



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

APLICACIÓN DE ESTUDIOS GEOQUIMIOMÉTRICOS PARA LA EVALUACIÓN DE PARÁMETROS AMBIENTALES ASOCIADOS CON LA EXPLOTACIÓN DE SISTEMAS GEOTÉRMICOS

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE

MAESTRA EN INGENIERÍA,

ENERGÍA-SISTEMAS ENERGÉTICOS (ENERGÍA Y MEDIO
AMBIENTE)

PRESENTA:

I.Q.P. CHRISTIAN GUADALUPE GARCÍA LÓPEZ

TUTOR: DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ

TEMIXCO, MORELOS, 2010





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

Presidente: DR. EDUARDO GONZÁLEZ PARTIDA

Secretario: DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ

Vocal: DR. IGNACIO SALVADOR TORRES ALVARADO

1^{er.} Suplente: M.C. MIRNA GUEVARA GARCÍA

2^{do.} Suplente: DR. JORGE ALBERTO ANDAVERDE ARREDONDO

Lugar en donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

TUTOR DE TESIS:

DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ

FIRMA

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme cumplir este sueño

AGRADECIMIENTOS

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por la beca otorgada para la realización de estudios de maestría.

Al Consejo de Ciencia y Tecnología del Estado de Tabasco (CCyTET) por el apoyo económico brindado para el ingreso a este posgrado.

Al Centro de Investigación en Energía (CIE-UNAM) por aceptarme como parte de su grupo de alumnos. En especial a la coordinación de geoenergía por el aprendizaje brindado en los seminarios.

Al Dr. Edgar Santoyo por creer en mí y en que este proyecto se podía realizar. Por todos sus consejos, sus enseñanzas y su tiempo. Así también a su familia por la grata hospitalidad.

A mis padres y hermanas por su amor, apoyo, paciencia y comprensión.

A Erik, por su amor, compañía, apoyo incondicional y asesoría en la escritura de la tesis.

A Lili por las ideas brindadas a este proyecto así como por su amistad y apoyo incondicional.

A Maira, mi amiga y roommate por la compañía en las noches de estudio y su valiosa amistad.

Al Dr. Ignacio Torres, Dr. Jorge Andaverde, Dr. Eduardo González-Partida y la M.C. Mirna Guevara por el apoyo y las correcciones realizadas a esta tesis.

Al Dr. Surendra Verma por su asesoría en geoquimiometría, sus cursos y sus consejos.

Al Ing. Alfredo Quiroz Ruiz por el soporte técnico brindado.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), por la información proporcionada a este proyecto.

Al Dr. Alfonso Aragón por las asesorías, tiempo, amistad y ánimo brindado.

A mis amigos Sanjeet, Claus, Rocío, Colin y Omar por su grata compañía en cada uno de los días en este centro.

A mi amiga Lolita, Sra. Mari, Sergio, Jorge y Erika por ser como mi familia en Morelos.

A Bassam Alí y Jorge Wong por sus sabios consejos.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
ÍNDICE DE FIGURAS	i
ÍNDICE DE TABLAS	iii
RESUMEN	1
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	2
1.1 Antecedentes.....	3
CAPÍTULO 2 GENERALIDADES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	7
2.1 Geotermia	7
2.2 La geotermia como fuente alterna de energía y renovable.....	7
2.3 Sistemas Geotérmicos	8
2.3.1 Sistemas hidrotermales y su clasificación	9
2.3.2 No convencionales.....	10
2.4 Pozos geotérmicos	12
2.5 Usos de la geotermia.....	13
2.5.1 Generación de electricidad	13
2.5.2 Usos directos	16
CAPÍTULO 3 GEOQUÍMICA DE FLUIDOS	19
3.1 Fluidos geotérmicos.....	19
3.2 Fase líquida.....	20
3.2.1 Composición química de aguas geotérmicas.....	21
3.2.2 Clasificación geoquímica	21
3.2.2.1 Diagramas ternarios.....	24
3.3 Fase vapor.....	31
3.3.1 Procesos afectando la composición del vapor	32
3.3.2 Composición y clasificación geoquímica	33
3.3.2.1 Diagramas ternarios de gases	34
3.4 Técnicas de muestreo de fluidos geotérmicos	34
3.4.1 Muestreo de fluidos en manantiales termales.....	35
3.4.2 Muestreo de gases de manantiales termales o fumarolas de vapor	35
3.4.3 Muestreo de gases en pozos geotérmicos de líquido o vapor dominante.....	36
3.5 Técnicas de medición de la composición química de fluidos geotérmicos.....	37
3.6 Presentación de resultados.....	40

CAPÍTULO 4 ESTADÍSTICA- GEOQUIMIOMETRÍA 42

4.1 Conceptos básicos 42

4.2 Medidas de tendencia central y dispersión 44

4.2.1 Media 45

4.2.2 Mediana 45

4.2.3 Moda 45

4.2.4 Desviación Estándar 46

4.2.5 Coeficiente de Variación 46

4.2.6 Desviación Estándar Relativa 47

4.2.7 Límites de Confianza de la Media e Intervalo de Confianza de la Media 47

4.3 Pruebas de discordancia en muestras univariadas 48

4.4 Pruebas estadísticas F y t-student 50

4.4.1 Prueba F 50

4.4.2 Prueba de t-Student 51

4.5 Regresión Lineal 55

4.5.1 Regresión Lineal Ordinaria (RLO) 55

4.5.2 Regresión Lineal Ponderada (RLP) 57

4.6 Propagación de errores 58

CAPÍTULO 5 DESARROLLO DE METODOLOGÍA GEOQUIMIOMÉTRICA PARA LA ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE EMISIONES DE GASES GEOTÉRMICOS 60

5.1 Etapa #1: Creación de una base de datos geoquímicos del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán 60

5.2 Etapa #2: Cálculo de la concentración de los gases en la descarga total 68

5.3 Etapa #3: Análisis estadístico de la base de datos BDGASGM 68

5.4 Etapa #4: Estimación de emisiones de CO₂, H₂S y NH₃ en el campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán 69

CAPÍTULO 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN 71

6.1 Introducción 71

6.2 Creación de la BDGASGM 71

6.3 Composición geoquímica de gases producida por los pozos en Los Azufres, Michoacán 73

6.4 Evaluación geoquimiométrica de la composición de gases en los pozos de Los Azufres, Michoacán para la estimación de parámetros de tendencia central y dispersión (asumiendo una distribución Normal o Gaussiana en el historial de análisis químico de los pozos) ... 81

6.5 Estimación de emisiones de gases 88

CONCLUSIONES	94
Apéndice A Metodologías analíticas de medición de los gases no condensables CO ₂ , H ₂ S y NH ₃	96
Apéndice B Pruebas de discordancia	100
Apéndice C Tablas de resultados.....	103
REFERENCIAS	136

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 1. Representación esquemática de un sistema geotérmico ideal	9
Fig. 2. Representación esquemática de una torre de perforación rotatoria.....	14
Fig. 3. Capacidad mundial instalada en 2010.....	17
Fig. 4. Comparación de la variación de los usos directos para los años 1995, 2000, 2005 y 2010	18
Fig. 5. Diagrama de Collins.....	25
Fig. 6. Diagrama de Schoeller-Bertaloff	26
Fig. 7. Diagrama de Stiff	26
Fig. 8. Diagrama de Piper	27
Fig. 9. Diagrama de Piper modificado.....	28
Fig. 10. Diagrama circular	29
Fig. 11. Diagrama de dispersión.....	29
Fig. 12. Diagrama cuadrado	30
Fig. 13. Diagrama de Defrancesco	31
Fig. 14. Diagrama ternario de gases	34
Fig. 15. Equipo de muestreo de manantiales termales	35
Fig. 16. Equipo de muestreo de vapor de fumarolas y de burbujas de gas de los manantiales termales.....	36
Fig. 17. Separador de cabezal.....	37
Fig. 18. Equipo para el muestreo de líquido y vapor de la descarga de un pozo de vapor húmedo	38
Fig. 19. Propiedades de la distribución normal	44
Fig. 20. Diagrama de flujo general	61

Fig.22. Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-17 y A-34	74
Fig.23. Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-43, A-48, A-42, A-32.....	74
Fig.24. Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-9, A-9A, A-45	75
Fig.25. Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-18, A-26, A-41	75
Fig.26. Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-2A, A-1A, A-6	76
Fig.27. Distribución promedio de los gases en la fase gaseosa.....	79
Fig.28. Distribución promedio de los gases en la fase vapor	80
Fig.29. Distribución promedio de los gases en la descarga total.....	80
Fig.30. Distribución de los gases en base seca del pozo A-17 antes de aplicar DODESYS.	82
Fig.31. Distribución de los gases en base seca del pozo A-17 después de aplicar DODESYS	83
Fig.32. Distribución temporal de los gases antes de aplicar las pruebas de discordancia.	86
Fig.33. Distribución temporal de los gases después de aplicar las pruebas de discordancia	87
Fig.34. Localización de pozos y unidades así como sus emisiones	91
Fig.35. Comparación entre las emisiones de CO ₂ en diferentes campos geotérmicos	92
Fig.36. Comparación entre las emisiones de H ₂ S en diferentes campos geotérmicos.....	92
Fig.37. Comparación entre las emisiones de CO ₂ en diferentes fuentes de energía.....	93
Fig.38. Comparación entre las emisiones de H ₂ S en diferentes fuentes de energía	93

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Principales componentes disueltos en la fase líquida.....	22
Tabla 2 Métodos geoquímicos para clasificar fluidos	23
Tabla 3 Otros tipos de clasificación de fluidos.....	24
Tabla 4 Principales componentes en la fase vapor	33
Tabla 5 Métodos de medición de componentes químicos en fase líquida.....	39
Tabla 6 Métodos de medición de componentes químicos en fase vapor.....	40
Tabla 7 Unidades de concentración en muestras líquidas	41
Tabla 8 Unidades de concentración en muestras de vapor	41
Tabla 9 Descripción de las columnas de la base de datos	65
Tabla 10 Ejemplo de conversión de por ciento peso a fracción molar.....	67
Tabla 11 Ejemplo de cálculo de la concentración en el vapor y en la descarga total.....	67
Tabla 12 Datos de producción de los pozos del campo geotérmico Los Azufres	77
Tabla 13 Unidades de generación eléctrica instaladas en Los Azufres	78
Tabla 14 Medias y desviaciones estándar de las concentraciones antes de aplicar DODESYS.....	84
Tabla 15 Medias y desviaciones estándar de las concentraciones antes de aplicar DODESYS.....	85
Tabla 16 Emisión de gases en las unidades de generación del campo geotérmico Los Azufres	89
Tabla 17 Emisión de gases en las zonas del campo geotérmico Los Azufres.....	89
Tabla 18 Emisión de gases en el campo geotérmico Los Azufres	89
Tabla 19 Clasificación de las unidades de generación de acuerdo a las emisiones de CO ₂	90
Tabla 20 Emisión de CO ₂ en diversas fuentes de energía	90
Tabla 21 Emisión de H ₂ S en diversas fuentes de energía.....	90

RESUMEN

Este proyecto de tesis presenta un estudio geoquimométrico - cuantitativo para estimar las concentraciones promedio de gases (CO_2 , H_2S , NH_3 y CH_4) producidos por los pozos del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. Estas estimaciones fueron usadas para evaluar cuantitativamente las emisiones globales de gases causadas con la operación de las plantas de generación integrada a los pozos.

La metodología geoquimométrica desarrollada para este estudio consistió en cuatro etapas principales: (i) creación de una base de datos sobre el historial de la composición química de la fase gaseosa contenida en los fluidos de pozos productores de los campos geotérmicos de México, con particular énfasis al campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, incluyendo el cálculo inicial de las concentraciones de gases en unidades de base seca y base húmeda; (ii) cálculo de las concentraciones de gases en la descarga total en ppm (mg/kg); (iii) análisis de la variabilidad de la composición química gaseosa de los fluidos en los pozos productores mediante técnicas estadísticas de datos univariados y pruebas de discordancia para la detección/eliminación de datos desviados (“outliers”). Con estas técnicas se logró obtener distribuciones normales de su historial para determinar correctamente las concentraciones promedio descargadas y sus incertidumbres asociadas; y (iv) estimación de las emisiones de gases incondensables presentes en las descargas de pozos que están integrados a unidades de generación en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Las emisiones de gases estimadas consideraron los parámetros de producción de los pozos, la potencia de la planta geotermoeléctrica (en MWe) y el gasto de vapor requerido por las plantas (en ton/hr). Finalmente, se compararon las emisiones de gases producidas en el campo geotérmico de Los Azufres con las originadas en otros campos geotérmicos del mundo y con plantas de generación eléctrica que emplean combustibles fósiles. Se demostró cuantitativamente que las emisiones producidas por plantas geotermoeléctricas son muy inferiores a las producidas por otras plantas de energía.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Este proyecto de tesis fue realizado para evaluar y demostrar de manera cuantitativa que la explotación de recursos geotérmicos presenta emisiones de contaminantes de efecto invernadero (particularmente CO₂) inferiores a las emitidas por plantas de potencia que utilizan combustibles fósiles.

No se tienen antecedentes de estudios similares en México, sin embargo, existen algunos trabajos sobre el tema que han sido realizados en otros países. Por ejemplo, en Estados Unidos, Haraden (1989) llevó a cabo un análisis comparativo de emisiones entre una planta geotermoeléctrica y una planta termoeléctrica abastecida con combustibles fósiles. En su estudio reporta que las emisiones producidas por las plantas geotermoeléctricas son mucho menores. Sin embargo si se emplearan sistemas de ciclo binario, prácticamente se eliminarían las emisiones. Ármannsson & Kristmannsdóttir (1992) realizaron estudios de impacto ambiental en donde evaluaron comparativamente a las emisiones de CO₂ producidas por plantas geotermoeléctricas y plantas de potencia que usan combustibles fósiles (carbón, combustóleo y gas natural). Estos autores reportan que para plantas geotérmicas se tienen emisiones de CO₂ en el intervalo 11 a 96 g/kWh, mientras que para las de combustibles fósiles fluctúan entre 550 y 1000 g/kWh. Fridleifsson (2001) realizó también estudios comparativos entre las emisiones de CO₂ (en g/kWh) de plantas de potencia abastecidas con recursos geotérmicos, gas natural, carbón y combustóleo. Este autor encontró que las emisiones de CO₂ producidas por plantas geotérmicas fluctúan entre 13 y 380 g/kWh, mientras que las emisiones promedio producidas por sistemas de gas natural, carbón y combustóleo son equivalentes a 453 g/kWh, 906 g/kWh y 1042 g/kWh, respectivamente.

A pesar de que existen estudios reportados en la literatura, las estimaciones de las emisiones producidas por las plantas geotermoeléctricas no han sido fundamentadas en

estudios geoquimiométricos para evaluar el tipo de distribución estadística que avale los datos de emisiones de gases y la estimación de las medidas de tendencia central y dispersión. Este tipo de análisis geoquimiométrico es fundamental para tener una estimación más realista de las emisiones producidas en estas plantas de energía. Es precisamente en este contexto en donde el presente trabajo de investigación se ha enfocado. Los estudios geoquimiométricos aún no se han utilizado en evaluaciones ambientales. En este trabajo se plantea inicialmente crear una base de datos sobre la composición química gaseosa de fluidos geotérmicos producidos en plantas geotermoeléctricas de México y aplicar ésta en la estimación de emisiones de gases efecto invernadero.

El objetivo general de este proyecto de tesis consistió en evaluar cuantitativamente, mediante estudios geoquimiométricos, las emisiones de gases (principalmente de CO₂, H₂S y NH₃) producidas por la generación geotermoeléctrica actual del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. Con base en este objetivo general, se plantearon tres objetivos específicos: (i) crear una base de datos geoquímicos sobre la composición gaseosa de fluidos geotérmicos producidos en campos geotérmicos de México; (ii) demostrar que la geoquimiometría puede ser usada para evaluar, en forma estadísticamente correcta, las emisiones de gases promedio emitidas durante la operación de plantas geotermoeléctricas; y (iii) demostrar cuantitativamente que la generación geotermoeléctrica del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán emite concentraciones de gases menores que las producidas por plantas de potencia alimentadas con combustibles fósiles.

1.1 Antecedentes

En comparación con otras fuentes de energía, la energía geotérmica está considerada como de bajo impacto ambiental (Brophy, 1997; Rybach, 2003; Kagel *et al.*, 2007; Fridleifsson, 2008). Existen ciertos componentes, como el CO₂ que geoquímicamente representa aproximadamente el 90% de la fase gaseosa o el 10%w de la fase de vapor, que pueden ser nocivos para el medio ambiente (Santoyo *et al.*, 1991; Ármansson & Kristmannsdóttir, 1992). Con base en estas características geoquímicas, los estudios de emisiones de gases se han concentrado en la evaluación del CO₂, al ser éste el gas mayoritario de la fase gaseosa.

Los efectos ambientales que podrían ocurrir por el desarrollo de un proyecto geotérmico comercial son principalmente: (a) las perturbaciones superficiales causadas por las actividades de construcción de los pozos geotérmicos; (b) la contaminación por ruido producido por la operación de los pozos o equipos de superficie, p. ej., el uso de silenciadores; (c) los efectos térmicos; (d) la posible contaminación de acuíferos someros y la superficie si no se adoptan técnicas de disposición de fluidos de desecho, p. ej., la reinyección de fluidos; (e) los efectos biológicos hacia los seres vivos que habitan en localidades circunvecinas a los campos geotérmicos; y (f) la posible contaminación al aire por la descarga de vapor en las plantas de generación geotérmicas (Webster, 1995; Brown, 1995a,b; Webster & Timperley, 1995; Kristmannsdóttir & Ármannsson, 2003.).

No obstante que existen estos posibles efectos ambientales en el uso de los recursos geotérmicos para la generación de electricidad, la mayoría de ellos han sido controlados con técnicas de remediación y el uso de nuevas estrategias tecnológicas para prevenir los efectos adversos al medio ambiente. De hecho, se ha aceptado mundialmente que la energía geotérmica representa una opción de mitigación al cambio climático debido a que por la misma cantidad de energía eléctrica producida, la geotermia libera cantidad de gases significativamente menores que las generadas con combustibles fósiles (Brophy, 1997; Kagel & Gawel, 2005; Fridleifsson *et al.*, 2008).

La generación geotermoeléctrica mundial actualizada al 2010 permite el ahorro de 206.5 millones de barriles de petróleo, además de evitar emisiones de gases al ambiente producidas por la operación de las plantas de gas natural (23.48 millones de toneladas de CO₂), combustóleo (99.44 millones de toneladas de CO₂) y carbón (115.96 millones de toneladas de CO₂; Lund, 2010. Además de que no presentan emisiones asociadas con el transporte y procesamiento de combustibles (Kagel *et al.*, 2007). Debido a este tipo de argumentos, se ha reconocido que la explotación de la geotermia ayuda a reducir impactos negativos al medio ambiente y a mitigar el calentamiento global de la Tierra (Kagel & Gawell, 2005).

De acuerdo al Balance Nacional de Energía 2008 de México y en el contexto de energías alternas, la energía geotérmica contribuyó con ~12.4% (73.43 Petajoules) de la producción de electricidad primaria en México (566.12 Petajoules). Esta contribución se obtuvo con 37

unidades de generación operadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y a través de la explotación de los campos geotérmicos ubicados en el país (Gutiérrez-Negrín, 2010).

En el escenario de generación de electricidad, México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial en la producción de electricidad con una generación de 958 MWe a partir del aprovechamiento de sus recursos, por debajo de Estados Unidos, Filipinas e Indonesia (Bertani, 2010). Existen cuatro campos geotérmicos en producción, Cerro Prieto, Baja California (720 MW), Los Azufres, Michoacán (188 MW), Los Humeros, Puebla (40 MW) y Las Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MW) (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010). Cerro Prieto es uno de los campos geotérmicos más grandes en el mundo y el primero en importancia en México. Los Azufres y Los Humeros se ubican sobre el Cinturón Volcánico Mexicano, CVM (Suárez *et al.*, 2000), el primero se localiza en el estado de Michoacán, a 92 km al Este de la ciudad de Morelia (González-Partida *et al.*, 2000), y el segundo en la parte Este-central de México, en la colindancia de los Estados de Puebla y Veracruz. Las Tres Vírgenes es el campo geotérmico más pequeño en extensión y se localiza a 33 km de la ciudad de Santa Rosalía, en el estado de Baja California, Sur (Verma *et al.*, 2006).

En resumen, la energía es un factor fundamental para el desarrollo económico y social de los países, por lo tanto, resulta indispensable y oportuno aprovechar todos los recursos energéticos disponibles de manera eficiente y sustentable. El uso de las energías renovables (ER), en particular de la geotermia, tendrá un papel muy importante en el portafolio energético futuro de los países. Se espera que en el 2015, se incremente la explotación de los recursos geotérmicos de 10,715 MWe a 18,500 MWe a través de la explotación de los sistemas geotérmicos convectivos convencionales (Bertani, 2010). A largo plazo el escenario se ve más prometedor, sobretodo si consideramos la propuesta de explotar los nuevos sistemas geotérmicos mejorados (conocidos por su acrónimo en inglés “EGS”), los cuales constituyen una fuente de energía inmensa con posibilidades tecnológicas de explotarse (Massachusetts Institute of Technology, 2006).

Estimaciones de flujo de calor y temperaturas del subsuelo en sistemas EGS localizados en los Estados Unidos de Norteamérica indican reservas energéticas futuras de hasta 100,000 MWe (Massachusetts Institute of Technology, 2006). Ante este escenario promisorio, de enfrentar una posible crisis energética en el futuro, las ER y en particular la geotermia,

requerirán de desarrollar y mejorar las tecnologías para un aprovechamiento más eficiente, limpio y sustentable de sus recursos. Estas tareas, sin duda alguna, demandarán el uso de metodologías geoquimiométricas mejoradas para evaluar en forma realista los impactos al medio ambiente, a través de cuantificación correcta de las emisiones de gases de las centrales de energía. Con base en esta tendencia, la importancia de la temática y metodología desarrollada en este trabajo de tesis está plenamente justificada.

El trabajo de investigación a describir en esta tesis considera la presentación de seis capítulos, en los cuales se presenta: (1) los antecedentes del proyecto, los objetivos y la estructura general de la tesis; (2) los conceptos básicos de la energía geotérmica y sus principales aplicaciones; (3) la geoquímica de fluidos geotérmicos con énfasis hacia el estudio de la composición química de las fases líquido y vapor de los fluidos producidos; (4) los conceptos básicos de la geoquimetría y su aplicación en el diseño o análisis de experimentos; (5) la metodología desarrollada para la evaluación cuantitativa de las emisiones de gases en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich; y (6) los resultados obtenidos en el trabajo de investigación. Finalmente, se presentan la sección de conclusiones a las que se llegó en este estudio y el listado de referencias bibliográficas que describe la literatura de apoyo y el estado del arte de estudios previos relacionados con el objetivo general del proyecto.

CAPÍTULO 2

GENERALIDADES DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

En este capítulo se presentan conceptos básicos sobre la energía geotérmica y sus aplicaciones, principalmente en lo referente a la generación de energía eléctrica.

2.1 Geoterminia

Entre los indicadores físicos de la existencia de calor dentro de la Tierra están las erupciones volcánicas, las fumarolas, los manantiales termales, entre otros. Geoterminia se refiere a la energía térmica almacenada en el interior de la Tierra producida principalmente por el decaimiento radiactivo de isótopos (Santoyo & Barragán, 2010a). Aunque actualmente se utiliza la geoterminia para referirse a la energía aprovechable en la generación de electricidad, el calor proveniente de nuestro planeta se ha empleado desde la antigüedad hasta nuestros días con diversos fines (Cataldi, 1999).

2.2 La geoterminia como fuente alterna de energía y renovable

La geoterminia es una energía alterna a los combustibles fósiles e inocua con el medio ambiente. El vapor utilizado para la generación geotermoeléctrica es una fuente renovable de energía en comparación con los combustibles fósiles no renovables (carbón, petróleo y gas natural) usados en las plantas termoeléctricas. Las ventajas ambientales de la geoterminia incluyen emisiones de gases de efecto invernadero menores y más fáciles de controlar (Ármansson & Kristmannsdóttir, 1992; Fridleifsson, 2001). El uso de vapor geotérmico en plantas geotermoeléctricas reduce la emisión de óxidos de azufre y nitrógeno (principales causantes de la lluvia ácida) a la atmósfera (Kagel, 2007). Estos argumentos fueron demostrados con los resultados de un caso de estudio, en el cual se reporta que una planta carboeléctrica emite 24 veces más CO₂, 10,837 veces más dióxido de azufre (SO₂) y 3,865

veces más óxidos de nitrógeno (NO_x) por megawatt-hora que una planta geotérmica convencional (Kagel, 2007).

En el caso de las emisiones de ácido sulfhídrico (H_2S), y considerando que las plantas que usan combustibles fósiles no producen, éstas se encuentran en los límites de seguridad internacionales y no implican un efecto mayor al medio ambiente, más allá de su característico mal olor (Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007).

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) opera el 98.5% de la capacidad eléctrica nacional, así como la red eléctrica nacional y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), encargado del despacho de energía. La CFE opera 529 unidades generadoras de diversas capacidades y tipos, desde plantas de gas natural, ciclo combinado, combustión interna, carboeléctricas y nucleoeeléctricas, hasta plantas alimentadas con energías renovables, tales como las plantas geotermoeléctricas, hidroeléctricas y eoloeléctricas (Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007).

Las plantas geotermoeléctricas generaron 7, 047 GWh de energía eléctrica en 2008, lo cual representa el 3% de la generación eléctrica completa de México en ese año (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010). Aunque esta generación geotermoeléctrica podría parecer pequeña, a nivel local, la generación obtenida de la explotación comercial del campo geotérmico de Cerro Prieto, satisface más de la mitad de la demanda de electricidad de la red de Baja California, (Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007).

2.3 Sistemas Geotérmicos

Los sistemas geotérmicos pueden ser encontrados en regiones con gradiente geotérmico varias veces superior al normal (aproximadamente $30^\circ\text{C}/\text{km}$), especialmente en regiones alrededor de márgenes de placas tectónicas donde esta condición se cumple (Torres *et al.*, 1993; Dickson & Fanelli, 2004).

Los requerimientos esenciales para que un sistema geotérmico exista son: (1) una fuente de calor primaria, (2) un reservorio o yacimiento permeable, (3) una fuente de recarga de fluido fluidos que constituyen el medio de transporte del calor, y (4) una capa sello de roca impermeable (DiPippo, 2005; Santoyo & Barragán, 2010a,b), Fig. 1.

A la fecha se han identificado 5 tipos de sistemas geotérmicos: (a) convectivos - hidrotermales, (b) roca seca caliente (también conocidos en inglés como “Enhanced Geothermal Systems”, EGS), (c) geopresurizados, (d) marinos y (e) magmáticos (Chamorro-Camazón, 2009; Santoyo & Barragán, 2010a,b). De estos sistemas, los convectivos-hidrotermales son los más explotados actualmente y los restantes están en estudio.

2.3.1 Sistemas hidrotermales y su clasificación

Estos sistemas están constituidos por: una fuente de calor, agua (líquido y/o vapor) y la roca en donde se almacena el fluido (Torres *et al.*, 1993; Santoyo & Barragán, 2010a). La fuente de calor puede ser una intrusión magmática de muy alta temperatura ($>600^{\circ}\text{C}$) que ha alcanzado relativamente poca profundidad (5-10 km), o como en ciertos sistemas de baja temperatura, la temperatura normal de la Tierra, la cual aumenta con la profundidad. El yacimiento es un volumen de roca permeable caliente del cual el fluido circulante extrae calor. El agua, es en la mayoría de los casos agua meteórica, en fase líquida o de vapor, dependiendo de la temperatura y de la presión (Dickson & Fanelli, 2004).

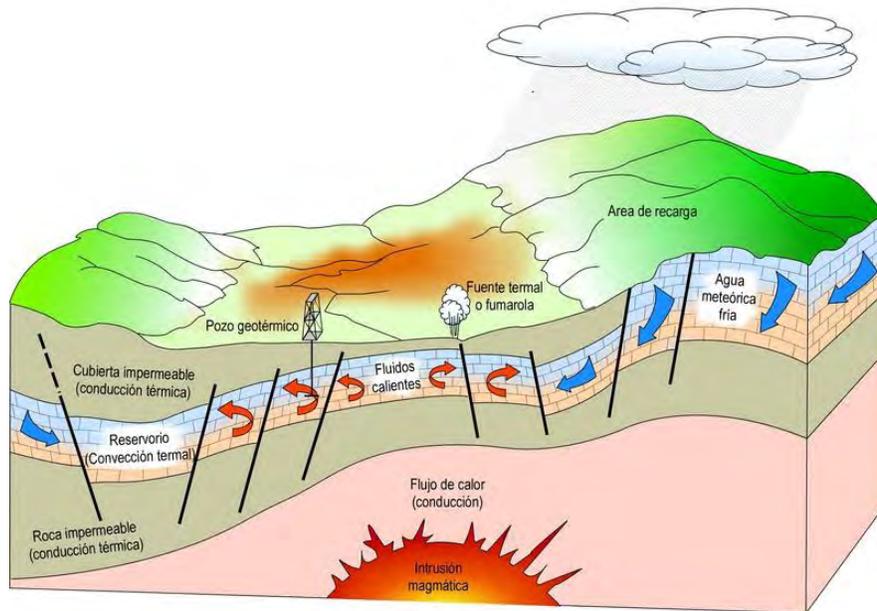


Fig. 1. Representación esquemática de un sistema geotérmico ideal (modificada de: Dickson & Fanelli, 2004).

Estos sistemas pueden clasificarse en tres tipos principales: vapor dominante, líquido dominante de alta entalpía y líquido dominante de baja entalpía. En la actualidad estos sistemas (hidrotermales) son los únicos que se explotan comercialmente para la generación eléctrica (Gupta & Roy).

Vapor dominante: Son sistemas de alta entalpía, generalmente de vapor seco. Existen muy pocos en el mundo. Los más conocidos son The Geysers (Estados Unidos) y Larderello (Italia).

Líquido dominante (alta entalpía): Sistemas de salmuera súper caliente, con temperaturas entre 200°C y más de 300°C. Son más abundantes que los anteriores. Ejemplo: Cerro Prieto (México), Wairakei (Nueva Zelanda) y Tiwi (Filipinas).

Líquido Dominante (baja entalpía): Sistemas con salmueras calientes con temperaturas entre 100°C y 200°C. Son más abundantes que los anteriores en una proporción de 10 a 1 y se encuentran disponibles en casi todos los países del mundo, p. ej., el campo geotérmico de Heber en Estados Unidos, Yangbajin en China, y cientos de sitios hidrotermales localizados en México (Santoyo & Barragán, 2010b).

2.3.2 No convencionales

Dentro de este tipo se agrupan los sistemas que están en proyecto de explotarse en un futuro cercano y que constituye una fuente muy importante de energía térmica.

Sistemas de Roca Seca Caliente (“Hot Dry Rock”): Este término se refiere al calor almacenado en estratos de roca impermeable o pobremente permeable y al proceso de tratar de extraer ese calor. Ejemplo: Paralana, Australia; Fenton Hill, Estados Unidos; Rosmanowes, Reino Unido; Soultz-sous-Forêts, Francia (Boyle, 2004).

El aprovechamiento de energía en estos sistemas requiere de la inyección de agua a alta presión a través de un pozo especial, que ha sido perforado dentro de un cuerpo profundo de roca compacta y caliente mediante técnicas de fracturamiento hidráulico. El agua permea estas fracturas artificiales, extrayendo calor de la roca circundante, que actúa como

un yacimiento natural. Este yacimiento es penetrado después por un segundo pozo, que es usado para extraer el agua caliente. El sistema entero, incluyendo la utilización de la planta en la superficie puede formar un ciclo cerrado (Dickson & Fanelli, 2004). La Agencia Geológica de Estados Unidos (USGS) ha estimado que la energía almacenada en los yacimientos de roca seca caliente se encuentra en los 10 kilómetros superiores de la corteza terrestre y que ésta equivale a más de 500 veces la energía acumulada en todos los yacimientos de gas y de petróleo del mundo, lo que habla de un recurso con un enorme potencial (Iglesias *et al.*, 2005).

Sistemas geopresurizados: Se localizan en grandes cuencas sedimentarias a profundidades de 3-7 km. Consisten en rocas sedimentarias permeables, incluidas dentro de estratos impermeables de baja conductividad, conteniendo agua caliente presurizada que se mantiene atrapada en el momento de deposición de los sedimentos (Dickson & Fanelli, 2004). Algunos ejemplos de este tipo de sistema son: yacimientos en Texas y Louisiana (Estados Unidos) y en Tamaulipas (México). Contienen agua y metano disuelto a alta presión (del orden de 700 bar) y su temperatura es de aproximadamente 150°C.

Los yacimientos geopresurizados están caracterizados por tres importantes propiedades que los hacen potencialmente atractivos para la explotación geotérmica: 1) alta presión, 2) alta temperatura y 3) metano disuelto (Dipippo, 2005).

Sistemas marinos: Son sistemas de alta entalpía existentes en el fondo del mar. Han sido poco estudiados por lo que no se explotan comercialmente en la actualidad. La energía geotérmica submarina surge por la existencia de rupturas en el fondo marino, a lo largo de los centros de dispersión oceánicos entre las placas tectónicas (Suárez, 2004). Por ejemplo, el Golfo de California (México) donde a 2600 m se encontraron chimeneas naturales descargando chorros de agua a 350°C (Prol-Ledesma *et al.*, 2004).

Sistemas magmáticos: El magma o roca fundida, es un líquido caliente y viscoso que retiene su fluidez hasta la solidificación. Puede contener gases y partículas de materiales sólidos como cristales o fragmentos de rocas sólidas (Gupta & Roy, 2007). El futuro aprovechamiento de estos sistemas se pretende lograr al perforar un pozo dentro del magma, insertar una tubería de inyección y bombear agua fría dentro del pozo a gran

presión. El fluido frío solidificará el magma en una sustancia vidriosa, que debería quebrarse bajo el estrés térmico impuesto en él. Si se puede hacer retornar el agua a la superficie pasando a través del quebrado y extremadamente caliente material vidrioso, ésta alcanzará la superficie caliente y estará lista para usarse en una planta de energía tipo Rankine (Dipippo, 2005). Algunos ejemplos de estos sistemas serían el Volcán de Colima (México) y el Volcán Mauna Kea (Hawai). Las temperaturas alcanzadas en estos sistemas son del orden de 800°C (Santoyo & Barragán, 2010a, b).

2.4 Pozos geotérmicos

Un pozo geotérmico es una perforación a no más de 5 km bajo la corteza terrestre que tiene como finalidad extraer el fluido que va a utilizarse para generar electricidad. Antes de perforar un pozo se realizan actividades de exploración que incluyen: a) revisión de literatura, b) estudios geológicos, c) estudios hidrogeológicos, d) estudios geoquímicos y e) estudios geofísicos, entre otros. Estos estudios se llevan a cabo con la finalidad de: 1) localizar áreas prospectivas termales, 2) estimar el volumen del yacimiento, la temperatura del fluido y la permeabilidad de la formación, 3) predecir las características del fluido y su estado termodinámico, 4) definir la naturaleza química del fluido, y 5) pronosticar el potencial de energía eléctrica por un mínimo de 20 años (Dipippo, 2005; Gupta & Roy, 2007; Rybach & Muffler, 1981). Después de la confirmación de resultados optimistas de la fase de exploración, se procede a perforar el primer pozo. Para esto se utilizan barrenas de diamante o carburo de tungsteno y fluidos de perforación, los cuales contribuyen a que la perforación sea más rápida y eficiente. Los fluidos de perforación (lodos) base arcilla, como las bentonitas, son los lodos más comúnmente usados en la perforación geotérmica a bajas temperaturas (~150°C). A altas temperaturas se gelatinizan por lo que se usan lodos base cromo-lignito – cromo-lignosulfonato (CL-CLS). Estos tienen las funciones de: (i) remover los recortes de perforación; (ii) enfriar la barrena y la sarta de perforación; (iii) lubricar la sarta; y (iv) prevenir el colapso de las paredes del pozo durante la perforación. El pozo es alineado con una tubería de acero que es cementado, dejando una sección abierta (tubería de producción o liner ranurado) o una cementación perforada a profundidades de producción. Como cada conjunto de cementación tiene que ser inyectado a través de sus antecesores conforme la profundidad del pozo aumenta, el diámetro del pozo decrece con la

profundidad, quizás desde 50 cm cerca de la superficie hasta 15 cm en profundidades de producción. El cabezal de un pozo consiste de válvulas de engranaje soldadas a la tubería al nivel de la superficie. Esto permite que el pozo sea conectado a la planta de energía a través de una red de tuberías aisladas, que son una señal familiar en áreas geotérmicas (Boyle, 2004; DiPippo, 2005; Gupta & Roy, 2007).

La perforación de pozos geotérmicos es similar a la de pozos de petróleo y gas (Fig. 2.2). Por lo que al igual que en los petroleros, se pueden perforar pozos inclinados o direccionales para garantizar encontrar la zona productora del yacimiento y minimizar el terreno utilizado.

2.5 Usos de la geotermia

La geotermia puede emplearse en la generación de electricidad y en otros usos directos (Lund, 2006, 2010). En México, el aprovechamiento de los recursos geotérmicos ha sido principalmente encausado a la generación de energía eléctrica. Sin embargo a nivel mundial existen otros usos directos.

2.5.1 Generación de electricidad

Los primeros intentos de producción de electricidad con energía geotérmica comenzaron en Italia entre 1904 y 1905. La primera planta (250 kWe) se construye en 1913 y en 1950, se logra la explotación de los primeros 300 MWe en el yacimiento de Larderello, Italia. En 1958, inicia la producción geotermoeléctrica en Nueva Zelanda con el yacimiento de Wairakei, mientras que en 1959 y 1960 se logra la explotación en México (con el yacimiento de Pathé) y en Estados Unidos con el yacimiento de The Geysers (www.igme.es), respectivamente.

A partir de 1973, año de la primera crisis del petróleo se produce la gran expansión en la generación de electricidad con energía geotérmica, incorporándose sucesivamente Japón, Islandia y El Salvador (1975), Indonesia, Kenia, Turquía y Filipinas (1980), Nicaragua (1985), Costa Rica (1995), Guatemala (2000), etc. (www.igme.es). En México, la CFE utiliza la energía geotérmica desde hace casi 35 años para satisfacer parte de la demanda

nacional de electricidad de manera confiable, económicamente competitiva y sustentable (Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007).

