, flujos de lava volcánica y, de composición basáltica. En tiempos postglaciales unas 18 erupciones han ocurrido en el Krafla.

Malimo (2012) también afirma que Las aguas de este campo geotérmico se describen como de origen meteórica, ligeramente alcalina con sólidos disueltos bastante bajos y la composición en gran parte fijadas por la temperatura y la salinidad.

## Diplomado de Especialización en Geotermia-2015

Según Arnórsson (1977) en el campo geotérmico se encuentran rocas de tipo basálticas expuestas en las proximidades de la zona del campo geotérmico, estas incluyen flujos de lavas y lavas de tipo Pillow. También sostiene que la explotación en este campo inició en 1970 y que la entalpía promedio de descarga rondaba los 270 Kcal/kg equivalente a 1130.44 KJ/Kg.

### **Campo Geotérmico 5**

El campo geotérmico 5 es un sistema geotérmico líquido dominante, que se encuentra en Volcán Água de Pau/Fogo que es un volcán activo con una caldera ubicada en la parte central de la isla de São Miguel. Este sistema geotérmico se explota para la producción de energía por medio de dos plantas eléctricas con una capacidad instalada de alrededor de 28 MW, la exploración comenzó en 1974. Los pozos producen a partir de una formación lavas pillow dividido en diferentes acuíferos, con una zona isotérmica de 800 a 1,300 m de profundidad, donde la temperatura del reservorio geotérmico bifásico alcanza una temperatura entre 210 a 245 ° C. Por debajo de los 1,300 m hay una ligera disminución en la temperatura. (Carvalho, Forjaz y Almeida, 2006).

El fluido geotérmico se deriva de agua meteórica, se infiltra a través del lago Fogo fluyendo de sur a norte, y es separado a presión atmosférica tiene exceso de entalpía. El fluido se caracteriza porque el líquido es clorurosódico, la concentración de sílice disuelta varía entre 450 y 650 ppm y el rango de pH es entre 8 y 8.6. El CO<sub>2</sub> domina la fase gaseosa, a una concentración de 98% de gases no condensables.

Los pozos perforados están ubicados en la pendiente NE a 768 msnm. El volcán Fogo es afectado por tres estructuras tectónicas con una actividad sísmica alta, y están relacionadas a fallas asociadas al colapso de la caldera, fallas con dirección NO-SE asociadas al graben Ribeira Grande.

### **✚ Muestreo de fluidos geotérmicos**

En este apartado se presentan los requerimientos de algunas técnicas de muestreo y posterior análisis químico de muestras de agua y gases las cuáles han sido realizadas por los autores a los cuáles se hace referencia en la tabla de resultados pues han sido ellos quienes realizaron esta etapa que permite realizar los posteriores cálculos comparativos.

### **Procedimiento de Muestreo**

Al muestrear se debe medir la temperatura, la conductividad eléctrica y el pH. Las muestras se usarán para el análisis químico de elementos mayores y menores. Los métodos de muestreo y análisis se pueden consultar en: Sampling and analysis of geothermal fluids de Arnannsson, Bjarnason, Giroud, Gunnarsson, & Stefansson (2006).

Al muestrear fluidos geotérmicos se debe anotar la temperatura ambiente medida con una termocupla, pH con el pHmetro, la conductividad eléctrica con el conductímetro, la localización por medio de coordenadas con GPS portátil, fecha

y hora, el tipo de muestreo, y el tipo de análisis que se llevara a cabo con esas muestras.

Se recolecta una muestra filtrada y acidificada para análisis de cationes, una muestra filtrada para la determinación de aniones y una muestra diluida con agua destilada para análisis de sílice.

Las muestras se recolectan en botellas de plástico con una capacidad de 250 ml que deben lavarse previamente con ácido nítrico diluido, antes de recolectar la muestra, la botella se enjuaga con el agua que se muestrea.

El objetivo de la acidificación de la muestra para el análisis de los cationes, es el de prevenir la posible precipitación de sales de calcio y magnesio y otros cationes, en el muestreo se filtra con un filtro de membrana de 0.5 micras, se utiliza ácido nítrico o ácido clorhídrico concentrado. Se debe evitar la acidificación sin previa filtración, debido a que esto podría llevar a la disolución de materia finamente dividida que se encuentra en suspensión y esto alteraría la composición química del agua.

Para tomar muestras de vapor geotérmico para el análisis de gases, el vapor se recolecta en botellas de 300 ml de capacidad a la que se deben agregar 100 ml de hidróxido de sodio 4N. Previamente al muestreo, estas botellas deberán prepararse en el laboratorio tratándose antes y después de añadir la solución de hidróxido de sodio y evacuando el aire en una línea de vacío.

El personal encargado del muestreo deberá estar familiarizado con las técnicas adecuadas para la obtención de las muestras, ya que de esto depende la fiabilidad de los resultados que se obtendrán en el análisis geoquímico de los fluidos geotérmicos.

## **Análisis químico de las muestras**

El análisis se lleva a cabo en laboratorios geoquímicos especializados, en la siguiente tabla se detalla los parámetros químicos determinados, la técnica utilizada y el límite de detección de los equipos.

*Tabla 4. Determinación de parámetros químicos para fluidos geotérmicos (Renderos, 2002)*

Parámetro	Técnica utilizada	Límite detección (ppm)
<b>Ca</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	0.901
<b>Sílice</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	1.458
<b>B</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	0.3369
<b>K</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	2.754
<b>Li</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	0.0246
<b>Mg</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	0.006
<b>Na</b>	Espectrofotómetro de absorción atómica	3.621
<b>Cl</b>	Potenciómetro y Cromatografía iónica	10.00, 0.043

<b>HCO<sub>3</sub></b>	Potenciómetro	0.39
<b>SO<sub>4</sub></b>	Colorimetría y Cromatografía iónica	4.87, 0.043
<b>CO<sub>2</sub></b>	Potenciómetro	0.41
<b>He, Ar, H<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO</b>	Cromatografía de gases	0.001 mmol/100 mol

### Resultados Reportados

Para los campos geotérmicos de 4 y 5 no se presentan datos de gases ya que no se cuenta con la relación Gas/Vapor con la que fueron realizadas las mediciones de las especies químicas consideradas en estudio.

Tabla 5 Resultados reportados sobre concentraciones químicas en aguas en diferentes publicaciones de bibliografía especializada.

	Temperatura (°C)	Entalpía (KJ/Kg)	pH	Li	Na	K	Ca	Mg	SiO <sub>2</sub>	B	Cl	F	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>
<b>Campo 1</b>	240	1038	5.16	9.3	3432	449	211	0.05	432	90	5948	1.3	42	22
<b>Campo 2</b>	292	1344	5.24	14.9	3378	688	87	0.053	728	117	6328	-	15.4	0.37
<b>Campo 3</b>	259	1460	6.48	5.70	2216	351	24.1	0.029	635	51.3	3653	1.66	61.2	55.7
<b>Campo 4</b>	236	1019	9.44	-	151	21.9	3.30	-	470	0.75	47.0	0.67	21.8	67.9
<b>Campo 5</b>	220	1040	8.6	1.03	1550	310	3.2	0	821	-	2543	19	119	812.5

\*Concentraciones químicas en ppm.

A) Taller procesamiento de datos e interpretación geoquímica, módulo III Exploración Geoquímica, PREG (2015))

B) Apéndice I. Tabla 3, Chemical characterization of the thermal fluid discharge from well production tests in the Berlín geothermal field, El Salvador (2002)

C) Tabla 3.2, Measured discharges enthalpies, sampling pressures and analyses of major elements in the separated water samples, Islandia (2010)

D) Tabla 3.1, Measured discharge enthalpies, sampling pressures and analysis of elements in the collected water and steam samples, Islandia, (2012)

E) Tabla 1, Chemical composition of deep hydrothermal fluids in the Ribeira Grande geothermal field (São Miguel, Azores), (2006)

Tabla 6 Resultados reportados sobre concentraciones químicas en gases en diferentes publicaciones de bibliografía especializada.

	Temperatura (°C)	%GC	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Ar	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	He	O <sub>2</sub>
<b>Campo 1</b>	240	0.26	90.7	19.5	0.008	1.804	0.013	0.819	0.0001	0.0007
<b>Campo 2</b>	292	0.34	124	16.38	0.142	4.42	0.42	1.86	0.00025	-
<b>Campo 3</b>	259	1.54	602	20.20	0.201	19.838	0.826	1.034	-	-

\* Concentraciones químicas en mmol/100 moles vapor de agua

A) Taller procesamiento de datos e interpretación geoquímica, módulo III Exploración Geoquímica, (PREG 2015)

B) Apéndice I. Tabla 2, Chemical characterization of the thermal fluid discharge from well production tests in the Berlín geothermal field, El Salvador (2002)

C) Tabla 3.1, Measured discharge enthalpies, sampling pressures and analysis of elements in the collected water and steam samples, Islandia, (2012)

## 7.2 CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS GEOTÉRMICAS

Existen diversos gráficos que se utilizan para la clasificación de las aguas, en el informe se realizará la evaluación elaborando los siguientes diagramas:

- Diagrama de Piper
- Diagrama D'Amore y Panichi
- Diagramas Triangulares (Na-K-Mg, Cl-Li-B, Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>) mediante las hojas de cálculo de Powell y Cumming (2010).

En el apéndice I, se agrega una guía de uso para las hojas de cálculo propuestas por Powell y Cumming.

## 7.3 RELACIONES BINARIAS

Al evaluar las relaciones aniones/cationes se puede delimitar áreas explotadas, patrones de circulación de fluidos, distribución de salinidad total en el reservorio, enfriamiento, calidad geotermal, génesis de los fluidos, migración de los fluidos hacia la superficie. En este informe se determinaron estas relaciones utilizando hojas de cálculo.

## 7.4 GEOTERMÓMETROS ACUOSOS

La estimación de temperaturas con geotermómetros químicos es uno de los más importantes métodos para la exploración y desarrollo de los recursos geotérmicos debido a que pueden predecir temperaturas de superficies y en el reservorio durante la explotación. En este informe se determinaran los geotermómetros de sílice y catiónicos calculados por medio de las hojas de cálculo propuestas por Powell y Cumming (2010).

## 7.5 CLASIFICACIÓN GASES GEOTÉRMICOS

Existen diversos diagramas que sirven para clasificar gases en geotermia, en este informe se evaluarán los siguientes:

- Diagrama triangular N<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub>-Ar.
- Diagrama triangular N<sub>2</sub>-He-Ar.

## 7.6 GEOTERMÓMETROS DE GASES

Se calculará el valor del geotermómetro de D'Amore y Panichi, en donde se mostrarán los valores obtenidos al variar la presión parcial del dióxido de carbono.

## 7.7 GRID DE GASES

Las ecuaciones de grid de gases están basadas en el equilibrio termodinámico, estas relaciones son útiles ya que proporcionan el origen de los gases de los gases geotérmicos (inertes), y es posible estimar geotermómetros de gases y la fracción de vapor en condiciones iniciales. Utilizando las hojas de cálculo de Powell y Cumming (2010), se determinarán las relaciones CO<sub>2</sub>/Ar – H<sub>2</sub>/Ar y una derivada de los geotermómetros FT-HSH, y se realizará una comparación con los valores obtenidos con el diagrama FT-HSH2 basado en el equilibrio pirita-hematita.

## 7.8 MODELADO DE ESPECIACIÓN QUÍMICA

Para el modelado se utilizara el programa WATCH, para ejecutar el programa los datos del análisis geoquímico no tienen que estar completos ya que aun así el programa correrá, si muchos de los componentes o los principales faltaran, los resultados pueden ser no representativos, se recomienda seguir el siguiente procedimiento, que está basado en la guía de usuario de programa WATCH (Montalvo, 2015a):

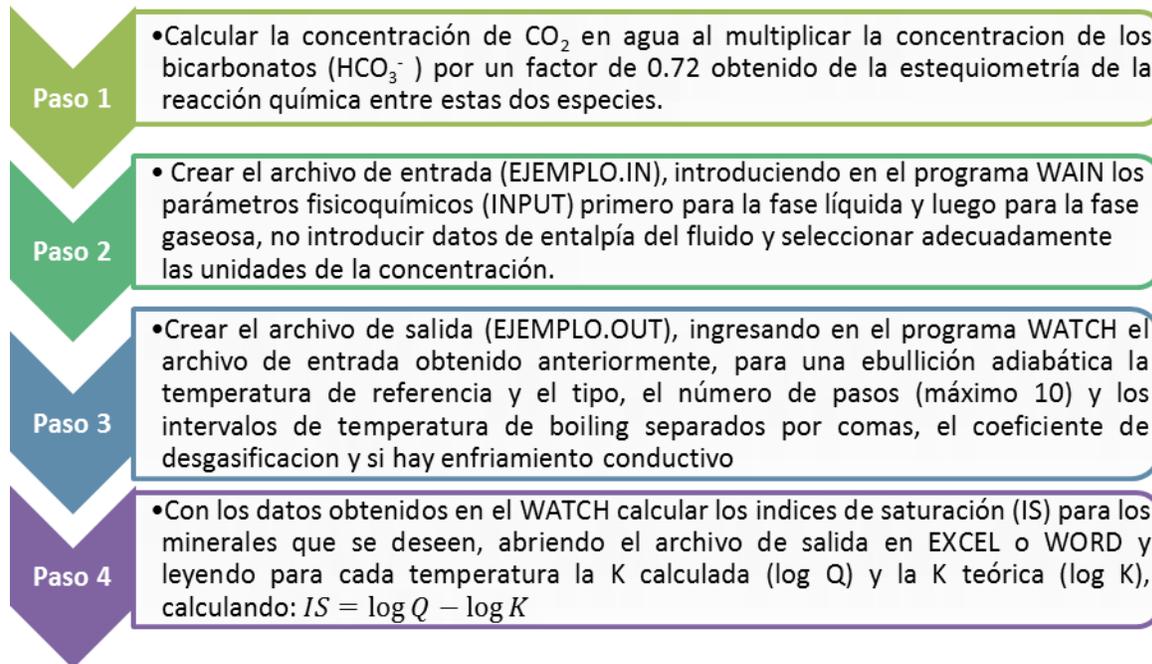


Figura 8. Procedimiento general de uso del programa WATCH. (Elaboración Propia)

## 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 8.1 CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS GEOTÉRMICAS

#### Diagrama D'Ámore y Panichi

En las figuras 9-13 se puede observar como para cada uno de los campos geotérmicos evaluados se obtuvo un diagrama similar, en el que la concentración de sulfatos y las de bicarbonatos son equiparables, tienen un alto contenido de cloruros y una baja concentración de calcio y magnesio, clasificando entonces las aguas geotérmicas como cloruro sódicas.