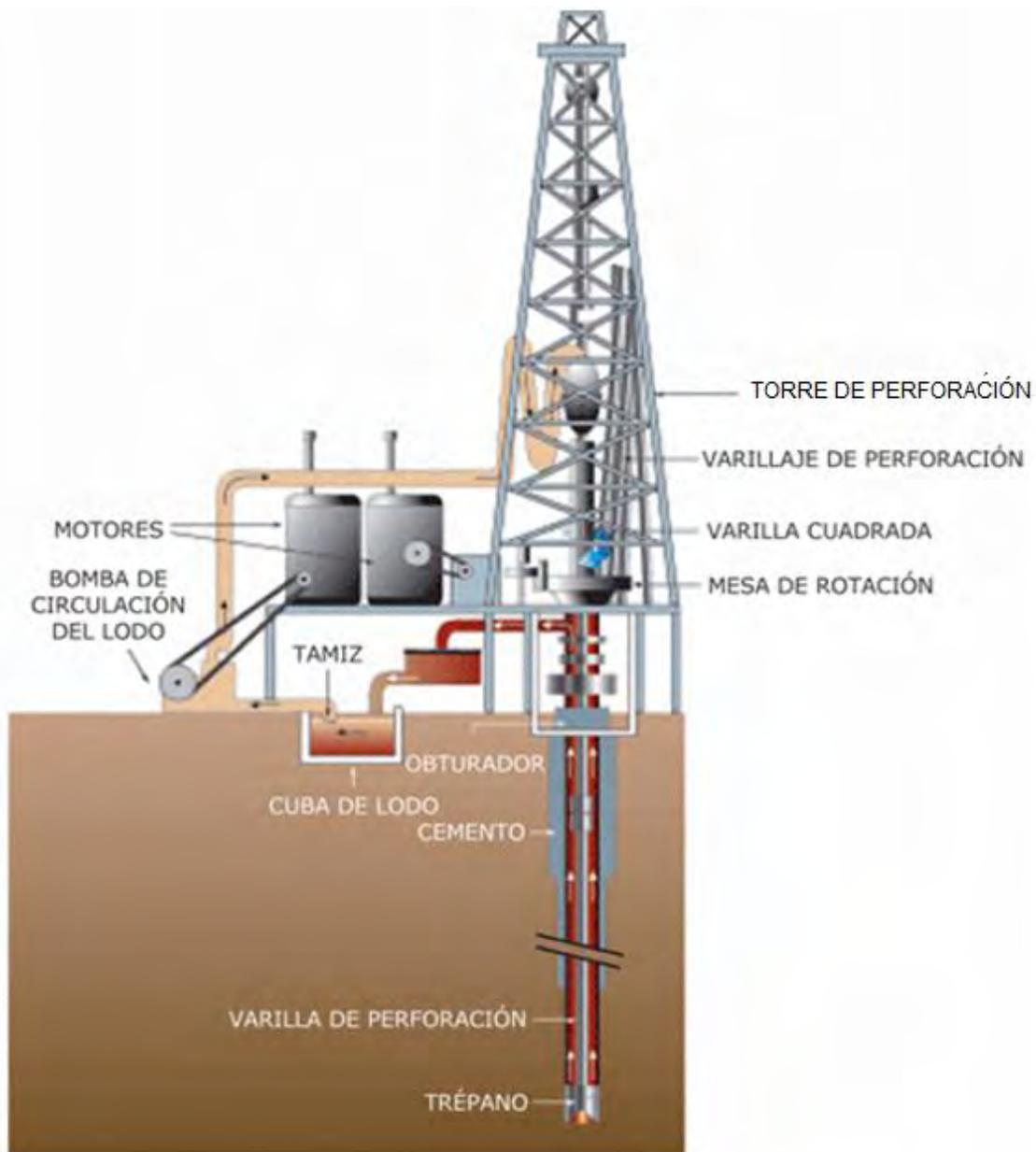


Fig. 2. Representación esquemática de una torre de perforación rotatoria (Trillo & Ángulo, 2008).

Existen varias formas de generar electricidad con fluidos geotérmicos. Estas dependen críticamente de la naturaleza física del recurso (Boyle, 2004; Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005; Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007). A continuación se detallan cada una de las plantas geotermoeléctricas usadas comercialmente.

Las plantas de *vapor seco* fueron el primer tipo de planta de energía geotérmica en alcanzar el estatus comercial. Se utilizan fundamentalmente para producir energía de yacimientos de vapor dominante. En este caso el vapor saturado o ligeramente sobrecalentado que se obtiene en la superficie, se envía directamente a las turbinas de generación. El vapor se condensa a la salida para regresarse al yacimiento a través de pozos de inyección. Las plantas a contrapresión y las plantas de condensación también pertenecen a este tipo. La forma más sencilla de generar electricidad es utilizar unidades a *contrapresión*, en las que el vapor (separado o proveniente de pozos de vapor seco), se descarga directamente a la atmósfera después de pasar por la turbina. Las características de generación de este tipo de unidades esta usualmente disponible entre 2.5 y 5 MWe.

Otra tipo de plantas comercialmente disponibles son las unidades a *condensación*, en la cual el vapor, después de pasar por la turbina, pasa a un condensador que trabaja a una presión menor que la atmosférica. Las unidades a contrapresión son más baratas, ya que carecen de condensador y torre de enfriamiento, pero menos eficientes pues requieren del orden de 12 toneladas de vapor para generar un megawatt-hora (Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007). Por otro lado, las unidades a condensación ameritan más inversión pero son más eficientes, ya que necesitan del orden de 8 toneladas por megawatt-hora generado. Las plantas de condensación más comunes tienen una capacidad de entre 55 y 60 MWe, aunque recientemente se han construido plantas de 110 MWe.

Por otro lado, las plantas de *ciclo binario* son apropiadas para la explotación de los sistemas geotérmicos de líquido dominante de baja o mediana temperatura, aunque también son recomendadas para utilizar la energía térmica de los fluidos de desecho de las plantas convencionales de separación de vapor. En las plantas de ciclo binario, el calor que se obtiene del fluido geotérmico se transmite por medio de un intercambiador de calor a un fluido de trabajo secundario con un menor punto de ebullición (como pentano o butano). El fluido de trabajo se expande en una turbina, se condensa y se recalienta a través de ciclos termodinámicos, tales como el Ciclo Rankine Orgánico y Kalina (Chamorro-Camazón, 2009).

La planta simple de flasheo de vapor es el pilar de la industria de energía geotérmica. Es considerada como la primera planta instalada en un nuevo campo geotérmico de líquido dominante y constituye cerca del 40% de la capacidad geotérmica total instalada en el mundo. La capacidad de generación de la unidad de energía oscila entre 3-90 MW y es en promedio de 28.1 MW.

Cuando un pozo geotérmico produce una mezcla de líquido y vapor, la planta de flasheo de vapor es un método relativamente fácil de convertir energía geotérmica en electricidad. Primero la mezcla es separada en la fase líquida y en la de vapor con una pérdida de presión mínima por medio de instalaciones adecuadas. El vapor es utilizado para alimentar la turbina, mientras que el líquido se inyecta nuevamente al yacimiento.

La *doble separación* es ideal en sitios donde los fluidos geotérmicos contienen bajos niveles de impurezas y los problemas de incrustaciones y de gases no condensables que afectan la rentabilidad son mínimos. El líquido remanente que aún presenta alta temperatura fluye a un tanque donde la caída de presión provee vapor adicional, el cual es mezclado con el vapor proveniente de la turbina de alta presión para dirigirse a una segunda turbina. Esto incrementa la energía de salida en un 20-25% por un incremento en el costo de solo 5%. La capacidad de generación de energía de estas unidades oscila entre 4.7 y 110 MW y su promedio es de cerca de 30 MW por unidad (Boyle, 2004; Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005; Maya & Gutiérrez-Negrín, 2007).

La capacidad mundial instalada actual (2010) es de 10,715 MW, logrando un incremento del 20% con respecto al año 2005. Y se espera que para el 2015 alcancé los 18,500 MW (Bertani, 2010). En la Fig.3 se presenta un mapa mundial con la capacidad instalada de los países que actualmente generan electricidad por medio de la geotermia.

2.5.2 Usos directos

El uso directo del calor es tan antiguo como el hombre. Nuestros antepasados usaban los manantiales termales con fines de balneoterapia y aún ahora se siguen utilizando (Gupta & Roy, 2007). En México, la energía geotérmica es usada mayormente para generar energía eléctrica con algunos casos aislados de usos directos y restringidos a pequeños proyectos

pilotos en los campos geotérmicos Los Azufres y Los Humeros (Holland *et al.*, 1999; Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010).

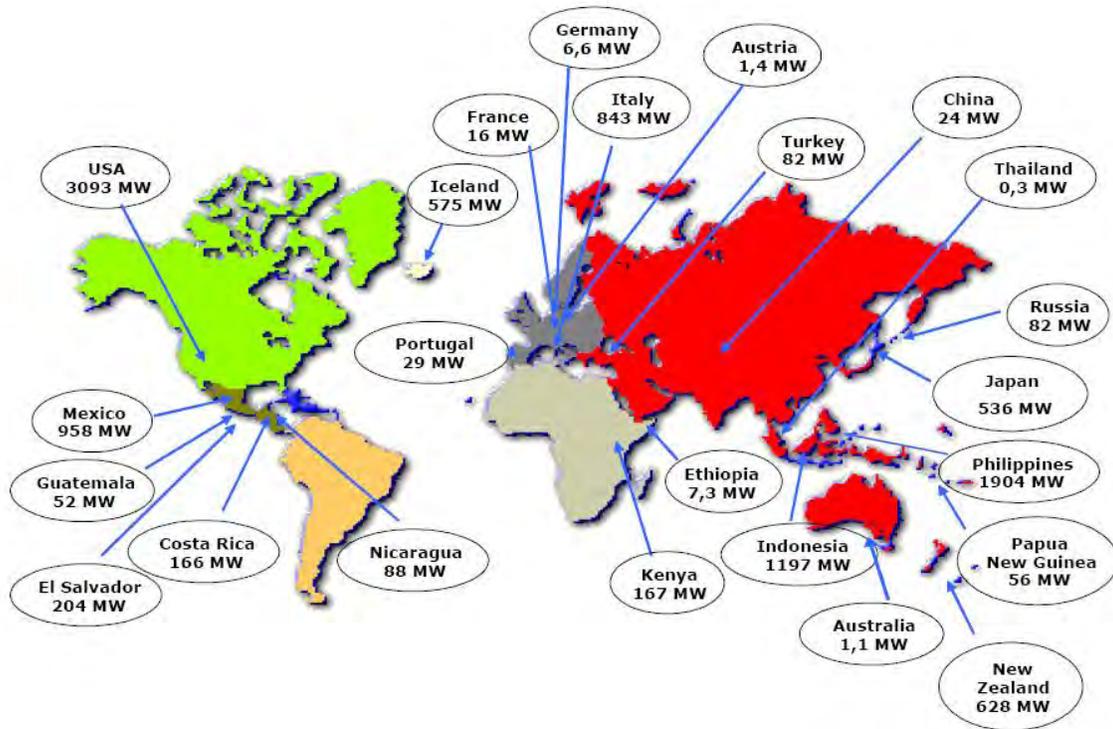


Fig. 3 Capacidad mundial instalada en 2010 (Bertani, 2010).

Hay además varios lugares donde aguas calientes o templadas son usadas con propósitos terapéuticos y de recreación (baño), pero no hay esfuerzos coordinados para promoverlos. En los Azufres, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha desarrollado varios proyectos piloto que incluyen secado de fruta, secado de madera, calentamiento de invernaderos y calentamiento de espacios de una sala de conferencias. Además de un sistema de fácil crecimiento de hongos. El baño y la natación, distribuidos en más de 160 sitios, en 19 estados del país, representan 99.6% de los usos directos. El calentamiento de espacios representa 0.460 MWt y 4.397 TJ/año, el calentamiento de invernaderos 0.004 MWt y 0.059 TJ/año, secado agrícola 0.007 MWt y 0.101 TJ/año y baño y natación 155.347 MWt y 4018.229 TJ/año, haciendo un total de 155.818 MWt y 4022.786 TJ/año (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010).

En la Fig. 4 los datos de los años 1995, 2000, 2005 y 2010 se dividen en varios grupos en función de la utilización de la energía y la capacidad. Mostrando así los principales usos directos de la energía geotérmica en el mundo (Lund, 2010).

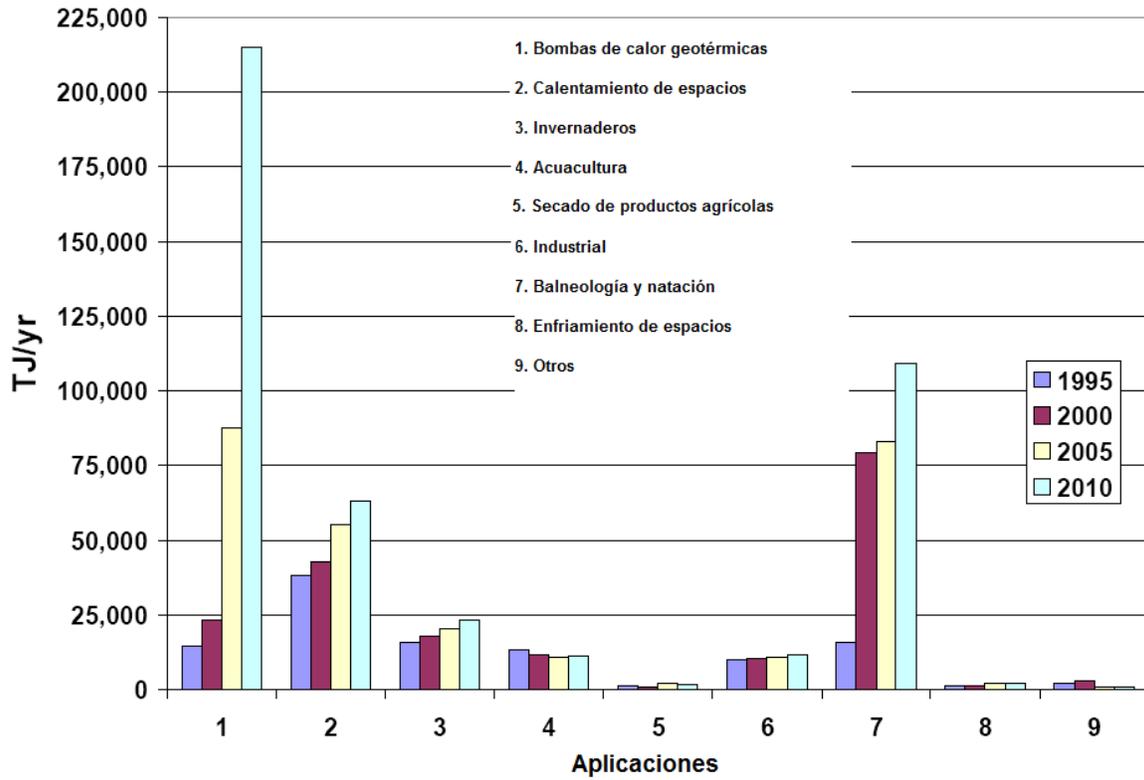


Fig. 4 Comparación de los variación de los usos directos para los años 1995, 2000, 2005 y 2010 (Lund, 2010).

CAPÍTULO 3

GEOQUÍMICA DE FLUIDOS

La geoquímica de fluidos es una rama de las geociencias que se centra en la caracterización químico-cuantitativa de las especies o elementos (mayores y traza), gases, isótopos estables y radiactivos presentes en los fluidos en sus dos fases (líquido y vapor) y el estudio de su comportamiento temporal y espacial para la determinación de parámetros fisicoquímicos de sistemas geotérmicos. Estas caracterizaciones proveen información de utilidad para estudiar las etapas de exploración y explotación de los recursos geotérmicos (Santoyo *et al.*, 1993). El conocimiento de la distribución espacial y temporal de las especies químicas disueltas en el fluido geotérmico es importante para definir la estructura, el tamaño y la recarga de un sistema geotérmico. Además permite conocer los procesos que dominan o dominaron en su estado natural original o como resultado de la explotación de sus recursos (Nieva & Quijano-León, 1991).

Cuando un pozo es alimentado por una mezcla de vapor y líquido, la composición de este fluido raramente representa la composición de algunas de las fases estacionarias, es decir, del líquido o del vapor en el yacimiento. El conocimiento de las relaciones de vapor y líquido en la mezcla producida permite calcular la composición química e isotópica de ambas fases (Nieva & Quijano-León, 1991).

3.1 Fluidos geotérmicos

El fluido geotérmico es generalmente un fluido bifásico (agua-vapor) y multi-componente que está principalmente compuesto por agua, sales y gases disueltos, aunque existen sistemas que producen fluidos monofásicos de vapor dominante (Nicholson, 1993). Este fluido al estar confinado en un yacimiento geotérmico adquiere condiciones de presión y temperatura elevadas. El agua geotérmica es generalmente de origen meteórico (agua de lluvia), mientras que las sales y los gases disueltos son derivados de numerosas reacciones químicas producto de los procesos de interacción agua-roca (Pérez-Zarate *et al.*, 2010a, b). El agua geotérmica, al tener una temperatura alta tiende a ser más reactiva que un agua fría,

característica termodinámica que favorece los procesos de interacción agua-roca para la partición preferencial de iones y gases en las fases líquido y vapor, respectivamente.

El fluido geotérmico puede contener alrededor de 1% de sólidos disueltos (10,000 ppm) aunque pueden existir fluidos altamente salinos (150,000) como los encontrados en los sistemas geotérmicos de Salton Sea (Achurra, 2000). La composición de los sólidos disueltos en la fase líquida del fluido geotérmico está típicamente caracterizada por elementos mayores (aniones, cationes y algunos constituyentes tales como, carbonatos, bicarbonatos, y sílice) y elementos traza (metales, tierras raras, boro, arsénico, entre otros (Torres *et al.*, 1993). Por estas características químicas, la fase líquida de los fluidos geotérmicos es también referida como “salmueras geotérmicas” (Boyle, 2004). Los constituyentes encontrados en los fluidos pueden ser subdivididos en dos grupos de especies de acuerdo al tipo de información que suelen proveer (Giggenbach, 1991, Arnórsson, 2000). El primer grupo es referido como especies inertes (no-reactivas, conservativas e incompatibles). Estas especies están caracterizadas por constituyentes no-reactivos (también denominados “trazadores”), entre los que se encuentran cloro (Cl), boro (B), litio (Li), rubidio (Rb), cesio (Cs), nitrógeno (N₂) y algunos gases nobles tales como helio (He) y argón (Ar). El segundo grupo es citado como especies reactivas, las cuales responden a cambios en el ambiente en una forma controlada formando “geoindicadores”, tales como sodio (Na), potasio (K), magnesio (Mg), calcio (Ca) y sílice (SiO₂), así como los gases: hidrógeno (H₂), ácido sulfhídrico (H₂S), metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂).

3.2 Fase líquida

El agua encontrada en las profundidades de los sistemas geotérmicos de alta temperatura presenta generalmente pH's cercanos al neutro (pH 6-8), con concentraciones dominantes de cloruros. Tal y como se mencionó anteriormente, el agua en la mayoría de los sistemas geotérmicos generalmente es de origen meteórico (agua de lluvia o superficial) la cual se infiltra a través de fracturas y horizontes permeables hasta alcanzar un reservorio o yacimiento donde se confina. Existen otros sistemas hidrotermales con fluidos de origen “connato”, cuando los fluidos son atrapados junto con sedimentos, así como aguas de origen metamórfico (aguas evolucionadas durante procesos de metamorfismo), de origen magmático y marino (Nicholson, 1993).

3.2.1 Composición química de aguas geotérmicas

La composición química de las aguas geotérmicas está controlada por una amplia variedad de procesos geoquímicos, entre los cuales destacan:

- (a) interacción agua-roca o equilibrio fluido-mineral;
- (b) ebullición;
- (c) enfriamiento conductivo;
- (d) mezclado o dilución con otros tipos de fluidos;
- (e) alteración propilítica;
- (f) alteración argílica;
- (g) alteración potásica, entre otros procesos (Nicholson, 1993; Brown, 1995a; Kühn, 2004).

Las principales especies químicas disueltas en la fase líquida de los fluidos geotérmicos son:

- Aniones: Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , F^- , Br^- , I^-
- Cationes: Na^+ , K^+ , Li^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Rb^+ , Cs^+ , Mn^{2+} , Fe^{2+} , Al^{3+}
- Neutras: SiO_2 , NH_3 , As , B , *gases – nobles*

La Tabla 1 presenta una explicación más detallada sobre el origen de algunos de los componentes o especies químicas disueltas en los fluidos geotérmicos.

3.2.2 Clasificación geoquímica

Existen varios métodos geoquímicos reportados en la literatura para clasificar los fluidos geotérmicos. La Tabla 2 presenta en forma general los métodos y criterios comúnmente usados para la clasificación geoquímica o hidrogeoquímica de fluidos.

También se han reportado otros métodos de clasificación geoquímica prácticos para agrupar fluidos geotérmicos con base en su composición aniónica (Tabla 3).

Tabla 1. Principales componentes o especies químicas disueltas en la fase líquida de los fluidos geotérmicos (información compilada de: Nicholson, 1993).

Componente	Descripción
Aluminio (Al^{3+})	Su origen se debe a la interacción con feldespatos. En fluidos clorurados, el Al se encuentra generalmente en niveles bajos, mientras que en fluidos ácidos se encuentra en mayor cantidad. El Al suele precipitarse junto con la sílice. Aunque es muy difícil su determinación, el conocimiento de su concentración es fundamental para entender las reacciones fluido-mineral que imperan en los sistemas geotérmicos.
Boro (B^{3+})	Las descargas de fluidos geotérmicos (fase líquida o salmueras) generalmente contienen concentraciones de B en el intervalo de 10-50 mg/kg. Generalmente las concentraciones mayores de B se asocian a la interacción de fluidos con rocas sedimentarias. Este componente es parcialmente volátil y puede particionarse en la fase vapor a temperaturas muy altas. Es derivado de fuentes magmáticas y marinas.
Bicarbonato (HCO_3^-)	La concentración total de HCO_3^- disuelto está determinada por la presión parcial del CO_2 en el fluido y el pH de la solución. El HCO_3^- es producto de la interacción agua-roca.
Calcio (Ca^{2+})	El Ca puede encontrarse como carbonato de calcio, el cual es un indicador de la dureza del agua y junto con la sílice forma incrustaciones de silicato de calcio. Las concentraciones de este catión en fluidos geotérmicos suelen ser menores en presencia de temperaturas altas. Su origen se debe a la interacción con feldespatos ($\text{CaAlSi}_3\text{O}_8$).
Cloruro (Cl^-)	Es un soluto importante de diagnóstico y es usado frecuentemente con otros elementos en la interpretación de la química de los fluidos. Las altas concentraciones de este anión en los manantiales indican que el agua es alimentada directamente por el yacimiento y por el contrario, bajos niveles de Cl^- indican dilución. Este anión es producto de la lixiviación de la roca en el agua formando evaporitas (NaCl).
Litio (Li^+)	Las concentraciones de Li promedio típicas están alrededor de los 20 mg/kg. Este elemento se emplea para caracterizar aguas de fuentes comunes y en estimaciones geotermométricas. El Li es producto de la interacción de las aguas con rocas como areniscas, limolitas y lutitas.
Sílice (SiO_2)	Este componente está inicialmente disuelto como ácido silícico (H_4SiO_4) y tiende a precipitar como sílice amorfa (SiO_2), a través de procesos de nucleación homogénea y deposición molecular, cuando se abaten las condiciones de presión y temperatura del fluido. Las concentraciones promedio reportadas son del orden de los 700 mg/kg. Su origen se debe a la interacción con cuarzo.
Sodio y potasio (Na^+ , K^+)	La concentración de estos cationes es generalmente controlada por las reacciones de equilibrio fluido-mineral entre albita y feldespato. El Na se encuentra en mayor concentración, en comparación con el K. Ambos cationes son comúnmente usados como las mejores herramientas geotermométricas (Díaz-González <i>et al.</i> , 2008). El Na y K son producto de la interacción con feldespatos $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$ y KAlSi_3O_8 .
Sulfato (SO_4^{2-})	La concentración de SO_4^{2-} es usualmente baja en fluidos geotérmicos profundos, pero incrementa cuando aumenta la oxidación de H_2S . Las altas concentraciones de SO_4^{2-} en fluidos superficiales son el resultado de la condensación de vapor en aguas superficiales cercanas. El SO_4^{2-} es producto de la oxidación del ácido sulfhídrico.

Tabla 2. Métodos geoquímicos típicos adoptados para clasificar a los fluidos geotérmicos (modificado de: Santoyo et al., 1993).

Método de clasificación	Clasificación – descripción general
Alekine	Este método considera la concentración de los aniones más importantes: HCO_3^- , CO_3^{2-} , Cl^- y SO_4^{2-} para clasificar los fluidos en tres grandes grupos: (1) aguas bicarbonatadas; (2) aguas sulfatadas; y (3) aguas cloruradas, los cuales a su vez se dividen en tres clases: (i) aguas cálcicas; (ii) aguas magnésicas; y (iii) aguas sódicas.
Chebotarev	Este método se basa en un algoritmo lógico controlado por los niveles de concentración relativa de los principales cationes y aniones para una muestra de agua determinada. El método propone el probable origen del agua, ya sea superficial, subterránea, bajo condiciones de estancamiento o circulación.
Handa	Propone una versión mejorada del diagrama de Piper, en la cual, además de considerar los aniones y cationes dominantes, se analiza la salinidad de los fluidos para agruparlos en clases.
Ivanov-Kononov-Polak	Proponen una clasificación de fluidos geotérmicos basada en la composición química de gases, lo que les permite definir a los fluidos en dos categorías principales: los “geisiricos” ($\text{H}_2\text{-CO}_2$) y los “riftingénicos” (H_2).
Shchoukarev	Emplea como índice de clasificación los iones que se encuentran en un porcentaje superior a 25% del total de mili-equivalentes de aniones o de cationes. Con relación a los aniones: (i) aguas bicarbonatadas; (ii) aguas sulfatadas; (iii) aguas cloruradas; (iv) aguas bicarbonatadas sulfatadas; (v) aguas bicarbonatadas cloruradas; (vi) aguas sulfatocloruradas; (vii) aguas sulfatocloruradas bicarbonatadas; con relación a los cationes: (a) aguas cálcicas; (b) aguas magnésicas; (c) aguas sódicas; (d) aguas calcicomagnesianas; (e) aguas calcicosódicas; (f) aguas cálcico-magnésico-sódicas.
Kurlov	Este método es similar al anterior, pero toma en cuenta para la clasificación los iones que se encuentran en un porcentaje superior al 20% del total de miliequivalentes de aniones o cationes.
Mahon	Caracteriza a los fluidos geotérmicos como productos originados en sistemas volcánicos y sub-volcánicos y sistemas no-volcánicos. Los sistemas volcánicos de líquido están usualmente caracterizados por contener aguas de tipo cloruradas sódicas neutras. Los sistemas geotérmicos no-volcánicos tienen una composición química de aguas que van desde aguas meteóricas hasta agua connatas y aguas metamórficas.
Palmer	Este método se fundamenta en que las características de las aguas naturales dependen de la salinidad. Así las aguas se agrupan en: (a) salinidad primaria; (b) salinidad secundaria; (c) salinidad terciaria; (d) alcalinidad primaria y (e) alcalinidad secundaria.
Piper	Uno de los métodos más comúnmente usados en estudios geoquímicos y de hidrogeología. Su clasificación está fundamentada en el uso de un diagrama ternario en donde se representa el contenido de cationes y aniones dominantes. Atendiendo a esta clasificación, los tipos de agua pueden ser: (i) sulfatadas y/o cloruradas cálcicas y/o magnésicas; (ii) bicarbonatadas cálcicas y/o magnésicas; (iii) bicarbonatadas sódicas; (iv) cloruradas y/o sulfatadas sódicas. (Ver Fig.5).
Schoeller	Toma en consideración el contenido de los compuestos disueltos. De esta forma se clasifican de acuerdo al cloruro en: (1) aguas hipercloruradas; (2) aguas clorohalásicas; (3) aguas cloruradas fuerte; (4) aguas cloruradas medias; (5) aguas oligocloruradas; (6) aguas cloruradas normales; de acuerdo al sulfato en: (i) aguas hipersulfatadas; (ii) aguas sulfatadas; (iii) aguas oligosulfatadas; (iv) aguas sulfatadas normales; de acuerdo al carbonato o bicarbonato en: (a) aguas hipercarbonatadas; (b) aguas carbonatadas normales y (c) aguas hipocarbonatadas. (Ver Fig. 4).
Stiff	El diagrama de Stiff es una representación gráfica en forma de un polígono cuya geometría depende de las concentraciones de las sales, teniendo en la izquierda a los cationes y en la derecha a los aniones. Este método permite apreciar y comparar en forma rápida los diferentes tipos de aguas. (Ver Fig. 8).

Tabla 3. Otros tipos de clasificación de fluidos geotérmicos de acuerdo a la composición de aniones dominantes (información compilada de varias fuentes: Henley, 1984; Nicholson, 1993; Kühn, 2004; y Gupta & Roy, 2007).

Clasificación	Descripción
Bicarbonatados	Fluidos caracterizados por ser ricos en CO ₂ y aguas neutras bicarbonato-sulfatadas. Son el producto de la condensación de gases y vapor en aguas subterráneas pobremente oxigenadas. Tienen un pH cercano al neutro.
Clorurados	Fluidos más comunes (con pH cercano al neutro) y se encuentra en la mayoría de los sistemas de alta temperatura. El anión dominante es el cloruro y usualmente alcanza concentraciones del orden de 10,000 mg/kg.
Cloruro-diluidos-(bicarbonatados)	Fluidos formados por la dilución de fluido clorurado con agua subterránea o agua de tipo bicarbonatada. Son fluidos casi neutros con un pH entre 6 y 8. El cloruro es el anión principal y el bicarbonato está presente pero en concentraciones variables.
Sulfatados	Fluidos invariablemente superficiales que se forman debido a la condensación de gases geotérmicos cerca de la superficie, en aguas subterráneas oxigenadas. El sulfato es el anión principal y es formado a partir del ácido sulfhídrico condensado.
Sulfato-Clorurados	Estos fluidos pueden formarse a través de la mezcla de fluidos sulfatados y clorurados a diversas profundidades. Estos fluidos tienen un pH cercano a 2.5, caracterizados por los iones cloruro y sulfato en proporciones casi iguales.

3.2.2.1 Diagramas ternarios

Los diagramas hidrogeoquímicos son representaciones gráficas que muestran sintéticamente las características químicas principales de un agua, facilitando su clasificación. Ofrecen una valiosa información sobre las relaciones existentes entre la composición química de las aguas y las condiciones físicas y geológicas en que se desarrollaron. Entre ellos se encuentran: diagramas de Piper, de Schoeller, de Collins y de Stiff, entre otros (Vázquez, 2008).

Diagrama de Collins

Estos diagramas (Fig. 5) asignan a cada variable un eje paralelo, cada eje está separado uno de otro por igual distancia. Así una observación es representada por una serie de puntos, uno por eje, los cuales están conectados por una línea recta formando un perfil. Las comparaciones entre observaciones se realizan comparando los perfiles. La composición química se puede expresar en mg/l, meq/l o %meq/l.

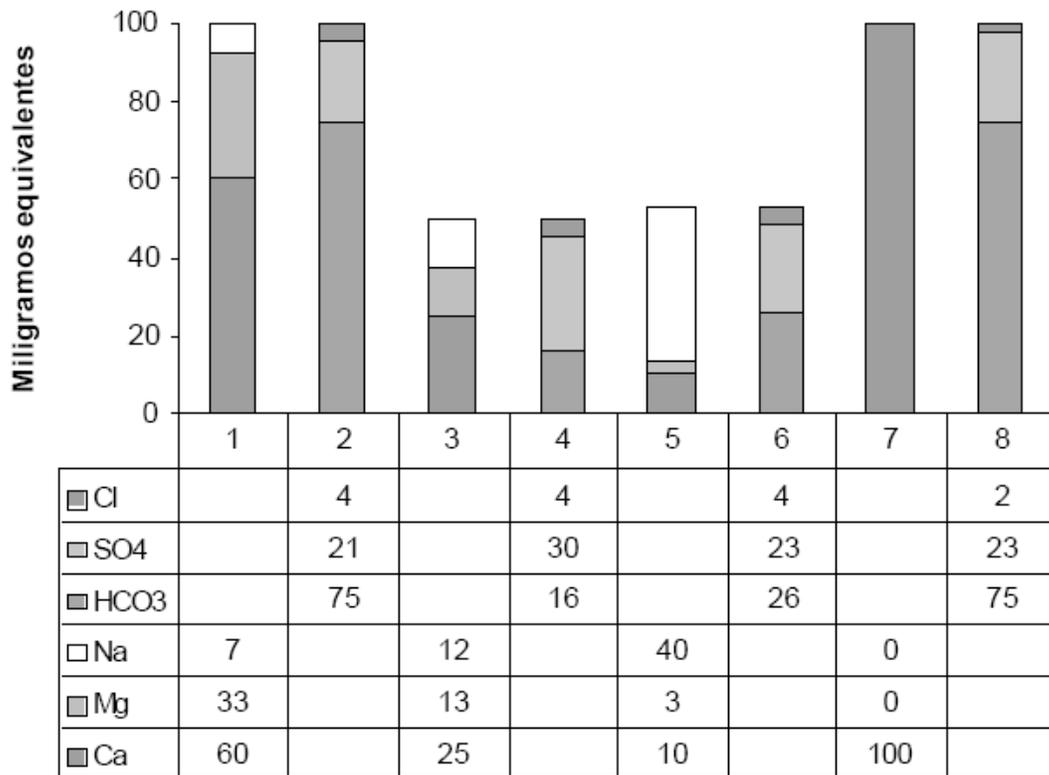


Fig. 5. Diagrama de Collins

Diagrama de Schoeller-Berkaloff

En los diagramas (Fig. 6) de Schoeller o de columnas verticales se representa el valor en miliequivalentes por litro (meq/l) de distintos aniones, cationes o una suma de ellos, utilizando una escala logarítmica y uniendo los puntos mediante una secuencia de líneas.

Diagramas de Stiff

Este diagrama (Fig. 7) consiste en representar sobre rectas paralelas, segmentos proporcionales a la concentración de cada ión (meq/l) y unir los extremos para formar así, un polígono. Esta disposición permite apreciar rápidamente los valores de las relaciones iónicas con respecto a la unidad y la variación de las relaciones entre cationes o entre aniones.

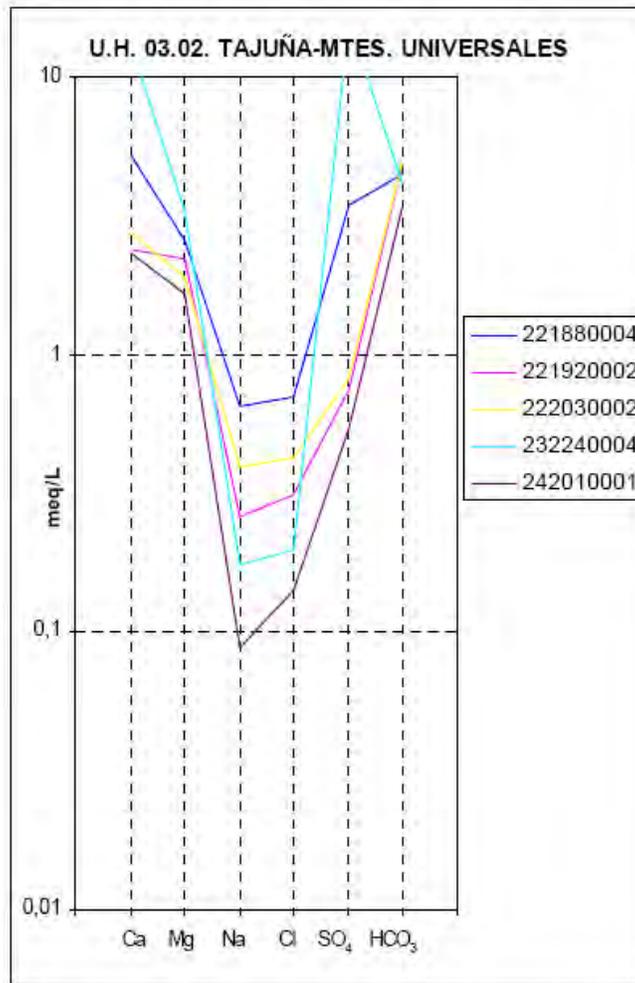


Fig. 6. Diagrama de Schoeller-Berkaloff

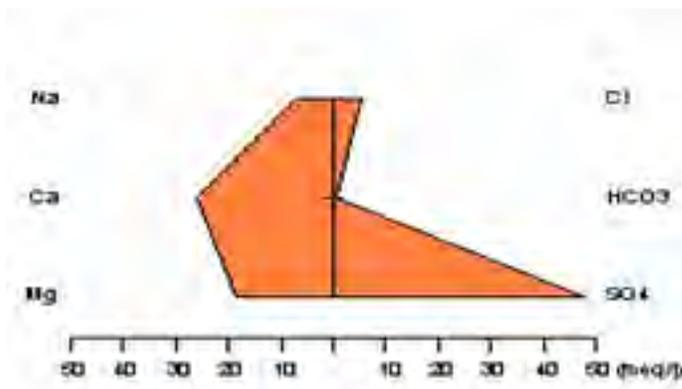
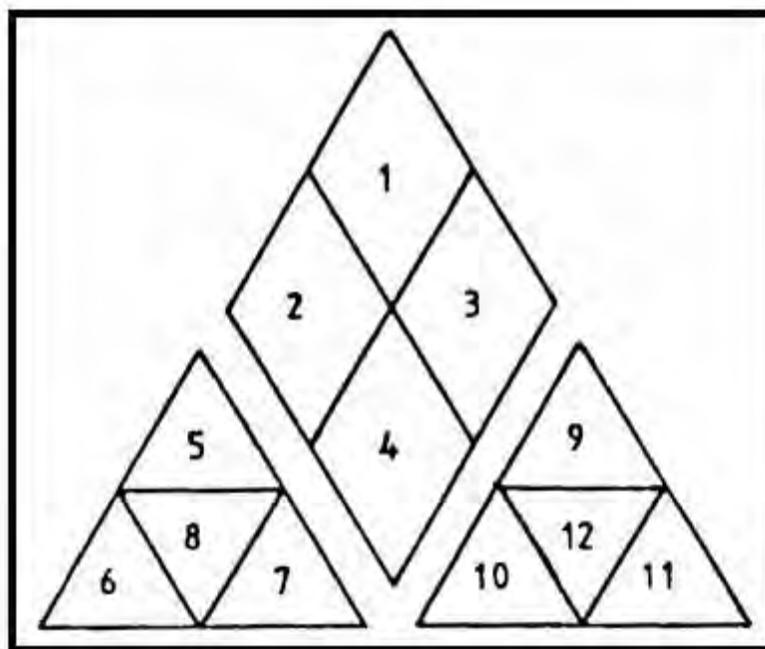


Fig. 7. Diagrama de Stiff

Diagramas de Piper

Los Diagramas de Piper (Fig. 8) son ideales para representar tres componentes aniones y tres cationes en forma simultánea. La utilidad de estos diagramas es la posibilidad de representar muchos análisis en un mismo gráfico, sin dar origen a confusiones. Las aguas químicamente semejantes se encontrarán agrupadas, y pueden clasificarse por su ubicación en el diagrama según el siguiente esquema:



- 1- Aguas sulfatadas y/o cloruradas , cálcicas y/o magnésicas.
- 2- Aguas bicarbonatadas cálcicas y/o magnésicas.
- 3- Aguas cloruradas y/o sulfatadas sódicas.
- 4- Aguas bicarbonatadas sódicas.
- 5- Aguas magnésicas.
- 6- Aguas cálcicas.
- 7- Aguas sódicas.
- 8- Aguas magnésicas, cálcicas y sódicas.
- 9- Aguas sulfatadas.
- 10- Aguas bicarbonatadas.
- 11- Aguas cloruradas.
- 12- Aguas sulfatadas, bicarbonatadas y cloruradas.

Fig. 8. Diagrama de Piper

Diagrama de Piper modificado

El diagrama ternario de Piper-Hill (Fig. 9) es ampliamente utilizado para representar la composición química de las aguas, éste sirve como auxiliar en la interpretación de la génesis del agua subterránea. Handa en 1964 extendió este diagrama combinándolo con un diagrama del Laboratorio de Investigación de Salinidad de Estados Unidos, representando la salinidad por medio de un punto en un campo extendido del diamante en lugar de un círculo, cuyo diámetro es equivalente al número total de sólidos disueltos.

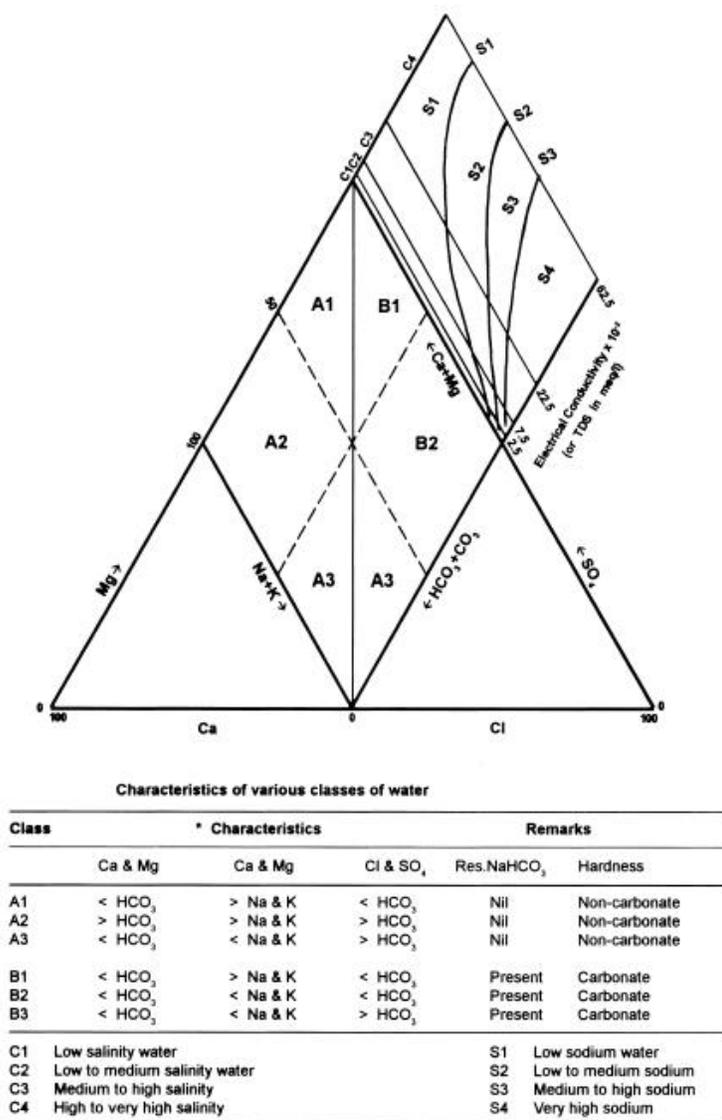


Fig. 9. Diagrama de Piper modificado de Rao, 1998.

Diagramas circulares

Representan los porcentajes de cada uno de los iones. El diámetro del círculo puede relacionarse con el total de sólidos disueltos (Fig. 10).

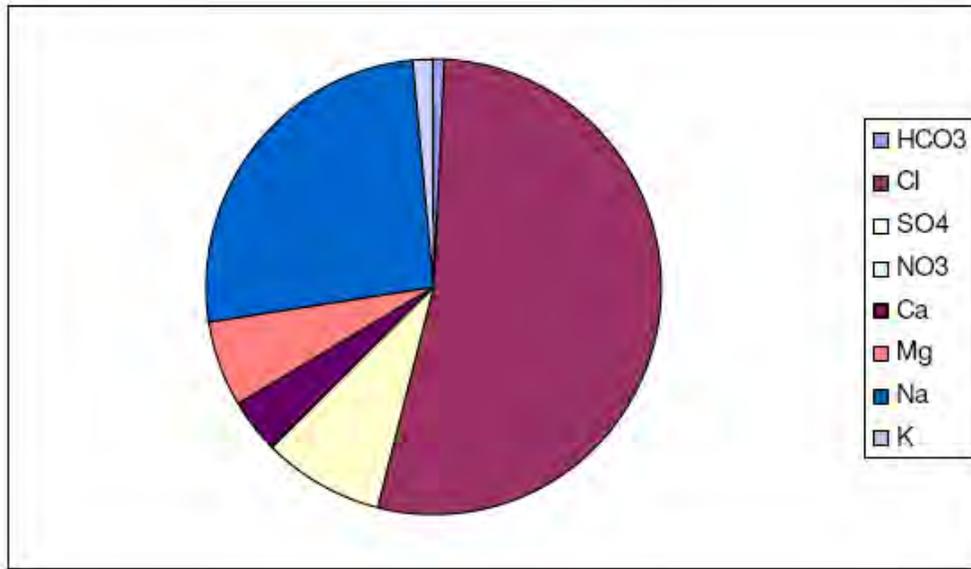


Fig. 10. Diagrama circular

Diagramas de dispersión

Este método (Fig. 11) bidimensional ilustra la relación entre dos variables, permite observar si los grupos de datos se distribuyen formando agrupaciones diferentes que permiten identificar distintos orígenes o si los datos se encuentran dispersos, consecuencia de la inexistencia de una relación.

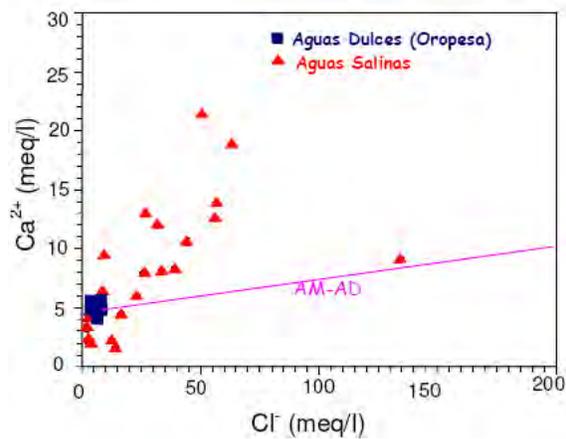


Fig. 11. Diagrama de dispersión

Diagramas cuadrados (de Durov)

En este tipo de diagramas (Fig. 12), tanto cationes como aniones se distribuyen por los cuatro lados del rectángulo, en porcentaje.

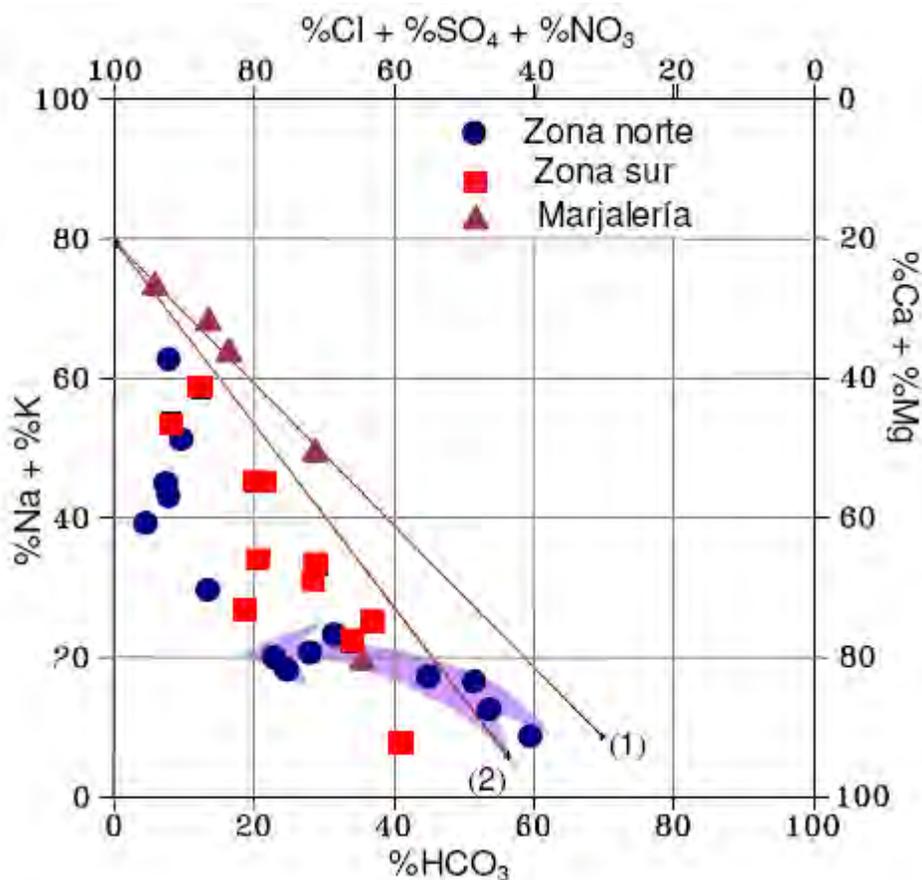


Fig. 12. Diagrama cuadrado (Durov)

Diagrama de Defrancesco

El diagrama (Fig. 13) propuesto por Defrancesco es un tipo de diagrama circular en el cual se representa en una escala logarítmica tanto macro como microconstituyentes y en la misma gráfica se representa la composición de la muestra estudiada y la del patrón de agua potable, mineral o de bebida envasada según la norma correspondiente.

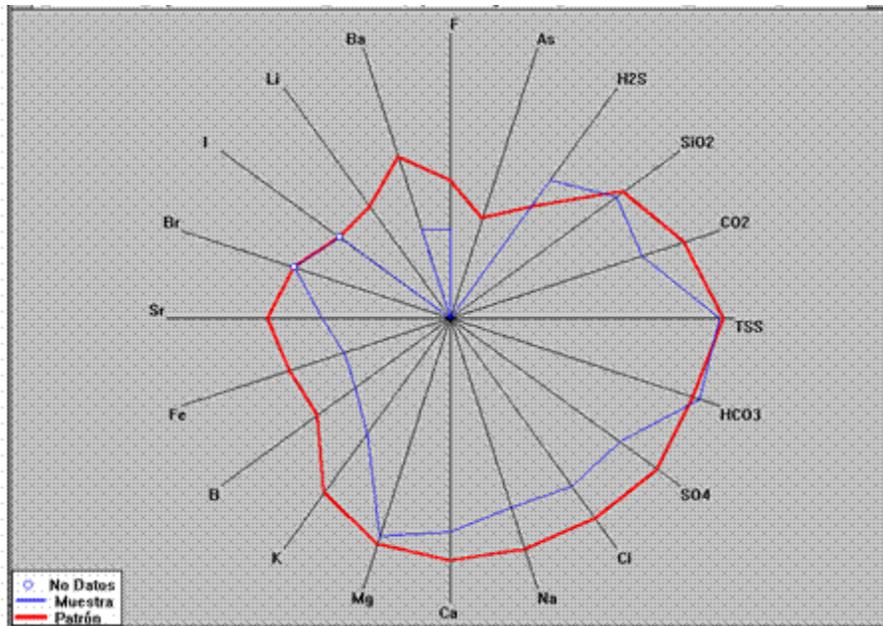


Fig. 13. Diagrama de DeFrancesco

3.3 Fase vapor

La fase vapor del fluido geotérmico está compuesta principalmente de agua (~90-95% de H₂O) y en menor proporción de algunos gases (5-10%), entre los cuales destacan: CO₂, H₂S, NH₃, N₂, H₂ y CH₄. Estos gases son también conocidos como “gases incondensables”. Con respecto a la fase gaseosa del fluido geotérmico el dióxido de carbono (CO₂) es el gas presente en mayor proporción (85-90% Santoyo *et al.*, 1991). El vapor es producido por ebullición del fluido en las profundidades (Nicholson, 1993). El CO₂, al ser un gas dominante, suele controlar la química de gases y jugar un papel importante en el estado fisicoquímico del sistema. Entre las principales reacciones que se tienen en sistemas geotérmicos destaca la siguiente: $CO_2 + 4H_2 = CH_4 + 2H_2O$. La geoquímica de esta reacción es comúnmente usada como herramienta geotermométricas en sistemas geotérmicos de vapor dominante (Henley, 1984).

La geoquímica de fluidos (fase líquida) ha sido más utilizada durante la exploración y evaluación de sistemas geotérmicos. El uso de la geoquímica de gases ha sido escasamente empleada debido las tareas tediosas y costosas que representa el muestreo y la determinación (a niveles traza), así como a su variabilidad con respecto a las condiciones de presión y temperatura de los sistemas geotérmicos (Nicholson, 1993). Sin embargo, su

uso como herramienta geoquímica en los campos de vapor dominante es fundamental ya que en estos sistemas los fluidos producidos están dominados por descargas de vapor (D'Amore, 1991). A pesar del relativo alto costo del muestreo y análisis químico, la geoquímica de gases es considerada como una herramienta atractiva y adecuada para estudios de prospección de yacimientos geotérmicos de vapor dominante (D'Amore, 1991).

Con el incremento en el contenido del gas en el vapor, la eficiencia de la generación de energía en una planta disminuye y la descarga de gases de efecto invernadero provenientes de dicha planta incrementa al mismo tiempo (Kühn, 2004). Como consecuencia de la preocupación acerca de la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera, el estudio de los flujos de CO₂ provenientes de sistemas geotérmicos se ha vuelto muy importante (Kühn, 2004). Se predice que la concentración de CO₂ (y de otras especies volátiles) en la descarga total de pozos profundos, aunque pequeña, mostrará una tendencia al aumento a medida que continúa la explotación. Por otro lado, en los casos de pozos alimentados de zonas poco profundas se espera que esa concentración se mantenga estable o tienda a bajar (Nieva *et al.*, 1987). Las emisiones de gas más significantes son las procedentes de las chimeneas de gas de las plantas de energía, frecuentemente descargadas a través de torres de enfriamiento (Webster, 1995).

3.3.1 Procesos que afectan la composición del vapor

La composición de la fase vapor puede ser afectada por varios factores, entre los cuales destacan:

- ✓ La temperatura y presión del yacimiento
- ✓ El contenido de gas en el fluido
- ✓ La solubilidad del gas en la fase líquida
- ✓ El coeficiente de distribución de masa de gases entre las fases líquida y vapor
- ✓ La presión y temperatura de separación
- ✓ La química del vapor en el yacimiento
- ✓ La proporción de masa del fluido original que se convierte en vapor
- ✓ La química del vapor producido por ebullición del fluido del yacimiento
- ✓ La etapa en la que el vapor es separado

- ✓ Reacciones en la fase vapor durante el ascenso de fluido desde el fondo hacia la superficie

3.3.2 Composición y clasificación geoquímica

Como se mencionó anteriormente los gases geotérmicos están principalmente compuestos por gases no condensables. La Tabla 4 presenta un listado general de los principales componentes gaseosos y algunas características geoquímicas importantes.

Tabla 4. Principales componentes o especies químicas disueltas en la fase gaseosa de los fluidos geotérmicos (según Nicholson, 1993).

<i>Componente</i>	<i>Descripción</i>
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	El H ₂ S es un gas más soluble que el CO ₂ y es generalmente producido por la interacción con rocas. Si logra aislarse del fluido puede ser transformado en azufre elemental, el cual se utiliza para producir ácido sulfúrico o fertilizantes.
Amoníaco (NH ₃)	Es el más soluble de los gases geotérmicos. Conforme la temperatura decrece, la concentración de NH ₃ aumenta. Se produce mediante la reacción 2NH ₃ =N ₂ +3H ₂ .
Dióxido de carbono (CO ₂)	Es el gas más abundante en los sistemas geotérmicos. Representa más del 85% de la mezcla de gases. En cierto grado controla la densidad, el pH y el punto de ebullición o flasheo en las tuberías de producción de los pozos. Su origen es de origen magmático y por oxidación de materia orgánica.
Hidrógeno (H ₂)	Es un gas altamente reactivo. Es producido por reacciones del agua con óxidos de hierro y silicatos a altas temperaturas.
Metano (CH ₄)	De los hidrocarburos, el CH ₄ es el que se encuentra con más frecuencia. Su formación está basada en la reacción de Fischer-Tropsch.
Nitrógeno (N ₂)	Como es el principal gas atmosférico, su origen en los sistemas geotérmicos se deriva de la dilución de éste en aguas meteóricas.
Oxígeno (O ₂)	La presencia de este gas en una muestra indica generalmente contaminación. En las muestras no contaminadas su concentración está cerca o debajo del límite de detección.
Gas noble: Radón (²²² Rn)	Este gas se genera a través del decaimiento radiactivo de la serie natural del ²³⁸ U. Es muy útil como trazador natural de procesos en el interior de los yacimientos geotérmicos. Es considerado como un predecesor de sismos (Santoyo <i>et al.</i> , 1991).
Otros gases nobles (He, Ne, Ar, Kr y Xe)	Se encuentran presentes en los fluidos geotérmicos por la recarga de agua meteórica.

Al igual que la fase líquida de los fluidos geotérmicos, los gases también pueden ser divididos en dos grupos principales (Nicholson, 1993):

Gases reactivos: H₂O, CO₂, H₂S, NH₃, H₂, N₂, y CH₄. Estos gases intervienen en los procesos de equilibrio químico y proveen información sobre anomalías térmicas del subsuelo y la distribución temporal y espacial de la temperatura de un sistema geotérmico (a través de estudios geotermométricos).

muestras representativas que consideren la elevada temperatura y ebullición de los fluidos, una interacción inerte con los materiales de muestreo, el efecto de exposición a la atmósfera y el enfriamiento de las muestras. El tratamiento realizado durante la recolección de la muestra depende del método analítico que va a usarse, así como de los elementos que van a determinarse (Arnórsson *et al.*, 2006).

3.4.1 Muestreo de fluidos en manantiales termales

Las condiciones más favorables para muestrear salmueras o fluidos (fase líquida) en los manantiales hidrotermales de alta temperatura son los sitios de mayor flujo, menor apertura y el mínimo contacto con el suelo (Arnórsson *et al.*, 2006). La disposición del equipo utilizado para la recolección de muestras se presenta en la Fig. 12. Este método es muy similar al tradicionalmente usado para la recolección de salmueras en pozos de líquido dominante, excepto por el serpentín de refrigeración que es conectado a una válvula en el cabezal o a una tubería del pozo.

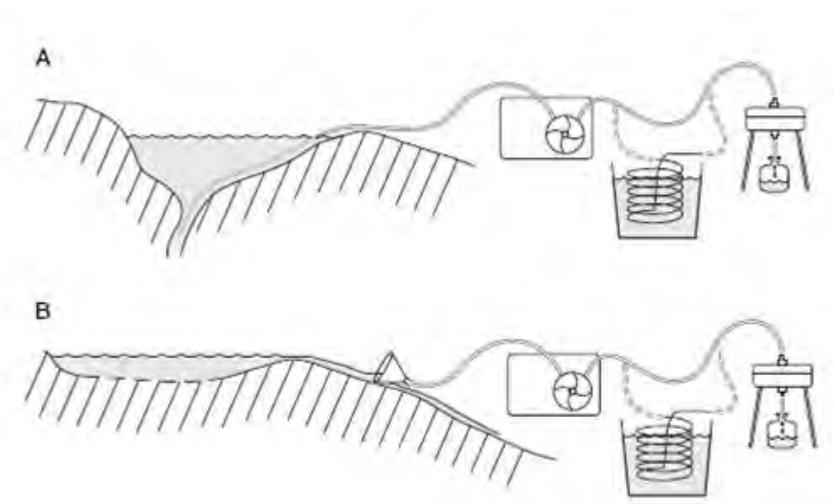


Fig. 15 Equipo de muestreo de manantiales termales (tomado de: Arnórsson *et al.*, 2006).

3.4.2 Muestreo de gases de manantiales termales o fumarolas de vapor

En el caso del muestreo de gases en manantiales termales o fumarolas lo mejor es muestrear salidas pequeñas de vapor. Existen tres tipos de muestras que normalmente se

recolectan en este tipo de manifestaciones: (1) Una muestra de la descarga total de la fumarola (Fig. 13A); (2) una fracción del gas en la descarga de la fumarola (Fig. 13B); y (3) burbujas de gas que emergen de los manantiales termales (Fig. 13C). Este tipo de muestras no requieren de tratamiento en el sitio de muestreo.

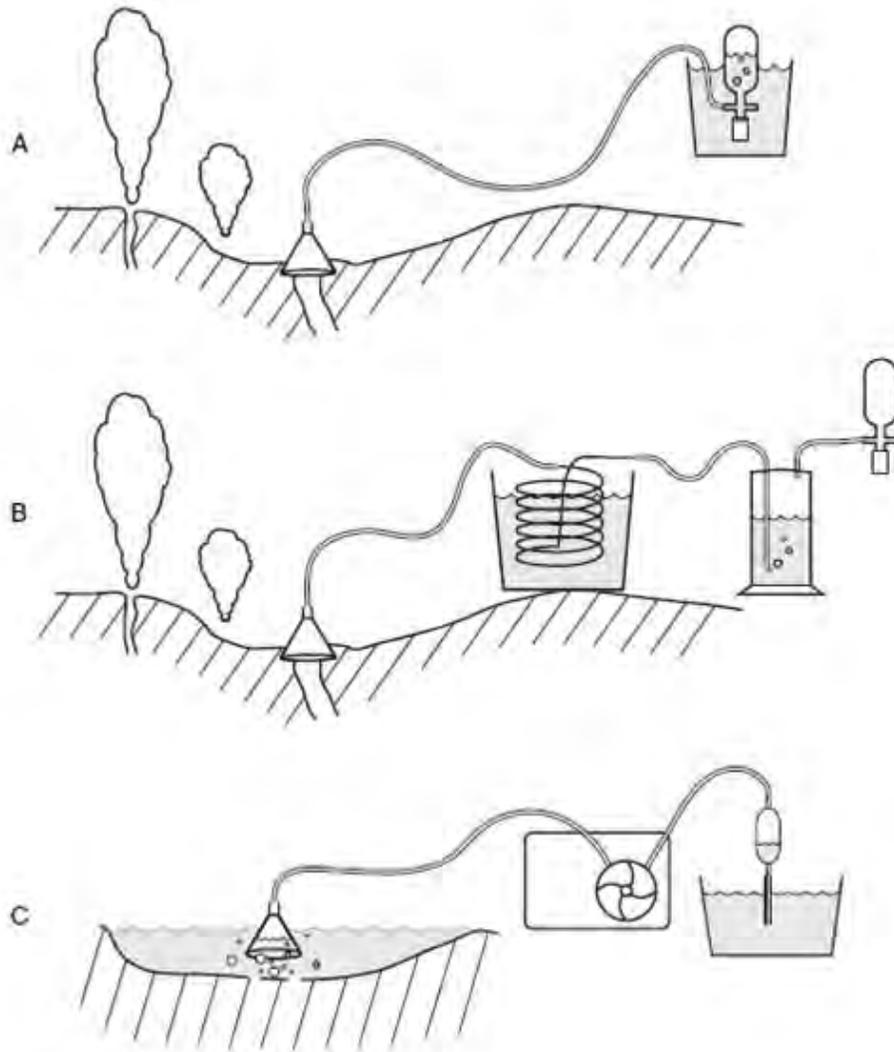


Fig. 16. Equipo de muestreo de vapor de fumarolas (A y B) y de burbujas de gas de los manantiales termales (tomado de: Arnórsson et al., 2006).

3.4.3 Muestreo de gases en pozos geotérmicos de líquido o vapor dominante

Para obtener muestras representativas de la descarga del pozo, es necesario recolectar la fase líquida y el vapor separadamente. Esto se realiza mediante un separador de cabezal

(Fig. 14) o mediante un separador centrífugo (Webre) conectado a la tubería bifásica que transmite la descarga de fluido (Fig. 15). Para la recolección de las muestras se utilizan Botellas de Giggebach (ampollas de vidrio al vacío con solución de hidróxido de sodio 6 N). En estos muestreadores los gases ácidos (CO_2 y H_2S) quedan atrapados en la solución alcalina formando sales sódicas mientras que los gases residuales no condensables (N_2 , CH_4 , He , H_2 , O_2 y CO , principalmente), quedan en espacio libre de cabeza o *headspace* del muestreador (Alfaro, 2005).

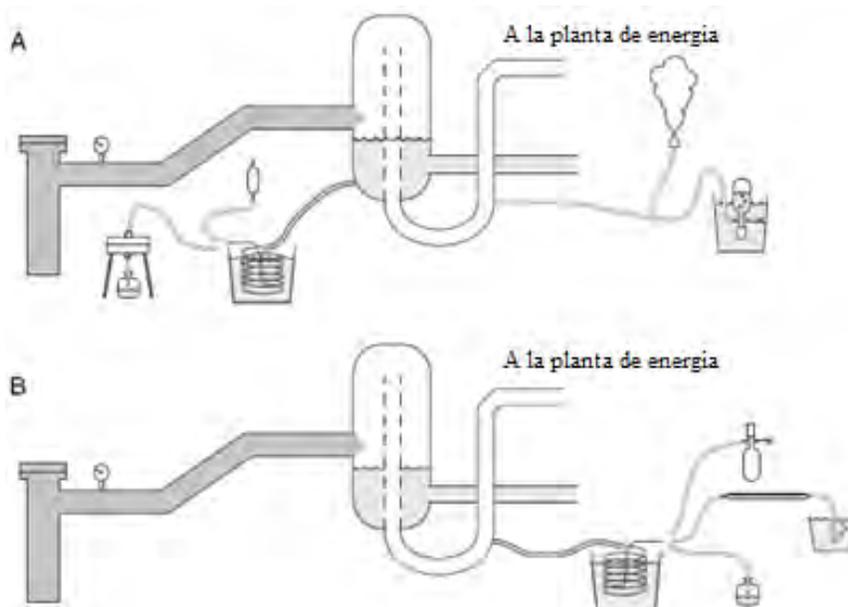


Fig. 17. Separador de cabezal (tomado de: Arnórsson et al., 2006).

3.5 Técnicas de medición de la composición química de fluidos geotérmicos

Existen diversas metodologías analíticas de medición para las fases líquida y gaseosa de los fluidos geotérmicos (ver Tablas 5 y 6), entre las cuales se encuentran los métodos: químicos y fisicoquímicos. Los primeros incluyen análisis de tipo gravimétrico y volumétrico, mientras que los segundos corresponden a métodos espectrofotométricos, electroquímicos y cromatográficos. El análisis gravimétrico determina la cantidad de una sustancia midiendo el peso de la misma, mientras que el volumétrico determina la concentración de un reactivo desconocido utilizando un reactivo titulante con una concentración y volumen conocido. Los análisis espectrofotométricos se basan en la

absorción de energía electromagnética de un analito con el objeto de usar esta absorción para su identificación inicial (análisis cualitativo) y posteriormente para determinar su concentración (análisis cuantitativo). Los métodos electroquímicos estudian una especie química mediante la medida del potencial y/o la corriente eléctrica en una celda electroquímica. En cambio, la cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas basado en el principio de retención selectiva por intercambio iónico o por adsorción, permitiendo identificar y determinar las cantidades de los componentes. Las ventajas de usar los métodos cromatográficos sobre las otras variedades radica en que se tienen análisis más precisos, relativamente rápidos con pocos problemas de interferencia entre elementos, lo cual es fundamental cuando se analizan muestras multi-componentes complejas (Nicholson, 1993; Arnórsson *et al*, 2006; Verma & Santoyo, 2007). En este trabajo de tesis se estudiaron los gases CO_2 , H_2S y NH_3 por lo que en el Apéndice A se muestra a detalle la metodología de medición empleada para cada uno de estos gases no condensables.

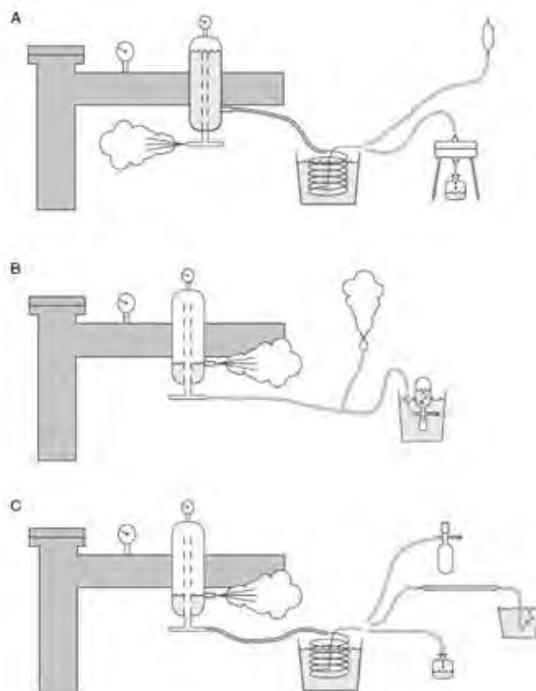


Fig. 18. Equipo para el muestreo de líquido y vapor de la descarga de un pozo de vapor húmedo usando un separador Webre (tomado de: Arnórsson *et al*. 2006).

Tabla 5. Métodos de medición de los componentes químicos de la fase líquida.

COMPONENTE	METODO	DETECCION	% ERROR
Fluoruros, F	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	3.5
Cloruros, Cl	Titulación Volumétrica	Visual o Poten.	4
	Cromatografía Iónica		5 - 10
Nitratos, NO ₃	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	3.8
Sulfatos, SO ₄	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	2
	Nefelométrico	Turbidez	1 - 10
Bromuros, Br	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	2
Bicarbonatos, HCO ₃	Titulación Volumétrica	Visual o Poten.	0.5
Carbonatos, CO ₃	Titulación Volumétrica	Visual o Poten.	0.5
Boro, B	Espectrofotómetro	Colorimétrico	2 - 6
Arsénico, As	Absorción Atómica		1 - 6
	Espectrofotómetro	Colorimétrico	
Aluminio, Al	Absorción Atómica	Emisión-Flama	5
Litio, Li	Absorción Atómica		1 - 3
	Flamometría	Emisión-Flama	5
	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	3.4
	Absorción Atómica		1 - 4
Sodio, Na	Flamometría		5
	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	4
	Absorción Atómica		1 - 4
Potasio, K	Flamometría	Emisión-Flama	5
	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	3.5
	Absorción Atómica		2 - 6
Calcio, Ca	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	4
	Absorción Atómica		5
Magnesio, Mg	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	4
	Absorción Atómica		5
Sílice, SiO ₂	Cromatografía Iónica	Cond. Eléctrica	4
	Absorción Atómica		1 - 8
	Espectrofotometría	Colorimétrico	5 - 15
Metales Pesados: Zn, Pb, Mn, Cd, Cu, Co, Fe	Gravimetría	Evaporación	
	Absorción Atómica		5
	Cromatografía Iónica	UV-Visible	1 - 5

Tabla 6. Métodos de medición de los componentes químicos de la fase gaseosa.

COMPONENTE GASEOSO	TECNICA ANALITICA	FORMA DETECCION	% ERROR
Bióxido de Carbono, CO ₂	Titulación Potenciométrica	pH	3 - 5
Acido Sulfhídrico, H ₂ S	Titulación Volumétrica	Visual	3 - 5
Amoniaco, NH ₃	Nesslerización Ión Selectivo	Colorimétrica Potenciom.	5 - 10 8
Helio, He	Cromatografía-Gas	Cond. Térmica	3 - 5
Hidrógeno, H ₂	Cromatografía-Gas	Cond. Térmica	3 - 5
Argón, Ar	Cromatografía-Gas	Cond. Térmica	3 - 5
Nitrógeno, N ₂	Cromatografía-Gas	Cond. Térmica	3 - 5
Metano, CH ₄	Cromatografía-Gas	Cond. Térmica	3 - 5
Monóxido-Carbono, CO	Cromatografía-Gas	Ionización Flama	3 - 5
Radón, ²²² Rn	Extracción Purificación	Centelleo Partículas α	5 - 10

3.6 Presentación de resultados

Existen dos clases de usuarios de datos analíticos: los químicos y los no químicos. Los químicos están interesados en la evaluación termodinámica y generalmente prefieren unidades basadas en cantidades molares, mientras que los no químicos encuentran las unidades de peso más útiles. Como el kilogramo es la unidad de masa básica, la unidad de concentración adoptada y usada en este trabajo para las especies en solución es mg/kg de solución (descarga total). Esta tiene la ventaja de proveer valores numéricos convenientes para componentes en la solución tanto mayores como menores y ser constantes con cambios de temperatura y presión.

La concentración de los constituyentes disueltos en los fluidos geotérmicos puede expresarse en diversas unidades aunque se refieran a lo mismo. Existen diferencias entre dichas unidades, sin embargo, en soluciones diluidas a condiciones estándar de temperatura y presión (1 atm y 273.15 K) estas diferencias son mínimas. En este caso la masa del soluto es despreciable, es decir, la masa de la solución es casi igual a la masa del solvente. Considerando que el solvente es agua, la densidad de la solución sería aproximadamente la del agua pura (a 1 atm y 273.15 K). Esto nos lleva a considerar que $\text{mg/kg} = \text{mg/L} = \text{ppm}$.

Algunas de las unidades en las que pueden reportarse las concentraciones de los constituyentes químicos se muestran en las Tablas 7 y 8 para muestras de líquido y de vapor respectivamente.

Tabla 7. Unidades de concentración de los constituyentes químicos en muestras líquidas de fluidos geotérmicos (Nicholson, 1993).

Unidad	Descripción
<i>mg/L</i>	Miligramos de soluto por litro de solución
<i>mg/kg</i>	Miligramos de soluto por kilogramo de solución
<i>Ppm</i>	Partes en peso de soluto, en un millón de partes en peso de solución
<i>moles/L o Molaridad (M)</i>	Número de moles de soluto por litro de solución
<i>moles/kg o molalidad (m)</i>	Número de moles de soluto por kilogramo de solución
<i>miliequivalentes</i>	Milimoles de cargas positivas o negativas por kilogramo de solución

Tabla 8. Unidades de concentración de los constituyentes químicos en muestras de vapor de fluidos geotérmicos (Nicholson, 1993).

Unidad	Descripción
<i>milimoles/100 moles de vapor</i>	Cantidad de un gas (en milimoles) en 100 moles de vapor
<i>%mol</i>	Cantidad de un gas (en moles) en 100 moles de gas total
<i>milimol/mol de gas seco</i>	Cantidad de un gas (en moles) en un mol de gas total
<i>g/tonelada</i>	Cantidad de un gas (en gramos) en una tonelada de vapor
<i>mg/kg</i>	Miligramos de gas por kilogramo de vapor
<i>%peso</i>	Partes de gas (en peso) por 100 partes de vapor

CAPÍTULO 4

ESTADÍSTICA- GEOQUIMIOMETRÍA

La estadística es una ciencia que se deriva de las matemáticas y puede definirse como “la ciencia que trata con la metodología de la colección, presentación y análisis de los datos, así como su uso” (Verma, 2005). Cuando es utilizada para analizar datos químicos se ha definido como quimiometría, en la cual los datos son transformados en información usada para la toma de decisiones (Beebe *et al.*, 1998). Cuando estas herramientas estadísticas se aplican para el análisis de datos geoquímicos surge una nueva ciencia denominada “Geoquimiometría” (Verma, 2005). Esta última es empleada en este proyecto de tesis para el análisis de datos de composición química de la fase vapor de los fluidos geotérmicos.

4.1 Conceptos básicos

Los datos son hechos y números variantes de los cuales se pueden sacar conclusiones (Simpson, 1990; Verma, 2005). Existen diferentes tipos de datos, entre los cuales destacan: (i) los datos naturales, los que describen fenómenos naturales, tales como la presión atmosférica; (ii) los datos experimentales, los que se obtienen de un proceso de medición como la cuantificación del contenido de algún gas en un fluido; (iii) los datos contables o de numeración, los referidos a un número exacto, como por ejemplo el número de votantes es una casilla; (iv) los datos discretos, los que tienen posibilidades finitas en un intervalo, como las funciones trigonométricas; y (v) los datos continuos, resultantes de un proceso de medición de una variable resulta en datos continuos. Los datos manejados en esta tesis pertenecen al grupo de los datos experimentales, puesto que son el producto de mediciones de campo de concentraciones de gases en una mezcla.

Asimismo, es necesario conocer los diferentes tipos de *errores* que podemos tener presentes en nuestros datos. Estos se refieren a la diferencia entre el valor medido o

calculado y el real (www.rae.es). Existen tres fuentes de incertidumbre o error en las mediciones experimentales, éstas son: a) aleatoria o al azar, la cual se reduce realizando múltiples mediciones, b) sistemática, la cual siempre está presente y c) la garrafal o ilegítimo, las cuales deben de corregirse antes de aplicar estadística. (Verma, 2005). Siempre se debe tener en cuenta el principio mencionado por Miller & Miller (1993) el cual establece que “no existen resultados cuantitativos válidos si no van acompañados de alguna estimación de los errores inherentes a ellos”.

También es útil distinguir entre *muestra* y *población*, ya que esto puede ocasionar confusiones. La muestra es una parte representativa de la población, mientras que la población es el total, lo cual por lo general desconocemos (Mason, 1989; Simpson, 1990; Verma, 2005).

Del mismo modo, hay que saber diferenciar entre *precisión* y *exactitud*. La primera está relacionada con los errores aleatorios y se refiere a la relación existente entre los valores medidos. La segunda está relacionada con los errores sistemáticos y se refiere a la relación que guardan los valores medidos con respecto a un punto de referencia.

Por último, debemos saber que todas las muestras procedentes de mediciones de datos univariados tienen una distribución estadística asociada que para poder conocerla se requiere construir una tabla de frecuencias (Miller & Miller, 1993). La distribución de los datos univariados en “muestras” puede apreciarse mejor a través de un histograma de resultados. A partir del cual se puede generalmente verificar el comportamiento y la representación de los datos mediante una distribución “Normal”, o también conocida como “Gaussiana” (es decir, una distribución simétrica tipo campana). Las características de este tipo de distribución son: 68% de los valores de la muestra caen dentro de $\pm 1s$ de la media (donde s es la desviación estándar, definida más adelante), aproximadamente el 95% de los valores caen dentro de $\pm 2s$ de la media, y aproximadamente el 99.7% de los valores caen dentro de $\pm 3s$ de la media (ver Fig.3). Se sabe que las mediciones efectuadas con instrumentos analíticos generalmente obedecen distribuciones normales o “Gaussianas” (Miller & Miller, 1993; Bevington & Robinson, 2003).

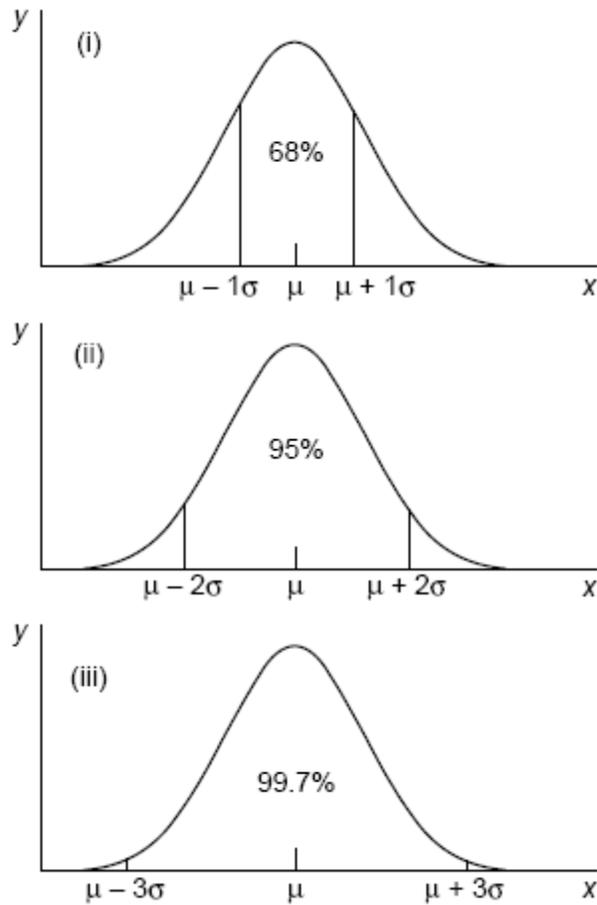


Fig. 19. Propiedades de la distribución normal (Miller & Miller, 1993).