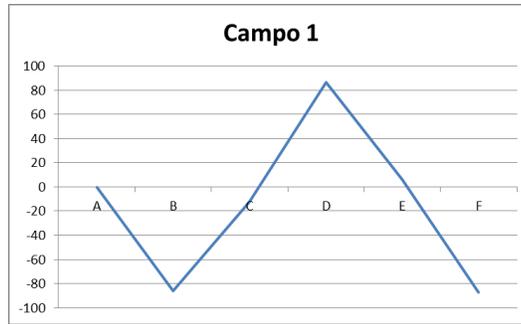


Figura 9. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 1. (Elaboración propia)

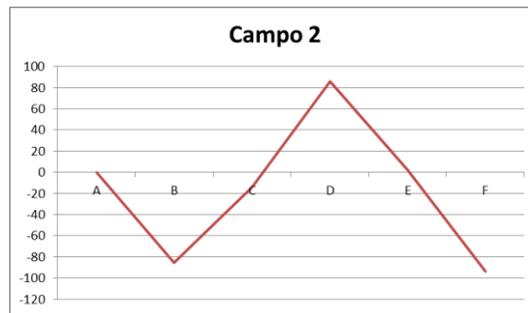


Figura 10. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 2. (Elaboración propia)

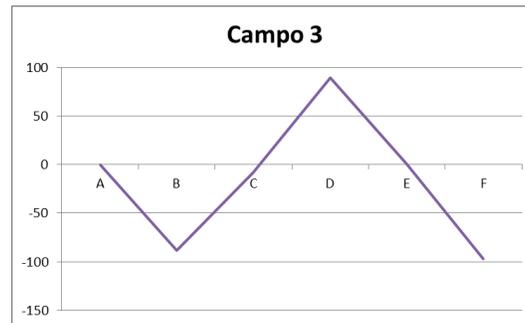


Figura 11. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 3. (Elaboración propia)

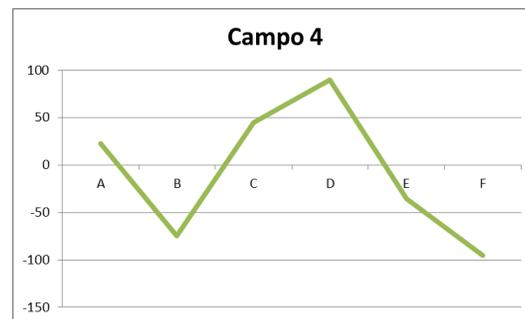


Figura 12. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 4. (Elaboración propia)

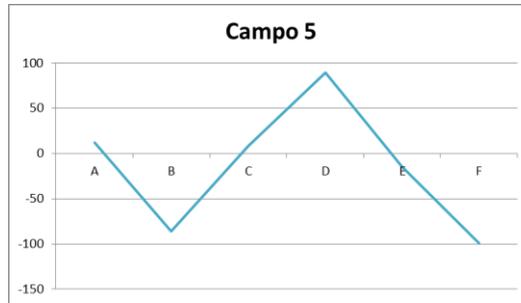


Figura 13. Diagrama D'Ámore y Panichi Campo 5. (Elaboración propia)

- **Diagrama de Piper-Hill-Langelier**

Los resultados representados en la figura 14 demuestran que según el contenido catiónico de las aguas de los cinco campos geotérmicos tiene características altamente salinas típicas de los campos geotérmicos, de manera análoga, el contenido aniónico muestra que los cloruros proporcionan indicios de alta salinidad en las aguas, de esta manera, se deduce que la composición de las aguas geotérmicas de los cinco campos en estudio presentan altas concentraciones de sales evidenciado gráficamente en el campo romboidal del diagrama clasificándose las aguas como cloruro sódicas, por otra parte, el campo geotérmico 4 presenta menor cantidad de cloruros.

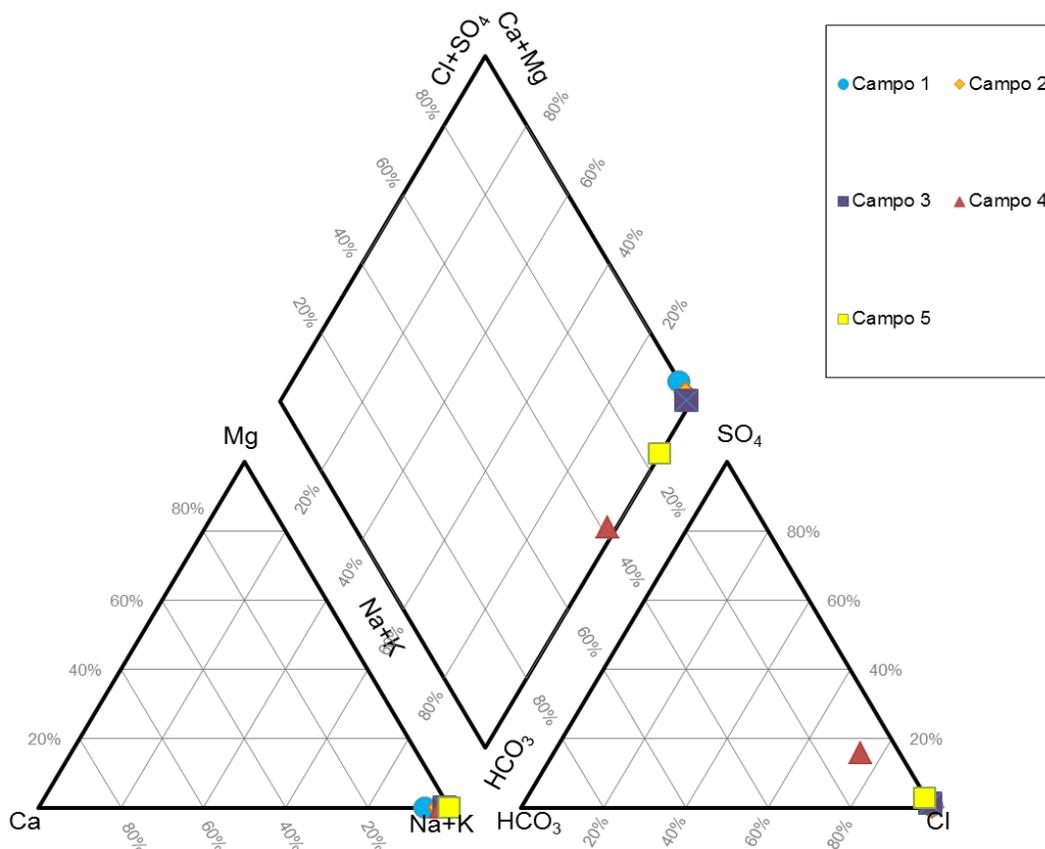


Figura 14. Diagrama de Piper-Hill-Langelier para los cinco campos geotérmicos en estudio. (Elaboración propia)

- **Diagrama Triangular Giggenbach (Na-K-Mg)**

A través de los resultados obtenidos en el diagrama de la figura 15 se observa que la distribución dentro del gráfico evidencia que los campos geotérmicos en estudio poseen aguas maduras totalmente equilibradas.

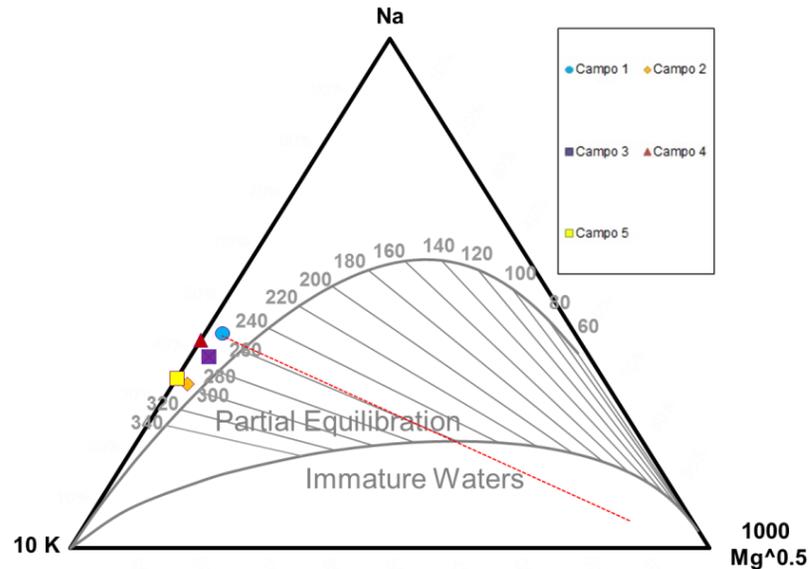


Figura 15. Diagrama de Na-K-Mg para los cinco campos geotérmicos en estudio. (Elaboración propia)

- **Diagrama Triangular (Li-B-Cl)**

A través de los resultados obtenidos en el diagrama de la figura 16 se observa que la distribución en el diagrama triangular de la composición química de los campos geotérmicos en estudio se encuentra cerca del vértice de cloro indicando que las aguas son maduras.

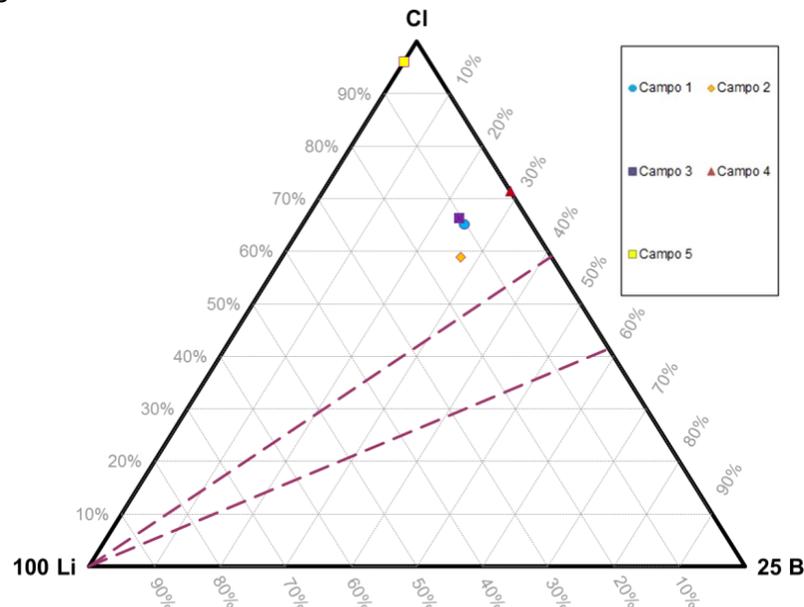


Figura 16. Diagrama de Na-K-Mg para los cinco campos geotérmicos en estudio. (Elaboración propia)

## Diagrama Triangular Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>

A través de los resultados obtenidos en el diagrama de la figura 17 se observa que la distribución en el diagrama triangular de la composición química de la mayoría de campos geotérmicos en estudio se encuentra cerca del vértice de cloro indicando que las aguas son Cloruro sódicas a excepción del campo geotérmico 4 que posee composición de aguas periféricas que podría indicar que ocurre fenómenos de mezcla de fluidos del reservorio con acuíferos secundarios.

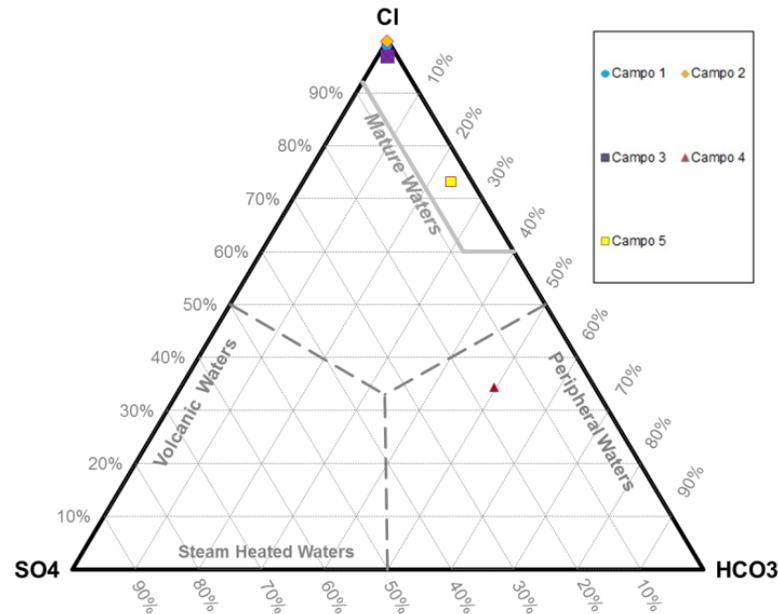


Figura 17. Diagrama de Giggensbach para Campos Geotérmicos en Estudio. (Elaboración propia)

## 8.2 RELACIONES BINARIAS

### Relación Na/K

En los resultados de la razón de concentración de especies químicas Na/K que se evidencia en la figura 18, se observa que los valores de los campos geotérmicos se encuentran arriba de cinco lo que indica que los fluidos geotérmicos probablemente presenten reacciones de interacción agua-roca a lo largo de la trayectoria de ascenso. Para el campo Geotérmico 1 la razón Na/K casi asciende a 8 indicando que pueden estar ocurriendo procesos de enfriamiento dentro del reservorio y a la vez que está siendo afectado en mayor magnitud por este tipo de fenómeno en comparación con los otros campos en estudio.

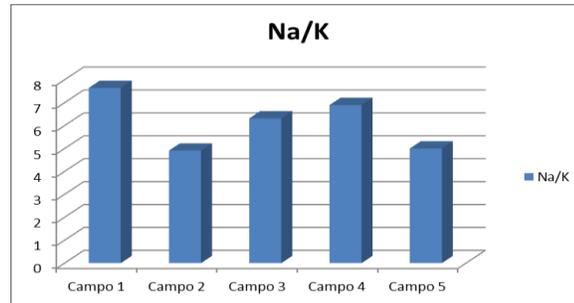


Figura 18. Representación de la razón Na/K para los campos en estudio. (Elaboración propia)

## Relación Cl/B

En los resultados de la razón de concentración de especies químicas Cl/B que se evidencia en la figura 19 se observa que a pesar que geográficamente los campos geotérmicos se encuentran en ubicaciones diferentes poseen similitud en las composiciones de cloro y boro, esto no sugiere misma procedencia simplemente similares condiciones salinas en el reservorio, a excepción del campo 5 donde no puede plantearse hipótesis sobre esta relación ya que no se reportan datos numéricos de Boro en aguas.

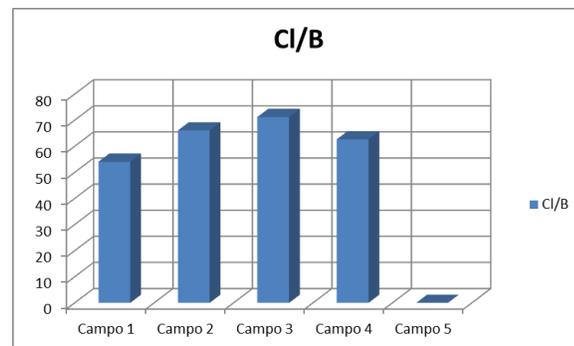


Figura 19. Representación de la razón Cl/B para los campos en estudio (Elaboración propia)

## Relación Cl/SO<sub>4</sub>

En los resultados de la razón de concentración de especies químicas Cl/SO<sub>4</sub> que se evidencia en la figura 20, se observa que el valor de la razón es más elevado para el campo geotérmico 1, por cuanto, probablemente se ve mayormente afectado por procesos físicos de ebullición en comparación a los otros campos.

Este resultado es curioso, por una parte el resultado para el campo 4 indica que se trata de un agua periférica ya que los sulfatos representan un aproximado de apenas la mitad de los cloruros, adicional a ello el contenido de boro equivalente a 0.75 es muy bajo con respecto a valores usuales de aguas geotérmicas, por cuanto, probablemente haya mezcla de los fluidos del reservorio con algún manantial secundario.

De manera análoga, el campo geotérmico 1 posee alto contenido de cloruro y temperatura medida que asciende a los 240 °C y el campo 3 que reporta

temperatura de 259°C pero mucho menor contenido de cloruro en comparación al campo 1, probablemente el grado de interacción agua roca es mayor en este último referido a la abundancia de Cloro en las rocas que interaccionan con el fluido lo que proporciona mayor concentración de cloruros.

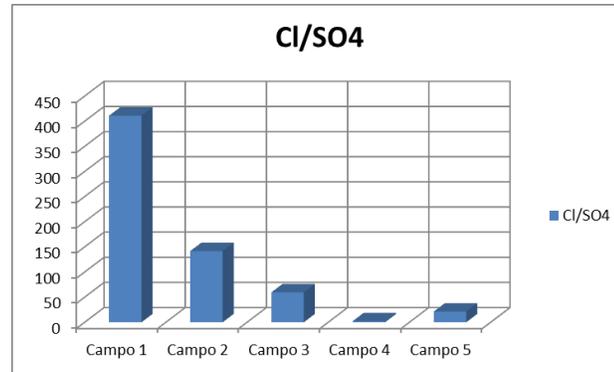


Figura 20. Representación de la razón Cl/SO<sub>4</sub> para los campos en estudio. (Elaboración propia)

### 8.3 CÁLCULO DE GEOTERMÓMETROS ACUOSOS

En las figuras 21-25 se observa que el valor calculado para el geotermómetro de Sílice Amorfa para cada campo geotérmico es no congruente en valor numérico en términos generales al compararlos con los valores registrados de los otros geotermómetros y en general el resultado para los geotermómetros aniónicos proporcionan resultados menos aproximados a las temperaturas reales medidas, esto es congruente con la teoría que estipula que al haber procesos físicos como ebullición en un reservorio las sales se reconcentran ocurriendo reequilibrio de las especies químicas, evidenciando que probablemente la sílice amorfa y los geotermómetros aniónicos se reequilibra lentamente como resultado de los procesos anteriores, por ello, la temperatura de los geotermómetros respectivos no es congruente con la temperatura de los demás geotermómetros y con la temperatura medida en los pozos. Por otra parte el cálculo de geotermómetros para el Campo 5 se encuentra sobreestimado, ya que, la temperatura medida reportada en la tabla 5 asciende a 220 °C.

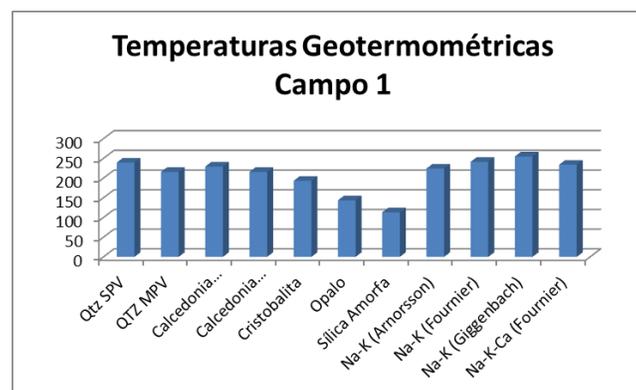


Figura 21. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 1. (Elaboración Propia)

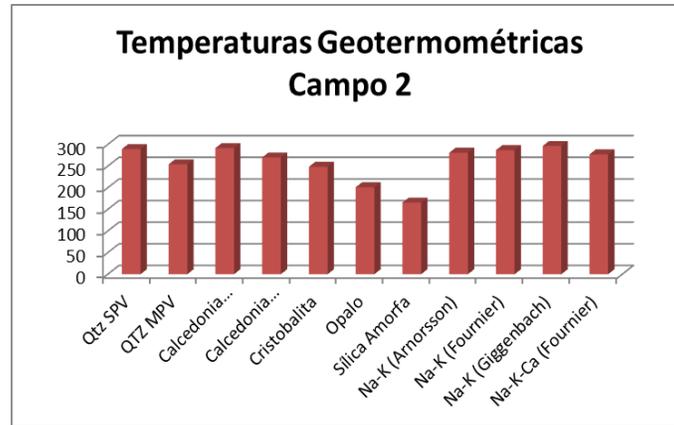


Figura 22. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 2 (Elaboración Propia)

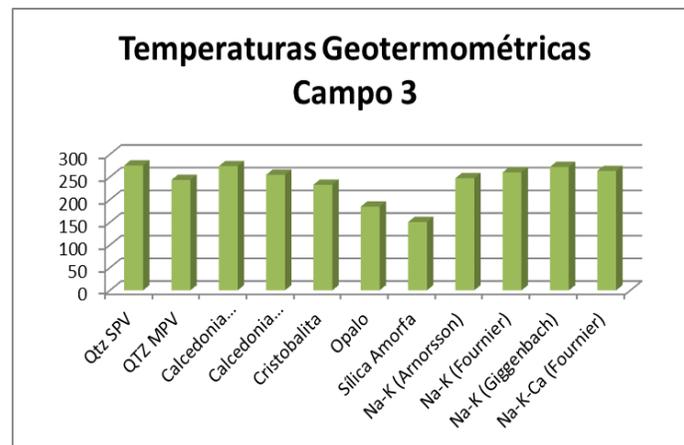


Figura 23. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 3 (Elaboración Propia)

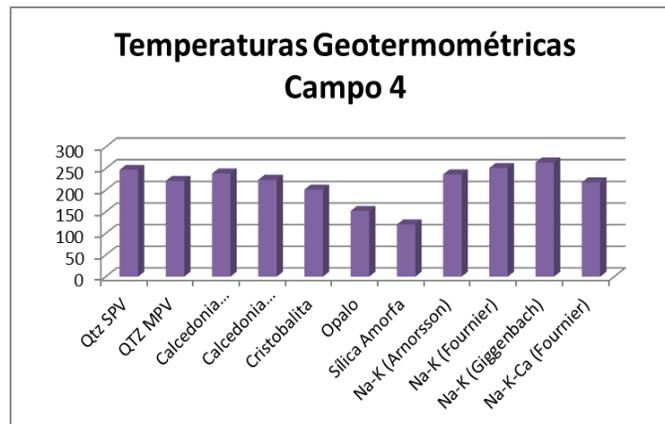


Figura 24. Temperaturas Geotermómetros Acuosos Campo 4 (Elaboración Propia)

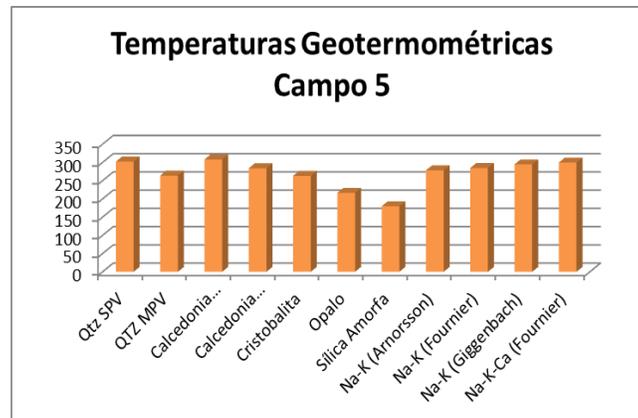


Figura 25. Temperaturas Geotermómetros Campo 5 (Elaboración Propia)

#### 8.4 CLASIFICACIÓN DE LOS GASES GEOTÉRMICOS

Como se explicó anteriormente en la metodología de la investigación, solamente se muestran resultados de los datos reportados para los campos geotérmicos 1,2 y 3 debido a que sus autores proporcionaron una relación Gas/Vapor que facilita el análisis.

##### Diagrama Triangular N<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub>-Ar

Este diagrama permite establecer la relación en función de sus proporciones relativas de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>, así como las relaciones N<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>, evidenciando que para los tres campos geotérmicos evaluados hay una mezcla de los gases con el aire que es mínima y que los gases son de origen magmático.

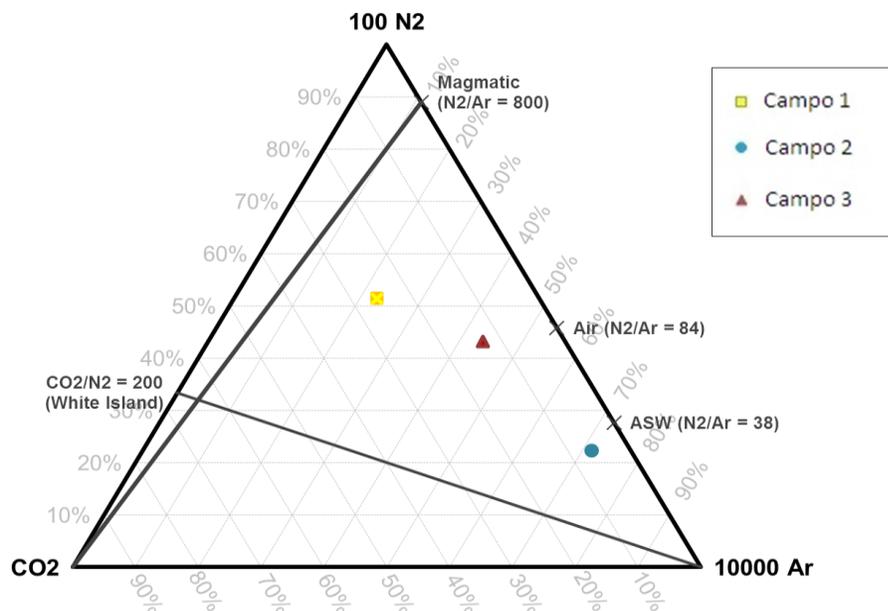


Figura 26. Diagrama N<sub>2</sub>-CO<sub>2</sub>-Ar. (Elaboración Propia)

## ▣ Diagrama Triangular N<sub>2</sub>-He-Ar

En la figura 27 se puede observar que al evaluar, el comportamiento obtenido en los campos geotérmicos 1 y 3, hay adición de aire en las aguas profundas, los gases tienen un componente magmático, mientras que en el campo geotérmico 2 en la muestra evaluada hay una mezcla de las aguas profundas con las aguas superficiales.