4.2 Medidas de tendencia central y dispersión

Las medidas de tendencia central, llamadas así porque tienden a localizarse en el centro de la información, son de gran importancia en el manejo de las técnicas estadísticas, sin embargo, su interpretación no debe hacerse aisladamente de las medidas de dispersión, ya que la representabilidad de ellas está asociada con el grado de concentración de la información (Guarín, 2002). Dentro de estas medidas se encuentran la media, moda, mediana, cuartil medio, cuartil superior, cuartil inferior, media geométrica, media armónica, media “tijereada”, y la media “winsorizada”. Aún cuando la medida de tendencia central más comúnmente usada es la media, los otros parámetros señalados han demostrado una gran utilidad, especialmente cuando la distribución de datos experimentales se aparta de una distribución normal o cuando están presentes valores desviados, conocidos en la

literatura estadística especializada como “outliers” (Verma, 2005). A continuación se describirán brevemente las medidas más usadas.

4.2.1 Media

También conocida como el “promedio”, “centroide”, “centro de gravedad” o parámetro estadístico de primer momento. La media (\bar{x}) es la suma de todos los valores de las mediciones o medidas ($x_1+x_2+x_3+\dots+x_n$), dividida por el número total de medidas (n):

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (1)$$

Es importante recordar que cuando la distribución de datos no es totalmente normal o Gaussiana, la media no es una medida adecuada para expresar su tendencia central (P. ej. Simpson, 1990; Verma, 2005).

4.2.2 Mediana

A partir de un arreglo ordenado de mediciones o medidas $x_1, x_2, x_3, \dots, x_{n-1}, x_n$, la mediana es el valor central ($x_{(n+1)/2}$) cuando el número de observaciones n es non. Para un número par de observaciones, la mediana es la media aritmética de dos valores centrales $x_{(n/2)}$ y $x_{((n/2)+1)}$ (p.ej., Simpson, 1990; Miller & Miller, 1993; Guarín, 2002; Verma, 2005).

4.2.3 Moda

Siendo el valor más frecuente observado en un conjunto de datos, se puede estimar a partir de un arreglo ordenado de datos como podría ser $x_1, x_2, x_3, \dots, x_{n-1}, x_n$, o a partir de un histograma (p.ej. Simpson, 1990; Miller & Miller, 1993; Guarín, 2002; Verma, 2005).

Después de describir las medidas de tendencia central, ahora se detallaran las principales medidas de dispersión.

En el análisis estadístico no basta el cálculo e interpretación de las medidas de tendencia central, ya que, por ejemplo, cuando pretendemos representar toda una información con la media aritmética, no estamos siendo absolutamente fieles a la realidad, pues suelen existir

datos extremos inferiores y superiores a la media aritmética, los cuales, en honor a la verdad, no están siendo bien representados por este parámetro (Guarín, 2002).

Las medidas de dispersión son parámetros estadísticos que indican que tanto se alejan del centro los valores de la distribución de datos en una muestra. Para medir el grado de dispersión de una variable, se utilizan principalmente los siguientes indicadores: intervalo total o rango, intervalo intercuartil, desviación estándar, coeficiente de variación, desviación estándar relativa, desviación estándar geométrica, desviación mediana, error estándar de la media, límites de confianza e intervalos de confianza de la media, momentos de una distribución (media, varianza, skewness, kurtosis): Simpson, 1990; Guarín, 2002; Verma, 2005.

4.2.4 Desviación Estándar

Este parámetro es el más frecuentemente usado como la medida de dispersión. La desviación estándar (s) de la muestra está dada por:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}} \quad (2)$$

Es importante mencionar que el parámetro s es sólo una estimación de la desviación estándar de la población σ . En otras palabras, la repetición de un experimento genera diferentes valores de la s (p.ej. Miller & Miller, 1993; Jensen *et al.*, 2000; Guarín, 2002; Verma, 2005).

4.2.5 Coeficiente de Variación

El coeficiente de variación (c_v) se define como la relación que existe entre la desviación estándar de la muestra y su media (p.ej. Jensen *et al.*, 2000; Guarín, 2002; Verma, 2005):

$$c_v = \frac{s}{\bar{x}} \quad (3)$$

4.2.6 Desviación Estándar Relativa

Cuando s_v requiere ser expresado en porcentaje, la desviación estándar relativa (%DER, equivalente en inglés a “Relative Estándar Deviation”: RSD%) resulta ser un parámetro muy útil (P.ej. Guarín, 2002; Verma, 2005):

$$sv (\%) = DER = RSD = 100 s_v \quad (4)$$

4.2.7 Límites de Confianza de la Media e Intervalo de Confianza de la Media

El intervalo dentro del cual se puede suponer, de manera razonable que se encuentra el valor verdadero, es conocido como un intervalo de confianza, mientras que los valores extremos de dicho intervalo se llaman límites de confianza. El término “confianza” implica que podemos afirmar con una cierta probabilidad que el intervalo señalado incluye al valor verdadero. El tamaño del intervalo de confianza dependerá de la probabilidad que se quiera tener en éste para incluir el valor verdadero: cuanto más grande la certeza, más grande será el intervalo requerido. Generalmente, se usa el 95% ó 99% como niveles de confianza para expresar el intervalo de confianza de la media (también referidos con respecto a los niveles de significancia de 0.05 ó 0.01, respectivamente): Jensen, 1990; Miller & Miller, 1993; Verma, 2005.

Suponiendo una muestra del tamaño n , con una distribución normal, los límites de confianza de la media estarán dados por:

$$x \pm \left\{ t_{n-1} \left(\frac{s}{\sqrt{n}} \right) \right\} \quad (5)$$

donde el subíndice $(n-1)$ se conoce como los grados de libertad (df o ν). El valor de t (también conocido como valor crítico) correspondiente a estos grados de libertad y un determinado nivel de confianza (nivel de significado) para ambas colas, se obtiene de tablas estadísticas de t (Miller & Miller, 1993; Barnett & Lewis, 1994; Verma & Quiroz, 2006).

Una vez obtenidos los límites, se puede expresar el intervalo de confianza de la media como:

$$\left[x - \left\{ t_{n-1} \left(\frac{s}{\sqrt{n}} \right) \right\} \right] < x < \left[x + \left\{ t_{n-1} \left(\frac{s}{\sqrt{n}} \right) \right\} \right] \quad (6)$$

4.3 Pruebas de discordancia en muestras univariadas

Es muy frecuente que las personas que realizan experimentos se enfrenten a la situación en que uno o más de los resultados obtenidos en una serie de medidas difieran del resto de manera inexplicable. Estas medidas se denominan resultados anómalos, discordantes o desviados (Miller & Miller, 1993).

Un valor desviado, “outlier”, es una observación que tiene valor extremo en relación con otras observaciones bajo las mismas condiciones (parece inconsistente): Mason *et al.*, 1989, Verma, 2005.

Existen tres posibles fuentes de variabilidad, estas son: 1) variabilidad inherente, 2) error en la medición y 3) error de ejecución (Mason, 1989; Barnett & Lewis, 1994).

Los outliers son importantes por dos razones:

- ✓ Su presencia en un set de datos puede oscurecer características acerca del fenómeno que está siendo estudiado.
- ✓ Los outliers pueden proveer información única acerca del fenómeno de interés, que no están contenidas en las otras observaciones.

Lo que puede hacerse con los datos desviados es: a) rechazarlos, b) acomodarlos, c) cambiarlos, o d) no hacer nada y dejarlos como tales. Por lo que la identificación de outliers puede llevar a dos caminos, una acción de remediación y un potencial nuevo descubrimiento (Mason, 1989; Barnett & Lewis, 1994).

Las pruebas de discordancia sirven para evaluar si los datos extremos son los valores desviados (contaminantes) bajo la hipótesis de que vienen de otra población con la misma varianza (o desviación estándar) pero media diferente o misma media pero con varianza diferente, o con ambas tanto la media como la varianza diferentes. Si este fuera el caso, se dice que todos los datos no pertenecen a la misma población (normal). Lo que verdaderamente importa es saber si pertenecen a la misma población.

Las pruebas estadísticas relevantes se pueden clasificar en cinco tipos principales (Verma, 2005):

1) El estadístico de la desviación o la dispersión

Consiste en una relación en la que el numerador indica la distancia entre un dato desviado y un parámetro de tendencia central y el denominador una medida de la dispersión total de los datos.

2) El estadístico de la suma de cuadrados (Pruebas de Grubbs)

Es la relación de las sumas de cuadrados para una muestra reducida que no contienen el o los datos a probar y la muestra total.

3) El estadístico del intervalo total o de dispersión

En este estadístico el numerador es el intervalo total de los datos y el denominador es una medida de la dispersión.

4) El estadístico de exceso o de dispersión (Pruebas de Dixon)

Representa la relación de la diferencia entre la distancia de un dato desviado y su vecino más cercano o el próximo al más cercano y el intervalo total de los datos o alguna otra medida de dispersión de los datos (no desviación estándar).

5) El estadístico de momento de alto orden

Corresponde a la medida de asimetría o sesgo y el coeficiente de curtosis.

Las pruebas pueden aplicarse las veces que sean necesarias, hasta que no se detecten valores discordantes y la muestra sea considerada “normal”. Para mayor información acerca de las pruebas ver Apéndice B.

Existen dos cuestiones que deben ser tomadas en cuenta al aplicar las pruebas de discordancia, estas son:

Masking: ocurre cuando dos o más outliers tienen valores similares y sólo pueden detectarse como outliers con pruebas que incluyan los dos valores.

Swamping: ocurre cuando se aplican pruebas por parejas y un valor desviado “jala” o lleva consigo a un valor no desviado.

4.4 Pruebas estadísticas F y t-student

Tal y como se mencionó anteriormente, siempre se trabaja con muestras estadísticas, ya que nunca se conoce la población original (la cual teóricamente se asume que tiene una distribución normal). Por esta razón surgen los conceptos de pruebas de significancia para analizar “si dos ó más muestras estadísticas provienen de la misma población o poblaciones parecidas”. Por ello, es necesario evaluar si las varianzas y/o medias de las muestras estadísticas son parecidas (o iguales, estadísticamente hablando).

La aplicación de una prueba estadística de significancia requiere: (i) formular una hipótesis nula (H_0) y una hipótesis alterna (H_1) adecuada; (ii) calcular el valor de un estadístico, una función matemática apropiada para resolver la validez estadística de dichas hipótesis; (iii) comparar el valor del estadístico calculado con el valor crítico a un determinado nivel de confianza; y (iv) concluir con la aceptación o rechazo de cualquiera de las dos hipótesis propuestas inicialmente con un cierto nivel de significado.

4.4.1 Prueba F

El objetivo de esta prueba es verificar la hipótesis nula H_0 que podría formularse cuando “las dos muestras tengan la misma varianza” o, en su defecto, una hipótesis alterna H_1 que proponga que “las dos muestras tienen diferentes varianzas”. Suponiendo que se cuenta con dos muestras x y y con sus respectivas desviaciones estándar de s_x y s_y , estimadas a partir de su número de datos, n_x y n_y . El estadístico de la prueba F se define mediante la siguiente ecuación (Miller & Miller, 1993; Jensen, 2000; Verma, 2005):

$$F = \frac{s_x^2}{s_y^2} \quad (7)$$

donde F debe ser ≥ 1 . Los grados de libertad para el numerador y para el denominador son respectivamente n_x-1 y n_y-1 . En caso de que el valor sea < 1 , se debe calcular el estadístico como:

$$F = \frac{s_y^2}{s_x^2} \quad (8)$$

De tal manera que $F \geq 1$. El valor del estadístico de F (calculado) se compara con el valor crítico de la distribución F (compilado de tablas estadísticas de F), ya sea para nivel de confianza del 95% o del 99% (p. ej., Miller & Miller, 1993; Barnett & Lewis, 1994). Es importante señalar que se debe tener mucho cuidado en identificar correctamente el numerador y el denominador del estadístico para cada caso, ya que las tablas de valor críticos no son simétricas. Cuando el valor del estadístico calculado es menor que el valor crítico de la tabla correspondiente, se acepta la hipótesis nula H_0 y se concluye que no existe diferencia significativa entre las varianzas. De lo contrario, cuando el valor calculado es mayor que el valor crítico de la tabla, se dice que la hipótesis nula no es válida y que por ende, se acepta la hipótesis alterna H_1 y se concluye que existe diferencia significativa entre las varianzas de las muestras evaluadas (Miller & Miller, 1993; Jensen, 2000; Verma, 2005).

4.4.2 Prueba de t-Student

La prueba t-Student sirve para comparar el valor de dos medias calculadas de sus respectivas muestras. Esta se debe aplicar, generalmente, después de la prueba F. En esta prueba, la hipótesis nula H_0 se define que “las medias de las muestras son iguales” o que “las muestras vienen de la misma población o de poblaciones idénticas”, mientras que la hipótesis alterna H_1 establece que “las medias de las muestras son diferentes”, que “existe diferencia significativa (a un cierto nivel de significado) entre las dos medias”, o que simplemente “las muestras no vienen de una misma población o vienen de poblaciones diferentes” (Miller & Miller, 1993; Jensen, 2000; Verma, 2005).

Cuando se aplica la prueba t-Student bajo esta hipótesis alterna H_1 , se le llama prueba t-Student con dos colas (“two tailed test”). Se puede plantear la hipótesis alterna H_1 de una forma diferente, “si la media de la muestra es menor (o mayor) que la de la otra muestra”. En este caso, se llama prueba t-Student de una cola (“one tailed test”). En ambos casos se recomienda usar la prueba t-Student con un nivel de confianza de 95 ó 99% (Verma, 2005).

Prueba *t*-Student cuando las varianzas son iguales

Cuando la prueba F ha aceptado la validez de la hipótesis nula H_0 , la prueba *t*-Student debe ser aplicada usando las siguientes ecuaciones (Miller & Miller, 1993; Jensen, 2000; Verma, 2005):

$$t = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{s \left(\sqrt{\frac{1}{n_x} + \frac{1}{n_y}} \right)} \quad (9)$$

donde \bar{x} y \bar{y} son las medias de las dos muestras con un número de datos n_x y n_y ; s_x y s_y son las desviaciones estándar respectivas; $|\bar{x} - \bar{y}|$, la diferencia absoluta entre las dos medias, y finalmente s , la desviación estándar combinada de las dos muestras, la cual puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$s = \sqrt{\frac{(n_x - 1)s_x^2 + (n_y - 1)s_y^2}{(n_x + n_y - 2)}} \quad (10)$$

Nótese que $(n_x + n_y - 2)$ son los grados de libertad para el valor crítico de la distribución *t*. La hipótesis nula H_0 se rechaza (y por lo tanto, la hipótesis alterna H_1 se acepta), si el valor del estadístico *t*-student (calculado) es mayor que el valor crítico tabulado para la distribución *t* que corresponde a la prueba de dos colas. De lo contrario (cuando el valor del estadístico calculado es menor o igual que el tabulado), se acepta la hipótesis nula H_0 como cierta o verdadera.

Prueba *t*-Student cuando las varianzas son diferentes

Cuando la prueba F nos indique que la hipótesis alterna es verdadera (las varianzas no son iguales) se calcula el estadístico *t* de acuerdo a la ecuación:

$$t = \frac{|\bar{x} - \bar{y}|}{\sqrt{\frac{s_x^2}{n_x} + \frac{s_y^2}{n_y}}} \quad (11)$$

Podemos notar que esta ecuación es más compleja que la utilizada cuando las varianzas son iguales. Ya que por esta misma razón no pueden mezclarse. Asimismo para calcular los grados de libertad se necesita una ecuación aún más compleja:

$$v = \frac{\left(\frac{s_x^2}{n_x} + \frac{s_y^2}{n_y} \right)^2}{\left(\frac{s_x^4}{n_x^2(n_x - 1)} + \frac{s_y^4}{n_y^2(n_y - 1)} \right)} \quad (12)$$

El valor calculado no será un entero, por lo que los grados de libertad se obtienen truncando (y no redondeando) el número fraccionario obtenido.

Posteriormente se compara el valor del estadístico t calculado con el de las tablas de valores críticos y se toma la decisión apropiada acerca de la hipótesis nula (H_0) y alterna (H_1) (Miller & Miller, 1993; Jensen, 2000; Verma, 2005).

Análisis de varianza (ANOVA)

La prueba ANOVA (“analysis of variance” –análisis de varianza), también, en ocasiones conocida como la prueba Relación-F (“F-ratio”), es una prueba paramétrica estándar que sirve para evaluar diferencias entre tres o más muestras. Esta prueba presenta la ventaja de poder ser aplicada en muestras que no exhiben una normalidad (Miller & Miller, 1993; Jensen *et al.*, 2000; Verma, 2006).

En esta prueba, la hipótesis nula H_0 considera que “las muestras provienen de una misma población común o poblaciones idénticas”, mientras que la hipótesis alterna H_1 establece que “las muestras provienen de distintas poblaciones”. La prueba ANOVA se sustenta en un análisis estadístico para encontrar si existe más variación entre muestras que la variación existente dentro de ellas. En claro que para la hipótesis nula H_0 se espera que la variación dentro de las muestras sea parecida a la variación entre ellas. Por lo tanto, se obtienen dos estimaciones de varianzas de la población hipotéticamente común. Una que corresponde a la “estimación de la varianza entre las muestras”, \hat{S}_B^2 , y la otra referida a la “estimación de la varianza dentro o en el interior de las muestras”, \hat{S}_W^2 . Ahora bien, si κ es el número de

muestras, n_i es el número de los datos individuales en cada muestra (o sea, n_1, n_2, \dots, n_k datos, respectivamente), y $\bar{x}_1, \bar{x}_2, \dots, \bar{x}_k$ son las medias respectivas, la varianza entre las muestras se estima como:

$$\hat{s}_B^2 = \frac{n_1(x_1 - x_g)^2 + n_2(x_2 - x_g)^2 + \dots + n_k(x_k - x_g)^2}{\kappa - 1} \quad (13)$$

donde x_g es la media global de todos los datos (la media de todos los datos en κ muestras consideradas como una sola muestra), y $(\kappa - 1)$ representa los grados de libertad para la varianza entre las muestras.

La media global \bar{x}_g se calcula como:

$$x_g = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} x_i + \sum_{i=1}^{n_2} x_i + \dots + \sum_{i=1}^{n_k} x_i}{n_1 + n_2 + \dots + n_k} \quad (14)$$

De manera similar, la estimación de la varianza dentro de las muestras es:

$$\hat{s}_W^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} (x_i - x_1)^2 + \sum_{i=1}^{n_2} (x_i - x_2)^2 + \dots + \sum_{i=1}^{n_k} (x_i - x_k)^2}{N - \kappa} \quad (15)$$

donde N es el número total de los datos individuales en todas las muestras ($n_1 + n_2 + \dots + n_k$), y $(N - \kappa)$ son los grados de libertad para la varianza dentro de las muestras.

En el caso de no disponer los datos individuales de las diferentes muestras, sino solamente los datos finales de las medias y desviaciones estándar, la media global puede ser calculada, en forma aproximada, por la siguiente ecuación:

$$x_g = \frac{n_1 \bar{x}_1 + n_2 \bar{x}_2 + \dots + n_k \bar{x}_k}{n_1 + n_2 + \dots + n_k} \quad (16)$$

con una varianza dentro de las muestras, dada por:

$$\hat{s}_w^2 = \frac{(n_1 - 1)s_1^2 + (n_2 - 1)s_2^2 + \dots + (n_\kappa - 1)s_\kappa^2}{N - \kappa} \quad (17)$$

Ahora bien, una vez obtenidas las dos estimaciones \hat{s}_B^2 y \hat{s}_w^2 ya sea por las ecuaciones (3.24), (3.26), (3.27) y (3.28), la relación-F es calculada como:

$$F = \frac{\hat{s}_B^2}{\hat{s}_w^2} \quad (18)$$

Finalmente, se compara el valor de F calculado con el valor crítico a un determinado nivel de significancia utilizando $(\kappa - 1)$ y $(N - \kappa)$ grados de libertad. Se acepta H_0 si el valor calculado de F es menor que el valor crítico; de lo contrario, se rechaza H_0 (y se acepta H_1) cuando el valor calculado de F es mayor que el valor crítico (Miller & Miller, 1993; Jensen *et al.*, 2000; Verma, 2006).

4.5 Regresión Lineal

Las regresiones nos permiten ver la tendencia que siguen nuestros datos. Entre ellas podemos encontrar: regresión lineal ordinaria, regresión lineal ponderada, regresión polinomial y regresión lineal robusta.

4.5.1 Regresión Lineal Ordinaria (RLO)

Este es el tipo de regresión más usada. A los datos se les otorga ningún o el mismo peso. Sin embargo, para que esta regresión se lleve a cabo se necesita que se cumplan las siguientes condiciones: (1) linealidad entre las variables $y - x$; (2) La variable x esta exenta de error experimental o su error es considerablemente inferior al error observado en la variable y ; (3) los errores en la variable y están normalmente distribuidos; (4) los errores en la variable dependiente y son del tipo homoscedásticos (varianza constante a lo largo del intervalo de respuesta); y (5) que los errores asociados con diferentes observaciones sean independientes (Verma, 2005)

En el caso de la RLO, la ecuación que describe n datos experimentales (x_i, y_i) es representada matemáticamente por:

$$y = a + bx \quad (19)$$

El valor de la pendiente b está dado por la siguiente expresión:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n \{(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})\}}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (20)$$

y el valor del intercepto a por:

$$a \equiv \bar{y} - b\bar{x} \quad (21)$$

Los errores estándar de los coeficientes b (pendiente) y a (intercepto) pueden ser estimados mediante las siguientes ecuaciones:

$$s_b = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{(n-2) \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}} \quad (22)$$

y

$$s_a = \sqrt{\frac{\left\{ \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \right\} \left\{ \sum_{i=1}^n x_i^2 \right\}}{n(n-2) \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}} \quad (23)$$

donde y_i es el valor observado, \hat{y}_i el valor predicho con la ecuación ajustada utilizando el mismo valor observado de x , de tal forma que $(y_i - \hat{y}_i)$ representan un valor residual de y_i . Se dice que las variables o datos experimentales están correlacionados cuando existe un patrón rectilíneo entre estos datos. El grado de correlación entre las dos variables se determina a través del coeficiente de correlación lineal (r) el cual está dado por la siguiente ecuación:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n \{(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})\}}{\left[\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right] \left[\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \right]} \quad (24)$$

El valor r puede tomar valores en el intervalo de $-1 \leq r \leq 1$.

4.5.2 Regresión Lineal Ponderada (RLP)

Cuando las condiciones para la regresión lineal ordinaria no se cumplen se puede realizar otro tipo de regresión. Por ejemplo, la regresión lineal ponderada. La cual permite el análisis de regresión de datos y el transporte de los errores de las variables dependiente (“y”) e independiente (“x”) con base en las condiciones no satisfechas por las aseveraciones de la RLO. La RLP se fundamenta a partir de las siguientes consideraciones:

Básicamente la RLP requiere la asignación de un factor de ponderación w_i a cada valor en (x_i, y_i) el cual es inversamente proporcional a la varianza combinada s_i de x_i y y_i (Verma, 2005).

$$w_i = \frac{s_i^{-2}}{\left\{ \sum_{i=1}^n (s_i^{-2}) \right\} / n} \quad (25)$$

donde la sumatoria de estos factores de ponderación es igual a:

$$\sum_{i=1}^n w_i = n \quad (26)$$

Los coeficientes (pendiente e intercepto) de la RLP están dados por las siguientes ecuaciones:

$$b_w = \frac{\left(\sum_{i=1}^n w_i x_i y_i \right) - n \bar{x}_w \bar{y}_w}{\sum_{i=1}^n (w_i x_i^2) - n \bar{x}_w^2} \quad (27)$$

$$a = \bar{y}_w - b \bar{x}_w \quad (28)$$

en donde las coordenadas del centroide “ponderado” esta dado por:

$$\bar{x}_w = \frac{\sum_{i=1}^n w_i x_i}{n} \quad (29)$$

$$\bar{y}_w = \frac{\sum_{i=1}^n w_i y_i}{n} \quad (30)$$

4.6 Propagación de errores

Los errores presentes en un experimento pueden transportarse o propagarse en relación con ciertas ecuaciones, basadas en cada una de sus variables y sus respectivos errores.

Los procedimientos utilizados para combinar errores aleatorios y errores sistemáticos son completamente distintos. Esto se debe a que algunos errores aleatorios se compensan entre sí, mientras que cada error sistemático ocurre en un sentido definido y conocido. Por ejemplo, si el resultado final de un experimento, x , está dado por $x = a + b$; si a y b tienen un error sistemático de $+1$, sería común suponer que el error sistemático de x es $+2$. Sin embargo, si a y b tienen un error aleatorio de $+1$, el error aleatorio de x no es 2 : esto se debe a que habrá ocasiones en que el error aleatorio en a será positivo mientras que en otras en b será negativo (o viceversa) (Miller & Miller, 1993).

En ciertas ocasiones, aún para cálculos relativamente simples, la expresión general de propagación de errores (31) puede llevar a ecuaciones muy largas. Frecuentemente las ecuaciones de error pueden ser simplificadas despreciando términos que hacen contribuciones despreciables a la incertidumbre final, pero esto requiere de cierta práctica (Bevington & Robinson, 2003). Por ejemplo, cuando se requiere medir masa y volumen se asume que la covarianza es cero debido a que los experimentos de medición son independientes (Verma, 2005).

La propagación de errores asume que: $x = f(u, v)$, por lo tanto:

$$\sigma_x^2 = \sigma_u^2 \left(\frac{\partial x}{\partial u} \right)^2 + \sigma_v^2 \left(\frac{\partial x}{\partial v} \right)^2 + 2\sigma_{uv}^2 \left(\frac{\partial x}{\partial u} \right) \left(\frac{\partial x}{\partial v} \right) \quad (31)$$

Las fórmulas específicas para diversas operaciones se presentan a continuación:

$$x = au + bv \quad \sigma_x^2 = a^2\sigma_u^2 + b^2\sigma_v^2 + 2ab\sigma_{uv}^2 \quad (32)$$

$$x = auv \quad \frac{\sigma_x^2}{x^2} = \frac{\sigma_u^2}{u^2} + \frac{\sigma_v^2}{v^2} + 2 \frac{\sigma_{uv}^2}{uv} \quad (33)$$

$$x = \frac{au}{v} \quad \frac{\sigma_x^2}{x^2} = \frac{\sigma_u^2}{u^2} + \frac{\sigma_v^2}{v^2} - 2 \frac{\sigma_{uv}^2}{uv} \quad (34)$$

$$x = au^b \quad \frac{\sigma_x}{x} = b \frac{\sigma_u}{u} \quad (35)$$

$$x = ae^{bu} \quad \frac{\sigma_x}{x} = b\sigma_u \quad (36)$$

$$x = a^{bu} \quad \frac{\sigma_x}{x} = (b \ln a)\sigma_u \quad (37)$$

$$x = a \ln(bu) \quad \sigma_x = ab \frac{\sigma_u}{u} \quad (38)$$

$$x = a \cos(bu) \quad \sigma_x = -\sigma_u ab \sin(bu) \quad (39)$$

$$x = a \sin(bu) \quad \sigma_x = \sigma_u ab \cos(bu) \quad (40)$$

En muchas aplicaciones las medias μ_u , μ_v y μ_x , las varianzas σ_u^2 y σ_v^2 y la covarianza σ_{uv}^2 son desconocidas debido a que se requiere el acceso a la población. Sin embargo, éstas se pueden reemplazar por sus respectivas estimaciones, siendo éstas S_u^2 , S_v^2 y S_{uv}^2 . Las varianzas son siempre positivas y la covarianza puede ser tanto positiva como negativa, esto es muy importante porque en las ecuaciones su efecto dependerá de su signo. De igual manera x , u y v son \bar{x} , \bar{u} y \bar{v} (Verma, 2005).

CAPÍTULO 5

DESARROLLO DE METODOLOGÍA GEOQUIMIOMÉTRICA PARA LA ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE EMISIONES DE GASES GEOTÉRMICOS

En este capítulo se describe la metodología geoquimiométrica propuesta en este trabajo de tesis para la estimación preliminar de emisiones de gases en plantas geotermoeléctricas, en particular, el caso de análisis de las plantas geotérmicas instaladas en Los Azufres, Michoacán. La Fig. 20 muestra esquemáticamente la metodología geoquimiométrica desarrollada, la cual consiste básicamente de cuatro etapas principales: (1) La creación de una base de datos geoquímicos del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, relacionada con la composición química de los gases presentes en la fase de vapor: CO₂, H₂S, NH₃, He, H₂, N₂, Ar y CH₄; (2) La determinación de las concentraciones de gases geotérmicos en la descarga total de los pozos; (3) El análisis geoquimiométrico de los historiales de la concentración de gases en los pozos productores para la determinación de composiciones promedio e incertidumbres asociadas; y (4) La estimación preliminar de las emisiones de gases e incertidumbres asociadas con la operación de las plantas geotermoeléctricas Los Azufres, Michoacán y su comparación con datos de emisiones producidas en otros campos geotérmicos del mundo y con centrales de energía sostenidas con combustibles fósiles.

5.1 Etapa # 1: Creación de una base de datos geoquímicos del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán

Tal y como se mencionó anteriormente, los datos inferidos del análisis químico de la composición gaseosa de los fluidos geotérmicos, han sido en general, escasamente utilizados en las etapas de exploración y evaluación de sistemas geotérmicos.

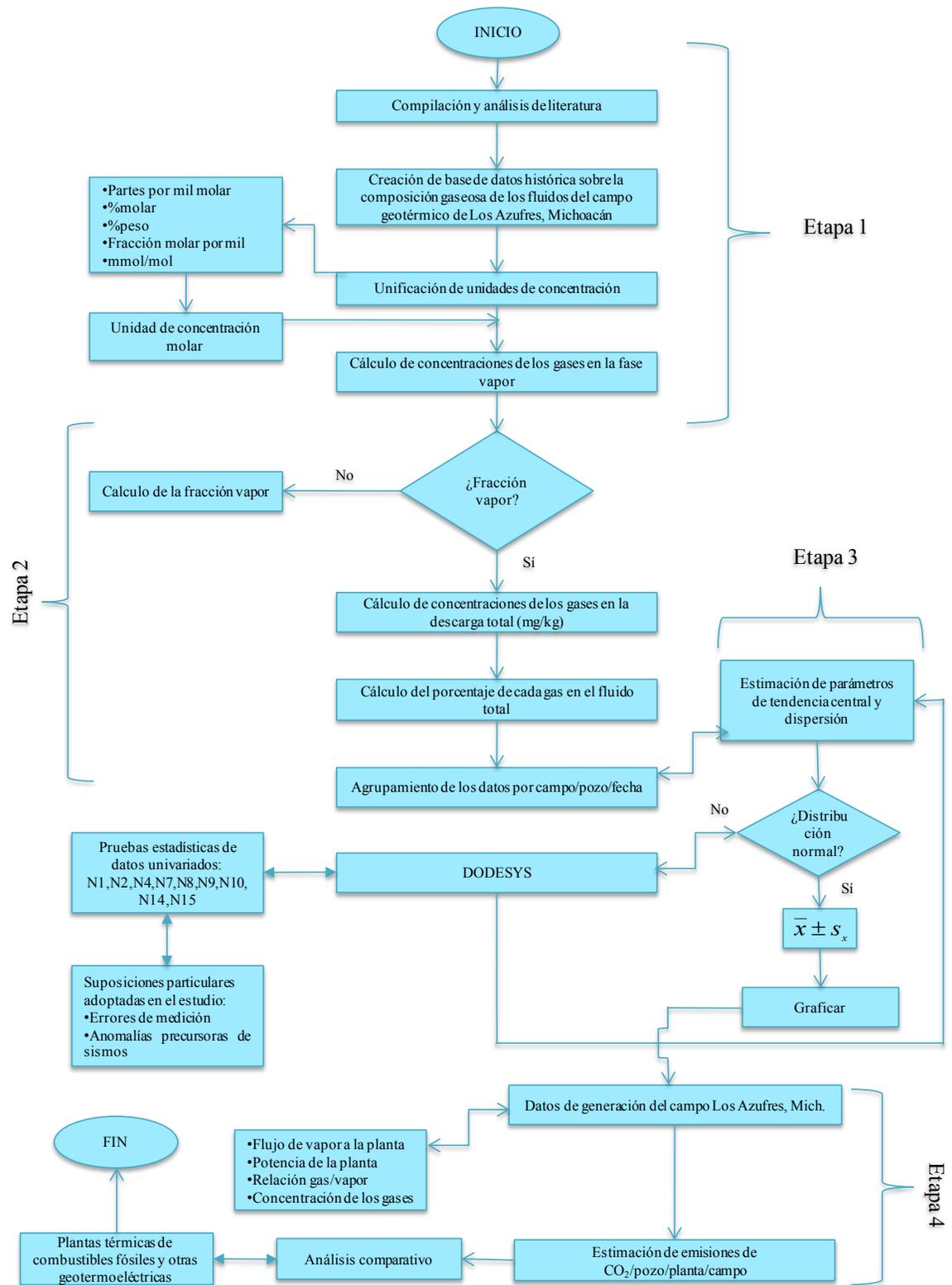


Fig. 20. Diagrama de flujo general

Su mayor aplicación se ha visto reflejada en estudios geotermométricos para la estimación de la temperatura de equilibrio de yacimientos de vapor dominante y en la determinación de parámetros fisicoquímicos, tales como, el exceso de vapor o entalpía y el estudio del equilibrio de reacciones químicas asociadas con agrupamientos de minerales (Giggenbach, 1980; D'amore & Panichi, 2007). Sin embargo, la evolución rápida de nuevas técnicas de análisis químico con límites de detección muy bajos, ha hecho que nuevas aplicaciones de la composición gaseosa estén siendo consideradas, principalmente, en estudios relacionados con la exploración de sistemas geotérmicos ocultos (Lewicki & Oldenburg, 2004), el uso de reacciones entre gases geotérmicos mayores y traza para la determinación de la temperatura de equilibrio y la fracción de vapor (Powell, 2000); y recientemente con la necesidad de proteger el entorno con procesos sustentables de energía verde para la evaluación del impacto ambiental asociado en plantas de energía (Kagel & Gawell, 2006).

Con el objetivo de evaluar preliminarmente las emisiones de gases producidas en el campo Los Azufres, Mich., en el presente estudio se llevó a cabo la creación de una base de datos geoquímicos relacionada con el historial de explotación del campo geotérmico de Los Azufres en el periodo 1981-2008. Se considera un estudio preliminar, en virtud de que: (i) se desconocen las proporción de fluidos geotérmicos abastecidos por las mezclas de pozos que alimentan las unidades de generación; y (ii) no se disponen de mediciones realizadas sobre emanaciones naturales del campo, las cuales son fundamentales para conocer, en forma más realista, las emisiones netas de los gases en un sitio geotérmico que está bajo condiciones de explotación (Ármansson *et al.*, 2005).

La base de datos ha sido definida como “**Base de Datos de GAsEs Geotérmicos de México**” (**BDGASGM**) y fue creada bajo las aplicaciones del software comercial STATISTICA. La selección de este software se hizo debido al respaldo que ofrece en aplicaciones correctas de pruebas y cálculo de parámetros estadísticos y a la capacidad de manejo de grandes volúmenes de datos (StatSoft, Inc., 2007). **BDGASGM** consta de 176 columnas y 721 renglones o filas (126, 896 celdas). Los renglones de la base de datos representan registros (o datos) de composición de la fase de vapor recolectada en pozos de diferentes campos geotérmicos de México. Las columnas son detalladas en la Tabla 9. No obstante que el estudio fue centralizado a la evaluación del campo Los Azufres, Mich.,

BDGASGM contiene también datos geoquímicos de la concentración de gases en tres campos geotérmicos de México, actualmente en explotación: Los Azufres, Los Humeros, Pue. y Cerro Prieto, Baja California.

No se incluyeron datos de otros campos o sitios geotérmicos de México (p. ej., Acoculco, Pue.; Tres Vírgenes, Baja California; Cerritos Colorados (antes La Primavera), Jalisco; Pathé, Hidalgo; Ceboruco, Nayarit), en virtud de que no se encontraron disponibles en la literatura geotérmica. Las columnas muestran datos reportados comúnmente en artículos sobre composición química de la fase gaseosa (que incluye la concentración de CO₂, H₂S, NH₃, H₂, N₂ y CH₄), así como otros parámetros de producción importantes. La Tabla 9 presenta los principales datos compilados en la **BDGASGM** considerando la dimensión antes señalada. Los datos de composición incluidos en la **BDGASGM** fueron compilados de varias fuentes bibliográficas, entre las cuales destacan, artículos de revistas internacionales y nacionales, memorias de congresos, reportes internos y páginas de internet.

Durante la compilación de datos de la composición de la fase gaseosa, se detectó que los autores de los trabajos geoquímicos suelen reportar, en forma arbitraria, en una amplia variedad de unidades de concentración (p. ej., partes por mil molar, mmol/mol, fracción molar por mil, %mol, %peso). Ante este problema y con el objeto de uniformizar unidades de concentración para evitar errores debido a la mezcla de éstas en el estudio, inicialmente se compiló la unidad de concentración reportada en los trabajos y se decidió convertir en la **BDGASGM** a una sola unidad de concentración: partes por mil molar (en este estudio denominada como “unidad base de concentración”). Con este criterio de unificación, se procedió a calcular las concentraciones de cada uno de los gases, tanto en la fase vapor como en la descarga total del pozo usando factores de conversión para cambiar los porcentajes en peso y molar a unidades de concentración partes por mil molar (que es equivalente a fracción molar por mil y mmol/mol).

En el primer caso de conversión (%w → partes por mil molar), la ecuación usada para esta conversión está dada por:

$$\% \text{molar} = \left[\frac{\frac{\%W_i}{M_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\%W_i}{M_i}} \right] \times 1000 \quad (41)$$

donde %peso es la unidad de concentración reportada en base seca en la literatura y M es el peso molecular de la especie gaseosa i .

De esta manera, el cálculo de la concentración de cada gas en la fase vapor está dado por:

$$\frac{mg_{gas}}{kg_{vapor}} = x_g \cdot \frac{fm_{x1000}}{1000} \cdot \frac{1000}{M_{H_2O}} \cdot M_i \quad (42)$$

donde x_g es la fracción del gas reportada en la literatura, fm_{x1000} es la fracción molar por mil del componente i , la cual como se mencionó antes es equivalente a partes por mil molar, se divide entre mil para obtener la fracción molar, o lo que es lo mismo, los moles del componente i , $1000/18$ se refiere a los moles de vapor de agua (H_2O) presentes y por último M_i es el peso molecular del componente i .

La fracción vapor, si no es reportada por los autores, se calcula mediante la ecuación:

$$F_s = \frac{H_{l,Ty} - H_{l,Tsep}}{H_{v,Tsep} - H_{l,Tsep}} \quad (43)$$

donde F_s es la fracción vapor, $H_{l,Ty}$ es la entalpía del líquido a la temperatura del yacimiento y $H_{l,Tsep}$ y $H_{v,Tsep}$ es la entalpía del líquido y el vapor respectivamente a la temperatura de separación.

Con esta ecuación y con el uso de las tablas de vapor para la obtención de las entalpías a las temperaturas indicadas, se calcula la fracción vapor. La temperatura del yacimiento se determina a partir de las concentraciones de sodio (Na) y potasio (K) en la fase líquida y del uso del geotermómetro de Na/K de Díaz-González, 2008:

$$t = \frac{876.3(\pm 26.3)}{\log\left(\frac{Na}{K}\right) + 0.877(\pm 0.051)} - 273.15 \quad (44)$$

Con el objeto de clarificar más el método de cálculo, se presenta un ejemplo en la Tabla 10.