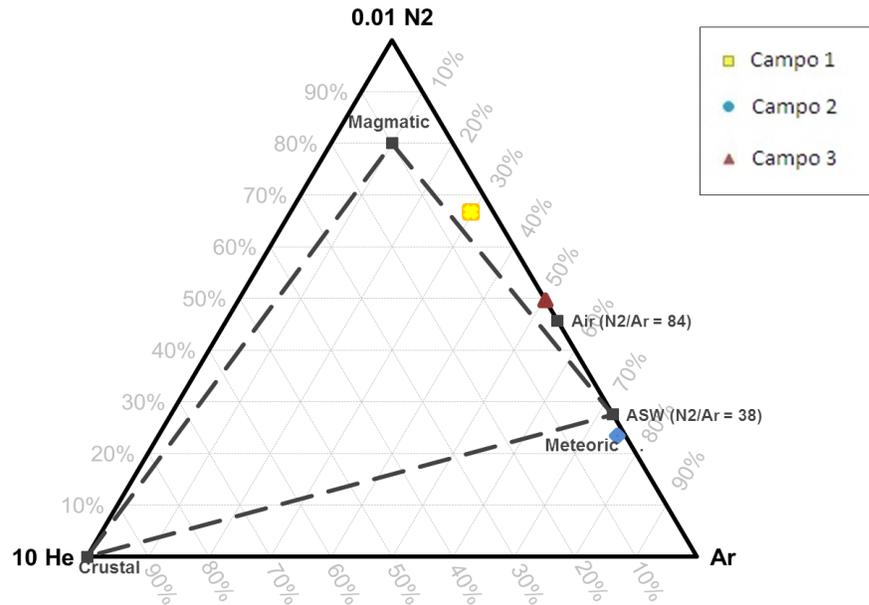


Figura 27. Diagrama N<sub>2</sub>-He-Ar (Elaboración Propia)

## 8.5 CÁLCULO DE GEOTERMÓMETROS DE GASES

Se evaluó el geotermómetro de D'Amore y Panichi:

$$T (^{\circ}C) = \frac{24775}{2 \log \frac{CH_4}{CO_2} - 6 \log \frac{H_2S}{CO_2} - 7 \log PCO_2 + 36.05} - 273.15$$

Tabla 7: Datos de entrada para cálculo de geotermómetro D'Amore y Panichi

	%CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Ar	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	He	O <sub>2</sub>	DAP (P=0.1)	DAP (P=1)	DAP (P=10)
<b>Campo 1</b>	80.4	80.38	17.28	0.01	1.60	0.01	0.73	0.00	0.00	226.03	308.00	422.17
<b>Campo 2</b>	84.2	84.23	11.13	0.10	3.00	0.29	1.26	0.00		206.15	281.22	384.18
<b>Campo 3</b>	93.5	93.46	3.14	0.03	3.08	0.13	0.16	0.00		151.53	209.44	285.63

▣ Para Campo 1:

$$T (^{\circ}C) = \frac{24775}{2 \log \frac{0.01}{80.38} - 6 \log \frac{17.28}{80.38} - 7 \log(0.1) + 36.05} - 273.15 = 226.03^{\circ}C$$

✚ Para el Campo 2:

$$T (^{\circ}C) = \frac{24775}{2 \log \frac{0.29}{84.23} - 6 \log \frac{11.13}{84.23} - 7 \log(1) + 36.05} - 273.15 = 281.22^{\circ}C$$

✚ Para Campo 3:

$$T (^{\circ}C) = \frac{24775}{2 \log \frac{0.13}{93.46} - 6 \log \frac{3.14}{93.46} - 7 \log(10) + 36.05} - 273.15 = 285.63^{\circ}C$$

Se puede observar a través de las ecuaciones anteriores que las temperaturas proporcionadas con este geotermómetro están relacionadas a la presión parcial del CO<sub>2</sub>.

Se debe tener en cuenta que en este equilibrio se considera que la mejor estimación de los parámetros estará de acuerdo al valor que adopte la presión parcial de CO<sub>2</sub> que se encuentra directamente relacionado a la concentración de CO<sub>2</sub> en el flujo de gas y que toma valores entre 0-1, por cuanto, la temperatura proporcionada por el geotermómetro D'Amore y Panichi está sujeta a la exactitud en el valor de este parámetro.

## 8.6 CÁLCULO DE GRID DE GASES

En la figura 28 se observa que al evaluar la relación CO<sub>2</sub>/Ar- H<sub>2</sub>-Ar, los campos geotérmicos 1 y 2 están en una zona de equilibrio bifásico, para el campo geotérmico 2 se obtuvo una temperatura cercana a los 200°C, que es menor a la temperatura medida, para el campo geotérmico 1 la temperatura es aproximadamente 250 °C, que es una temperatura comparable con la temperatura medida en el campo geotérmico. El campo geotérmico 3 se considera que el campo está en equilibrio con el líquido, la temperatura obtenida es mayor a 250 °C que es similar a la temperatura medida.

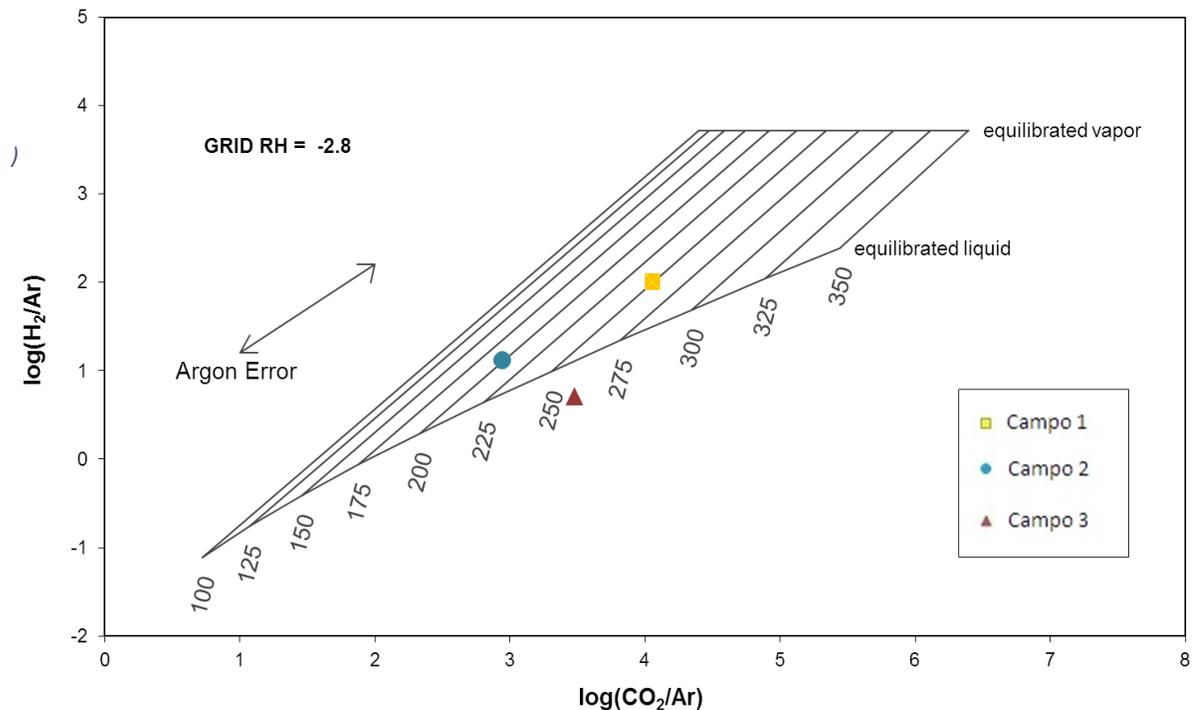


Figura 28 Relación CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>- Ar/H<sub>2</sub> para campos geotérmicos evaluados (Elaboración Propia)

En la figura 29 se observa que al evaluar con el método de D'Amore y Truesdell con la hoja de cálculo de Powell y Cumming que utilizan el equilibrio pirita-magnetita para

calcular el geotermómetro de sulfuro de hidrógeno-hidrógeno (HSH), para el campo geotérmico 3 se obtuvo un fracción de vapor aproximadamente a 0.01 y una temperatura mayor a 300 °C, para el campo geotérmico 1 y 2, se obtuvo una fracción de vapor cercana a 0.1 y una temperatura mayor a 200°C.

Puede decirse que los tres campos geotérmicos evaluados son líquido dominante, con fracciones de vapor positivas menor a 0.1 en la que hay una contribución de fluido desde una fuente más caliente y más profunda con un líquido saturado, para los campos geotérmico 1 y 2, las temperaturas obtenidas al evaluar son menores a las temperaturas medidas y para el campo geotérmico 3 la temperatura obtenida es sobreestimada, por lo que se evaluara el geotermómetro de sulfuro de hidrógeno- hidrógeno con el equilibrio pirita-hematita (HSH2) para tener otra perspectiva de los procesos llevados a cabo en el reservorio.

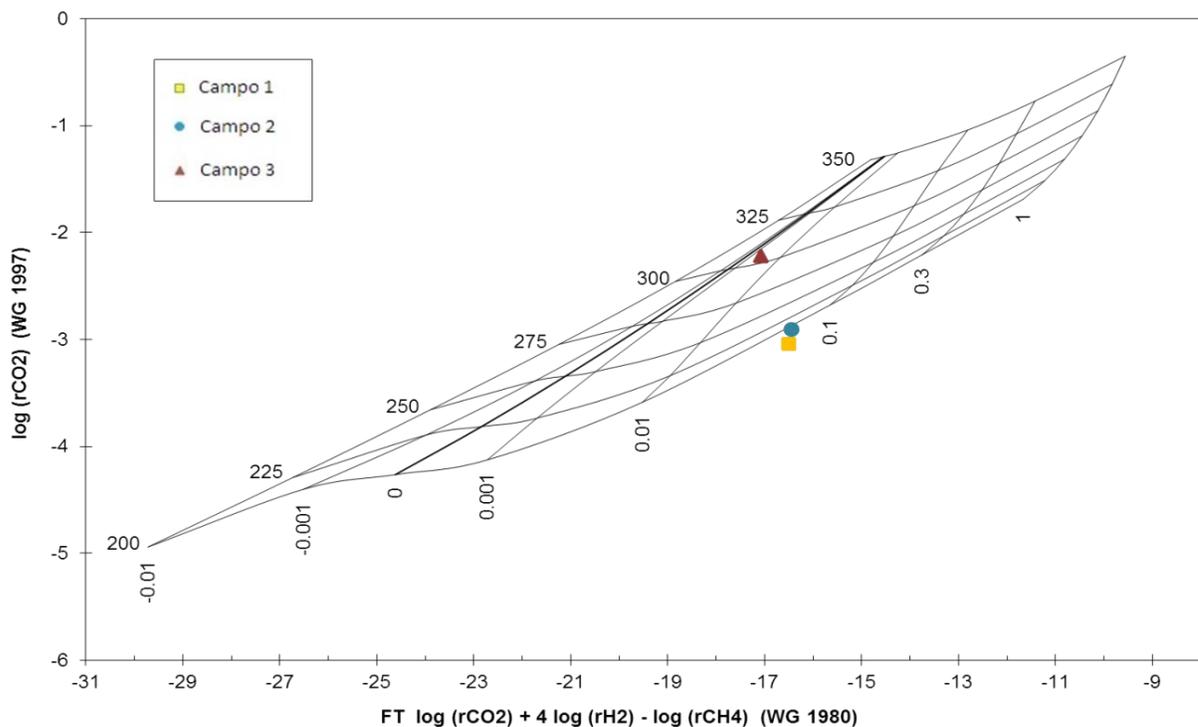


Figura 29 Método D'Amore y Truesdell, FT-HSH (Powell y Cumming) (Elaboración Propia)

## Método FT-HSH2

Al utilizar el equilibrio pirita-hematita, se obtuvieron valores negativos de la fracción de vapor implicando que según esta metodología no hay formación de vapor en el reservorio en cada uno de los campos geotérmicos, en los que probablemente hay una pérdida de vapor en el sistema superficial que es un comportamiento típico de un sistema volcánico. Los resultados obtenidos pueden verse en la figura 30:

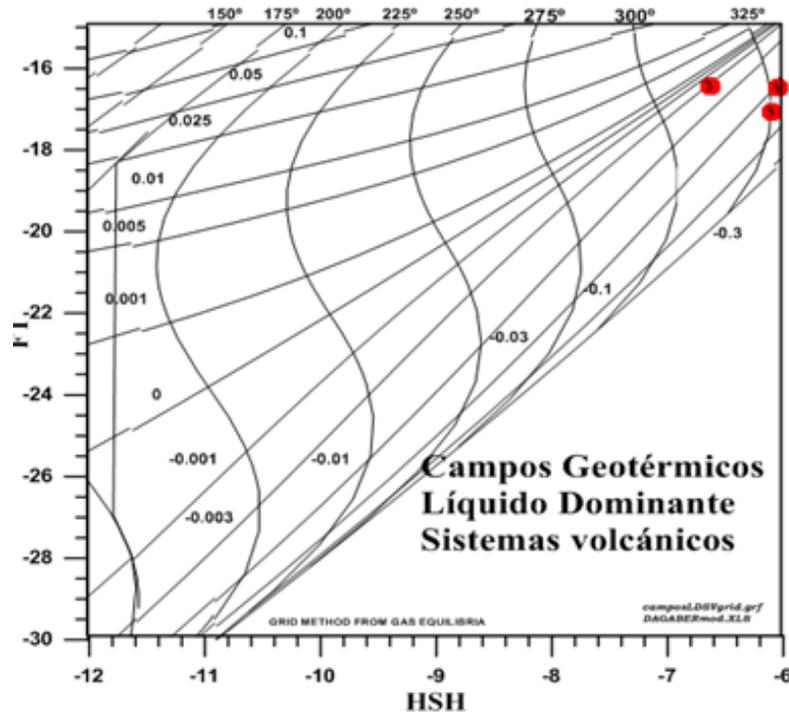


Figura 30 Método D'Amore y Truesdell, FT-HSH2 (Elaboración Propia)

Para el campo geotérmico 3, las temperaturas estimadas por los dos métodos son similares sin embargo la fracción de vapor negativa resulta mayor para el equilibrio pirita-hematita que correspondería a una mayor pérdida de vapor o fuga del reservorio hacia el sistema superficial, que podría evidenciarse en la presencia de fumarolas y de manantiales sulfatados. Para este campo el geotermómetro de D'Ámore y Panichi da una temperatura estimada de 285°C que es mayor a la temperatura medida, por lo general las temperaturas calculadas con gases son mayores o sobreestimadas.

En el campo geotérmico 1 y 2 las temperaturas estimadas por los dos métodos, con las temperaturas medidas y las obtenidas con el geotermómetro de D'Amore y Panichi son significativamente diferentes entre sí, probablemente debido al uso de diferentes parámetros químicos en las metodologías utilizadas (grid de gases: CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S y DAP: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub> y CH<sub>4</sub>). Las temperaturas obtenidas para cada uno de los campos puede observarse en la siguiente tabla:

Tabla 8. Comparación de Temperaturas obtenidas con geotermómetros de gases (Elaboración propia)

	T medida (°C)	DAP (°C)	Grid CO <sub>2</sub> /Ar- H <sub>2</sub> /Ar (°C)	FT-HSH (°C)	FT-HSH2 (°C)
<b>Campo 1</b>	240	226.03	250	190	300
<b>Campo 2</b>	292	281.22	200	200	312
<b>Campo 3</b>	259	285.63	267	300	325

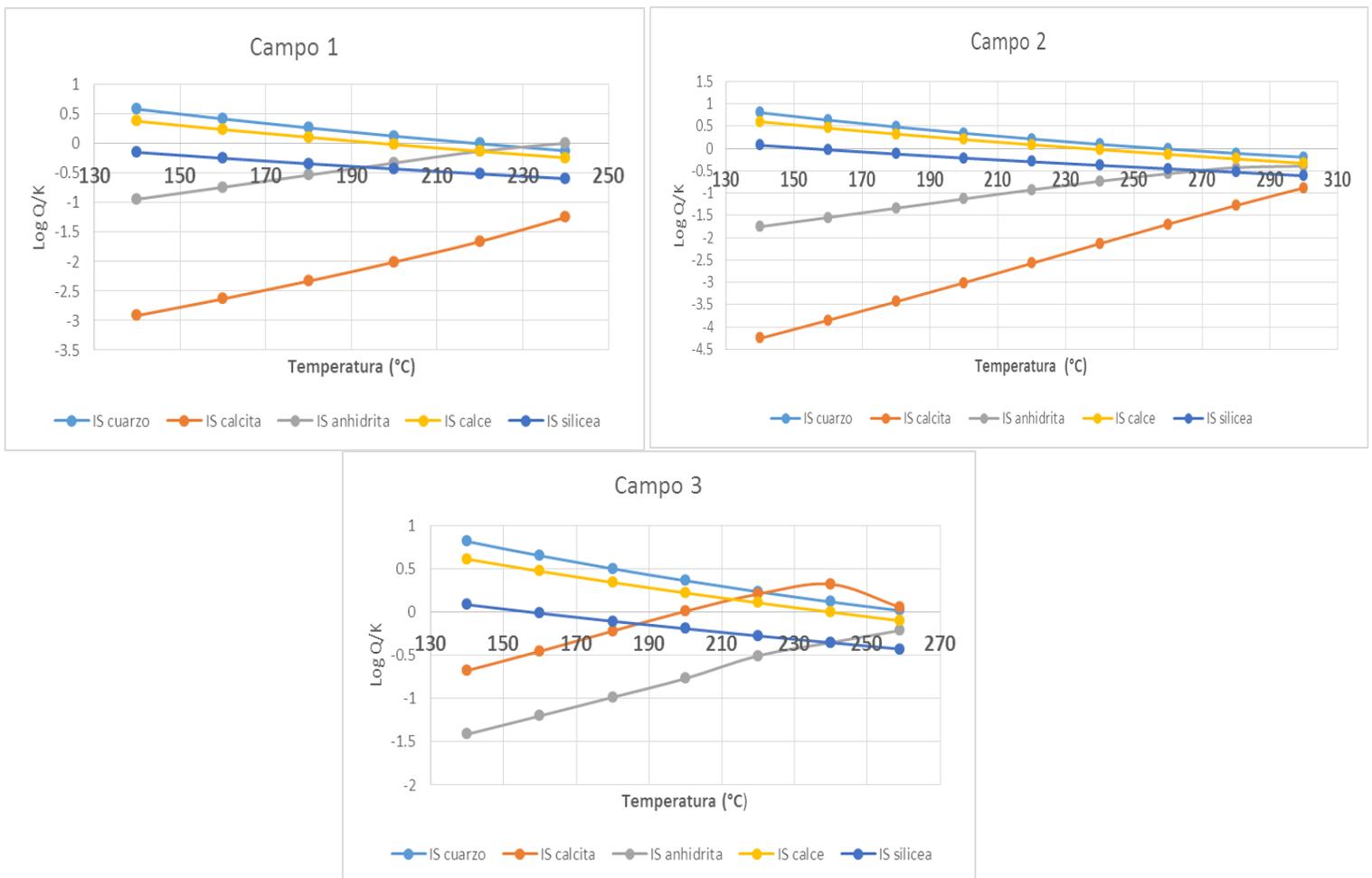
## 8.7 MODELADO DE ESPECIACIÓN QUÍMICA CON WATCH

En la figura 31 se observa que al evaluar los cinco campos geotérmicos para trazar un índice de saturación versus temperatura con los siguientes minerales: calcita, cuarzo, calcedonia, anhidrita y sílice amorfa, el cuarzo en los cinco campos evaluados mantiene el mismo comportamiento en el que el índice de saturación disminuye a medida aumenta la temperatura.

La anhidrita se satura al aumentar la temperatura en los campos geotérmicos 1 y 3, mientras que para los campos geotérmicos 2,4 y 5 aunque el índice disminuye al aumentar la temperatura sigue estando insaturada.

El índice de saturación de la calcita en el campo geotérmico 1 y 2 disminuye al aumentar la temperatura, en el campo geotérmico 4 la calcita esta insaturada y para los campos geotérmicos 3 y 5 la calcita tiene su comportamiento característico en el que el índice de saturación disminuye al aumentar la temperatura y tiene forma de gancho.

La calcedonia esta saturada y tiene un comportamiento similar para los cinco campos geotérmicos en el que al aumentar la temperatura el índice de saturación disminuye, por el contrario para los campos geotérmicos evaluados, la sílice amorfa esta insaturada a temperaturas altas y se satura a temperaturas menores a 180 °C.



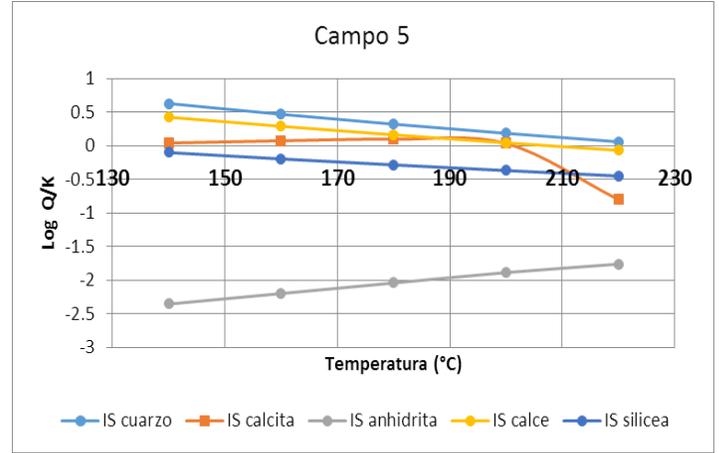
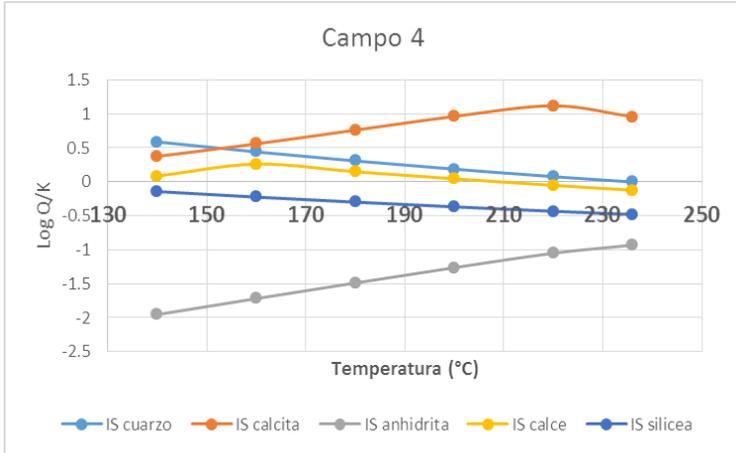


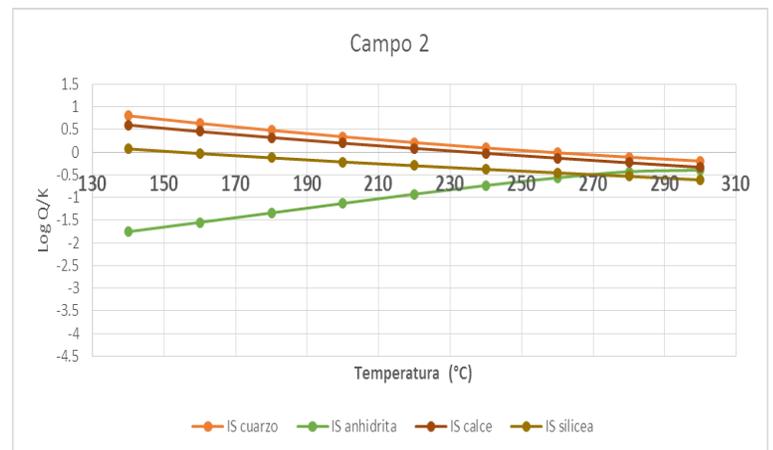
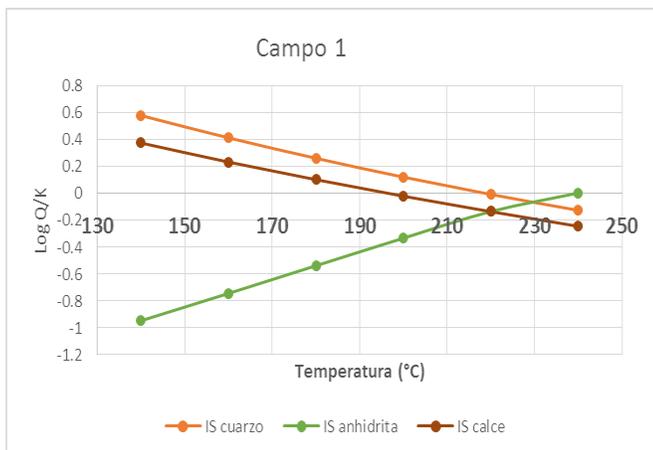
Figura 31. Diagramas IS vs Temperatura para campos geotérmicos (Elaboración Propia)

Como no se pudo obtener un ensamble mineralógico en profundidad debido a que los resultados anteriores no fueron concluyentes ni consistentes con los presentados por metodologías previamente evaluadas, se realizaron gráficas índice de saturación versus temperatura, descartando a los minerales que en la figura anterior mostraban insaturación. Los nuevos resultados obtenidos están graficados en la figura 32.

De la figura 32, se puede observar que para el campo 1 se representó el índice de saturación del cuarzo, anhidrita y calcedonia obteniendo un ensamble mineralógico en una temperatura entre 210 y 230 °C.

En el campo geotérmico 2 se graficaron los índices de saturación de cuarzo, anhidrita, calcedonia y sílice amorfa, en donde podría existir el ensamble mineralógico en una temperatura entre 270 y 300 °C.

En el campo geotérmico 3, 4 y 5, se utilizaron los índices de saturación del cuarzo, calcita y calcedonia obteniendo para el campo geotérmico 5 un ensamble mineralógico a una temperatura entre 190 y 210 °C, para el campo geotérmico 3 el ensamble mineralógico está en una temperatura entre 210 y 230 °C mientras que para el campo geotérmico 4, los minerales siguen insaturados no pudiendo obtener una temperatura de ensamble mineralógico.



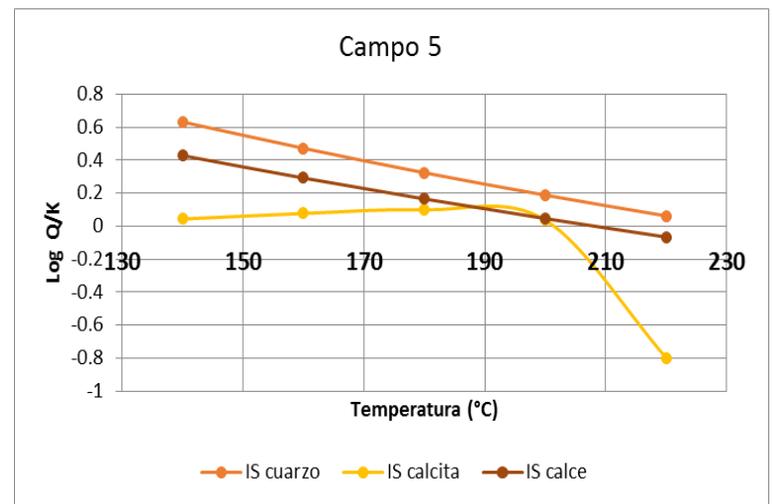
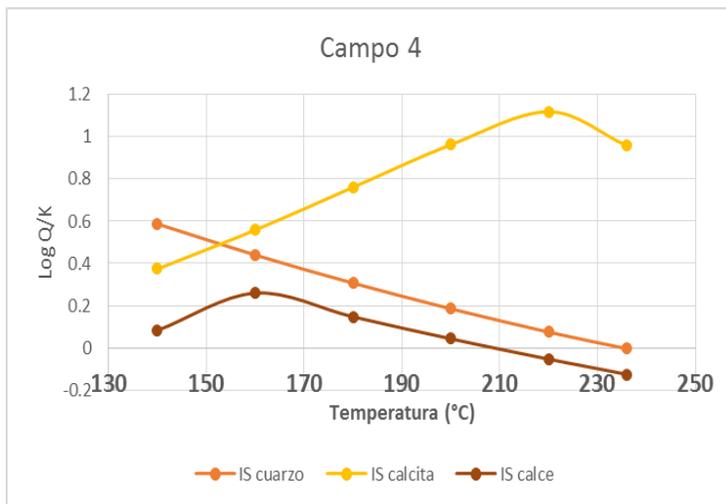
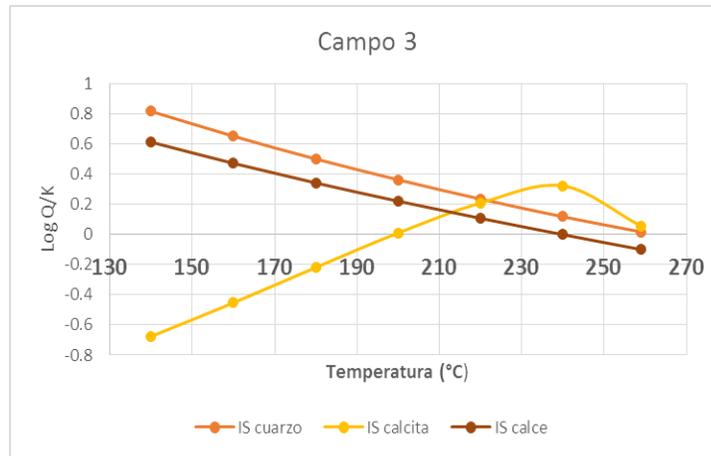


Figura 32 Diagramas IS-Temperatura reevaluados (Elaboración Propia)

Se comparo también las temperaturas obtenidas para los geotermómetros de Na/K (Arnorsson ,1983), Cuarzo (Fournier, 1982) y Calcedonia (Fournier,1977) para cada temperatura de boiling, en donde se comprueba que para los campos geotérmicos 1,2,3 y 4 el geotermómetro de Na/K no es afectado por la ebullición o por otro cambio físico proporcionando al evaluar una temperatura casi similar a la temperatura medida y a las temperaturas obtenidas con las metodologías previamente evaluadas, mientras que los geotermómetros de cuarzo y calcedonia al irse reequilibrando por la ebullición proporcionan un comportamiento que no es lineal por lo tanto las temperaturas obtenidas son sobre estimadas.