En el segundo caso de conversión (%molar \rightarrow partes por mil molar), la ecuación usada para esta conversión es:

$$\%molar = \%mol \cdot 1000 \quad (45)$$

Las concentraciones de cada gas en la fase vapor y en la descarga total del pozo se calculan por medio de las ecuaciones (42) y (43), respectivamente:

Ejemplos de estos cálculos se presentan en la Tabla 11.

Tabla 9. Descripción de las columnas de la base de datos

<i>Columna</i>	<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>
1	ID	Es un número consecutivo que identifica a cada pozo en la BDGASGM .
2-5	Well, field, state, country	Nombre del pozo, el campo geotérmico al que pertenece, el estado donde se ubica dicho campo y el país.
6-7	masl, depth	Se refieren a los metros sobre el nivel del mar (msnm) de la zona de producción y la profundidad del pozo (en m).
8-9	Date, sample	Indican la fecha en la que se recolectó la muestra y el tipo de ésta.
10-12	$P_c(\text{bars})$, $P_c(\text{Mpa})$, $P_c(\text{kg/cm}^2)$	Datos de presión de cabezal en diferentes unidades.
13-14	$P_s(\text{bars})$, $T_s(^{\circ}\text{C})$	Presión y temperatura de separación a la cual se muestrearon las fases líquida y vapor.
15	$T_r(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del yacimiento (estimada por geotermometría).
16-23	T_{GSiO_2} , $T_{\text{GNa/K(T)}}$, $T_{\text{GNa/K(F)}}$, $T_{\text{GNa/KCa}}$, T_{CCG} , $T_{\text{GLyon-Hulston}}$, $T_{\text{GNa/K(D-G,ESG)}}$	Temperaturas calculadas por medio de diferentes herramientas geotermométricas.
24	F_s	Fracción de vapor en el fluido geotérmico.
25	X_g	Cantidad (o fracción) que representa la fase gaseosa en la fase vapor.
27-36	CO_{2w} , H_2S_w , NH_3w , He_w , H_2w , Ar_w , N_{2w} , O_{2w} , CH_{4w} , CO_w	Concentraciones de los gases, en unidades de porcentaje en peso %w (base seca).
38-47	CO_{2m} , H_2S_m , NH_3m , He_m , H_2m , Ar_m , N_{2m} , O_{2m} , CH_{4m} , CO_m	Concentraciones de los gases, en unidades de porcentaje %mol (base seca).
49-58	$\text{CO}_{2\text{dry}}$, $\text{H}_2\text{S}_{\text{dry}}$, $\text{NH}_{3\text{dry}}$, He_{dry} , $\text{H}_{2\text{dry}}$, Ar_{dry} , $\text{N}_{2\text{dry}}$, $\text{O}_{2\text{dry}}$, $\text{CH}_{4\text{dry}}$, CO_{dry}	Concentraciones de los gases, en unidades de: partes por mil molar, fracción molar por mil, mmol/mol (base seca).

Continuación de la Tabla 9

60-69	CO _{2dw} , H _{2S} _{dw} , NH ₃ _{dw} , He _{dw} , H ₂ _{dw} , Ar _{dw} , N ₂ _{dw} , O ₂ _{dw} , CH ₄ _{dw} , CO _{dw}	Concentraciones de los gases. Producto de la conversión de por ciento peso a unidades molares (partes por mil molar, fracción molar por mil o mmol/mol) - base seca.
71-80	CO _{2dm} , H _{2S} _{dm} , NH ₃ _{dm} , He _{dm} , H ₂ _{dm} , Ar _{dm} , N ₂ _{dm} , O ₂ _{dm} , CH ₄ _{dm} , CO _{dm}	Concentraciones de los gases. Producto de la conversión de por ciento molar a otras unidades molares (partes por mil molar, fracción molar por mil o mmol/mol) - base seca.
82-91	CO _{2steam} , H _{2S} _{steam} , NH ₃ _{steam} , He _{steam} , H ₂ _{steam} , Ar _{steam} , N ₂ _{steam} , O ₂ _{steam} , CH ₄ _{steam} , CO _{steam}	Concentraciones de los gases, en unidades de mg/kg _{vapor} .
93-102	CO _{2steamdw} , H _{2S} _{steamdw} , NH ₃ _{steamdw} , He _{steamdw} , H ₂ _{steamdw} , Ar _{steamdw} , N ₂ _{steamdw} , O ₂ _{steamdw} , CH ₄ _{steamdw} , CO _{steamdw}	Concentraciones de los gases en mg/kg _{vapor} a partir de la conversión de concentración base seca (%w).
104-113	CO _{2steamdm} , H _{2S} _{steamdm} , NH ₃ _{steamdm} , He _{steamdm} , H ₂ _{steamdm} , Ar _{steamdm} , N ₂ _{steamdm} , O ₂ _{steamdm} , CH ₄ _{steamdm} , CO _{steamdm}	Concentraciones de los gases en mg/kg _{vapor} a partir de la conversión de concentración base seca (por ciento molar).
115-124	CO _{2c} , H _{2S} _c , NH ₃ _c , He _c , H ₂ _c , Ar _c , N ₂ _c , O ₂ _c , CH ₄ _c , CO _c	Concentraciones de gases en unidades de mg/kg _{vapor} reportadas directamente en artículos.
126-135	CO _{2td} , H _{2S} _{td} , NH ₃ _{td} , He _{td} , H ₂ _{td} , Ar _{td} , N ₂ _{td} , O ₂ _{td} , CH ₄ _{td} , CO _{td}	Concentraciones de gases en la descarga total, calculados a partir de las concentraciones base seca, tal y como se obtuvieron de los artículos.
137-146	CO _{2tddw} , H _{2S} _{tddw} , NH ₃ _{tddw} , He _{tddw} , H ₂ _{tddw} , Ar _{tddw} , N ₂ _{tddw} , O ₂ _{tddw} , CH ₄ _{tddw} , CO _{tddw}	Concentraciones de gases en la descarga total, calculados a partir de las concentraciones en base seca (%w).
148-157	CO _{2tddm} , H _{2S} _{tddm} , NH ₃ _{tddm} , He _{tddm} , H ₂ _{tddm} , Ar _{tddm} , N ₂ _{tddm} , O ₂ _{tddm} , CH ₄ _{tddm} , CO _{tddm}	Concentraciones de gases en la descarga total, calculados a partir de las concentraciones en base seca (por ciento molar).
159-168	CO _{2tdc} , H _{2S} _{tdc} , NH ₃ _{tdc} , He _{tdc} , H ₂ _{tdc} , Ar _{tdc} , N ₂ _{tdc} , O ₂ _{tdc} , CH ₄ _{tdc} , CO _{tdc}	Concentraciones de gases en la descarga total, calculados a partir de las concentraciones en el vapor (compiladas).
170-179	TD _{CO2} , TD _{H2S} , TD _{NH3} , TD _{He} , TD _{H2} , TD _{Ar} , TD _{N2} , TD _{O2} , TD _{CH4} , TD _{CO}	Concentraciones de gases en descarga total (unificadas).
181-190	%wCO ₂ , %wH _{2S} , %wNH ₃ , %wHe, %wH ₂ , %wAr, %wN ₂ , %wO ₂ , %wCH ₄ , %wCO	Porcentaje en peso de los gases en la descarga total del pozo.
192	Reference	Muestra la referencia de la que fueron recolectados los datos geoquímicos de composición.

Tabla 10. Ejemplo de conversión de por ciento en peso a fracción molar por mil

Base seca: $n = \frac{'''}{P.M.}$ $fm = \frac{''CO_2}{n_T}$

% wt de CO₂ = 96.32

Convirtiendo a fracción molar por mil

$$= \left[\frac{\left(\frac{96.32}{44} \right)}{\left(\frac{96.32}{44} + \frac{0.462}{34} + \frac{0.000}{17} + \frac{0.00065}{4} + \frac{0.0187}{2} + \frac{0.0432}{40} + \frac{3.1360}{28} + \frac{0.0164}{16} \right)} \right] \times 1000 = 941.02$$

En el vapor:

$$\frac{mg_{gas}}{kg_{vapor}} = \left(4.209 \times \frac{941.02}{1000} \times \frac{1000}{18} \times 44 \right) = 9681.84 \text{ mg CO}_2/\text{kg}_{vapor}$$

En la descarga total:

mg gas/kg descarga total = (9681.84 × 1) = 9681.84 mg CO₂/kg_{DT}

Tabla 11. Ejemplo de cálculo de concentración en el vapor y en la descarga total

Base seca:

% mol de CO₂ = 87.90

Convirtiendo a fracción molar por mil

$$\%_{\text{omolar}} = (87.90 \times 10) = 879.0$$

En el vapor:

$$\frac{mg_{gas}}{kg_{vapor}} = \left(5.03 \times \frac{879.0}{1000} \times \frac{1000}{18} \times 44 \right) = 10807.79 \text{ mg CO}_2/\text{kg}_{vapor}$$

En la descarga total:

mg gas/kg descarga total = (10807.79 × 0.291) = 3145.07 mg CO₂/kg_{DT}

5.2 Etapa # 2: Cálculo de la concentración de gases en la descarga total

La concentración de cada gas en la descarga total de los pozos se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{mg_{gas}}{kg_{DT}} = \frac{mg_{gas}}{kg_{vapor}} \cdot F_s \quad (46)$$

donde mg_{gas}/kg_{DT} es la concentración del gas en la descarga total deseada, mg_{gas}/kg_{vapor} es la concentración obtenida en la etapa anterior y F_s es la fracción del vapor reportada en la literatura o calculada con base en las entalpías.

A partir de las concentraciones de cada gas en la descarga total se calcularon los porcentajes de cada gas en el fluido total de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$\%w_i = \frac{DT_i}{10,000} \quad (47)$$

Donde DT_i es la concentración en la descarga total del componente i y 10,000 es un factor de conversión.

Finalmente, los datos de la fase vapor se agruparon en unidades consistentes de concentración atendiendo las fechas de muestreo de fluidos en el campo.

En esta etapa se consideraron algunas suposiciones:

- (i) Se eliminaron las concentraciones que muestran claramente errores de tipo analítico, y
- (ii) Se eliminaron las mediciones de muestras relacionadas con anomalías geoquímicas precursoras de sismos (en particular las relacionadas a los sismos de 1985: Santoyo *et al.*, 1991).

5.3 Etapa # 3: Análisis estadístico de la base de datos BDGASGM

Después de agrupar los datos, se procedió a calcular los parámetros de tendencia central y dispersión por pozo con el objeto de conocer en forma más realista la concentración

promedio de los gases. Para ello se verificó que los datos de composición obedecieran una distribución Normal, para aceptar como representativos los promedios y su desviación estándar. Posteriormente, se graficaron las concentraciones con respecto al tiempo utilizando el software GRAPHER. Para validar la distribución Normal o Gaussiana se analizaron los datos de composición del componente i con el software DODESYS. Este programa fue desarrollado para detectar valores discordantes en una muestra de datos con el objeto de obtener una distribución Normal. A través de este software se aplicaron las pruebas de discordancia N1, N2, N4, N7, N8, N9, N10, N14 y N15 (ver Capítulo 4). En este trabajo sólo se aplicaron las pruebas simples, debido a que para aplicar todas las pruebas se necesita un mayor número de datos. Verma, 2005 recomienda usar las pruebas con $k=1$ y $k=2$ (siendo k el número de datos a probar a la vez); otras variantes $k=3$ y $k=4$ deben ser usadas solamente para muestras con un gran número de datos iniciales (para alto valor de n), para $n \gg n_{\min}$. Existen versiones de pruebas para $k > 4$, pero no son muy recomendables para su aplicación en datos geoquímicos o inclusive, a datos experimentales, en general. Además se requiere mucho cuidado al usar las pruebas de tipo combinación, donde es probable que se prueben en forma simultánea, valores generados por diferentes métodos, y por consecuencia, un dato verdaderamente desviado pueda sacar (como un valor desviado) a un dato legítimo.

5.4 Etapa # 4: Estimación de emisiones de CO₂, H₂S y NH₃ en el campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán

El cálculo de las emisiones de CO₂, H₂S y NH₃ requirió de los siguientes datos de generación de las plantas geotermoeléctricas del campo Los Azufres: (1) concentración de los gases en fracción peso; (2) potencia de la planta en MWe; (3) relación gas/vapor, en ppm o porcentaje y (4) flujo de vapor a la planta en ton/hr. A partir de estos datos se calcularon las emisiones de gases (g/kw-hr) asociados con las plantas geotermoeléctricas de acuerdo al siguiente procedimiento analítico:

- (a) Conversión de las concentraciones de los gases de unidades molares a fracción peso:

$$fw_i = \left[\frac{n_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^n n_i \cdot M_i} \right] \div 1000 \quad (48)$$

(b) Cálculo de la relación de flujo de los gases:

$$Fg = Fvp \cdot \left(\frac{gas}{vapor} \right) \quad (49)$$

donde Fg y Fvp son el flujo de gases y el flujo de vapor a la planta respectivamente, ambas en ton/hr.

(c) Cálculo del flujo de cada componente gaseoso en unidades de ton/hr:

$$F_i = Fg \cdot Fw_i \quad (50)$$

Fg es el flujo de gases, F_i y Fw_i son el flujo y la fracción peso del componente i .

(d) Cálculo de la tasa de vapor a la planta en unidades de ton/kw-hr:

$$Tvp = \frac{Fvp}{pp} \quad (51)$$

Tvp es la tasa de vapor a la planta, Fvp es el flujo de vapor a la planta y pp es la potencia de la misma.

(e) Cálculo de la emisión de cada gas en la planta en g/kw-hr:

$$E_i = \frac{F_i}{pp} \quad (52)$$

E_i es la emisión en ton/kw-hr de cada gas, F_i es el flujo del componente i y pp la potencia de la planta.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 Introducción.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología geoquimiométrica descrita en el capítulo anterior (ver Fig. 20). Se presentan también el cálculo de las concentraciones promedio de gases (base seca, base húmeda y de la descarga total) y sus incertidumbres asociadas, junto con los resultados de la evaluación geoquimiométrica de la BDGASGM. Los resultados del estudio geoquimiométrico y las concentraciones de la fase gaseosa han sido usadas para estimar preliminarmente las emisiones de gases producidas por la operación de plantas geotermoeléctricas del campo Los Azufres. Finalmente, estas emisiones son comparadas con las emisiones producidas por plantas de energía convencionales alimentadas por combustibles fósiles.

6.2 Creación de la BDGASGM.

La base de datos BDGASGM creada consideró la compilación de un número total de 289 renglones que corresponden a la composición química de la fase vapor producida en 39 pozos del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. La Tabla 12 presenta, en forma resumida, los pozos considerados en este estudio, las profundidades de los pozos (referidas como metros sobre el nivel del mar, msnm), las principales características de producción (temperaturas de separación y del yacimiento y datos de las fracciones de vapor y de gas presentes en el fluido geotérmico), y las unidades de generación a las cuales están acoplados para la producción de energía eléctrica. En este estudio se consideraron 18 pozos de la zona Sur (Tejamaniles), ver Fig. 34), de los cuales actualmente 3 son de vapor seco y 15 de mezcla agua-vapor, y 21 pozos de la zona Norte (Marítaro), de los cuales 4 son de vapor seco y 17 de mezcla agua-vapor (CFE, comunicación personal).

Las temperaturas de yacimiento de los pozos de la zona de Tejamaniles fluctúan entre 178°C (A-46 con una fracción de vapor, $F_s=0.52$) y 310°C (A-22 y una $F_s=0.46$), mientras que en la zona de Marítaro se han registrado temperaturas de yacimientos de hasta 329°C con una fracción de vapor ($F_s=0.49$).

Según datos reportados por la Comisión Federal de Electricidad y Bertani (2010), actualmente se tienen en operación 12 unidades convencionales de generación (U-2, U-3, U-4, U-5, U-6, U-7, U-9, U-10, U-13, U-14, U-15 y U-16) y 2 unidades de ciclo binario (U-11 y U-12) que usan salmuera geotérmica residual de los pozos (no consideradas en este estudio debido a que este tipo de plantas no producen emisiones de gases de efecto invernadero). Estas 14 unidades de generación proveen una capacidad total instalada de 188 MWe.

La Tabla 13 presenta la capacidad de cada una de las unidades de generación instaladas en el campo, incluyendo su consumo de vapor, los pozos integrados a éstas, y sus gastos de vapor requeridos.

Las unidades instaladas en Los Azufres se caracterizan por ser típicamente de 5 MWe (plantas de vapor a contrapresión instaladas a boca de pozo), 25 (plantas de condensación de vapor) y 50 MWe (planta de condensación de vapor). Las Figuras 22-26 muestran esquemáticamente los gastos de vapor producidos en cada uno de los pozos usados en este estudio y sus correspondientes unidades de generación.

6.3 Composición geoquímica de gases producida por los pozos en Los Azufres, Mich.

De acuerdo a la metodología propuesta anteriormente y atendiendo a las diferentes unidades de concentración reportadas, se calcularon las concentraciones de gases en unidades sistemáticas para facilitar la estimación de las emisiones en este estudio. Las Tablas C1, C2 y C3, incluidas en el Apéndice C de esta tesis, muestran los datos crudos de concentración de gases producidos por los pozos productores de Los Azufres, en base seca (en unidades de fracción molar por mil), base húmeda (en mg/kg), en la descarga total de los pozos (en mg/kg) y en porcentaje con respecto al fluido total. En estas compilaciones se registraron datos de composición de 39 pozos productores del campo Los Azufres, muchos de éstos referidos a varios muestreos y sesiones de análisis químico y otros, al menos una vez (ver Tabla 12, última columna para verificar el número exacto de datos de composición disponible por pozo en la BDGASGM).

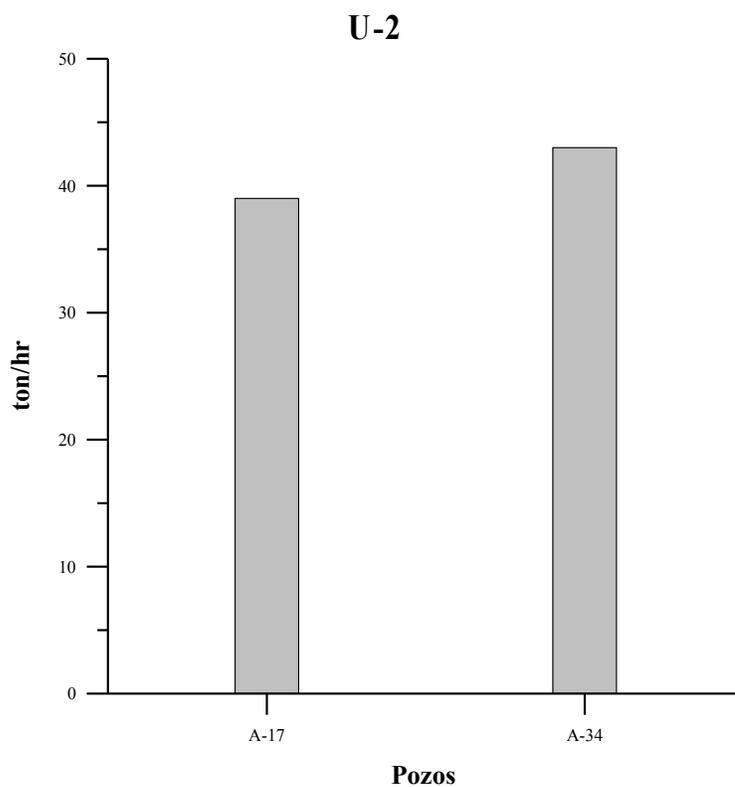


Fig. 22 Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-17 y A-34 que alimentan la unidad de generación U-2.

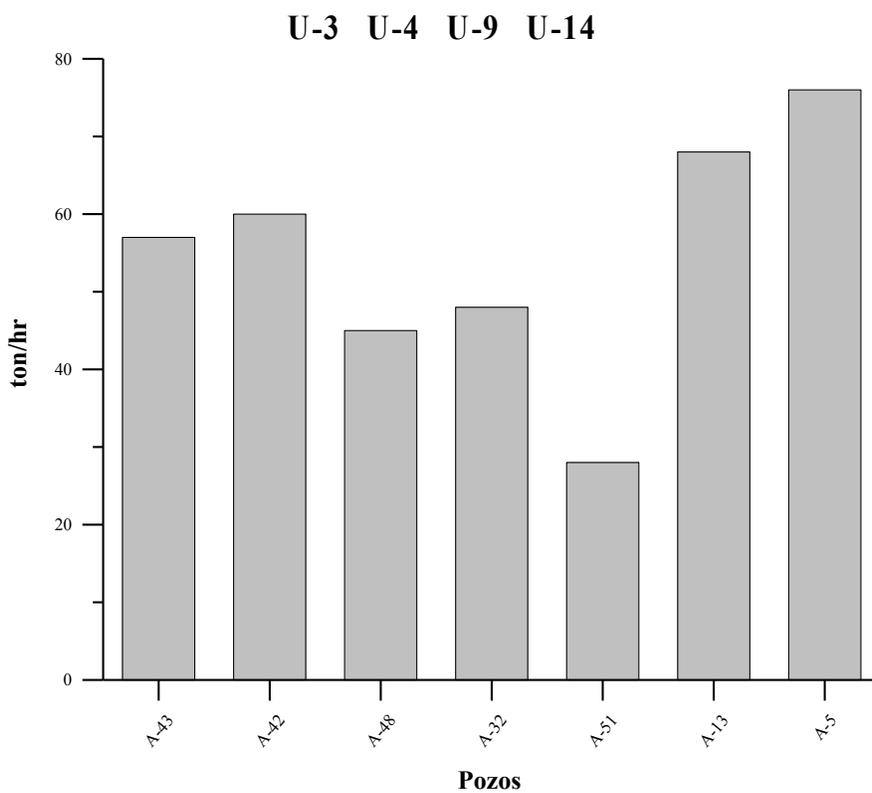


Fig. 23 Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-43, A-42, A-48, A-32, A-51, A-13, A-5 que alimentan las unidades de generación U-3, U-4, U-9 y U-14.

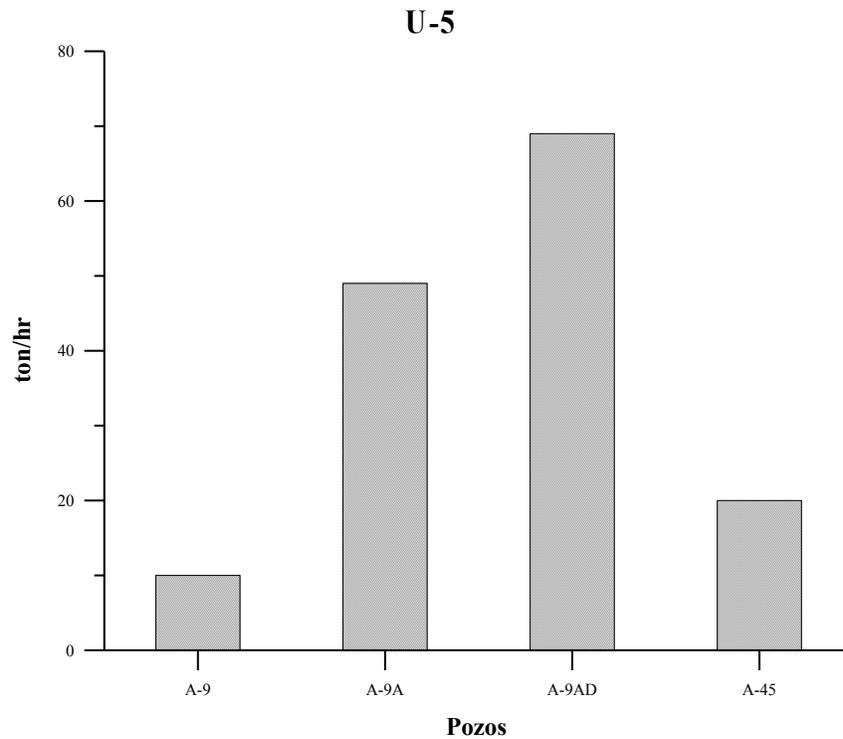


Fig. 24 Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-9, A-9A, A-9AD y A-45 que alimentan la unidad de generación U-5.

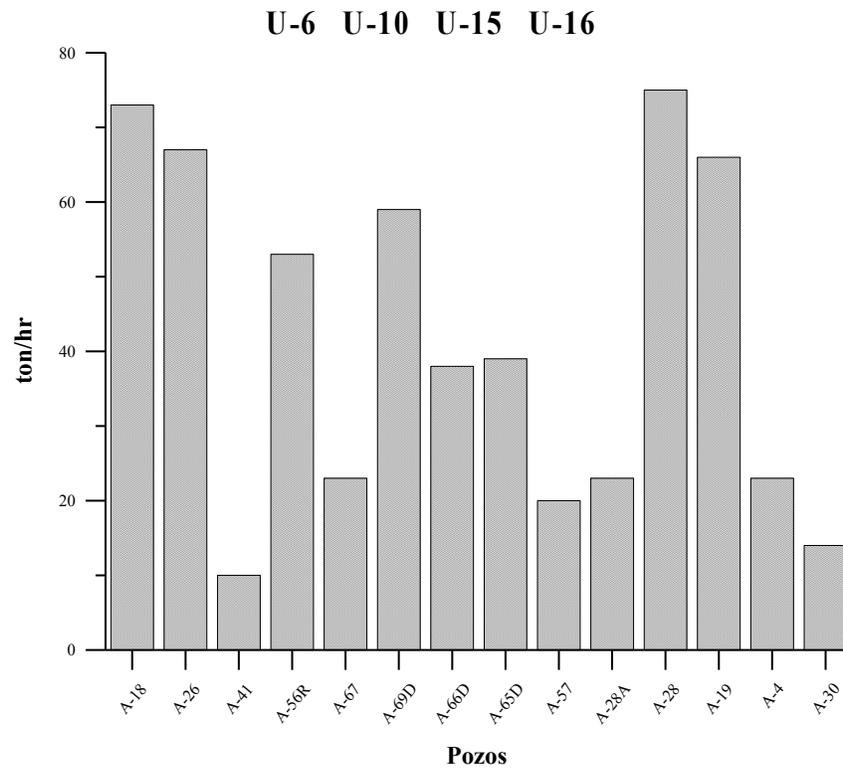


Fig. 25 Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-18, A-26, A-41, A-56R, A-67, A-69D, A-66D, A-65D, A-57, A-28A, A-28, A-19, A-4 Y A-30 que alimentan las unidades de generación U-6, U-10, U-15 y U-16.

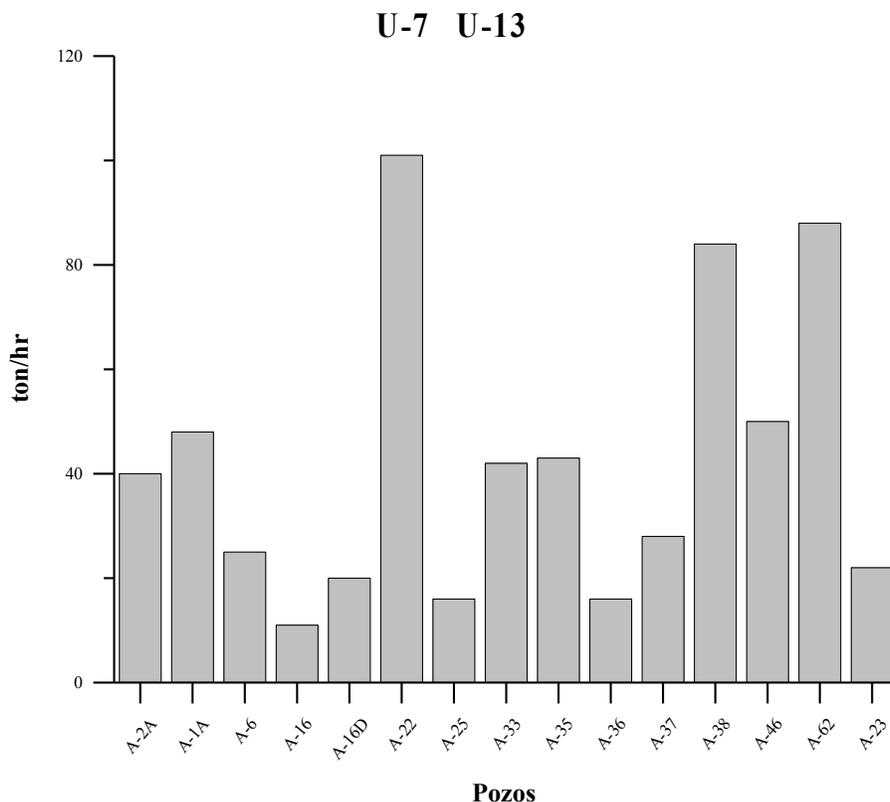


Fig. 26 Gasto de vapor en ton/hr de los pozos A-2A, A-1A, A-6, A-16, A-16D, A-22, A-25, A-33, A-35, A-36, A-37, A-38, A-46, A-62 y A-23 que alimentan las unidades de generación U-7 y U-13.

La Tabla C1 presenta datos de composición de los gases mayoritarios (CO_2 , H_2S , NH_3 , H_2 , N_2 y CH_4) cuantificados en diferentes campañas o fechas de muestreo y por diferentes autores.

La distribución de gases observada en la mayoría de los datos de composición gaseosa de los fluidos producidos en Los Azufres puede ser esquemáticamente representada en la Fig. 27. Como podrá observarse, como ejemplo, la fase gaseosa del pozo A-17 del 06/06/84, en unidades base seca, está dominada por CO_2 (~98.25%), H_2S (1.16%), NH_3 (0.06%), H_2 (0.32%), N_2 (0.18%) y CH_4 (0.03%). Este mismo patrón de distribución de la fase gaseosa, dada por la concentración de gases está prácticamente presente en todos los pozos del campo Los Azufres. La distribución real de los gases presentes en la fase de vapor de los fluidos puede verificarse cuantitativamente en la Tabla C1.

Tabla 12. Datos de producción de los pozos compilados en la base de datos del campo Los Azufres

POZO	ZONA	UNIDAD DE GENERACIÓN	msnm	Ts	Ty	Fs	Xg	n
A-1A	Sur	U-7, U-13	2875	181	284	0.73	4.17	1
A-2A	Sur	U-7, U-13	nr	179	nr	0.30	5.94	1
A-4	Norte	U-15, U-16	2871	178	nr	0.46	0.47	1
A-5	Norte	U-3, U-4, U-9, U-14	2907	177	300	0.76	10.62	24
A-6	Sur	U-7, U-13	2822	178	259	1.00	32.44	37
A-9	Norte	U-5	2947	173	329	0.49	1.67	7
A-9A	Norte	U-5	2938	176	nr	0.74	4.39	1
A-9AD	Norte	U-5	2938	177	nr	1.00	9.25	1
A-13	Norte	U-3, U-4, U-9, U-14	2875	174	300	0.66	7.26	25
A-16	Sur	U-7, U-13	nr	175	287	0.39	3.30	2
A-16 AD	Sur	U-7, U-13	2832	176	280	0.80	14.82	18
A-17	Sur	U-2	2818	176	264	1.00	19.88	44
A-18	Sur	U-6, U-10	2954	155	280	0.62	21.79	13
A-19	Norte	U-15, U-16	2847	159	310	0.52	1.72	8
A-22	Sur	U-7, U-13	2863	186	310	0.46	5.21	8
A-25	Sur	U-7, U-13	2895	188	nr	0.70	2.52	1
A-26	Sur	U-6, U-10	2917	176	285	0.43	19.22	4
A-28	Norte	U-15, U-16	2852	176	310	0.44	2.21	9
A-28A	Norte	U-15, U-16	2860	184	nr	0.47	0.64	1
A-30	Norte	U-15, U-16	nr	184	nr	0.72	0.42	1
A-32	Norte	U-3, U-4, U-9, U-14	2939	170	300	0.93	5.26	3
A-33	Sur	U-7, U-13	2839	183	260	0.76	15.82	12
A-34	Sur	U-2	2938	181	265	0.98	32.47	11
A-35	Sur	U-7, U-13	2877	187	280	0.86	12.28	10
A-36	Sur	U-7, U-13	2846	163	270	0.90	12.63	12
A-37	Sur	U-7, U-13	2845	191	263	1.00	5.48	3
A-38	Sur	U-7, U-13	2894	184	262	0.94	18.77	11
A-41	Norte	U-15, U-16	3011	nr	nr	1.00	2.67	1
A-43	Norte	U-3, U-4, U-9, U-14	2899	175	nr	0.96	10.44	1
A-45	Norte	U-5	2972	178	nr	0.70	3.37	1
A-46	Sur	U-7, U-13	2817	184	178	0.52	7.33	6
A-48	Norte	U-3, U-4, U-9, U-14	2920	164	nr	0.62	2.25	2
A-51	Norte	U-3, U-4, U-9, U-14	2915	173	301	0.51	1.64	2
A-56R	Norte	U-15, U-16	2928	180	nr	0.95	7.58	1
A-62	Sur	U-7, U-13	2867	185	nr	0.54	10.39	1
A-65D	Norte	U-15, U-16	2805	177	nr	0.54	0.84	1
A-66D	Norte	U-15, U-16	2854	178	nr	1.00	0.70	1
A-67	Norte	U-15, U-16	2973	179	nr	0.96	1.22	1
A-69D	Norte	U-15, U-16	2972	179	nr	1.00	2.26	1

Ts=temperatura de saturación; Ty=temperatura de yacimiento; Fs=fracción vapor; Xg=fracción del gas; n=número de datos

Tabla 13. Unidades de generación eléctrica instaladas en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.
(Modificada de Torres et al, 2010).

UNIDAD	CAPACIDAD (Mwe)	CONSUMO DE VAPOR (t/h)	POZOS	GASTO (t/h)
U-2	5	68	A-17	39
			A-34	43
U-7	50	440	A-2A	40
U-13	25	180	A-1A	48
			A-6	25
			A-16	11
			A-16D	20
			A-22	101
			A-25	16
			A-33	42
			A-35	43
			A-36	16
			A-37	28
			A-38	84
U-6	5	75	A-18	73
			A-26	67
U-10	5	75		
U-15	25	180	A-41	10
U-16	25	180	A-56R	53
			A-67	23
			A-69D	59
			A-66D	38
			A-65D	39
			A-57	20
			A-28	23
			A-28A	75
			A-19	66
			A-4	23
U-5	5	68	A-30	14
			A-9	10
			A-9A	49
			A-9AD	69
U-3	5	65	A-45	20
			A-43	57
			A-42	60
			A-48	45
			A-32	48
U-4	5	63	A-51	28
			A-13	68
			A-5	76
U-9	5	76		
U-14	25	180		

En la fase vapor la distribución de los gases presentes es similar a la distribución en la fase gaseosa, siendo el CO_2 el gas más abundante en el vapor. Con porcentajes de aproximadamente 98.93% de CO_2 , 0.90% de H_2S , 0.02 % de NH_3 y 0.14% de los gases restantes (ver Fig. 28 y Tabla C2).

Por último, la descarga total muestra una distribución de los gases concordante con las fases gaseosa y vapor. Con unos porcentajes de 99.72% para el CO_2 , 0.10% para el H_2S , 0.10% para el NH_3 y 0.08% para los demás gases (ver Fig. 29 y Tablas C2 y C3). De igual forma se puede apreciar en la Tabla C4 el porcentaje individual de los gases en relación con el fluido total. Resaltando que el CO_2 a pesar de ser el gas mayoritario en la fase gaseosa, en el fluido total tan sólo constituye un porcentaje aproximadamente menor al 10%.

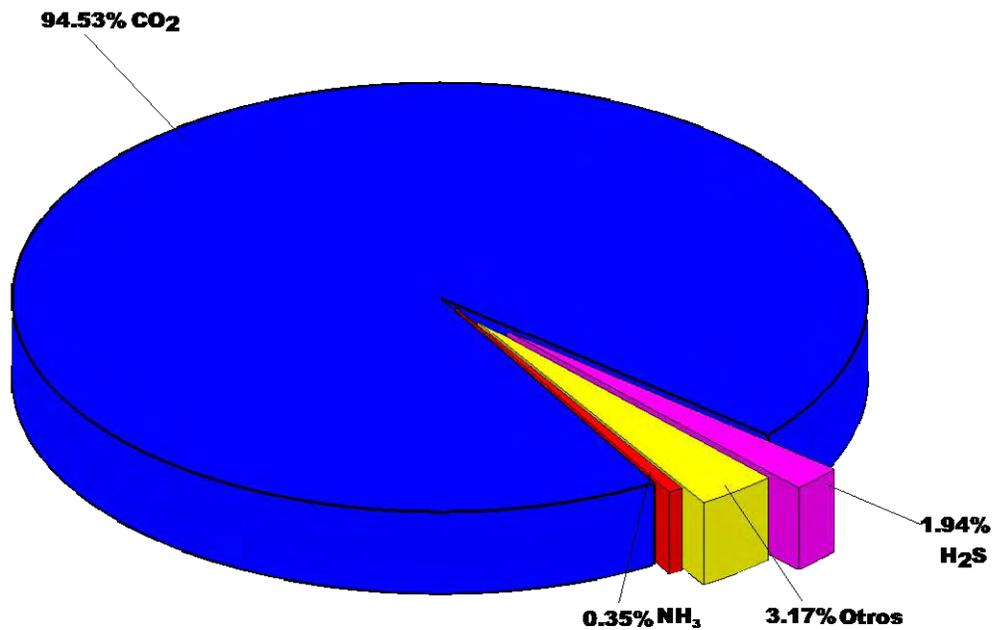


Fig. 27 Distribución promedio de los gases en la fase gaseosa (unidades base seca) del fluido geotérmico del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

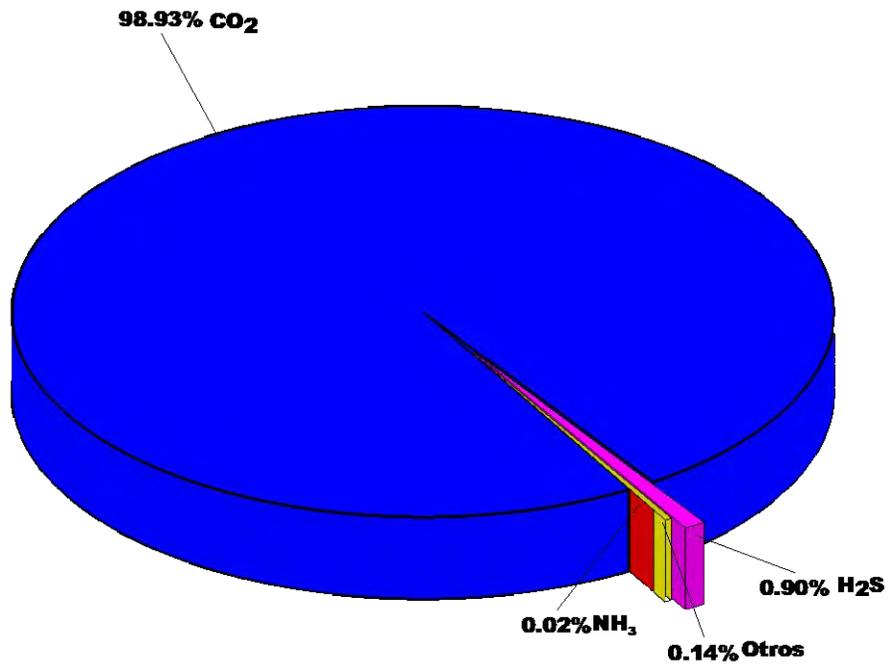


Fig. 28 Distribución promedio de los gases en la fase vapor (base húmeda) de los fluidos geotérmicos del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

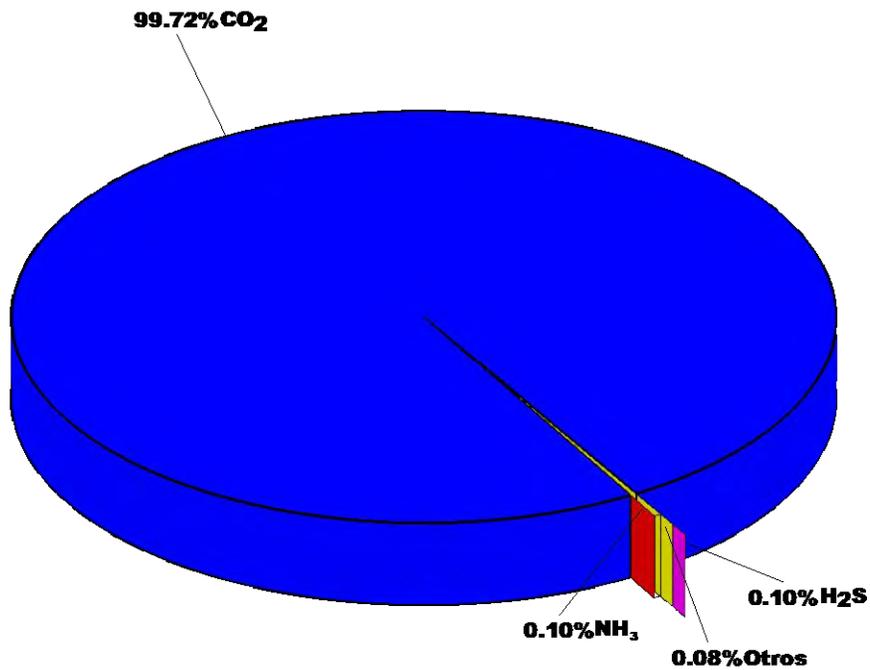


Fig. 29 Distribución de los gases en los fluidos geotérmicos (descarga total) del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

6.4 Evaluación geoquimiométrica de la composición de gases en los pozos de los Azufres, Michoacán para la estimación de parámetros de tendencia central y dispersión (asumiendo una distribución Normal o Gaussiana en el historial de análisis químico de los pozos).