Los resultados obtenidos pueden verse en la figura 33.

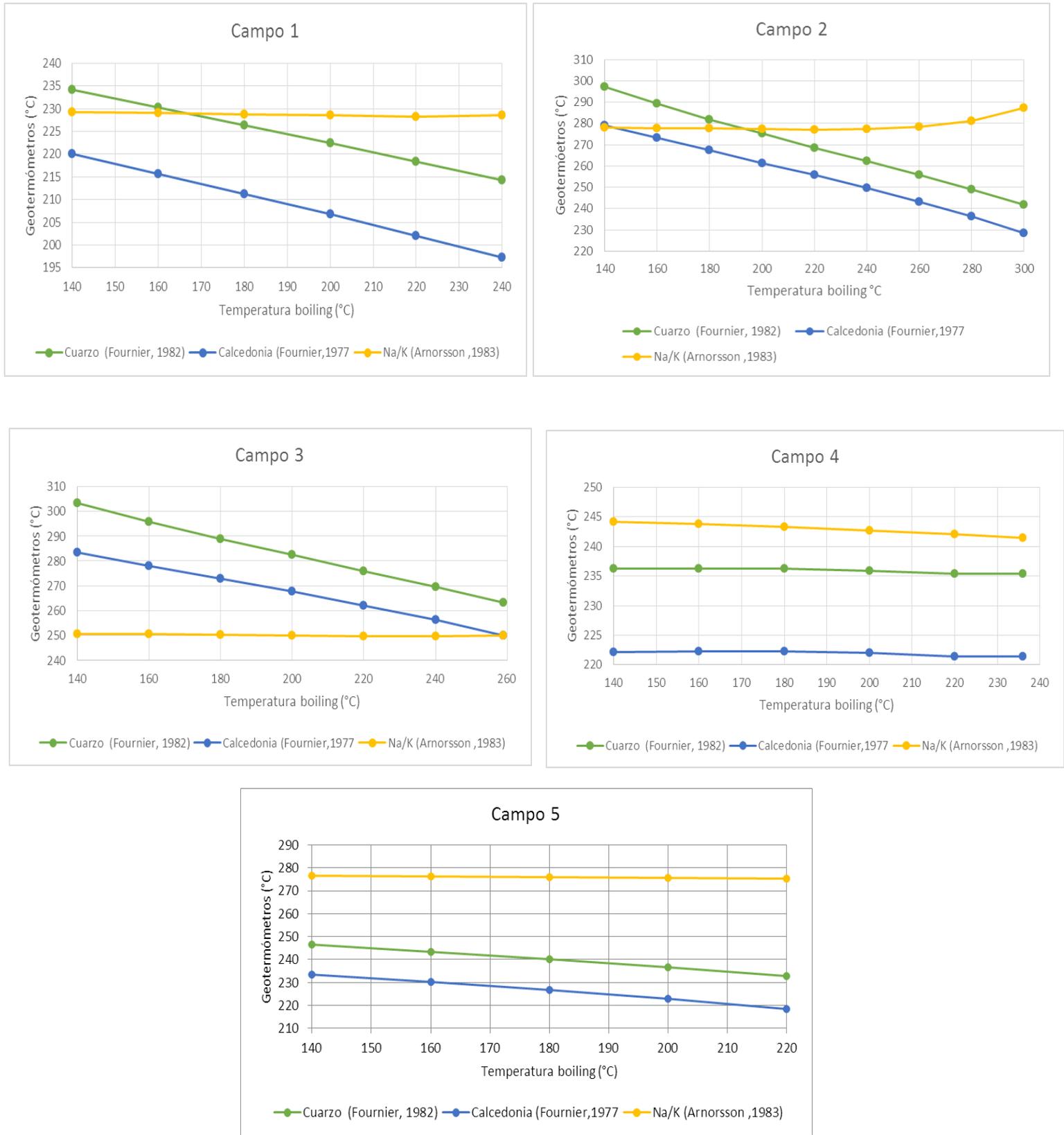


Figura 33. Comparación Geotermómetros con Temperatura de boiling (Elaboración Propia)

## 9. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

### ✚ Clasificación de aguas y gases

Según los resultados obtenidos en la figura 34 que ilustran el diagrama D'Amore y Panichi se aprecia que los diagramas muestran una tendencia clara indicando que las aguas muestreadas y analizadas son aguas geotérmicas.

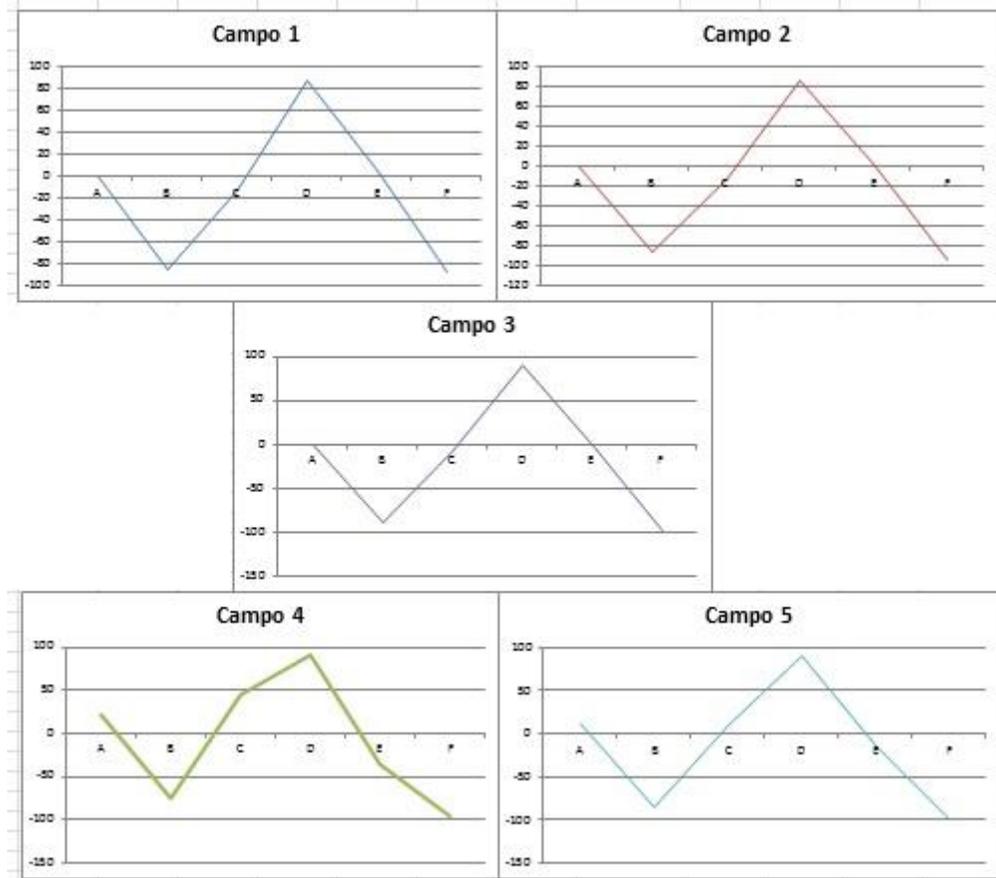


Figura 34. Diagrama D'Amore y Panichi para campos en estudio (Elaboración Propia)

Los resultados obtenidos en el diagrama de Piper muestran que las aguas tienen características de ser salinas pudiéndose clasificar como cloruro sódicas, por otra parte el diagrama  $Cl-SO_4-HCO_3$  muestra que el campo 4 presenta tendencia de tipo de aguas con menor contenido de Cloro a comparación de los otros campos indicando que podría haber mezcla de fluidos del reservorio con fluidos menos profundos de carácter secundario.

La clasificación de los gases muestra que los gases de los campos geotérmicos 1,2 y 3 presentan características de gases de origen magmático con datos numéricos que dan la idea que hay mezcla en bajo grado con aire.

## Relaciones Binarias

Tabla 9. Relaciones binarias para aguas. (Elaboración propia)

Relaciones de Concentraciones Químicas para Aguas			
	Na/K	Cl/B	Cl/SO <sub>4</sub>
<b>Campo 1</b>	7.64	54.09	410.91
<b>Campo 2</b>	4.91	66.09	141.62
<b>Campo 3</b>	6.31	71.21	59.69
<b>Campo 4</b>	6.89	62.67	2.156
<b>Campo 5</b>	5	-	21.37

En los resultados anteriores se observa la variabilidad de los datos con respecto a cada tendencia, para la relación Na/K los datos son bastante parejos mostrándose discrepancias en las relaciones Cl/B y Cl/SO<sub>4</sub>.

## Geotermómetros

Tabla 10 Temperaturas obtenidas con geotermómetros catiónicos (Elaboración Propia)

	Na-K (Arnorsson)	Na-K (Fournier)	Na-K (Giggenbach)	Na-K-Ca (Fournier)
<b>Campo 1</b>	224	241	255	234
<b>Campo 2</b>	281	287	296	277
<b>Campo 3</b>	247	260	272	263
<b>Campo 4</b>	236	251	264	218
<b>Campo 5</b>	278	285	295	300

Los campos geotérmicos 1,2, 3 y 4 proporcionaron temperaturas equiparables con la temperatura medida, especialmente el geotermómetro Na/K de Fournier y Giggenbach. El campo geotérmico 5 proporciona temperaturas sobreestimadas.

Los cinco campos geotérmicos evaluados proporcionaran temperaturas subestimadas con los geotermómetros de sílice, debido a que estos geotermómetros están basados en un equilibrio que es afectado por la ebullición.

Tabla 11 Temperaturas obtenidas con los geotermómetros de gases (Elaboración Propia)

	T medida (°C)	DAP (°C)	Grid CO <sub>2</sub> /Ar-H <sub>2</sub> /Ar (°C)	FT-HSH (°C)	FT-HSH2 (°C)
<b>Campo 1</b>	240	226.03	250	190	300
<b>Campo 2</b>	292	281.22	200	200	312
<b>Campo 3</b>	259	285.63	267	300	325

El geotermómetro de D'Amore y Panichi proporciono temperaturas sobreestimada para el campo geotérmico 3, mientras que para el campo geotérmico 2 proporciono una temperatura que puede ser comparable con la temperatura medida.

Los tres campos geotérmicos evaluaron presentaron fracciones de vapor bajas, confirmando que son líquido dominante, el método de D'Amore y Truesdell evaluado con el equilibrio pirita-hematita proporciono temperaturas sobre estimadas y fracciones de vapor negativas indicando que no hay ebullición en el reservorio, el utilizar las hojas de cálculo de Powell y Cumming que están diseñadas para utilizar el equilibrio pirita-magnetita, las temperaturas obtenidas para los campos geotérmicos 1 y 2 están subestimadas mientras que al evaluar la relación  $H_2/Ar-CO_2/Ar$  se obtuvieron temperaturas casi comparables con las temperaturas medidas.

### **Modelado de especiación química con WATCH**

Se obtuvo en ensamble mineralógico para los campos geotérmicos 1,2, 3 y 5 al reevaluar los diagramas de índice de saturación versus temperatura solo con los minerales que estaban en saturación, las temperaturas obtenidas son ligeramente menores con las temperaturas medidas en los campos geotérmicos. Al relacionar las temperaturas obtenidas para los geotermómetros de Na/K (Arnorsson ,1983), Cuarzo (Fournier, 1982) y Calcedonia (Fournier,1977) para cada temperatura de boiling se comprobó que el geotermómetro de Na/K proporciona temperaturas equiparables con la temperatura medida y los geotermómetros derivados de la sílice presentan temperaturas subestimadas.

## 10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### ✚ Conclusiones

1. La clasificación de las aguas geotérmicas realizadas por medio de la plantilla de cálculo de Powell y Cumming tomando como datos de entrada los recopilados en la etapa de investigación bibliográfica muestran que las aguas de los campos geotérmicos presentan características de aguas maduras en equilibrio típicas de sistemas geotérmicos de origen volcánico con altas composiciones de Cloruros a excepción del Campo geotérmico 4 donde se obtuvo resultados que indican que el agua es periférica, debido a ello se considera que en este caso puede existir mezcla de fluidos superficiales con los fluidos geotérmicos profundos que crean estas condiciones en el quimismo de las aguas. Por otra parte, al correlacionar la información recopilada en la investigación bibliográfica donde se describe las características de los campos de líquido dominante, se corrobora esta información con los resultados obtenidos en este trabajo.
2. Con base a los resultados de las relaciones de especies químicas disueltas en aguas, se afirma que a partir de la razón de concentración de especies químicas Na/K cuyos valores superan un ratio de 5 los fluidos geotérmicos probablemente presenten reacciones de interacción agua-roca a lo largo de la trayectoria de ascenso. Para el campo Geotérmico 1 la razón Na/K casi asciende a 8 indicando que puede estar ocurriendo procesos de enfriamiento dentro del reservorio y a la vez que está siendo afectado en mayor magnitud por este tipo de fenómeno en comparación con los otros campos en estudio. Por otra parte, en los resultados de la razón de concentración de especies químicas Cl/B se observa que a pesar que geográficamente los campos geotérmicos se encuentran en ubicaciones diferentes poseen similitud en las composiciones de cloro y boro, esto no sugiere igual procedencia de los fluidos sino similares condiciones salinas en el reservorio, a excepción del campo 5 donde no puede plantearse hipótesis sobre esta relación ya que no se reportan datos numéricos de Boro en aguas en la bibliografía consultada. Además, en los resultados de la razón de concentración de especies químicas Cl/SO<sub>4</sub> se observa que el valor de la razón es más elevado para el campo geotérmico 1, por cuanto, probablemente se ve mayormente afectado por procesos físicos de ebullición en comparación a los otros campos. Sobre la misma base de la relación anterior y analizando desde otra perspectiva, el resultado para el campo 4 indica que se trata de un agua periférica ya que los sulfatos representan un aproximado de la mitad de los cloruros, adicional a ello el contenido de boro equivalente a 0.75 indicando valores muy bajos con respecto a valores usuales de aguas geotérmicas, por cuanto, probablemente haya mezcla de los fluidos del reservorio con algún manantial secundario; de manera análoga, el campo geotérmico 1 posee alto contenido de cloruro y temperatura medida que asciende a los 240 °C y el campo 3 que reporta temperatura de 259°C pero mucho menor contenido de cloruro en comparación al campo 1, probablemente el grado de interacción agua roca es mayor en este último referido a la abundancia de Cloro en las rocas que interaccionan con el fluido lo que proporciona mayor concentración de cloruros.

3. Los valores reportados en la geotermometría de aguas indica que los geotermómetros catiónicos presentan valores similares a los reportados en la tabla de resultados debido a que el equilibrio químico de estas especies no se ve afectado grandemente por procesos físicos como enfriamiento y ebullición porque su reequilibrio es más lento. Teniendo en cuenta además que de acuerdo a la teoría estos predicen buenos resultados hasta temperaturas máximas de 350 °C contrario a los aniónicos que funcionan mejor a temperaturas que no superen los 250 °C y condiciones de pH no muy elevados y los campos 2 y 3 presentan temperaturas medidas superiores a los 250 °C y el pH para los campos 4 y 5 es alcalino.
4. La clasificación de los gases muestra que hay una mezcla mínima con el aire y que para los campos geotérmicos 1 y 3 hay una fuente de origen magmático mientras que para el campo geotérmico 2 se observó que la muestra evaluada se mezcló con agua de origen superficial.
5. Al evaluar el geotermómetro de D'Amore y Panichi se observó que las temperaturas calculadas varían de acuerdo al factor de la presión parcial del CO<sub>2</sub>. El método de D'Amore y Truesdell evaluado con los dos equilibrios minerales (pirita-magnetita, pirita-hematita) proporciono temperaturas diferentes entre sí, probablemente porque estas metodologías relacionan diferentes parámetros químicos, se obtuvieron valores de fracciones de vapor negativas indicando que no hay un proceso de ebullición en los reservorios geotérmicos de cada uno de estos campos. La relación de grid de gases CO<sub>2</sub>/Ar- H<sub>2</sub>/Ar proporcionaron temperaturas casi comparables para los campos geotérmicos 1 y 3, además se observó que los campos son líquido dominante y están en equilibrio bifásico.
6. Se pudo obtener un ensamble mineralógico con el programa WATCH para los campos geotérmicos 1,2 3 y 5 reevaluando los índices de saturación graficados versus la temperatura, discriminando a aquellos minerales que mostraban insaturación a medida aumentaba la temperatura de boiling. Las temperaturas obtenidas tienen una diferencia a las temperaturas medidas en los campos geotérmicos en un rango menor a los 20 °C. también se comprobó que el geotermómetro Na/K (Arnorsson ,1983) proporciona una mejor estimación de la temperatura debido a que el equilibrio no es afectado por las temperaturas de ebullición.

### **Recomendaciones**

1. Al evaluar el geotermómetro D'Amore y Panichi se recomienda realizar el cálculo obteniendo variaciones de la aproximación de la presión parcial del gas en función de su fracción molar equivalente.
2. Para tener una mejor aproximación de la temperatura y la fracción de vapor en el reservorio, evaluar el promedio de varias mediciones para el mismo pozo, con los valores calculados con método de D'Amore y Truesdell para ambos equilibrios.

## 11. AGRADECIMIENTOS

A Dios que ha sido mi guía espiritual siempre. A mi madre, padre, hermanos, primos y demás familia que son luz, esperanza, alegría, paz, fe, y amor en mi camino.

A las instituciones UES, LaGeo, CNE, NDF, y BID por haberme brindado la oportunidad de extender mis conocimientos e invertir en mi proceso de formación integral.

Al Lic. Francisco Montalvo quien fue el instructor idóneo para este trabajo de graduación.

A mi amiga Saraí por ser mujer sabia y excelente en todo momento, a Mercedes por su disposición siempre de ayudar. A mis compañeros de este curso por haber compartido gratas experiencias y buenos momentos.

A mis estimadas/os ingenieras/os de la Escuela de Ingeniería Química por su apoyo incondicional.

A la Old School por ser amigos en todo momento, a mis queridos alumnos y alumnas que tengo el agrado de ver crecer en conocimiento cada día.

A mi pequeño kid y Yamikarp que saben que les guardo cariño siempre.

Finalmente a mis siempre apreciables María, Miguel, Lucía, Rafael, Felicidad, Gabriel, Pedro y demás amigos que son mi ejemplo a seguir para superarme cada día.

**Manuel Alejandro Pacheco Acosta**

A Dios todopoderoso por acompañarme siempre y por brindarme oportunidades para crecer como persona.

A Manuel gracias por la amistad y por los buenos y graciosos momentos en toda esta experiencia, especialmente aquellos que contribuyeron a la finalización de este trabajo final, a Mercy por su apoyo incondicional, no lo hubiésemos podido lograr sin tu valiosa ayuda.

A cada uno de los profesores que compartieron sus conocimientos y experiencias profesionales aportando a nuestro aprendizaje.

A mis compañeros del diplomado, he aprendido tanto de todos ustedes, gracias por su amistad y solidaridad a lo largo de estos 5 meses, haciendo esta experiencia tan especial.

A mi tutor, Lic. Francisco Montalvo por su guía y supervisión en la realización de este trabajo, al Ing. Flores Díaz y a Jonathan por su apoyo académico.

Finalmente quiero agradecer a Jorge, Lorena, Patty y Roberto por sus consejos, cuidado, fe, amor y apoyo incondicional.

**Lorena Sarai Viera Revelo**

## 12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Angcoy, Jr. (2010). *Geochemical Modelling of the High-Temperature Mahanagdong Geothermal Field, Leyte, Philippines* (tesis de maestría). Universidad de Islandia, Reykjavik, Islandia.
- Arnórsson, S. (1977). Change in the Chemistry of Water and Steam Discharge from Wells in the Námafjall Geothermal Field, Iceland, During the Period 1970-76. National Energy Authority, Islandia.
- Arnórsson, S. (Ed.) (2000), *“Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration, Development and Use. Sampling Methods, Data Handling, Interpretation”* International Atomic Energy Agency, Vienna, 351p
- Arnórsson, S., Bjarnason, J., Giroud, N., y Stefansson, A. (2006). *Sampling and analysis of geothermal fluids*. *Geofluids*, 6, 203-216
- Barragán, R., Arellano, V., Nieval, D., Portugal, D., García, A., y Aragón, A. (2000). *Gas geochemistry of the Los Humeros Geothermal Field, Mexico*. Proceedings World Geothermal Congress 2000
- Consejo Nacional de Energía CNE. (2014). *El camino del cambio de la matriz energética en El Salvador*, 2014. San Salvador.
- D’Amore, F, y Panichi, C. (1985). *Geochemistry in geothermal exploration*. *Energy Research*, vol. 9, 277-298
- D’Amore, F, y Truesdell AH. (1985). *Calculation of geothermal reservoir temperatures and steam fractions from gas compositions*: Geothermal Resources Council Transactions v. 9, P 305-310

- Giggenbach, W.F., (1986), *Graphical techniques for the evaluation of water/rock equilibration conditions by use of Na, K, Mg and Ca contents of discharge Waters*. Proc. 8th NZ Geothermal Workshop.
- Jacobo, P (2003). *Gas chemistry of the Ahuachapán and Berlín geothermal fields, El Salvador*. UNU-GTP.
- Jacobo, P., y Montalvo, F. (2013). *Chemical Response Monitoring During Production*. UNU-GTP.
- Kang, F (2013). *Sustainable Yield and Its Assessment of Geothermal Reservoirs in China*. *GRC Transactions*, 37.
- Malimo, S. (2012). *Aquifer Fluid Modeling and Assessment of Mineral-Gas-Liquid Equilibria in the Námafjall Geothermal System, NE-Iceland* (tesis de maestría). Universidad de Islandia, Reykjavik, Islandia.
- Montalvo, F. (1994). *Geochemical Evolution of the Ahuachapán Geothermal Field, El Salvador, C.A.* UNU-GTP.
- Montalvo, F. (2015a). *Manual de usuario de programa WATCH*. Módulo VI Ingeniería de Reservorios, PREG 2015
- Montalvo, F. (2015b). *Estimación de Temperaturas del Reservorio-Geotermómetros*. Módulo III: Exploración Geoquímica Material de Apoyo- Unidad III, PREG 2015.
- Powell, T. (2000). *A review of Exploration Gas Geothermometry*. Universidad de Stanford, California.
- Powell, T., y Cumming, W. (2010). *Spreadsheets for Geothermal Water and Gas Geochemistry*. Universidad de Stanford, California.

- Renderos, R. (2002). *Chemical Characterization of the Thermal Fluid Discharge from Well Production Tests in the Berlin Geothermal Field, El Salvador, C.A.* UNU-GTP.
- Rodríguez, L., Santoyo, E., y Reyes, J. (2008). *Three New Improved Na/K Geothermometers Using Computational and Geochemiometrical Tools: Application to the Temperature Prediction of Geothermal Systems.* *Rev. mex. cienc. geol.* 25 (3).
- Sta. Ana, F.X.M., Hingoyon-Siega, C.S., y Andrino, R.P. (2002). *Mahanagdong Geothermal sector, greater tongonan field, philippines: Reservoir Evaluation and Modelling Update.* Universidad de Stanford, Stanford, California.
- Tenorio, J. (2015). *Guía metodológica de estudios y monitoreo químico en las diferentes etapas de proyectos geotérmicos.* Módulo III: Exploración Geoquímica Material de Apoyo- Unidad 1 y 2, PREG 2015.

### 13. APÉNDICES

## Apéndice I-Manual de uso de las Hojas de cálculo geoquímicas para agua y gas geotérmico. Powell y Cumming (2010)

### Introducción

Este manual es una guía para el uso de las dos hojas de cálculo en Excel propuestas por Powell y Cumming con el fin de proporcionar una herramienta de interpretación en la exploración y desarrollo geotérmico, que incluye varias metodologías geoquímicas para aguas y gases geotérmicos, para muestras obtenidas de manantiales calientes, fumarolas y pozos geotérmicos. Los diagramas se generan a partir de las concentraciones medidas de las especies químicas, utilizando fórmulas basadas en reacciones de equilibrio y relaciones empíricas. Las hojas de cálculo son compatibles con todas las versiones de Excel desde 1997 hasta la 2013. Estas hojas de cálculo se ofrecen como freeware y están bajo la Licencia Pública General de la GNU.

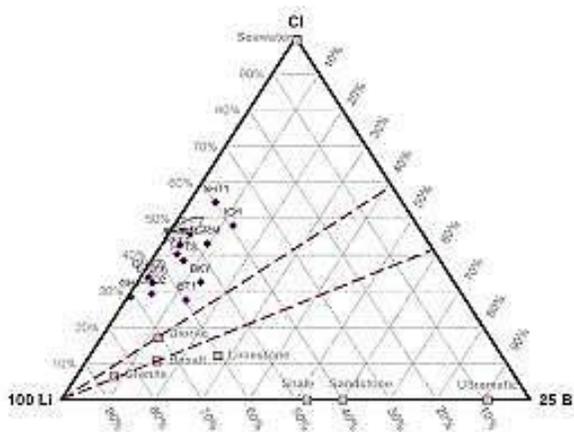


Figura 35. Diagrama Triangular (Powell y Cumming, 2010)

La mayoría de las metodologías incluidas en estas hojas de cálculo se desarrollaron en la década de los 80 y principios de los 90 por el fallecido Werner Giggenbach así como Arnórsson (2000) y Fournier (1989). Las hojas de cálculo omiten algunas metodologías que pueden ser fáciles de personalizar para satisfacer relaciones particulares, utilizando herramientas gráficas básicas de Excel, como por ejemplo, gráficos

donde una cantidad se grafica frente a otra sobre ejes lineales. Además, mediante la eliminación de la protección de la hoja de cálculo, los usuarios pueden adaptar los gráficos para crear gráficos similares utilizando otras especies químicas.