Tal y como puede observarse en las Tablas C1-C3, existe una gran variabilidad en la composición de la fase gaseosa producida en los pozos. Este comportamiento geoquímico fue anteriormente reportado por varios autores (p. ej., Nieva *et al.*, 1987; Santoyo *et al.*, 1991). De estos estudios previos se ha reportado que la variabilidad de la composición gaseosa de fluidos en Los Azufres ha sido afectada por varios procesos geoquímicos, entre los cuales destacan los eventos sísmicos y los efectos de explotación del campo, entre otros. Con el objeto de determinar, en forma más realista la composición promedio efectiva producida por los pozos, se hizo necesario desarrollar y aplicar una metodología geoquimiométrica para la detección/eliminación de valores desviados (también conocidos como “outliers”). Con esta metodología se garantiza la obtención de distribuciones normales o Gaussianas en el historial de composición de los pozos.

Los histogramas creados con los datos antes de someterlos a la metodología de las pruebas de discordancia (Fig. 30) muestran una distribución alejada de la distribución Gaussiana. Con valores discordantes visibles y una gran dispersión que hace que la desviación estándar se incremente notablemente. Sin embargo, después de aplicar las pruebas N1, N2, N4, N7, N8, N9, N10, N14 y N15 con el software DODESYS, los histogramas de la Fig. 31 muestran que la nueva distribución de los datos sigue la tendencia de una distribución Normal. Esto se puede apreciar en las Tablas 14-15, que presenta las medias, las desviaciones estándar y el número total de mediciones antes y después de aplicar el software. Se empleó éste método para tener una distribución normal en las concentraciones utilizadas para el cálculo de emisiones. La Fig. 32 muestra la tendencia de los gases CO₂, H₂S y NH₃ con respecto a la fecha de la toma de muestra, señalando los valores discordantes. Se puede apreciar que varios de estos valores discordantes se presentan en las fechas próximas al evento sísmico de 1985. En cambio, la Fig. 33 muestra la tendencia de los gases en el tiempo después de aplicar las pruebas de discordancia y eliminar los datos desviados. Se puede notar que los valores se encuentran dentro de los límites de $\bar{x} \pm s$.

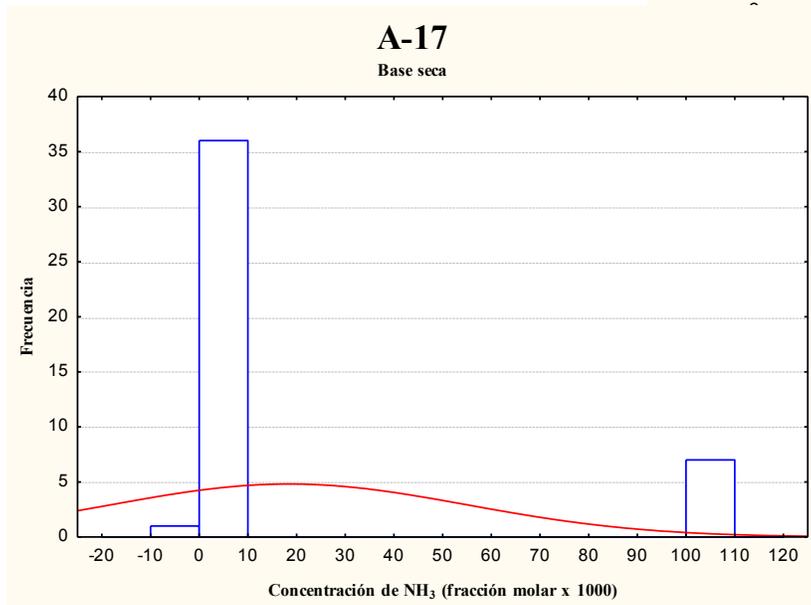
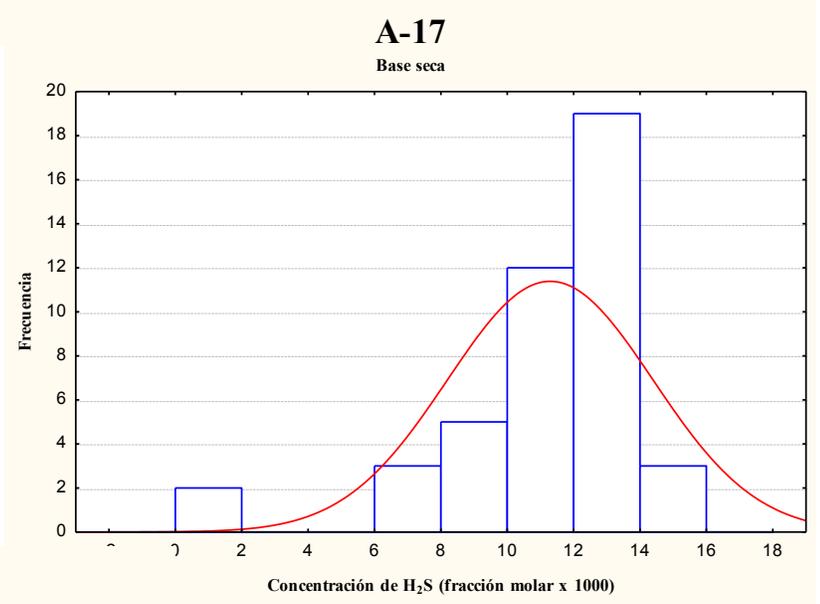
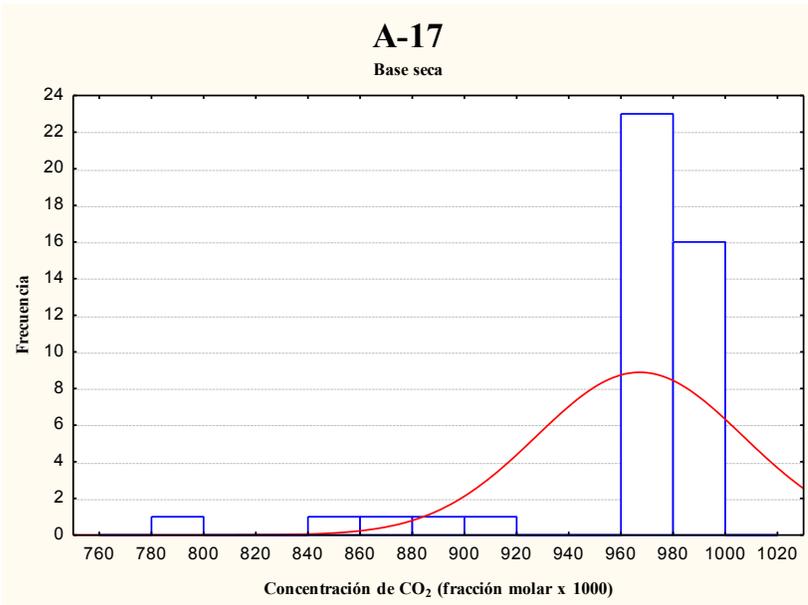


Fig. 30 Distribución de los gases en base seca del pozo A-17, antes de aplicar las pruebas de discordancia

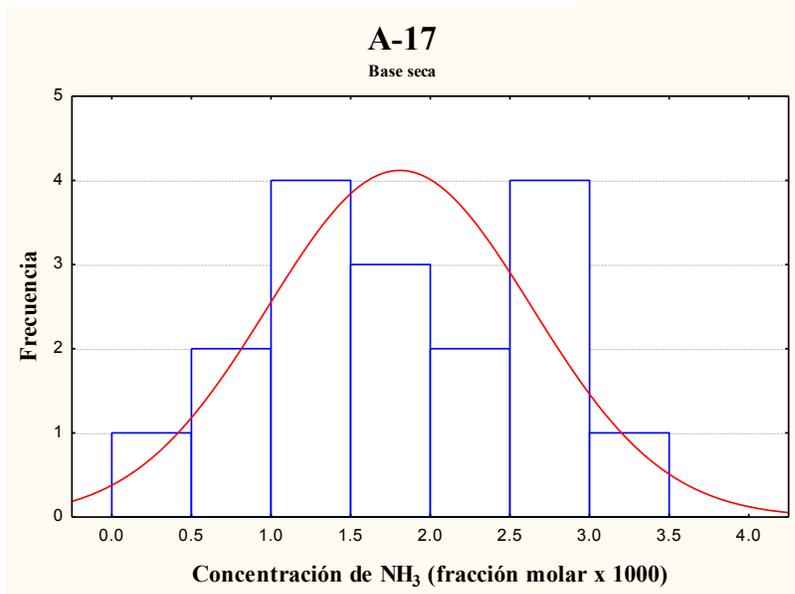
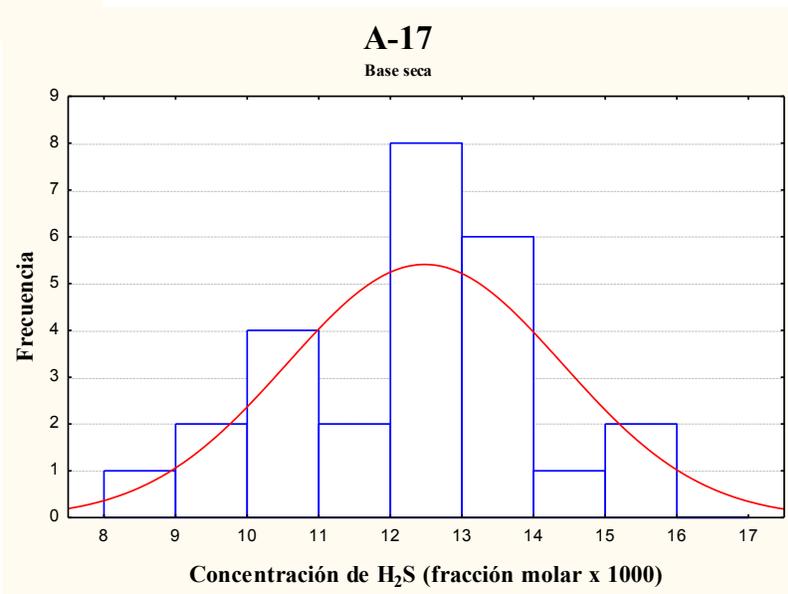
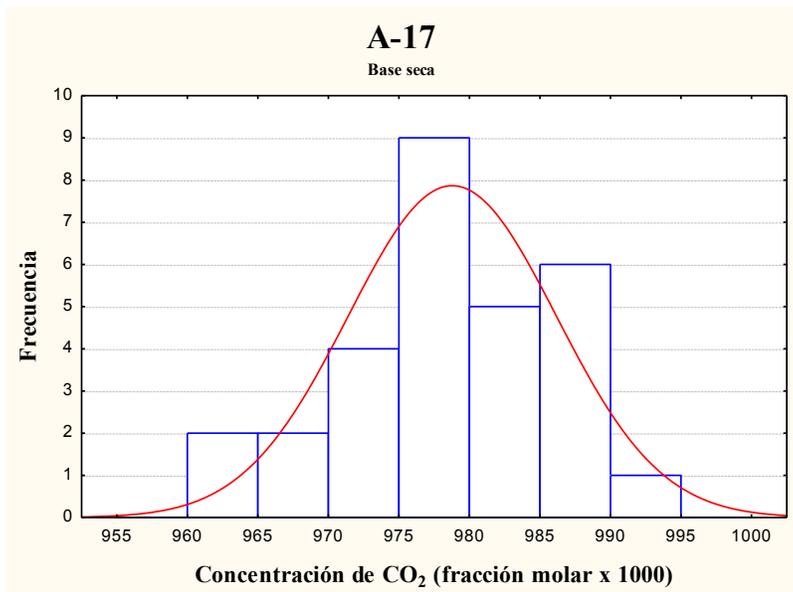


Fig. 31 Distribución de los gases en base seca del pozo A-17, después de aplicar las pruebas de discordancia

Tabla 14. Medias y desviaciones estándar de las concentraciones en base seca de los pozos estudiados, antes de aplicar el software DODESYS

Pozo	Concentraciones en base seca (fracción molar x 1000)								
	CO2			H2S			NH3		
	n	\bar{x}	s	n	\bar{x}	s	n	\bar{x}	s
A-5	24	971.66	15.84	24	15.85	3.55	24	1.65	1.17
A-6	37	982.25	9.14	37	8.92	15.96	30	2.10	1.75
A-9	7	893.66	61.99	7	55.41	12.90	7	10.90	15.42
A-13	25	963.46	16.83	25	23.88	5.80	24	2.46	1.76
A-16AD	18	867.57	122.75	18	8.83	2.62	15	2.99	1.40
A-17	35	962.46	43.56	35	11.72	2.83	28	2.39	1.96
A-18	13	990.25	3.78	13	6.06	0.96	6	1.59	1.36
A-19	8	894.27	67.96	8	67.26	35.49	8	6.75	6.74
A-22	8	968.06	7.96	8	21.98	6.68	6	3.30	2.08
A-26	4	984.62	3.08	4	6.78	2.17	3	2.65	2.02
A-28	9	903.76	45.72	9	56.58	27.58	9	13.42	11.03
A-32	3	954.17	11.28	3	32.03	4.94	3	3.11	1.99
A-33	12	971.99	22.30	12	9.89	3.15	8	1.64	1.60
A-34	11	987.47	11.09	11	6.37	1.02	4	1.55	1.38
A-35	10	978.81	13.43	10	15.03	3.39	3	1.59	0.74
A-36	12	981.84	6.42	12	12.88	2.46	6	1.52	0.56
A-37	3	951.46	72.41	3	19.85	2.71	3	3.76	0.84
A-38	11	986.16	6.21	11	8.11	1.67	7	2.25	3.81
A-46	6	937.57	48.00	6	15.95	6.31	6	4.85	6.85

Tabla 15. Medias y desviaciones estándar de las concentraciones en base seca de los pozos estudiados después de aplicar el software DODESYS

Pozo	Concentraciones en base seca (fracción molar x 1000)								
	CO2			H2S			NH3		
	n	\bar{x}	s	n	\bar{x}	s	n	\bar{x}	s
A-5	20	974.24	5.19	18	17.05	1.58	20	1.43	0.75
A-6	29	984.07	6.43	28	6.04	1.01	22	1.42	1.11
A-9	6	913.51	36.10	6	55.02	14.08	5	4.73	3.45
A-13	22	967.11	8.61	22	23.32	5.92	21	1.91	0.86
A-16AD	15	901.73	67.71	16	8.96	2.76	13	2.67	1.20
A-17	29	978.66	7.35	31	12.03	2.29	25	1.88	1.23
A-18	11	991.02	3.58	10	6.31	0.62	4	0.77	0.57
A-19	5	905.66	79.75	5	55.85	36.34	5	3.02	2.69
A-22	7	968.06	7.96	7	22.70	6.63	5	2.22	0.65
A-26	4	984.62	3.08	4	6.78	2.17	2	3.82	0.03
A-28	7	887.27	34.03	7	67.55	18.89	7	16.12	11.10
A-32	3	954.17	11.28	3	32.03	4.94	3	3.11	1.99
A-33	10	978.38	18.27	10	8.90	0.88	6	1.20	0.71
A-34	10	990.45	5.29	10	6.56	0.85	3	0.91	0.58
A-35	10	978.81	13.43	8	13.56	1.12	3	1.59	0.74
A-36	10	981.39	7.00	10	13.52	2.16	4	1.61	0.70
A-37	3	917.70	72.41	3	12.75	2.71	3	2.90	0.84
A-38	10	987.17	5.49	9	8.49	1.21	6	0.83	0.61
A-46	5	942.96	51.59	5	15.86	7.05	4	1.81	0.97

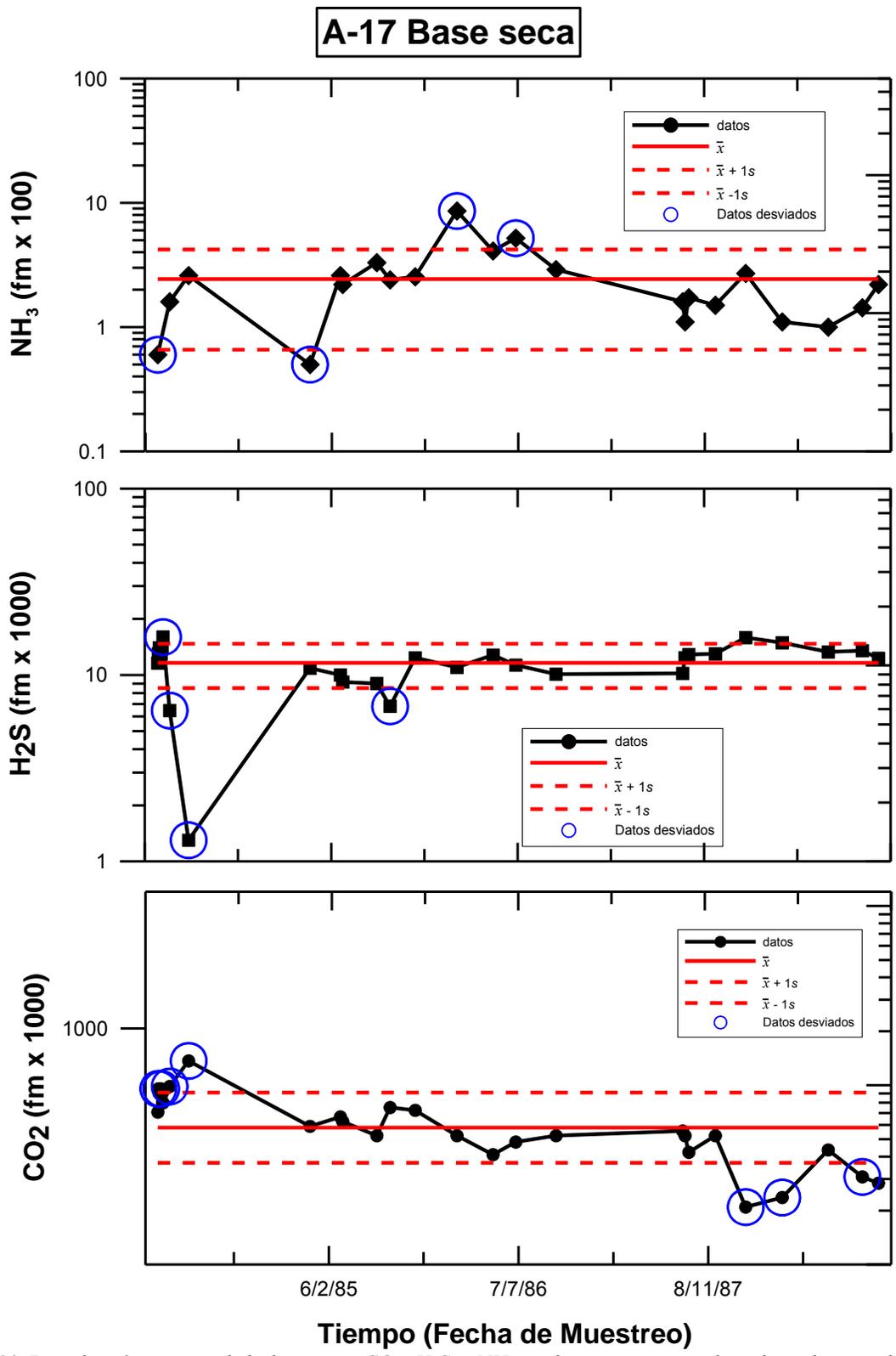


Fig. 32 Distribución temporal de los gases CO₂, H₂S y NH₃ en base seca antes de aplicar las pruebas de discordancia.

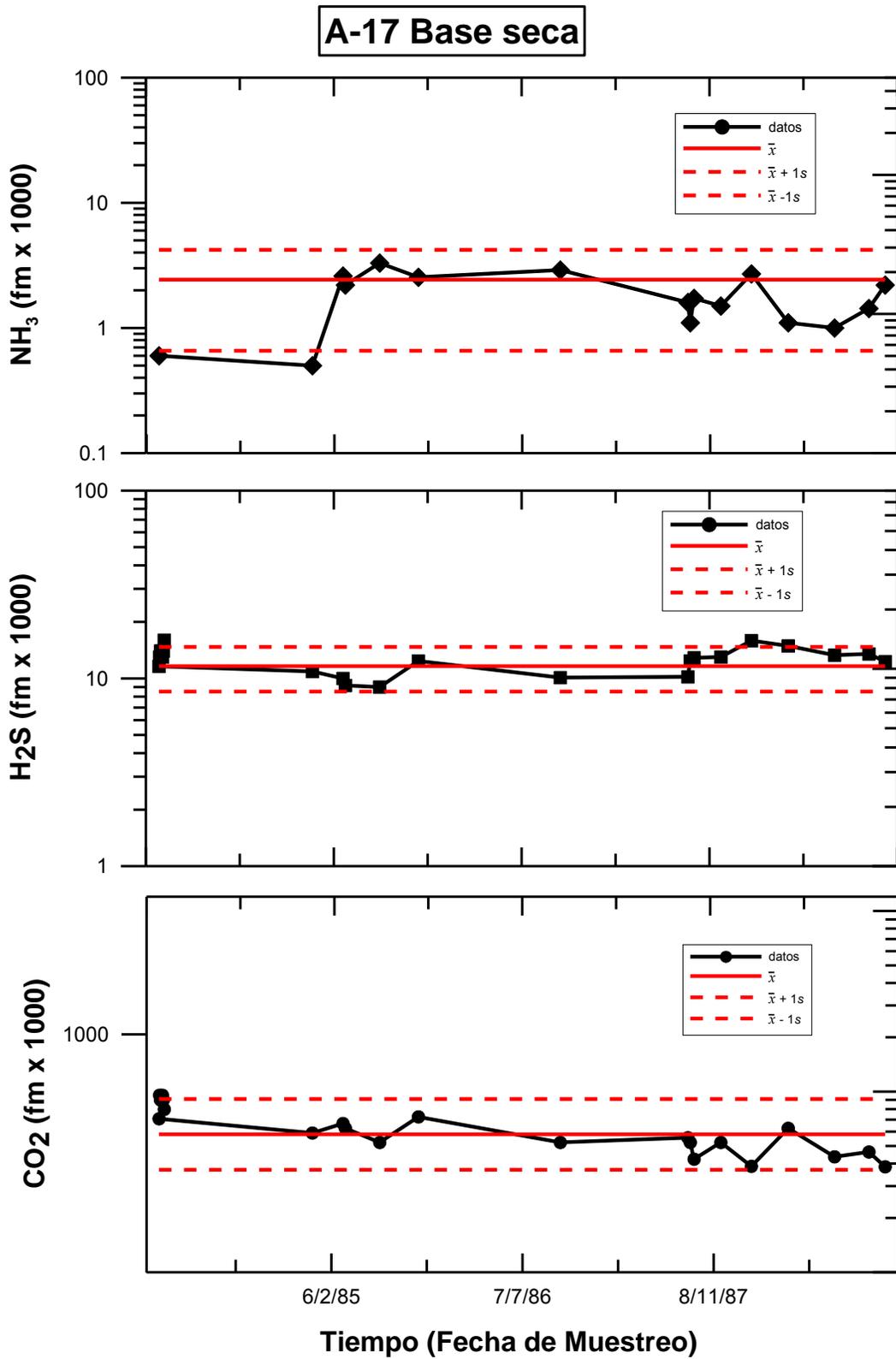


Fig. 33 Distribución temporal de los gases CO_2 , H_2S y NH_3 en base seca después de aplicar las pruebas de discordancia.

6.5 Estimación de emisiones de gases

Se calcularon las emisiones de los gases no condensables CO₂, H₂S y NH₃. Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas 16-18 y la Fig. 34. Las unidades se agruparon debido a la problemática que representa el que varios pozos alimenten a diferentes unidades. Esto no permite que se estimen las emisiones individuales por unidad sino por conjunto de éstas. De acuerdo a dichas tablas las emisiones de H₂S y NH₃ son prácticamente nulas para las unidades de generación y por lo tanto para el campo geotérmico Los Azufres en general. Para la zona Sur (Tejamaniles) las emisiones son mayores que para la zona Norte (Marítaro) con emisiones aproximadamente 7 veces superiores, esto podría relacionarse con la mayor cantidad de vapor consumido por las plantas de la Zona Sur, donde también se encuentra la U-7 la cual posee la mayor potencia (50MW).

De acuerdo a la clasificación propuesta por Bertani & Thain (2002) mostrada en la Tabla-19 las unidades de generación del campo geotérmico Los Azufres entran dentro de las clasificaciones 7 para la U-2, 8 para las U-6 y U-10, y 9 para las demás unidades. Siendo 9 la clasificación con las emisiones menores por lo que se puede situar a este campo geotérmico dentro de los límites inferiores de emisiones.

Las emisiones de CO₂ y H₂S del campo Los Azufres son comparables a las emisiones de otros campos geotérmicos del mundo (Fig. 35) situándose en el caso del CO₂ por arriba de campos como Cerro Prieto y Geysers pero por debajo de Larderello y en el caso del H₂S con emisiones sumamente inferiores. Esto ubica a este campo dentro de los estándares.

En las Tablas 20 y las Fig. 37 y 38 se puede apreciar la diferencia existente entre las emisiones de CO₂ y H₂S calculadas para el campo geotérmico Los Azufres y otros sistemas de generación basados en combustibles fósiles. Siendo dicho campo geotérmico el que presenta las menores emisiones. Así, para la misma producción de electricidad, las emisiones de CO₂ y H₂S a partir de plantas geotermoeléctricas son sólo una pequeña fracción de las emisiones de plantas de energía que usan hidrocarburos. Las plantas geotérmicas de ciclo binario no alcanzan a separar las fases, entonces el CO₂ y el H₂S se mantienen en solución y son reinyectados en el yacimiento, resultando un proceso sin emisiones atmosféricas.

Tabla 16. Emisión de los gases CO_2 , H_2S y NH_3 en las unidades de generación del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Unidades	Emisión de gases no condensables (g/kw-hr)		
	CO_2	$H_2S \times 10^{-3}$	$NH_3 \times 10^{-3}$
U-2	113.620	9.489	0.551
U-3,U-4,U-9,U-14	20.346	3.326	0.136
U-5	6.4688	3.026	0.109
U-6,U-10	88.559	24.129	1.904
U-15,U-16	5.380	0.271	0.016
U-7,U-13	32.390	2.710	0.148

Tabla 17. Emisión de los gases CO_2 , H_2S y NH_3 en las zonas del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Zona	Emisión de gases no condensables (g/kw-hr)		
	CO_2	$H_2S \times 10^{-3}$	$NH_3 \times 10^{-3}$
Norte	32.196	6.623	0.261
Sur	234.571	36.328	2.602

Tabla 18. Emisión de los gases CO_2 , H_2S y NH_3 en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Campo	Emisión de gases no condensables (g/kw-hr)		
	CO_2	$H_2S \times 10^{-3}$	$NH_3 \times 10^{-3}$
Los Azufres	266.767	42.951	2.863

Tabla 19. Clasificación de las unidades de generación de acuerdo a sus emisiones de CO₂ (Modificado de: Bertani & Thain, 2002).

Categoría	Emisiones (g/kw-hr)
1	>500
2	400-499
3	300-399
4	250-299
5	200-249
6	150-199
7	100-149
8	50-99
9	<50

Tabla 20. Emisión de CO₂ en diversas fuentes de energía

Campo	Emisión de CO₂ (g/kw-hr)
	CO₂
Los Azufres	266
Gas Natural	315
Combustóleo	760
Carbón	915

Tabla 21. Emisión de H₂S en diversas fuentes de energía

Campo	Emisión de gases no condensables (g/kw-hr)
	H₂S
Los Azufres	0.04
Carbón	5.44
Combustóleo	4.99

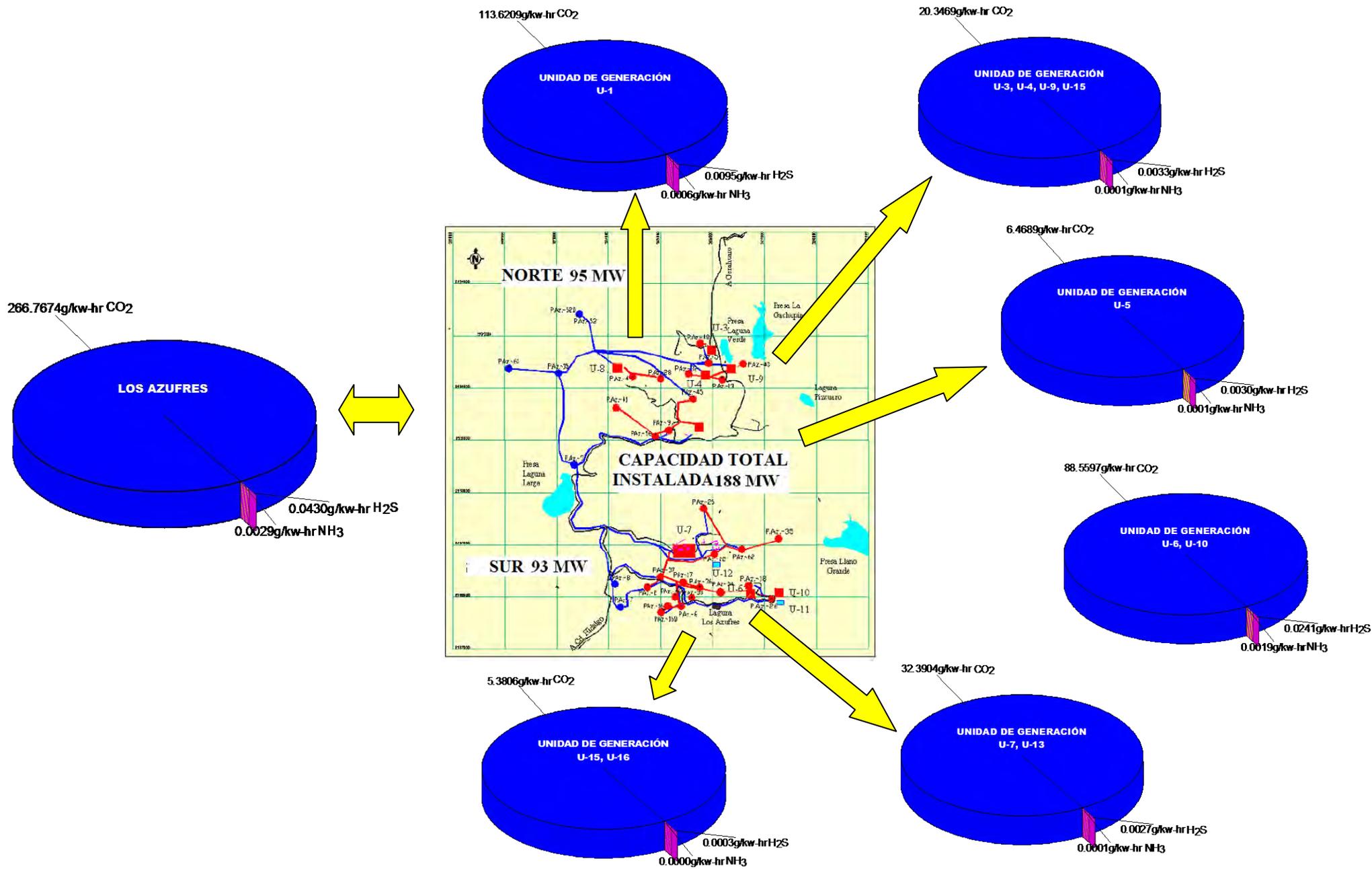


Fig. 34 Localización de pozos y unidades así como emisiones de gases no condensables por unidad de generación del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

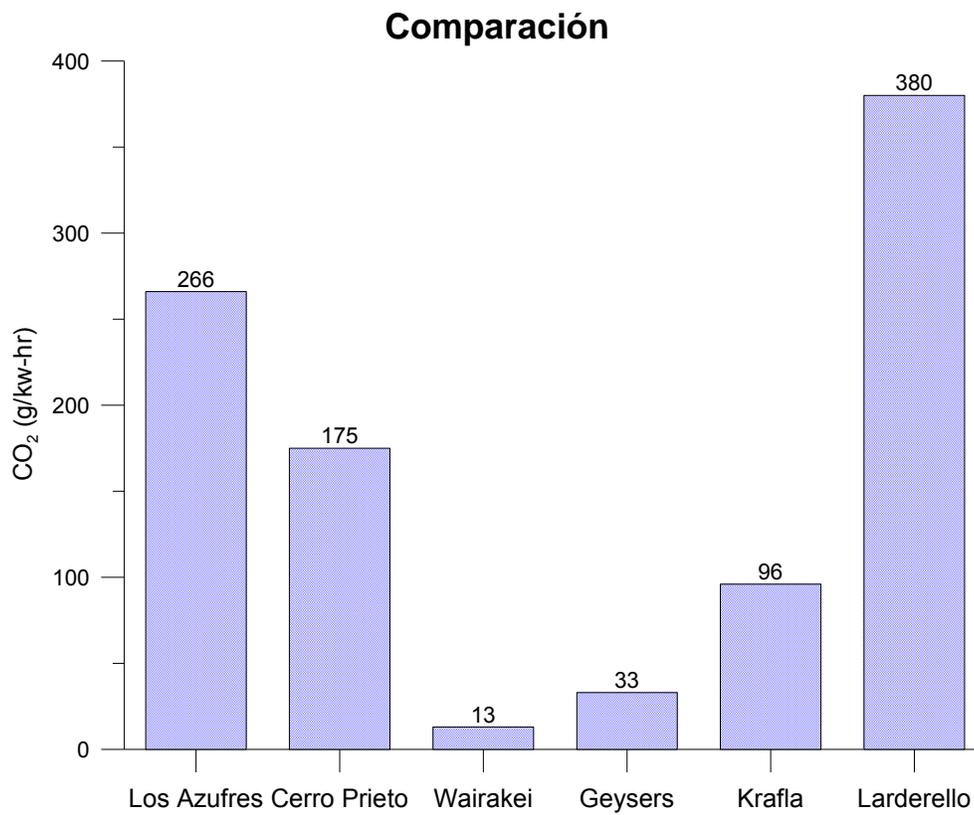


Fig. 35 Comparación entre las emisiones de CO₂ de diferentes campos geotérmicos del mundo

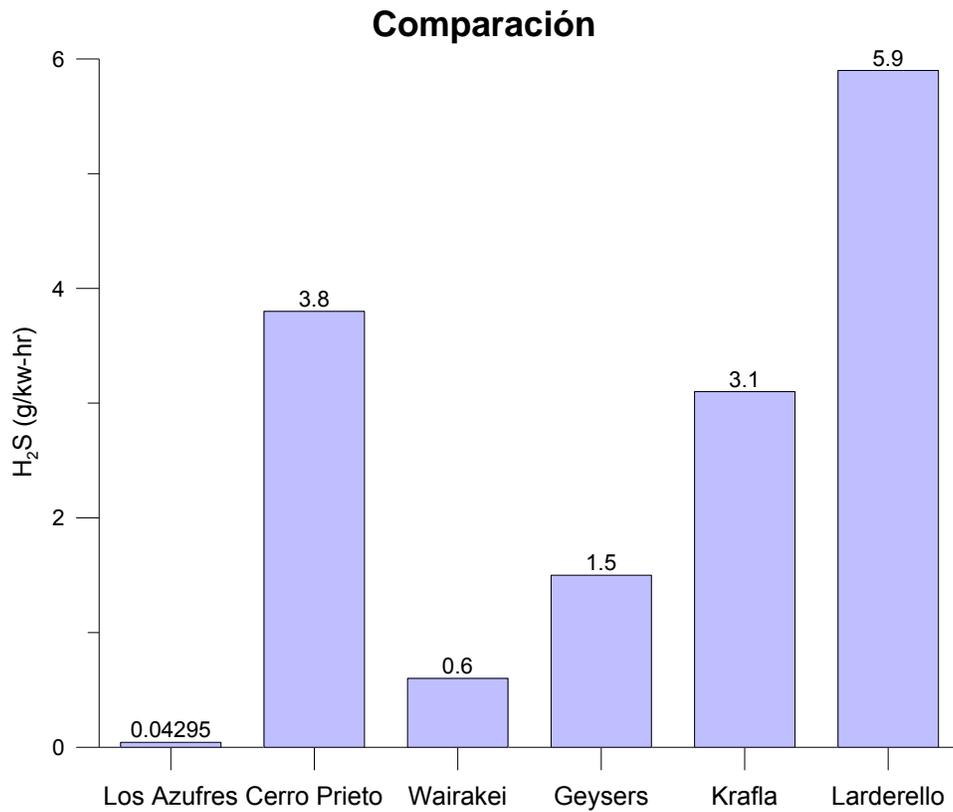


Fig. 36 Comparación entre las emisiones de H₂S de diferentes campos geotérmicos del mundo

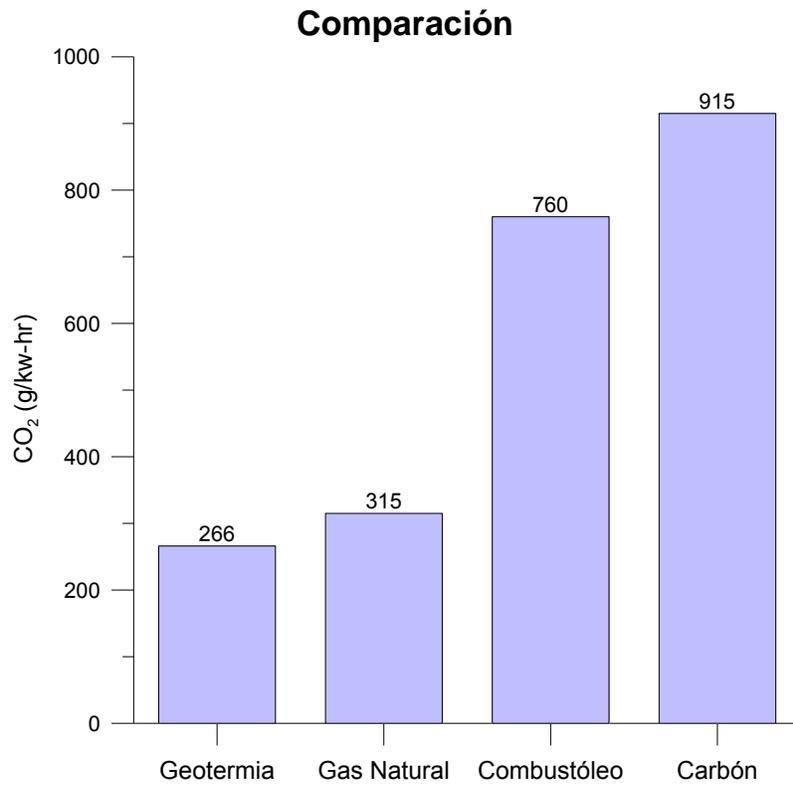


Fig. 37 Comparación entre las emisiones de CO₂ de diferentes fuentes de energía

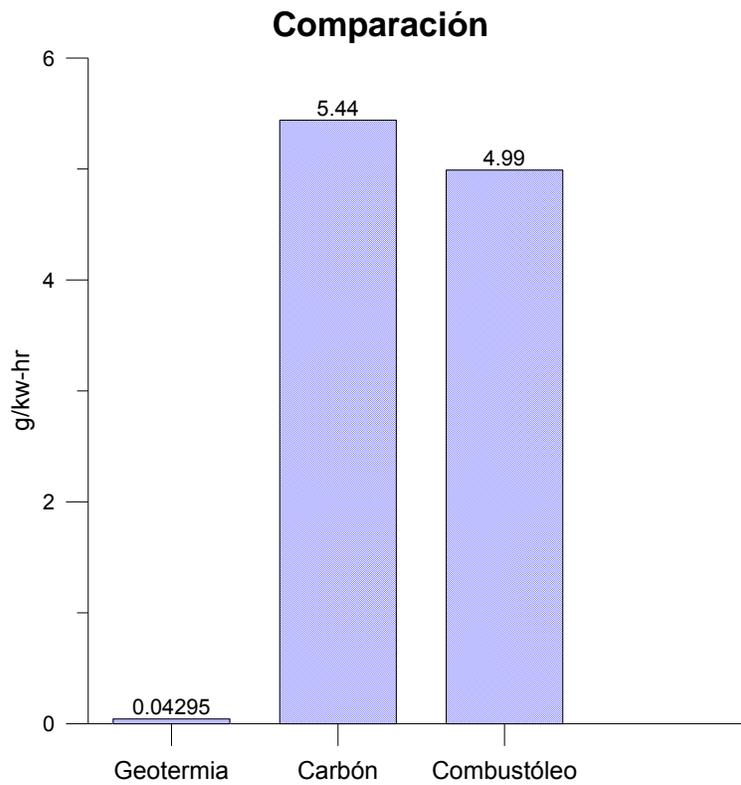


Fig. 38 Comparación entre las emisiones de H₂S de diferentes fuentes de energía

Nota: Geotermia se refiere al caso de estudio, es decir, el campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán

CONCLUSIONES

Se creó una base de datos de la composición química de la fase gaseosa de fluidos geotérmicos producidos por los pozos productores de los campos: Los Azufres, Los Humeros y Cerro Prieto. A partir de la experiencia adquirida en este tipo de estudios, se encontró que existe una gran variedad de unidades de concentración de los gases en la literatura disponible. Esto demuestra que no hay uniformidad en los reportes de las mediciones, por lo cual sería conveniente que se logaran estandarizar las unidades.