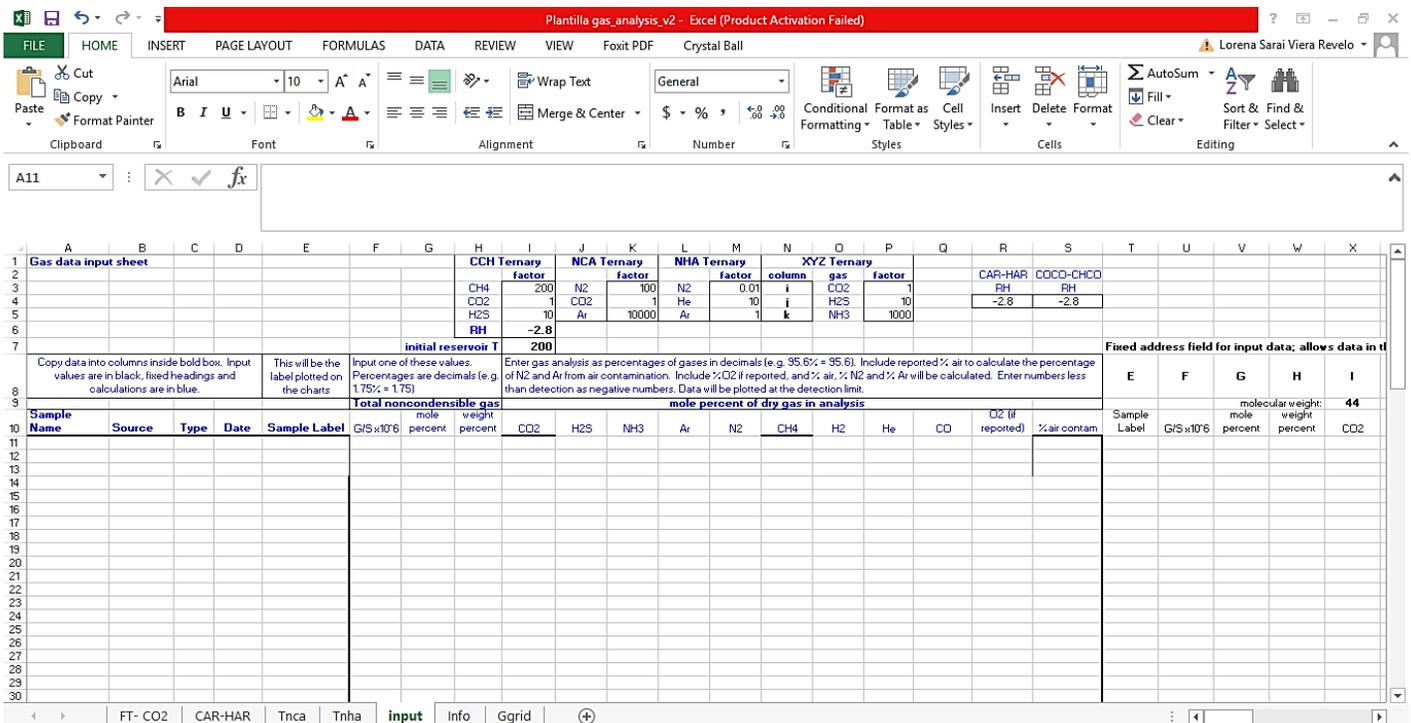
Estas hojas de cálculo pueden ser utilizados para analizar datos químicos de agua y gases de pozos y manifestaciones superficiales. Sin embargo, no es posible el cálculo de las correcciones químicas de líquidos para la pérdida de la fracción de vapor durante las descargas, Por lo tanto, estos ajustes deben calcularse por separado. Los análisis de las herramientas en las hojas de cálculo se dirigen a entender las propiedades del equilibrio natural de los reservorios geotérmicos que son relevantes tanto a la exploración y al desarrollo geotérmico. Sin embargo no se incluyen gráficos que relacionen los cambios con respecto al tiempo en los reservorios geotérmicos en producción.

La hoja de cálculo Liquid\_Analysis\_v1\_Powell-2010-StanfordGW.xls toma datos geoquímicos tabulados para agua que deben ser colocados en el input con unidades de mg/L, para el caso de los isotopos estables O18 y D para garantizar la precisión y la exactitud de los parámetros calculados. La hoja de cálculo Gas\_Analysis\_v1\_Powell-2010-StanfordGW.xls toma muestras de análisis de gases, hace correcciones de aire si es necesario.

Es probable que uno de los errores más comunes al utilizar estas hojas de cálculo esté relacionado a las unidades con las que se quieren ingresar los datos, es necesario convertir los datos que no estén en las unidades especificadas en cada hoja de cálculo.

## Análisis para Gases

La hoja de cálculo Gas\_Analysis\_v1\_Powell-2010-StanfordGW.xls contiene un input, una hoja de información, una plantilla para cuatro diagramas ternarios y cinco geotermómetros de gases además de una hoja de referencia GGrid que proporciona las coordenadas de la grid de gases. En la tabla 1 se muestra los diagramas ternarios y la grid de gases que están disponibles para el análisis de gases.



Sample Name	Source	Type	Date	Sample Label	G/S x10 <sup>6</sup>	mole percent	weight percent	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	NH <sub>3</sub>	Ar	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	He	CO	O <sub>2</sub> (if reported)	% air contam

Figura 36. Input de la hoja de cálculo para el análisis de gases. (Powell y Cumming, 2010)

Tabla 12. Metodologías evaluadas por la hoja de cálculo. (Powell y Cumming,2010)

Metodologías Evaluadas	Referencias
<b>Diagrama ternario N<sub>2</sub>, He y Ar</b>	Giggenbach y Goguel (1989). La relación N <sub>2</sub> / Ar es útil para mostrar las contribuciones relativas de los fluidos magmáticos y meteóricos.
<b>Diagrama ternario N<sub>2</sub>, Ar, y CO<sub>2</sub></b>	Giggenbach (1992)
<b>Diagrama ternario CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y NH<sub>3</sub></b>	Estos tres gases tienen diferentes solubilidades en agua, esto es de ayuda para las interpretaciones de los procesos de condensación o ebullición
<b>Diagrama ternario CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S</b>	Giggenbach y Glover (1992), es útil para examinar el proceso de desgasificación de un acuífero térmico superficial.
<b>Grid CAR-HAR</b>	Giggenbach y Glover (1992), involucra gases con bajas solubilidades (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> y Ar), es útil para manantiales calientes como para fumarolas. No requiere una estimación de la fracción de vapor.
<b>Grid FT-HSH</b>	Es una grid de gases, adaptado del método de D'Amore y Truesdell (1985), que utiliza la ecuación Fischer-Tropsch y el geotermómetro H <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S, este último basado en el equilibrio pirita-magnetita. Esta plantilla tiene una utilidad limitada en el análisis de manifestaciones superficiales, ya que requiere una relación gas / vapor precisa, que es a menudo sólo disponible en fumarolas sobrecalentados o pozos.
<b>Grid FT-CO<sub>2</sub></b>	Es una grid de gases que utiliza la ecuación de Fischer-Tropsch y una relación de grid propuesta por Giggenbach basada en la concentración de CO <sub>2</sub>
<b>Grid FT-H<sub>2</sub>S</b>	FT-H <sub>2</sub> S es similar a la versión de FT con CO <sub>2</sub> pero con el geotermómetro de H <sub>2</sub> S Giggenbach (1997).
<b>Grid COCOCHCO</b>	Relaciona el geotermómetro de CO/CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub> (Giggenbach, 1971). No requiere una estimación del vapor, el CO es encontrado a muy bajas concentraciones, por lo que la hoja de cálculo solo muestra los puntos mayores al límite de detección.



Tabla 13. Metodologías evaluadas para aguas (Powell y Cumming, 2010)

Metodologías Realizadas	Referencias
<b>Piper-Hill-Langelier</b>	Según información del Módulo III PREG-2015 (2015) formado por dos triángulos equiláteros donde se representa, respectivamente la composición aniónica y catiónica del agua y un campo central romboidal en que se representa la composición del agua deducida a partir de aniones y cationes.
<b>Diagrama ternario Na-K-Mg</b>	Giggenbach (1986) propuso la combinación de los geotermómetros de Na/K y K/Mg en un diagrama triangular, a partir del cual se pueden clasificar las aguas y extrapolar la probable temperatura del reservorio, de una manera más sencilla y directa. En este diagrama los dos sistemas están representados por dos conjuntos de líneas, uno para las razones de Na/K y otro para las razones de K/Mg, donde cada valor representa líneas isotermas.
<b>Diagrama ternario Li-B-Cl</b>	Según información de Módulo III PREG-2015 (2015) proporciona una clasificación de las aguas.
<b>Diagrama ternario Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub></b>	Según información de Módulo III PREG-2015 (2015) es una variación del diagrama de Piper, se utiliza un triángulo donde se grafican los iones Cl, HCO <sub>3</sub> y SO <sub>4</sub> . Es menos preciso que el diagrama de Piper pero es más fácil de usar y la información proporcionada es muy buena, tiene la ventaja de no prejuzgar los constituyentes y las líneas de mezcla en el diagrama permanecen siempre como líneas rectas.

Tabla 14. Metodologías evaluadas para aguas (Powell y Cumming, 2010)

Geotermómetro	Ecuación Empírica	Aplicabilidad
<b>Cuarzo-sin pérdida de vapor (Fournier, 1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1309}{5.19 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Cuarzo con pérdida de vapor (Fournier,1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1522}{5.75 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Calcedonia (Fournier, 1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1032}{4.69 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Cristobalita (Fournier ,1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{1000}{4.78 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Sílice Amorfa (Fournier, 1977)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{731}{4.52 - \log SiO_2} - 273.15$	Hasta 250 °C
<b>Na/K (Truesdell,1976)</b>	$T (^{\circ}C) = \frac{856}{0.857 - \log \frac{Na}{K}} - 273.15$	T>250 °C

<p><b>Na-K-Ca</b> <b>(Fournier,1973)</b></p>	$T (^{\circ}C) = \frac{1047}{\log \frac{Na}{K} - \left( \beta \log \sqrt{\frac{Ca}{Na}} + 2.06 \right) + 2.24} - 273.15$	<p>T&gt;250 °C</p>
<p><b>Na-K-Ca-Mg</b> <b>(Fournier, 1979)</b></p>	$T (^{\circ}C) = T_{Na-K-Ca} - \Delta T_{Mg}$ $R = \frac{Mg}{Mg + 0.61Ca + 0.31K} \times 100$ $\Delta T_{Mg(R 1.5-5)} = \frac{1.03 + 59.971 \log R + 145.05 \log R^2 - 36711 \log R^2}{T - 1.677 \frac{\log R}{T^2}}$ $\Delta T_{Mg(R 5-50)} = \frac{10.66 - 4.7415 \log R + 325.87 \log R^2 - 1.032^5 \log R^2}{T - 1.9677 \frac{\log R^3}{T^2}}$	<p>T&gt;250°C</p>

Para llenar la hoja del input de las hojas de cálculo se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

- 

•La hoja de entrada de datos permite 30 datos de agua y / o isótopos estables (Dd y δ18O). Los datos facilitados puede ser eliminados o sobrescritos sin perturbar el cálculo en la hoja de cálculo. Hacer celdas de interpretación, análisis químicos de datos se introducen o copiado en filas de datos y la hoja de cálculo calcula sus geotermómetros y parámetros de la trama en columnas ocultas a la derecha.
- 

•En las columnas ocultas AG a BJ, se leen las filas de entrada de dirección de cada celda fija para evitar movimientos accidentales de datos en el campo de entrada que puede mezclar direcciones de celdas; un problema común con hojas de cálculo.
- 

•Los parámetros químicos introducidos deben estar en ppm y se debe ingresar a cada celda el respectivo valor de cada especie química. Automáticamente muestra los resultados la hoja de cálculo y grafica en las demás hojas.

Figura 39. Instrucciones input para evaluación de química de aguas (Elaboración propia)

## Apéndice II. Tablas de datos de los campos geotérmicos

Tabla 15 Datos de entrada reportados para cálculo de Geotermómetros y Diagrama D'Ámore y Panichi

	pH campo	Na	K	Li	Ca	Mg	Cl	SiO <sub>2</sub>	F	HCO <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	B
<b>Campo 1</b>	5.16	3432	449	9.3	211	0.05	5948	432	1.3	22	42	90
<b>Campo 2</b>	5.24	3378	688	14.9	87	0.053	6328	728		0.37	15.4	117
<b>Campo 3</b>	6.48	2216	351	5.7	24.1	0.029	3653	635	1.66	55.7	61.2	51.3
<b>Campo 4</b>	9.44	151	21.9		3.3		47	470	0.67	67.9	21.8	0.75
<b>Campo 5</b>	8.60	1550	310	1.03	3.2		2543	821	19	812.5	119	

Tabla 126 Valores de localización de los puntos graficados en los diagramas de gases

	T medida (°C)	FT	HS <sub>H</sub>	HS <sub>H2</sub>	100 N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	10000 Ar	0.01 N <sub>2</sub>	10 He	Ar
<b>Campo 1</b>	240	-16.45	-6.63	-4.77	22%	6%	72%	23%	1%	75%
<b>Campo 2</b>	292	-17.08	-6.10	-5.45	43%	13%	44%	50%	-	50%
<b>Campo 3</b>	259	-16.50	-6.04	-4.85	51%	26%	23%	67%	4%	30%

Tabla 137 índices de saturación de minerales para los campos geotérmicos evaluados

	Temperatura (°C)	IS cuarzo	IS calcita	IS anhidrita	IS calcedonia	IS sílice amorfa
<b>Campo 1</b>	240	-0.127	-1.252	0.002	-0.246	-0.599
	220	-0.009	-1.664	-0.136	-0.137	-0.519
	200	0.12	-2.012	-0.334	-0.022	-0.435
	180	0.26	-2.335	-0.539	0.101	-0.347
	160	0.412	-2.636	-0.745	0.232	-0.254
	140	0.578	-2.917	-0.948	0.374	-0.153
<b>Campo 2</b>	300	-0.198	-0.882	-0.398	-0.335	-0.612
	280	-0.112	-1.279	-0.431	-0.235	-0.535
	260	-0.015	-1.699	-0.565	-0.132	-0.457
	240	0.092	-2.133	-0.735	-0.027	-0.38
	220	0.211	-2.573	-0.926	0.083	-0.299
	200	0.34	-3.01	-1.13	0.198	-0.218
	180	0.481	-3.436	-1.339	0.322	-0.126
	160	0.634	-3.851	-1.548	0.454	-0.032
	140	0.802	-4.256	-1.753	0.598	0.071
<b>Campo 3</b>	259	0.016	0.054	-0.213	-0.101	-0.428
	240	0.117	0.322	-0.353	-0.002	-0.355
	220	0.234	0.208	-0.506	0.106	-0.276
	200	0.362	0.009	-0.769	0.22	-0.193
	180	0.5	-0.22	-0.986	0.341	-0.107
	160	0.651	-0.454	-1.202	0.471	-0.015
	140	0.816	-0.677	-1.414	0.612	0.085
<b>Campo 4</b>	236	-0.003	0.956	-0.931	-0.124	-0.481
	220	0.076	1.117	-1.051	-0.052	-0.434
	200	0.186	0.961	-1.263	0.044	-0.369
	180	0.307	0.76	-1.488	0.148	-0.3
	160	0.44	0.558	-1.719	0.26	-0.226
	140	0.587	0.374	-1.953	0.0835	-0.144
<b>Campo 5</b>	220	0.063	-0.798	-1.759	-0.065	-0.447
	200	0.189	0.037	-1.885	0.047	-0.366
	180	0.325	0.1	-2.04	0.166	-0.282
	160	0.473	0.078	-2.197	0.293	-0.193
	140	0.633	0.044	-2.354	0.429	-0.098