Asimismo, existe gran diferencia entre diversas mediciones de las concentraciones en base seca de los gases en un mismo pozo, probablemente debidos a errores en las mediciones, fenómenos naturales como eventos sísmicos, cambios en la producción, entre otros. Por lo que durante los cálculos se asumieron esos datos como valores discordantes.

Se desarrolló una metodología geoquimiométrica (para la detección/eliminación de valores discordantes univariados) para calcular correctamente las concentraciones promedio producidas por los pozos del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., y aplicar éstas para determinar las emisiones producidas por los gases mayoritarios detectados en la fase gaseosa de los fluidos producidos. En general, se encontró que las emisiones de CO₂ en todos los pozos del campo son mayores que las producidas por los gases H₂S y NH₃.

Estas emisiones corresponden a las 12 unidades de generación instaladas en el campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. El cálculo de estas emisiones se considera preliminar debido a las consideraciones adoptadas en este estudio y considerando que se desconoce con precisión las cantidades exactas de fluido geotérmico (por pozo) distribuido en las diferentes unidades de generación. Sin embargo las estimaciones proveen una base sobre el orden de magnitud esperado por la operación de las plantas geotermoeléctricas instaladas en Los Azufres, Mich., y crea la referencia para realizar estudios de la evaluación de ciclos de vida de plantas geotermoeléctricas, estudio que será llevado a cabo en el doctorado.

Con base en los resultados en esta investigación, se concluye que la geotermia es relativamente una energía limpia, tal y como lo plantean algunos autores y trabajos reportados en la literatura. A pesar de que emite ciertas cantidades de gases a la atmósfera, actualmente se adoptan medidas para minimizar este problema, una de ellas es la eliminación de gases incondensables. Las plantas de ciclo binario ofrecen una excelente alternativa, ya que al no usar directamente el fluido extraído, las emisiones son casi nulas, situación ya adoptada en muchos campos geotérmicos del mundo. Por otro lado, las emisiones debidas a la generación eléctrica con geotermia son similares a las emisiones naturales debidas a las manifestaciones termales presentes en los campos geotérmicos. Este análisis es considerado preliminar ya que tendrían que calcularse las emisiones naturales para que el estudio sea considerado completo, para lo cual se requiere llevar a cabo estudios de monitoreo en el campo.

En comparación con otros campos geotérmicos, el campo Los Azufres es un campo dentro de los estándares de emisiones de gases, y comparado con las fuentes de energía derivadas de combustibles fósiles, este campo y la geotermia emiten cantidades de gases de efecto invernadero significativamente inferiores.

APÉNDICE A

METODOLOGÍAS ANALÍTICAS DE MEDICIÓN DE LOS GASES NO CONDENSABLES (CO₂, H₂S Y NH₃)

Determinación de carbonatos totales por titulación alcalina (CO₂)

Los carbonatos totales pueden ser determinados por titulación con una solución estándar 0.1M de HCl, con un pH que va desde 8.30 hasta 3.80 usando un pH-metro, seguido de titulación con una solución 0.1M de NaOH después de purgar la muestra con N₂ para remover el CO₂. Esta determinación se realiza convenientemente con la medición del pH. Se debe tener cuidado de remover el H₂S de la muestra para evitar interferencia en la medición.

Equipos y reactivos

1. 1 pH-metro
2. Electrodo pH combinado o pH separado y electrodos de referencia
3. 1 vaso de precipitado pyrex de 150ml
4. 1 matraz volumétrico de 50ml
5. 1 matraz volumétrico de 100ml
6. 1 microbureta de 2ml, calibrada a intervalos de 0.002ml
7. 1 pipeta de 1ml
8. Solución estándar de HCl 0.1M, preparada con Titrisol 1N
9. Solución estándar de NaOH 0.1M, preparada con Titrisol 1N
10. Solución de HCl 1M aproximadamente. Se prepara mezclando 20ml de HCl concentrado grado analítico, con 200ml de agua desionizada
11. Agua desionizada
12. Gas N₂, en un cilindro presurizado de 5 o 10kg

Procedimiento

1. Extraer una alícuota de 1ml de la solución alcalina del bulbo de muestreo y verter en el vaso de precipitado de 150ml. Agregar 100ml de agua desionizada recientemente preparada (libre de carbonatos).
2. Ajustar el pH a 8.30. Primero agregar algo de la solución de HCl 1M. Cuando el pH alcancé 9.0-9.5, agregar la solución estándar de HCl 0.1M de la microbureta para ajustar el pH con precisión a 8.30.
3. Titular con la solución estándar de HCl 0.1M a pH 3.80 (titulado A).
4.
$$\text{CO}_2(\text{mmol/kg}) = \frac{\text{ml del titulado A} \times 100}{\text{ml de muestra}} - 0.158 - 0.952 \times \text{H}_2\text{S (en mmol/kg)}$$

Observaciones

A un pH de 8.30, cerca del 98% del carbonato disuelto se encuentra como HCO_3^- , 1% está disuelto como CO_2 y el restante 1% como CO_3^{2-} . A un pH de 3.80 prácticamente todo el carbonato y bicarbonato ha sido convertido en CO_2 . En ausencia de otras bases, los moles de ácido agregados corresponden a los moles de carbonatos totales en solución.

Determinación de ácido sulfhídrico (H_2S)

Equipo y reactivos

1. 1 Microbureta de 2ml, calibrada a intervalos de 0.002ml
2. 1 matraz Erlenmeyer de 100ml
3. 2 pipetas, una de 5ml y otra de 0-1ml (ajustable)
4. Matraz volumétrico de 50ml
5. 1 varilla de vidrio
6. Acetona
7. Solución de NaOH, aproximadamente 5M. Disolver 200g de NaOH en 1L de agua desionizada
8. Ditizona

9. Solución estándar de acetato de mercurio 0.001M, $(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Hg}$. Disolver 0.3187g de $(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Hg}$ grado analítico, en 1L de agua desionizada. Almacenar en un lugar oscuro. La solución es estable por al menos 1 mes.

10. Agua desionizada

Procedimiento

1. Pipetear 5ml de la solución de NaOH 5M y 5ml de acetona en un matraz Erlenmeyer
2. Agregar 1-50ml de muestra*. Si la alícuota es <10ml agregar agua desionizada para ajustar el volumen de la muestra a 10ml.
3. Agregar un cristal pequeño de ditizona con la varilla de vidrio. La solución debe ser amarillo pálido y una sola fase.
4. Titular con la solución estándar de $(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Hg}$ hasta un punto final rosa. Registrar el titulado.
5. H_2S (mmol/kg) = $\frac{\text{ml de la solución de } (\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Hg 0.001M}}{\text{ml de la muestra}}$

Observaciones

* Si el H_2S < 0.3 ppm, es mejor tomar una alícuota de 50ml. Si la concentración de H_2S está aproximadamente en el rango 0.3-5.0 ppm, tomar una alícuota de 10ml. Y es mejor tomar una alícuota <10ml si el H_2S es >5ppm.

El método está basado en la reacción de Hg^{2+} con el sulfuro S^{2-} en solución alcalina para formar HgS , el cual es negro. Cuando todo el sulfuro ha reaccionado, el Hg^{2+} reacciona con la ditizona para formar un complejo Hg -ditizona rosa.

Determinación de amoníaco (NH_3)

El amoníaco en el agua existe como ion amonio (NH_4^+) el cual puede ser convertido en nitrato o nitrógeno por actividad biológica. Por tal motivo, las muestras deben ser preservadas por filtración y acidificación en el campo.

Procedimiento

1. Pipetear 50ml de muestra en un contenedor de plástico limpio, seco y con una perla magnética.
2. Colocar el contenedor sobre un agitador magnético y mezclar a ritmo constante (sin formar vórtices o burbujas en la solución).
3. Agregar 1ml de pH-IAS e inmediatamente introducir el electrodo en la solución, verificando que no queden burbujas de aire atrapadas bajo el electrodo y que el agitador magnético no lo golpee.
4. Permitir al electrodo alcanzar el equilibrio por 5min. y leer el potencial.
5. Tomar varias mediciones seguidas cada minuto hasta que dos lecturas consecutivas no difieran en más de 1.0mV.
6. Remover los electrodos de la solución.
7. Repetir este procedimiento con varias alícuotas hasta que se obtengan dos potenciales de equilibrio dentro del rango de 1.0 mV.
8. Graficar la calibración sobre un papel gráfico semi-logarítmico con el potencial del electrodo en la escala lineal y la concentración de amonio (mg/kg) en la escala logarítmica.

APÉNDICE B

PRUEBAS DE DISCORDANCIA

Tabla B1. Pruebas de discordancia para muestras univariadas (Verma, 2005)

Tipo de Estadístico	Clave prueba (VC)	Descripción prueba	Valor(es) prueba(s)	Estadística de la prueba	Significado de la prueba	Prueba
	(A4)	Más alto	$x_{(n)}$	$TN1_{(n)} = (x_{(n)} - \bar{x})/s$	Mayor que	3 - 147
		Más bajo	$x_{(1)}$	$TN1_{(1)} = (\bar{x} - x_{(1)})/s$	Mayor que	3 - 147
	(A5)	Extremo	$x_{(n)}$ o $x_{(1)}$	$TN2 = \text{Max} : \{(x_{(n)} - \bar{x})/s, (\bar{x} - x_{(1)})/s\}$	Mayor que	3 - 20
Estadístico de Descripción o Dispersión	(A6)	k=2 Más alto	$x_{(n)}, x_{(n-1)}$	$TN3_{(2n)} = (x_{(n)} + x_{(n-1)} - 2\bar{x})/s$	Mayor que	5 - 100
		k=3 Más alto	$x_{(n)}, x_{(n-1)}, x_{(n-2)}$	$TN3_{(3n)} = (x_{(n)} + x_{(n-1)} + x_{(n-2)} - 3\bar{x})/s$	Mayor que	7 - 100
	k=4 Más alto	$x_{(n)}, x_{(n-1)}, x_{(n-2)}, x_{(n-3)}$	$TN3_{(4n)} = (x_{(n)} + x_{(n-1)} + x_{(n-2)} + x_{(n-3)} - 4\bar{x})/s$	Mayor que	9 - 100	
	k=2 Más bajo	$x_{(1)}, x_{(2)}$	$TN3_{(21)} = (2\bar{x} - x_{(1)} - x_{(2)})/s$	Mayor que	3 - 100	
	k=3 Más bajo	$x_{(1)}, x_{(2)}, x_{(3)}$	$TN3_{(31)} = (3\bar{x} - x_{(1)} - x_{(2)} - x_{(3)})/s$	Mayor que	7 - 100	
	k=4 Más bajo	$x_{(1)}, x_{(2)}, x_{(3)}, x_{(4)}$	$TN3_{(41)} = (4\bar{x} - x_{(1)} - x_{(2)} - x_{(3)} - x_{(4)})/s$	Mayor que	9 - 100	
	Estadística de Sumas de Cuadrados	(A7a)	k=1 Más alto	$x_{(n)}$	$TN4_{(1n)} = S_{(n)}^2 / S^2$	Menor que
(A7b)		k=2 Más alto	$x_{(n)}, x_{(n-1)}$	$TN4_{(2n)} = S_{(n)(n-1)}^2 / S^2$	Menor que	4 - 140
(A7c)		k=3 Más alto	$x_{(n)}, x_{(n-1)}, x_{(n-2)}$	$TN4_{(3n)} = S_{(n)(n-1)(n-2)}^2 / S^2$	Menor que	6 - 50
(A7d)		k=4 Más alto	$x_{(n)}, x_{(n-1)}, x_{(n-2)}, x_{(n-3)}$	$TN4_{(4n)} = S_{(n)(n-1)(n-2)(n-3)}^2 / S^2$	Menor que	8 - 50

Tipo de Estadístico	Código prueba (VCL)	Descripción prueba	Valor(es) Prueba(s)	Estadístico de la prueba	Significado de la prueba	Prueba
	N4	k=1 Mín bajo	$x_{(1)}$	$TN4_{(1)} = S_{(1)}^2 / S^2$	Menor que	3 - 50
Estadístico de Suma de Cuadrados	(A3a) k	k=2 Mín bajo	$x_{(1)}, x_{(2)}$	$TN4_{(2)} = S_{(2)}^2 / S^2$	Menor que	4 - 149
	(A3b) (cont.)	k=3 Mín bajo	$x_{(1)}, x_{(2)}, x_{(3)}$	$TN4_{(3)} = S_{(3)}^2 / S^2$	Menor que	4 - 50
	(A3c) (cont.)	k=4 Mín bajo	$x_{(1)}, x_{(2)}, x_{(3)}, x_{(4)}$	$TN4_{(4)} = S_{(4)}^2 / S^2$	Menor que	4 - 50
(Continuación)	N5 (A5)	k=2 Mín alto - mín bajo	$x_{(1)}, x_{(n)}$	$TN5_{(1)} = S_{(1)(n)}^2 / S^2$	Menor que	4 - 100
	N15 (A15) (A15)	Mín alto, mín bajo, o máx (k)	$x_{(1)} \text{ ó } x_{(n)}$ condiciones	$TN15 = \text{"Típicos con Máx o Mín"} / \text{"Estadístico"}$	Menor que	4 - 50
Estadístico Intervalo total / Dispersión	N6 (A6)	Mín alto - mín bajo	$x_{(1)}, x_{(n)}$	$TN6_{(1)} = (x_{(n)} - x_{(1)}) / s$	Mayor que	3 - 1000
Estadístico de Extremo / Dispersión	N7 (A7) N8 (A8)	Mín alto Extremo	$x_{(1)}$ $x_{(1)} \text{ ó } x_{(n)}$	$TN7_{(1)} = (x_{(1)} - x_{(n-1)}) / (x_{(n)} - x_{(1)})$ $TN8 = \text{Mín: } (x_{(1)} - x_{(n-1)}) (x_{(n)} - x_{(1)}) / (x_{(2)} - x_{(1)}) (x_{(n)} - x_{(n-1)})$	Mayor que	3 - 30 4 - 30

Tipo de Estadística	Clave prueba (V)	Descripción prueba	Valores probados	Estadístico de la prueba	Significado de la prueba	Prueba Tab. - Valor
	N9	Más alta	$x_{(1)}$	$TN9_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(2)})}$	Mayor que	4 - 30
	(A12)	Más baja	$x_{(n)}$	$TN9_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(2)})}$	Mayor que	4 - 30
Exposición de Incendio	N10	Más alta	$x_{(n)}$	$TN10_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(1)})}$	Mayor que	5 - 30
	(A13)	Más baja	$x_{(1)}$	$TN10_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(1)})}$	Mayor que	5 - 30
Desperdicio	N11	Dos valores más altas	$x_{(n)} - x_{(n-1)}$	$TN11_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(1)})}$	Mayor que	4 - 30
	(A14)	Dos valores más bajas	$x_{(1)} - x_{(2)}$	$TN11_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(1)})}$	Mayor que	4 - 30
(continúa)	N12	Dos valores más altas	$x_{(n)} - x_{(n-1)}$	$TN12_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(2)})}$	Mayor que	5 - 30
	(A15)	Dos valores más bajas	$x_{(1)} - x_{(2)}$	$TN12_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(2)})}$	Mayor que	5 - 30
	N13	Dos valores más altas	$x_{(n)} - x_{(n-1)}$	$TN13_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(1)})}$	Mayor que	5 - 30
	(A16)	Dos valores más bajas	$x_{(1)} - x_{(2)}$	$TN13_{(n)} = \frac{(x_{(n)} - x_{(n-1)})}{(x_{(n)} - x_{(1)})}$	Mayor que	5 - 30
Estadístico de Muestreo de alto orden	N14	Extremo	$x_{(1)} \text{ o } x_{(n)}$	$TN14 = \frac{n \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^{2k}}$	Mayor que	5 - 1000
	(A17)					
	N15	Extremo	$x_{(1)} \text{ o } x_{(n)}$	$TN15 = \frac{n \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^{2k}}$	Mayor que	5 - 1000
	(A18)					

APÉNDICE C

TABLAS DE RESULTADOS

En este apéndice se muestran las tablas de resultados relacionadas con el Capítulo 6. Estas son complementarias a la descripción dada en dicho capítulo.

Tabla C1. Concentración base seca de los gases de los pozos del campo geotérmico Los Azufres

POZO	FECHA	Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)						REFERENCIA
		CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	
A-1-A	01/07/08	943.35	31.89	2.56	6.06	16.52	0.17	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-2A	01/07/08	409.54	24.01	3.17	6.64	549.44	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-4	01/07/08	794.55	101.26	17.34	23.13	56.88	0.58	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-5	24/04/85	971.00	20.00	0.60	4.70	3.50	0.67	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	25/06/85	976.00	16.80	0.40	3.00	2.80	1.10	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	12/09/85	988.00	7.10	0.90	1.80	1.80	0.35	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	25/02/86	975.00	17.60	1.90	2.90	2.40	0.49	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	13/05/86	970.00	19.50	2.20	3.50	3.90	0.90	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	24/09/86	984.00	9.30	0.90	2.70	2.50	0.59	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	01/07/08	967.25	19.43	2.27	2.59	7.35	0.79	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-5	12/09/85	988.00	7.10	0.90	1.80	1.80	0.35	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	25/02/86	975.00	17.20	1.90	2.90	2.40	0.49	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	13/05/86	970.00	19.50	2.20	3.50	3.90	0.90	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	17/06/87	973.00	16.80	2.20	3.60	4.10	0.76	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	22/07/87	973.00	17.20	1.40	4.90	2.90	0.63	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	25/08/87	969.00	16.60	2.50	5.60	5.50	1.16	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	14/01/88	977.00	16.00	1.20	2.20	2.90	0.71	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	19/04/88	974.00	16.00	1.10	4.80	3.00	0.93	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	2005	972.79	17.53	0.64	2.18	5.64	0.86	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-5	1985	978.20	14.60	0.64	3.14	2.68	0.72	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1986	976.27	15.46	1.66	3.01	2.95	0.66	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1987	976.83	14.56	1.43	3.19	3.06	0.97	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1998	972.92	17.63	0.70	1.56	6.66	0.54	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1999	972.02	16.00	0.88	2.68	7.66	0.74	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	2000	965.90	18.84	2.89	2.38	7.89	2.09	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	2001	902.03	12.81	5.99	11.30	66.41	1.25	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	17/06/87	972.60	16.80	2.21	3.56	4.10	0.76	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-6	24/04/85	989.00	5.90	0.30	0.90	3.70	0.49	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	26/06/85	979.00	9.30	4.30	1.60	4.50	1.30	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	11/09/85	984.00	4.50	3.00	0.80	6.80	0.49	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	09/10/85	983.00	5.90	2.20	0.90	7.00	0.66	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	27/02/86	977.00	6.80	6.60	1.10	7.90	0.82	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	14/05/86	981.00	5.90	3.30	1.10	7.50	1.00	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	24/09/86	981.00	5.40	1.60	1.10	10.20	0.76	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	20/03/82	988.00	5.10	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	07/06/84	993.00	6.80	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	09/06/84	994.00	6.50	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	11/06/84	994.00	6.50	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	13/06/84	992.00	8.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-6	15/06/84	993.00	6.80	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	17/06/84	992.00	7.80	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	01/07/08	975.27	7.35	2.48	2.29	11.93	0.52	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-6	24/04/83	989.00	5.90	0.40	0.90	3.70	0.49	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	26/06/85	979.00	9.30	4.30	1.60	4.50	1.27	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	11/09/85	984.00	4.50	3.00	0.80	6.80	0.49	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	09/10/85	983.00	5.90	2.30	0.90	7.00	0.66	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	27/02/86	976.00	6.80	6.60	1.10	7.90	0.82	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	14/05/86	981.00	103.00	3.30	1.10	7.50	1.00	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	24/09/86	981.00	5.40	1.60	1.10	10.20	0.76	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	18/06/87	981.00	5.70	1.20	1.40	9.60	0.71	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	23/07/87	984.00	5.40	0.90	1.40	7.00	1.01	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	26/08/87	983.00	5.70	1.00	1.50	8.00	0.75	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	29/10/87	971.00	10.70	1.70	1.50	13.60	1.30	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	20/04/88	974.00	5.80	0.60	2.10	16.20	1.13	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	03/08/88	978.00	6.00	0.70	1.80	12.80	0.50	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	2005	941.02	5.84	0.00	4.02	48.15	0.44	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-6	1983	989.00	5.90	0.40	0.90	3.70	0.49	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1985	982.00	6.57	3.20	1.10	6.10	0.81	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1986	979.33	6.03	3.83	1.10	8.53	0.86	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1987	979.75	6.88	1.20	1.45	9.55	0.94	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1988	978.65	5.00	0.64	1.70	13.25	0.62	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1998	983.95	3.20	0.62	1.20	10.76	0.22	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1984	988.80	5.91	0.70	2.32	2.33	0.00	Portugal-Marin <i>et al.</i> , 1984
A-6	23/07/87	981.40	5.68	1.16	1.40	9.60	0.71	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-9	01/07/08	882.08	74.40	7.17	9.71	24.18	0.55	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-9	1987	944.25	42.97	2.38	3.67	6.23	0.49	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-9	1999	913.34	64.90	0.03	5.81	14.28	1.61	Barragán, <i>et al.</i> , 2005
A-9	2000	859.08	62.46	5.71	10.60	59.90	1.34	Barragán, <i>et al.</i> , 2005
A-9	2001	774.57	57.76	41.74	25.75	99.40	0.54	Barragán, <i>et al.</i> , 2005
A-9	2000	947.90	40.00	nr	0.29	11.00	0.65	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-9	29/10/87	934.40	45.42	8.34	7.40	3.56	0.90	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-9A	jul-2008	945.64	31.55	5.55	4.50	10.95	1.21	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-9AD	jul-2008	963.63	20.60	4.64	2.82	6.70	1.25	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-13	24/04/85	961.00	30.00	1.20	5.10	2.00	0.36	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	25/06/85	969.00	22.00	2.20	4.10	1.90	1.10	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	12/09/85	986.00	9.30	1.40	2.30	1.30	0.29	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	10/10/85	971.00	22.80	0.50	3.50	1.90	0.48	Nieva <i>et al.</i> , 1987

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-13	26/02/86	965.00	26.80	1.20	5.50	1.30	0.32	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-13	13/05/86	959.00	26.30	3.40	7.40	2.70	1.10	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-13	01/07/08	952.64	31.73	2.34	3.29	8.35	1.19	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-13	12/09/85	986.00	9.30	1.40	2.30	1.30	0.29	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	10/10/85	971.00	22.80	0.50	3.50	1.90	0.48	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	26/02/86	965.00	26.80	1.20	5.50	1.30	0.32	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	13/05/86	959.00	26.30	3.40	7.40	2.70	1.14	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	18/06/87	967.00	23.70	2.70	4.40	2.10	0.57	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	22/07/87	964.00	23.70	3.10	5.40	3.20	0.45	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	25/08/87	965.00	25.10	4.30	1.80	3.50	0.72	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	14/01/88	975.00	19.00	1.60	2.90	1.30	0.58	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	19/04/88	975.00	17.00	1.40	4.10	1.90	0.63	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	1985	971.60	21.00	1.31	3.75	1.78	0.56	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1986	961.93	27.30	2.15	5.85	2.04	0.73	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1987	967.80	20.13	2.45	6.69	2.06	0.90	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1998	953.86	31.38	1.49	2.64	9.17	1.46	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1999	959.44	28.50	2.49	2.47	5.81	1.29	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2000	950.88	29.61	7.86	2.96	7.05	1.57	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2001	894.29	29.35	6.66	9.49	58.15	1.55	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2000	969.50	23.50	nr	0.17	5.94	0.73	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-13	17/06/87	966.60	23.67	2.69	nr	nr	nr	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-16	01/07/08	931.12	10.08	6.06	nr	nr	nr	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-16	2000	988.80	11.20	nr	nr	nr	nr	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-16 AD	07/06/84	981.00	9.80	1.50	3.80	4.20	0.14	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-16 AD	08/05/85	877.00	9.40	0.90	2.40	109.80	0.19	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-16 AD	10/09/85	917.00	3.10	3.70	0.60	75.80	0.10	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-16 AD	09/10/85	886.00	9.40	4.20	1.00	98.90	0.19	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-16 AD	26/02/86	877.00	9.90	3.40	8.60	101.50	0.08	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-16 AD	14/05/86	811.00	7.10	2.70	17.70	160.90	0.74	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-16AD	08/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	14/06/84	988.00	12.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	16/06/84	989.00	11.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	26/02/86	877.00	10.00	3.40	8.60	101.50	0.08	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/05/86	811.00	7.10	2.70	17.70	160.90	0.74	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	17/06/87	817.00	7.80	5.10	22.60	147.10	0.18	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	22/07/87	899.00	7.70	2.80	2.00	88.70	0.29	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	26/08/87	785.00	10.30	4.00	3.70	195.90	0.41	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/01/88	885.00	6.90	1.10	2.90	103.50	0.42	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/04/88	957.00	4.60	0.80	2.30	34.80	0.23	Santoyo <i>et al.</i> , 1991

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-16AD	17/06/87	817.20	7.81	5.10	22.59	147.08	0.18	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-16AD	01/07/08	456.03	11.05	3.46	3.62	521.83	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-17	06/06/84	983.00	11.60	0.60	3.20	1.80	0.28	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	10/08/84	993.00	1.30	2.60	1.60	1.00	0.11	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	23/04/85	979.00	10.90	0.50	2.60	6.30	0.30	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	26/06/85	982.00	10.00	2.60	1.90	3.20	0.60	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	11/09/85	977.00	9.00	3.20	2.70	7.50	0.26	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	09/10/85	983.00	6.80	2.40	1.80	5.50	0.28	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	27/02/86	977.00	11.00	8.50	1.00	2.10	0.08	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	14/05/86	973.00	12.80	4.10	2.60	6.90	0.48	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	24/09/86	977.00	10.10	2.80	2.30	7.50	0.35	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	13/01/81	975.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	07/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	09/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	11/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	13/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	15/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	17/06/84	984.00	16.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	01/07/08	915.90	12.62	5.09	7.32	58.03	0.42	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-17	06/06/84	982.00	11.60	0.60	3.20	1.80	0.28	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	10/08/84	993.00	1.30	2.60	1.70	1.00	0.11	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	23/04/85	979.00	10.90	0.50	2.60	6.30	0.30	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	26/06/85	981.00	10.00	2.60	1.90	3.20	0.60	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	11/09/85	977.00	9.00	3.30	2.80	7.50	0.27	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	09/10/85	983.00	6.80	2.40	1.80	5.50	0.28	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	27/02/86	977.00	11.00	8.60	1.00	2.10	0.08	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	14/05/86	973.00	12.80	4.10	2.60	6.90	0.48	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	24/09/86	977.00	10.10	2.90	2.30	7.50	0.35	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	18/06/87	978.00	10.20	1.60	3.60	5.70	0.27	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	23/06/87	977.00	12.40	1.10	4.60	4.00	0.30	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	26/08/87	977.00	13.00	1.50	2.60	5.10	0.27	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	29/10/87	962.00	15.90	2.70	2.80	15.70	0.32	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	14/01/88	964.00	14.90	1.10	2.70	16.70	0.32	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	20/04/88	974.00	13.30	1.00	4.00	7.60	0.40	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	04/08/88	967.00	12.30	2.20	5.40	12.20	0.70	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	2005	793.01	10.61	0.00	nr	185.59	0.19	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-17	1984	987.50	6.45	1.60	2.45	1.40	0.20	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1985	980.00	9.18	2.20	2.28	5.63	0.36	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1986	975.67	11.30	5.20	1.97	5.50	0.30	Barragán <i>et al.</i> , 2005

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-17	1987	973.50	12.88	1.73	3.40	7.63	0.29	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1988	968.33	13.50	1.43	4.03	12.17	0.47	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1998	883.86	12.50	0.12	7.03	96.32	0.20	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	2000	875.19	12.80	0.44	7.13	104.18	0.31	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	2001	859.99	12.44	6.28	10.52	109.73	0.54	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1985	982.40	12.38	2.54	1.63	0.97	0.11	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-17	18/06/87	978.60	10.19	1.58	3.64	5.74	0.27	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-18	08/06/84	990.00	5.90	0.80	1.00	2.00	0.09	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	11/09/85	986.00	5.30	3.40	0.80	3.70	0.47	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	26/02/86	986.00	6.70	3.10	0.90	3.10	0.42	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	08/06/84	992.00	7.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	10/06/84	996.00	3.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	12/06/84	994.00	5.80	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	14/06/84	994.00	6.50	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	993.00	6.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	993.00	6.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	01/07/08	985.62	6.83	0.87	1.30	4.03	1.20	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-18	2005	987.13	5.85	0.00	0.88	5.03	1.05	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-18	2000	991.10	5.60	nr	0.07	2.94	0.28	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-18	19/06/87	985.40	5.87	1.39	0.87	6.11	0.32	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-19	09/09/84	866.00	95.80	16.10	18.30	4.10	0.24	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	25/06/85	926.00	63.80	4.40	2.90	1.70	0.95	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	25/02/86	980.00	15.10	1.50	2.40	1.50	0.04	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	13/05/86	961.00	26.40	2.30	6.20	3.70	0.80	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	01/07/08	881.57	67.56	6.91	11.42	29.54	0.45	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-19	2005	779.74	106.39	0.00	30.31	79.69	2.56	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-19	1985	865.60	95.75	16.06	18.27	4.08	0.24	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-19	2000	841.40	125.00	17.40	4.00	11.92	0.06	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-22	11/06/84	963.00	24.50	1.50	8.50	2.00	0.14	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	09/08/84	979.00	15.30	2.00	3.70	0.60	0.03	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	09/10/85	963.00	19.50	6.90	6.80	3.20	0.44	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	17/06/84	969.00	30.80	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-22	01/07/08	965.42	17.72	3.21	3.32	9.18	0.76	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-22	1985	978.60	15.25	1.95	3.66	0.55	0.03	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-22	2000	958.70	30.00	nr	0.26	10.74	0.10	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-22	03/08/88	962.70	25.30	2.44	6.16	2.62	0.81	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-25	01/07/08	941.11	27.84	4.12	7.28	17.77	0.08	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-26	26/06/85	982.00	8.60	3.80	1.40	3.20	0.99	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-26	01/07/08	987.18	5.49	0.31	1.17	4.01	1.70	Barragán <i>et al.</i> , 2008

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-26	2000	987.40	4.40	nr	0.07	7.58	0.45	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-26	26/06/85	981.90	8.63	3.84	1.38	3.24	0.99	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-28	09/08/84	873.00	83.40	15.60	25.00	2.70	0.40	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	27/06/85	928.00	48.40	6.00	11.10	4.00	3.00	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	12/09/85	986.00	9.30	2.70	2.20	0.40	0.09	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	25/02/86	941.00	38.20	6.40	13.10	1.50	0.09	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	13/05/86	937.00	27.10	5.20	23.90	6.10	1.20	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	01/07/08	878.44	66.56	9.02	12.11	30.44	0.26	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-28	2005	846.74	65.24	37.16	13.23	23.18	0.49	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-28	1985	872.90	83.45	15.58	24.99	2.71	0.40	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-28	2000	870.80	87.60	23.10	4.04	14.33	0.15	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-28D	01/07/08	840.59	96.19	5.70	15.41	36.87	0.65	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-30	01/07/08	765.37	125.39	12.81	25.24	63.17	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-32	08/05/85	967.00	26.70	0.90	4.20	1.30	0.33	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-32	01/07/08	945.80	36.45	4.75	3.32	7.70	1.40	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-32	2005	949.72	32.94	3.69	2.27	9.06	2.16	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-33	11/06/84	987.00	7.60	0.80	2.00	2.40	0.61	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-33	12/06/84	990.00	10.30	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	13/06/84	991.00	9.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	14/06/84	992.00	8.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	15/06/84	991.00	9.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	01/07/08	976.70	8.98	1.97	2.34	8.89	0.98	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-33	1984	986.60	7.64	0.82	1.96	2.42	0.61	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	1998	961.03	8.90	1.99	2.08	25.38	0.63	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	1999	942.83	19.50	0.63	6.82	30.19	0.06	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	2000	934.82	9.00	0.23	3.54	52.01	0.44	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	2001	937.28	10.24	5.29	6.21	39.92	0.96	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	02/08/88	973.60	10.13	1.38	2.66	11.01	1.24	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-34	08/06/84	989.00	5.60	0.40	2.40	2.20	0.88	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-34	06/06/84	993.00	7.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	06/06/84	992.00	8.10	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	08/06/84	993.00	7.20	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	10/06/84	993.00	7.10	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	12/06/84	994.00	5.70	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	14/06/84	994.00	5.70	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	16/06/84	994.00	6.10	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	01/07/08	984.49	6.24	1.54	1.41	4.43	1.72	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-34	2005	957.64	4.49	3.50	7.97	24.94	1.37	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-34	03/08/88	978.00	6.47	0.77	1.81	11.92	1.07	Arellano <i>et al.</i> , 2005

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-35	11/06/84	975.00	12.50	0.90	6.70	4.10	0.58	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-35	05/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	07/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	09/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	11/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	13/06/84	984.00	16.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	15/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	17/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	jul-2008	950.48	18.83	2.38	6.51	20.54	0.83	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-35	20/04/88	958.60	22.97	1.50	10.28	5.83	0.82	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-36	07/06/84	981.00	11.30	0.90	4.20	2.90	0.10	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-36	08/08/84	984.00	9.70	1.40	2.20	2.30	0.23	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-36	06/06/84	984.00	16.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	08/06/84	984.00	16.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	10/06/84	986.00	14.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	12/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	14/06/84	988.00	12.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	16/06/84	987.00	13.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	jul-2008	976.99	11.85	2.41	1.93	5.34	1.33	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-36	2005	966.96	10.97	1.15	3.24	17.06	0.39	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-36	1985	984.20	9.67	1.29	2.16	2.33	0.23	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-36	02/08/88	972.90	17.04	1.98	5.13	2.45	0.53	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-37	14/05/86	949.00	15.50	3.80	23.50	7.70	1.10	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-37	jul-2008	834.90	12.67	2.12	14.20	134.34	0.05	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-37	02/08/88	969.20	10.08	2.79	5.88	11.07	0.99	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-38	07/06/84	984.00	7.30	0.50	3.80	3.70	0.44	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	07/06/84	985.00	7.50	0.40	3.10	3.70	0.46	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	08/05/85	988.00	8.20	0.50	0.90	2.50	0.26	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	27/02/86	976.00	8.50	10.80	1.50	3.20	0.34	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	07/06/84	991.00	8.70	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	09/06/84	991.00	9.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	11/06/84	992.00	8.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	15/06/84	996.00	4.30	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	jul-2008	983.53	8.41	1.05	1.52	4.68	0.71	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-38	1984	984.20	7.33	0.54	3.77	3.75	0.44	Portugal-Marín <i>et al.</i> , 1984
A-38	02/08/88	977.00	11.15	1.97	4.86	4.35	0.70	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-41	2005	917.68	21.72	8.20	11.81	39.34	0.67	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-43	jul-2008	964.13	24.17	1.69	2.42	6.30	0.98	Barragán, <i>et al.</i> , 2008
A-45	jul-2008	608.11	33.03	1.67	32.22	288.34	0.05	Barragán, <i>et al.</i> , 2008

Concentración de gases en base seca (fracción molar por mil)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-46	01/07/85	969.00	24.90	1.00	3.70	0.90	1.00	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-46	10/10/85	977.00	10.80	3.00	2.90	5.80	0.15	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-46	01/07/08	939.40	17.81	1.04	5.57	36.06	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-46	2005	910.61	16.41	17.00	8.45	47.24	0.08	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-46	2000	854.70	18.80	nr	0.27	123.70	0.04	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-46	30/10/87	974.70	6.97	2.20	3.94	12.10	0.09	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-47	15/01/88	956.20	29.09	1.39	4.56	8.15	0.65	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-48	01/07/08	872.05	82.90	6.01	10.22	26.80	0.55	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-48	17/06/87	972.30	16.40	5.30	2.95	2.70	0.41	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-51	01/07/08	947.30	34.91	5.39	2.51	7.92	0.46	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-51	2000	945.20	38.60	4.80	0.34	8.94	0.90	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-56R	01/07/08	929.46	23.33	6.02	9.05	31.23	0.51	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-62	01/07/08	975.21	12.03	3.84	2.10	5.66	0.95	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-65D	01/07/08	649.17	68.16	12.99	38.91	225.46	1.01	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-66D	01/07/08	630.88	95.59	3.43	18.81	47.52	0.65	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-67	01/07/08	854.93	86.66	12.74	12.44	30.18	0.05	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-69D	01/07/08	918.51	45.26	5.57	8.03	20.73	0.53	Barragán <i>et al.</i> , 2008

Tabla C2. Concentración base húmeda de los gases de los pozos del campo geotérmico Los Azufres

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-1-A	01/07/08	9606.70	250.95	10.06	2.80	107.03	0.63	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-2A	01/07/08	5947.57	269.48	17.79	4.38	5077.63	0.01	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-4	01/07/08	918.68	90.47	7.75	1.22	41.85	0.24	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-5	24/04/85	20412.58	324.89	4.87	4.49	46.82	5.12	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	25/06/85	25766.40	342.72	4.08	3.60	47.04	10.56	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	12/09/85	47819.20	265.54	16.83	3.96	55.44	6.16	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	25/02/86	22165.00	309.17	16.69	3.00	34.72	4.05	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	13/05/86	19443.11	302.03	17.04	3.19	49.75	6.56	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	24/09/86	19964.27	145.80	7.06	2.49	32.28	4.35	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-5	01/07/08	18834.62	292.35	17.11	2.29	91.03	5.57	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-5	12/09/85	47819.20	265.54	16.83	3.96	55.44	6.16	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	25/02/86	22165.00	302.15	16.69	3.00	34.72	4.05	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	13/05/86	19443.11	302.03	17.04	3.19	49.75	6.56	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	17/06/87	21643.84	288.77	18.91	3.64	58.04	6.15	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	22/07/87	24497.98	334.64	13.62	5.61	46.46	5.77	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	25/08/87	24160.40	319.83	24.08	6.35	87.27	10.52	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	14/01/88	24837.51	314.31	11.79	2.54	46.92	6.56	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	19/04/88	24761.24	314.31	10.80	5.55	48.53	8.60	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	2005	7402.51	103.08	1.89	0.75	27.30	2.39	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-5	1985	31132.85	359.06	7.89	4.54	54.36	8.38	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1986	20482.73	250.59	13.49	2.87	39.43	5.05	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1987	26282.67	302.65	14.84	3.90	52.43	9.44	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1998	23539.79	329.52	6.54	1.72	102.57	4.77	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1999	36496.22	464.21	12.77	4.57	183.05	10.08	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	2000	24042.99	362.30	27.77	2.70	124.90	18.88	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	2001	30684.32	336.80	78.69	17.47	1437.54	15.41	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	17/06/87	21682.50	289.41	19.03	3.61	58.09	6.15	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-6	24/04/85	76636.51	353.28	8.98	3.17	182.45	13.81	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	26/06/85	67246.42	493.62	114.12	5.00	196.70	32.47	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	11/09/85	99821.33	352.75	117.58	3.69	438.98	18.08	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	09/10/85	87224.87	404.54	75.42	3.63	395.27	21.30	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	27/02/86	69736.09	375.06	182.01	3.57	358.84	21.28	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	14/05/86	84409.60	392.28	109.71	4.30	410.67	31.29	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	24/09/86	92802.60	394.74	58.48	4.73	614.04	26.14	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-6	20/03/82	178959.73	713.83	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	07/06/84	60683.33	321.11	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	09/06/84	57585.73	290.98	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	11/06/84	56613.82	286.07	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	13/06/84	50680.18	331.61	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-6	15/06/84	54372.27	287.72	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	17/06/84	44860.44	272.57	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	01/07/08	45565.31	265.39	44.78	4.87	354.67	8.77	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-6	24/04/83	76636.51	353.28	11.98	3.17	182.45	13.81	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	26/06/85	67246.42	493.62	114.12	5.00	196.70	31.72	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	11/09/85	99821.33	352.75	117.58	3.69	438.98	18.08	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	09/10/85	87465.16	405.66	79.07	3.64	396.36	21.35	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	27/02/86	69664.71	375.06	182.01	3.57	358.84	21.28	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	14/05/86	84409.60	6848.36	109.71	4.30	410.67	31.29	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	24/09/86	92802.60	394.74	58.48	4.73	614.04	26.14	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	18/06/87	72419.60	325.15	34.23	4.70	450.99	19.06	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	23/07/87	73603.20	312.12	26.01	4.76	333.20	27.47	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	26/08/87	81217.64	363.91	31.92	5.63	420.62	22.53	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	29/10/87	74292.29	632.61	50.25	5.22	662.17	36.17	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	20/04/88	104044.84	478.76	24.76	10.20	1101.24	43.89	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	03/08/88	94670.40	448.80	26.18	7.92	788.48	17.60	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	2005	9681.84	46.44	0.00	1.88	315.22	1.65	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-6	1983	76636.51	353.28	11.98	3.17	182.45	13.81	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1985	84814.90	438.28	106.78	4.32	335.27	25.35	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1986	82272.02	391.63	124.41	4.20	456.17	26.27	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1987	75500.62	409.39	35.73	5.08	468.32	26.42	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1988	100936.44	398.49	25.46	7.97	869.91	23.14	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1998	104097.54	261.60	25.22	5.77	724.61	8.50	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1984	72125.27	333.11	19.59	7.69	108.06	0.00	Portugal-Marín <i>et al.</i> , 1984
A-6	23/07/87	72425.14	323.91	33.16	4.70	450.65	19.11	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-9	01/07/08	3195.48	208.28	10.04	1.60	55.75	0.73	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-9	1987	5389.57	189.52	5.26	0.95	22.64	1.03	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-9	1999	3661.48	201.05	0.04	1.06	36.43	2.35	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-9	2000	2834.95	159.26	7.29	1.59	125.78	1.61	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-9	2001	2963.18	170.73	61.70	4.48	241.97	0.75	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-9	2000	1158.54	37.78	nr	0.02	8.56	0.29	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-9	29/10/87	6509.65	244.51	22.44	2.34	15.80	2.29	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-9A	01/07/08	10143.19	261.50	22.99	2.19	74.73	4.72	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-9AD	01/07/08	21795.90	360.06	40.55	2.90	96.38	10.24	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-13	24/04/85	11980.47	289.00	5.78	2.89	15.87	1.63	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	25/06/85	15159.47	265.96	13.30	2.92	18.92	6.26	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	12/09/85	33502.09	244.18	18.38	3.55	28.11	3.58	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	10/10/85	14003.98	254.09	2.79	2.29	17.44	2.52	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	26/02/86	14861.00	318.92	7.14	3.85	12.74	1.79	Nieva <i>et al.</i> , 1987

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-13	13/05/86	11955.53	253.36	16.38	4.19	21.42	4.99	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	01/07/08	16752.53	431.20	15.91	2.63	93.46	7.60	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-13	12/09/85	33743.11	245.93	18.51	3.58	28.31	3.61	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	10/10/85	14003.98	254.09	2.79	2.29	17.44	2.52	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	26/02/86	14861.00	318.92	7.14	3.85	12.74	1.79	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	13/05/86	11955.53	253.36	16.38	4.19	21.42	5.17	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	18/06/87	16073.69	304.41	17.34	3.32	22.21	3.45	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	22/07/87	15552.53	295.46	19.32	3.96	32.85	2.64	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	25/08/87	15096.89	303.43	25.99	1.28	34.84	4.10	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	14/01/88	19543.33	294.29	12.39	2.64	16.58	4.23	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	19/04/88	21688.33	292.21	12.03	4.15	26.90	5.10	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	1985	18121.42	302.66	9.45	3.18	21.14	3.80	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1986	13480.53	295.66	11.64	3.73	18.23	3.72	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1987	17198.88	276.36	16.85	5.40	23.32	5.80	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1998	14614.83	371.47	8.81	1.84	89.38	8.12	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1999	21295.30	488.81	21.35	2.49	81.99	10.40	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2000	21300.51	512.59	67.98	3.01	100.54	12.76	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2001	21792.63	552.67	62.71	10.51	901.69	13.70	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2000	3080.86	57.71	nr	0.02	12.01	0.84	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-13	17/06/87	16067.04	304.03	17.29	3.35	21.86	3.42	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-16	01/07/08	17352.71	145.16	43.65	2.57	577.04	1.27	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-16	2000	4495.74	39.35	nr	nr	nr	nr	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-16 AD	07/06/84	28776.00	222.13	17.00	5.07	78.40	1.49	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	08/05/85	19079.62	158.02	7.57	2.37	1520.12	1.50	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	10/09/85	88989.76	232.47	138.73	2.65	4681.07	3.53	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	09/10/85	21224.62	174.00	38.87	1.09	1507.68	1.66	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	26/02/86	17364.60	151.47	26.01	7.74	1278.90	0.58	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	14/05/86	29538.42	199.83	38.00	29.30	3729.30	9.80	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16AD	08/06/84	21933.02	240.64	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	14/06/84	21977.51	206.27	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	16/06/84	23692.04	203.62	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	26/02/86	17364.60	153.00	26.01	7.74	1278.90	0.58	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/05/86	29538.42	199.83	38.00	29.30	3729.30	9.80	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	17/06/87	11982.67	88.40	28.90	15.07	1372.93	0.96	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	22/07/87	19558.24	129.45	23.54	1.98	1228.00	2.29	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	26/08/87	19956.44	202.34	39.29	4.28	3169.23	3.79	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/01/88	51920.00	312.80	24.93	7.73	3864.00	8.96	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/04/88	37663.27	139.89	12.16	4.11	871.55	3.29	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	17/06/87	11925.67	88.07	28.74	14.98	1365.92	0.93	Arellano <i>et al.</i> , 2005

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-16AD	01/07/08	56791.42	1063.26	166.53	20.51	41354.44	0.05	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-17	06/06/84	51662.11	471.09	12.18	7.64	60.20	5.35	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	10/08/84	34468.13	34.87	34.87	2.52	22.09	1.39	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	23/04/85	50016.02	430.31	9.87	6.04	204.82	5.57	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	26/06/85	48008.89	377.78	49.11	4.22	99.56	10.67	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	11/09/85	159055.60	1132.20	201.28	19.98	777.00	15.39	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	09/10/85	65358.58	349.37	61.65	5.44	232.71	6.77	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	27/02/86	37972.73	330.37	127.64	1.77	51.94	1.13	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	14/05/86	35676.67	362.67	58.08	4.33	161.00	6.40	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	24/09/86	40360.96	322.41	44.69	4.32	197.17	5.26	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	13/01/81	201868.33	2239.84	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	07/06/84	41497.87	422.36	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	09/06/84	34225.16	375.51	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	11/06/84	27958.58	306.76	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	13/06/84	30158.33	306.94	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	15/06/84	29163.69	319.98	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	17/06/84	25977.60	326.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	01/07/08	22422.30	238.74	48.15	8.14	904.04	3.77	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-17	06/06/84	51609.56	471.09	12.18	7.64	60.20	5.35	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	10/08/84	34468.13	34.87	34.87	2.68	22.09	1.39	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	23/04/85	50016.02	430.31	9.87	6.04	204.82	5.57	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	26/06/85	47960.00	377.78	49.11	4.22	99.56	10.67	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	11/09/85	159055.60	1132.20	207.57	20.72	777.00	15.98	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	09/10/85	65358.58	349.37	61.65	5.44	232.71	6.77	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	27/02/86	38211.56	332.44	129.96	1.78	52.27	1.14	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	14/05/86	35676.67	362.67	58.08	4.33	161.00	6.40	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	24/09/86	40360.96	322.41	46.29	4.32	197.17	5.26	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	18/06/87	37294.40	300.56	23.57	6.24	138.32	3.74	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	23/06/87	41793.89	409.89	18.18	8.94	108.89	4.67	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	26/08/87	39883.31	410.08	23.66	4.82	132.49	4.01	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	29/10/87	32451.47	414.46	35.19	4.29	337.03	3.93	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	14/01/88	32754.58	391.21	14.44	4.17	361.09	3.95	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	20/04/88	34284.80	361.76	13.60	6.40	170.24	5.12	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	04/08/88	20801.24	204.45	18.28	5.28	167.00	5.48	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	2005	5563.39	57.53	0.00	2.79	828.56	0.48	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-17	1984	43087.92	217.47	26.97	4.86	38.87	3.09	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1985	80670.33	583.61	69.97	8.51	294.66	10.87	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1986	38080.72	340.81	78.42	3.49	136.61	4.30	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1987	37836.70	386.68	25.90	6.01	188.59	4.10	Barragán <i>et al.</i> , 2005

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-17	1988	29273.14	315.36	16.74	5.54	234.06	5.20	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1998	20957.30	229.03	1.14	7.58	1453.41	1.70	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	2000	26848.88	303.43	5.26	9.94	2033.77	3.45	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	2001	28488.92	318.44	80.42	15.83	2313.29	6.50	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1985	34508.44	336.03	34.46	2.60	21.59	1.42	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-17	18/06/87	37245.52	299.69	23.23	6.30	139.02	3.78	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-18	08/06/84	78166.00	359.97	24.40	3.59	100.49	2.58	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	11/09/85	84357.78	350.39	112.39	3.11	201.44	14.62	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	26/02/86	67968.27	356.89	82.56	2.82	135.99	10.53	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	08/06/84	33463.47	198.11	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	10/06/84	38224.27	106.76	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	12/06/84	38390.49	173.10	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	14/06/84	39848.36	201.36	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	32526.27	167.05	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	42235.60	216.92	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	01/07/08	125012.78	669.61	42.83	7.51	325.20	55.25	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-18	2005	19342.40	88.54	0.00	0.78	62.66	7.49	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-18	2000	17685.63	77.22	nr	0.05	33.39	1.82	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-18	19/06/87	67734.21	311.79	36.86	2.70	267.09	8.10	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-19	09/09/84	2328.58	199.05	16.73	2.24	7.02	0.23	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	25/06/85	4300.76	228.97	7.90	0.61	5.02	1.60	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	25/02/86	13175.56	156.87	7.79	1.47	12.83	0.20	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	13/05/86	6107.69	129.65	5.65	1.79	14.96	1.85	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	01/07/08	2385.54	141.27	7.22	1.41	50.87	0.44	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-19	2005	394.55	41.60	0.00	0.70	25.66	0.47	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-19	1985	2412.14	206.18	17.30	2.31	7.24	0.24	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-19	2000	411.35	47.22	3.29	0.09	3.71	0.01	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-22	11/06/84	11063.80	217.51	6.66	4.44	14.62	0.58	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	09/08/84	19623.51	236.98	15.49	3.37	7.65	0.22	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	09/10/85	11063.80	173.12	30.63	3.55	23.40	1.84	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	17/06/84	3813.55	93.67	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-22	01/07/08	18697.67	265.16	24.05	2.92	113.14	5.34	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-22	1985	19519.81	235.05	15.03	3.32	6.99	0.22	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-22	2000	1827.92	44.20	nr	0.02	13.03	0.07	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-22	03/08/88	13272.42	269.53	12.97	3.86	22.99	4.04	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-25	01/07/08	5801.86	132.61	9.81	2.04	69.71	0.18	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-26	26/06/85	43928.13	297.27	65.68	2.85	91.09	16.10	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-26	01/07/08	86587.09	371.83	10.64	4.68	223.88	54.13	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-26	2000	10579.00	36.43	nr	0.03	51.68	1.75	González-Partida <i>et al.</i> , 2000

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-26	26/06/85	43995.67	298.80	66.46	2.80	92.38	16.10	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-28	09/08/84	1920.60	141.78	13.26	2.50	3.78	0.32	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	27/06/85	4990.58	201.13	12.47	2.71	13.69	5.87	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	12/09/85	26030.40	189.72	27.54	2.64	6.72	0.86	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	25/02/86	4140.40	129.88	10.88	2.62	4.20	0.14	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	13/05/86	3893.76	87.02	8.35	4.51	16.13	1.81	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	01/07/08	2003.43	117.30	7.95	1.26	44.18	0.22	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-28	2005	645.78	38.45	10.95	0.46	11.25	0.14	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-28	1985	1963.06	145.02	13.54	2.55	3.88	0.32	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-28	2000	638.59	49.64	6.55	0.13	6.69	0.04	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-28A	01/07/08	1304.78	115.38	3.42	1.09	36.42	0.37	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-30	01/07/08	783.91	99.24	5.07	1.18	41.17	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-32	08/05/85	20801.24	443.81	7.48	4.11	17.80	2.58	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-32	01/07/08	13219.72	393.63	25.62	2.11	68.47	7.12	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-32	2005	2950.69	79.08	4.43	0.32	17.91	2.44	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-33	11/06/84	66589.60	396.21	20.85	6.13	103.04	14.97	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-33	12/06/84	27588.00	221.79	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	13/06/84	32460.76	227.80	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	14/06/84	31281.07	204.68	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	15/06/84	31976.27	224.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	01/07/08	36738.83	261.04	28.64	3.99	212.73	13.38	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-33	1984	66490.26	397.87	21.22	5.99	103.96	14.95	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	1998	31854.94	227.96	25.47	3.13	535.43	7.58	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	1999	20765.31	331.87	5.39	6.83	423.17	0.50	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	2000	37544.45	279.31	3.52	6.46	1329.21	6.35	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	2001	37846.96	319.51	82.53	11.40	1025.77	14.15	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	02/08/88	30510.46	245.30	16.70	3.79	219.54	14.12	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-34	08/06/84	109515.27	479.17	17.11	12.08	155.03	35.43	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-34	06/06/84	108987.27	627.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	06/06/84	94328.18	595.17	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	08/06/84	81315.67	455.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	10/06/84	77917.40	430.50	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	12/06/84	82369.47	364.99	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	14/06/84	77995.87	345.61	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	16/06/84	79210.76	375.62	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	01/07/08	80399.88	393.53	48.62	5.23	230.38	50.99	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-34	2005	16409.67	59.40	23.15	6.21	271.98	8.56	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-34	03/08/88	56037.23	286.46	17.13	4.70	434.52	22.31	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-35	11/06/84	35511.67	351.81	12.67	11.09	95.03	7.68	Nieva <i>et al.</i> , 1987

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-35	05/06/84	39326.47	400.26	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	07/06/84	26994.49	296.18	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	09/06/84	34259.87	348.69	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	11/06/84	32088.47	326.59	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	13/06/84	31028.80	389.87	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	15/06/84	31091.87	341.13	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	17/06/84	31123.40	316.77	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	01/07/08	16658.80	255.06	16.12	5.18	229.10	5.31	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-35	20/04/88	16473.01	305.02	9.97	8.03	63.75	5.09	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-36	07/06/84	34531.20	307.36	12.24	6.72	64.96	1.28	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-36	08/08/84	41612.27	316.97	22.87	4.23	61.90	3.54	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-36	06/06/84	31990.93	401.96	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	08/06/84	30066.67	377.78	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	10/06/84	30127.78	330.56	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	12/06/84	31123.40	316.77	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	14/06/84	32120.98	301.47	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	16/06/84	29193.27	297.12	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	01/07/08	35691.76	334.60	33.99	3.20	124.17	17.69	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-36	2005	9265.61	81.26	4.26	1.41	104.05	1.37	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-36	1985	41644.78	316.18	21.11	4.16	62.69	3.55	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-36	02/08/88	16980.35	229.81	13.32	4.07	27.24	3.33	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-37	14/05/86	7423.29	93.69	11.48	8.36	38.33	3.13	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-37	01/07/08	17663.72	207.08	17.35	13.66	1808.65	0.39	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-37	02/08/88	10827.04	87.01	12.04	2.99	78.72	4.01	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-38	07/06/84	55563.20	318.52	10.91	9.75	132.95	9.03	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	07/06/84	58749.78	345.67	9.22	8.40	140.44	9.98	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	08/05/85	44438.04	285.00	8.69	1.84	71.56	4.25	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	27/02/86	41751.11	280.97	178.50	2.92	87.11	5.29	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	07/06/84	55231.73	374.68	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	09/06/84	40697.07	298.29	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	11/06/84	41708.09	272.91	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	15/06/84	38711.20	129.14	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	01/07/08	44674.69	295.08	18.48	3.14	135.39	11.71	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-38	1984	55694.78	320.52	11.78	9.70	134.97	8.99	Portugal-Marin <i>et al.</i> , 1984
A-38	02/08/88	20729.77	182.81	16.13	4.69	58.72	5.39	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-41	2005	5989.36	109.55	20.69	3.50	163.38	1.59	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-43	01/07/08	24592.69	476.44	16.62	2.80	102.33	9.05	Barragán, <i>et al.</i> , 2008
A-45	01/07/08	5006.51	210.12	5.32	12.06	1510.63	0.14	Barragán, <i>et al.</i> , 2008
A-46	01/07/85	26765.93	531.48	10.67	4.65	15.82	10.04	Nieva <i>et al.</i> , 1987

Concentración de gases en base húmeda (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-46	10/10/85	22210.47	189.72	26.35	3.00	83.91	1.24	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-46	01/07/08	17690.74	259.20	7.53	4.77	432.08	0.01	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-46	2005	4563.19	63.53	32.92	1.93	150.65	0.15	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-46	2000	2672.17	45.42	nr	0.04	246.11	0.05	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-46	30/10/87	29448.94	162.73	25.63	5.42	232.70	1.02	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-47	15/01/88	11546.65	271.44	6.48	2.50	62.59	2.85	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-48	01/07/08	2404.53	176.63	6.41	1.28	47.02	0.55	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-48	17/06/87	8033.36	104.70	16.91	1.11	14.20	1.22	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-51	01/07/08	6224.41	177.26	13.67	0.75	33.13	1.09	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-51	2000	1363.19	43.02	2.67	0.02	8.20	0.47	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-56R	01/07/08	17210.56	333.80	43.08	7.62	368.04	3.41	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-62	01/07/08	24770.47	236.20	37.67	2.42	91.54	8.78	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-65D	01/07/08	1334.55	108.28	10.32	3.64	294.95	0.76	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-66D	01/07/08	1071.80	125.49	2.25	1.45	51.37	0.40	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-67	01/07/08	2553.77	200.02	14.70	1.69	57.37	0.06	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-69D	01/07/08	5076.49	193.28	11.89	2.02	72.90	1.07	Barragán <i>et al.</i> , 2008

Tabla C3. Concentración en la descarga total de los gases de los pozos del campo geotérmico Los Azufres

Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-1-A	01/07/08	6984.07	182.44	7.32	2.04	77.81	0.46	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-2A	01/07/08	1772.37	80.31	5.30	1.31	1513.13	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-4	01/07/08	424.43	41.80	3.58	0.56	19.33	0.11	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-5	24/04/85	14492.93	230.67	3.46	3.19	33.24	3.64	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-5	25/06/85	18294.14	243.33	2.90	2.56	33.40	7.50	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-5	12/09/85	33473.44	185.88	11.78	2.77	38.81	4.31	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-5	25/02/86	15958.80	222.60	12.02	2.16	25.00	2.92	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-5	13/05/86	14193.47	220.48	12.44	2.33	36.32	4.79	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-5	24/09/86	14374.27	104.98	5.08	1.79	23.24	3.13	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-5	01/07/08	18834.62	292.35	17.11	2.29	91.03	5.57	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-5	12/09/85	33951.63	188.53	11.95	2.81	39.36	4.37	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	25/02/86	15958.80	217.55	12.02	2.16	25.00	2.92	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	13/05/86	14193.47	220.48	12.44	2.33	36.32	4.79	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	17/06/87	15583.57	207.92	13.61	2.62	41.79	4.43	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	22/07/87	17883.52	244.28	9.94	4.09	33.92	4.21	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	25/08/87	17395.49	230.28	17.34	4.57	62.83	7.57	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	14/01/88	18131.38	229.45	8.60	1.86	34.25	4.79	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	19/04/88	17332.87	220.02	7.56	3.88	33.97	6.02	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-5	2005	6114.47	85.14	1.56	0.62	22.55	1.97	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-5	1985	22073.19	254.58	5.60	3.22	38.54	5.94	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1986	14747.57	180.43	9.71	2.06	28.39	3.64	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1987	18555.56	213.67	10.48	2.76	37.01	6.67	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1998	20008.82	280.09	5.56	1.46	87.19	4.05	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	1999	31386.75	399.22	10.98	3.93	157.42	8.67	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	2000	20941.45	315.57	24.18	2.35	108.79	16.45	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	2001	27370.42	300.43	70.19	15.58	1282.29	13.75	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-5	17/06/87	15828.22	211.27	13.89	2.64	42.41	4.49	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-6	24/04/85	76636.51	353.28	8.98	3.17	182.45	13.81	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	26/06/85	67246.42	493.62	114.12	5.00	196.70	32.47	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	11/09/85	99821.33	352.75	117.58	3.69	438.98	18.08	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	09/10/85	87224.87	404.54	75.42	3.63	395.27	21.30	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	27/02/86	69736.09	375.06	182.01	3.57	358.84	21.28	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	14/05/86	84409.60	392.28	109.71	4.30	410.67	31.29	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	24/09/86	92802.60	394.74	58.48	4.73	614.04	26.14	Nieva <i>et al.</i> ,1987
A-6	20/03/82	178959.73	713.83	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	07/06/84	60683.33	321.11	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	09/06/84	57585.73	290.98	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	11/06/84	56613.82	286.07	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	13/06/84	50680.18	331.61	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985

Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-6	15/06/84	54372.27	287.72	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	17/06/84	44860.44	272.57	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	01/07/08	45519.75	265.12	44.74	4.86	354.31	8.76	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-6	24/04/83	76636.51	353.28	11.98	3.17	182.45	13.81	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-6	26/06/85	67246.42	493.62	114.12	5.00	196.70	31.72	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	11/09/85	99821.33	352.75	117.58	3.69	438.98	18.08	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	09/10/85	87465.16	405.66	79.07	3.64	396.36	21.35	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	27/02/86	69664.71	375.06	182.01	3.57	358.84	21.28	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	14/05/86	84409.60	6848.36	109.71	4.30	410.67	31.29	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	24/09/86	92802.60	394.74	58.48	4.73	614.04	26.14	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	18/06/87	72419.60	325.15	34.23	4.70	450.99	19.06	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	23/07/87	73603.20	312.12	26.01	4.76	333.20	27.47	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	26/08/87	81217.64	363.91	31.92	5.63	420.62	22.53	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	29/10/87	74292.29	632.61	50.25	5.22	662.17	36.17	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	20/04/88	104044.84	478.76	24.76	10.20	1101.24	43.89	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	03/08/88	94670.40	448.80	26.18	7.92	788.48	17.60	Santoyo, <i>et al.</i> , 1991
A-6	2005	9681.84	46.44	0.00	1.88	315.22	1.65	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-6	1983	76636.51	353.28	11.98	3.17	182.45	13.81	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1985	84814.90	438.28	106.78	4.32	335.27	25.35	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1986	82272.02	391.63	124.41	4.20	456.17	26.27	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1987	75500.62	409.39	35.73	5.08	468.32	26.42	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1988	98917.71	390.52	24.95	7.81	852.51	22.68	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1998	97851.68	245.91	23.71	5.42	681.14	7.99	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-6	1984	72125.27	333.11	19.59	7.69	108.06	0.00	Portugal-Marín <i>et al.</i> , 1984
A-6	23/07/87	72425.14	323.91	33.16	4.70	450.65	19.11	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-9	01/07/08	1891.72	123.30	5.94	0.95	33.01	0.43	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-9	1987	2193.55	77.14	2.14	0.39	9.21	0.42	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-9	1999	1501.21	82.43	0.02	0.43	14.94	0.96	Barragán, <i>et al.</i> , 2005
A-9	2000	1202.02	67.53	3.09	0.67	53.33	0.68	Barragán, <i>et al.</i> , 2005
A-9	2001	1383.80	79.73	28.81	2.09	113.00	0.35	Barragán, <i>et al.</i> , 2005
A-9	2000	620.98	20.25	nr	0.01	4.59	0.15	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-9	29/10/87	3710.50	139.37	12.79	1.34	9.00	1.30	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-9A	01/07/08	7485.67	192.99	16.97	1.62	55.15	3.48	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-9AD	01/07/08	21795.90	360.06	40.55	2.90	96.38	10.24	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-13	24/04/85	6709.06	161.84	3.24	1.62	8.89	0.91	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	25/06/85	8792.49	154.25	7.71	1.69	10.97	3.63	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	12/09/85	19431.21	141.62	10.66	2.06	16.30	2.08	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	10/10/85	8122.31	147.37	1.62	1.33	10.11	1.46	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	26/02/86	8767.99	188.16	4.21	2.27	7.52	1.06	Nieva <i>et al.</i> , 1987

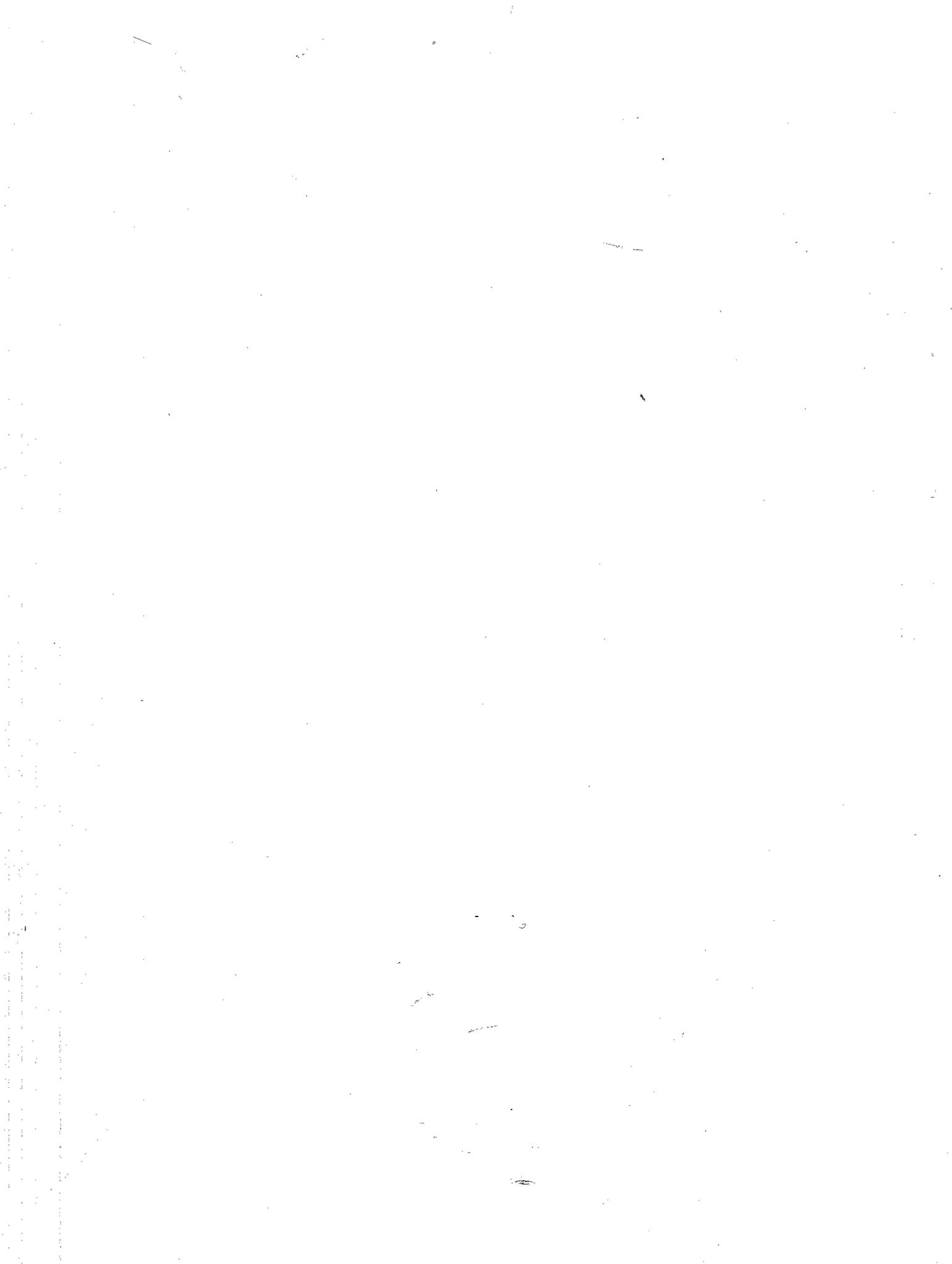
Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-13	13/05/86	6934.21	146.95	9.50	2.43	12.42	2.89	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-13	01/07/08	16752.53	431.20	15.91	2.63	93.46	7.60	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-13	12/09/85	19571.00	142.64	10.74	2.08	16.42	2.09	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	10/10/85	8122.31	147.37	1.62	1.33	10.11	1.46	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	26/02/86	8767.99	188.16	4.21	2.27	7.52	1.06	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	13/05/86	6934.21	146.95	9.50	2.43	12.42	3.00	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	18/06/87	9483.48	179.60	10.23	1.96	13.11	2.03	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	22/07/87	9175.99	174.32	11.40	2.34	19.38	1.56	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	25/08/87	8907.16	179.02	15.33	0.76	20.56	2.42	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	14/01/88	11530.57	173.63	7.31	1.56	9.78	2.49	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	19/04/88	12796.12	172.40	7.10	2.45	15.87	3.01	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-13	1985	10483.24	175.09	5.47	1.84	12.23	2.20	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1986	7872.63	172.67	6.80	2.18	10.65	2.17	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1987	10078.54	161.95	9.87	3.17	13.66	3.40	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1998	13737.94	349.18	8.28	1.73	84.02	7.63	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	1999	20124.06	461.92	20.18	2.35	77.48	9.83	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2000	21279.21	512.08	67.92	3.01	100.44	12.74	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2001	21618.29	548.25	62.21	10.42	894.48	13.59	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-13	2000	1324.77	24.81	nr	0.01	5.17	0.36	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-13	17/06/87	9479.55	179.38	10.20	1.97	12.90	2.01	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-16	01/07/08	6784.91	56.76	17.07	1.01	225.62	0.50	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-16	2000	1784.81	15.62	nr	nr	nr	nr	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-16 AD	07/06/84	21582.00	166.60	12.75	3.80	58.80	1.12	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	08/05/85	14309.72	118.52	5.67	1.78	1140.09	1.13	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	10/09/85	66742.32	174.35	104.05	1.99	3510.80	2.65	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	09/10/85	15918.47	130.50	29.16	0.82	1130.76	1.24	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	26/02/86	13023.45	113.60	19.51	5.81	959.18	0.43	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16 AD	14/05/86	22153.82	149.87	28.50	21.98	2796.98	7.35	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-16AD	08/06/84	19959.05	218.99	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	14/06/84	19999.54	187.70	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	16/06/84	21559.76	185.30	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	26/02/86	13023.45	114.75	19.51	5.81	959.18	0.43	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/05/86	22153.82	149.87	28.50	21.98	2796.98	7.35	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	17/06/87	8987.00	66.30	21.68	11.30	1029.70	0.72	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	22/07/87	14864.27	98.38	17.89	1.50	933.28	1.74	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	26/08/87	15166.90	153.78	29.86	3.25	2408.61	2.88	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/01/88	41536.00	250.24	19.95	6.19	3091.20	7.17	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	14/04/88	30130.61	111.91	9.73	3.29	697.24	2.63	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-16AD	17/06/87	9063.51	66.93	21.85	11.39	1038.10	0.71	Arellano <i>et al.</i> , 2005

Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-16AD	01/07/08	56791.42	1063.26	166.53	20.51	41354.44	0.05	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-17	06/06/84	51662.11	471.09	12.18	7.64	60.20	5.35	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	10/08/84	34468.13	34.87	34.87	2.52	22.09	1.39	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	23/04/85	50016.02	430.31	9.87	6.04	204.82	5.57	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	26/06/85	48008.89	377.78	49.11	4.22	99.56	10.67	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	11/09/85	159055.60	1132.20	201.28	19.98	777.00	15.39	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	09/10/85	65358.58	349.37	61.65	5.44	232.71	6.77	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	27/02/86	37972.73	330.37	127.64	1.77	51.94	1.13	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	14/05/86	35676.67	362.67	58.08	4.33	161.00	6.40	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	24/09/86	40360.96	322.41	44.69	4.32	197.17	5.26	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-17	13/01/81	201868.33	2239.84	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	07/06/84	41497.87	422.36	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	09/06/84	34225.16	375.51	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	11/06/84	27958.58	306.76	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	13/06/84	30158.33	306.94	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	15/06/84	29163.69	319.98	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	17/06/84	25977.60	326.40	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	01/07/08	22422.30	238.74	48.15	8.14	904.04	3.77	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-17	06/06/84	51609.56	471.09	12.18	7.64	60.20	5.35	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	10/08/84	34468.13	34.87	34.87	2.68	22.09	1.39	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	23/04/85	50016.02	430.31	9.87	6.04	204.82	5.57	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	26/06/85	47960.00	377.78	49.11	4.22	99.56	10.67	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	11/09/85	159055.60	1132.20	207.57	20.72	777.00	15.98	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	09/10/85	65358.58	349.37	61.65	5.44	232.71	6.77	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	27/02/86	38211.56	332.44	129.96	1.78	52.27	1.14	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	14/05/86	35676.67	362.67	58.08	4.33	161.00	6.40	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	24/09/86	40360.96	322.41	46.29	4.32	197.17	5.26	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	18/06/87	37294.40	300.56	23.57	6.24	138.32	3.74	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	23/06/87	41793.89	409.89	18.18	8.94	108.89	4.67	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	26/08/87	39883.31	410.08	23.66	4.82	132.49	4.01	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	29/10/87	32451.47	414.46	35.19	4.29	337.03	3.93	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	14/01/88	32754.58	391.21	14.44	4.17	361.09	3.95	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	20/04/88	34284.80	361.76	13.60	6.40	170.24	5.12	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	04/08/88	20801.24	204.45	18.28	5.28	167.00	5.48	Santoyo <i>et al.</i> , 1991
A-17	2005	5563.39	57.53	0.00	2.79	828.56	0.48	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-17	1984	43087.92	217.47	26.97	4.86	38.87	3.09	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1985	80670.33	583.61	69.97	8.51	294.66	10.87	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1986	38080.72	340.81	78.42	3.49	136.61	4.30	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1987	37836.70	386.68	25.90	6.01	188.59	4.10	Barragán <i>et al.</i> , 2005

Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-17	1988	29273.14	315.36	16.74	5.54	234.06	5.20	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1998	20957.30	229.03	1.14	7.58	1453.41	1.70	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	2000	26848.88	303.43	5.26	9.94	2033.77	3.45	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	2001	28460.43	318.12	80.34	15.82	2310.98	6.50	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-17	1985	34508.44	336.03	34.46	2.60	21.59	1.42	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-17	18/06/87	37245.52	299.69	23.23	6.30	139.02	3.78	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-18	08/06/84	51589.56	237.58	16.11	2.37	66.32	1.71	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	11/09/85	58206.87	241.77	77.55	2.15	139.00	10.09	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	26/02/86	44859.06	235.55	54.49	1.86	89.75	6.95	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-18	08/06/84	17066.37	101.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	10/06/84	19494.38	54.45	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	12/06/84	20346.96	91.74	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	14/06/84	20322.66	102.69	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	16588.40	85.20	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	21540.16	110.63	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	01/07/08	125012.78	669.61	42.83	7.51	325.20	55.25	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-18	2005	17524.22	80.22	0.00	0.71	56.77	6.78	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-18	2000	7144.99	31.20	nr	0.02	13.49	0.73	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-18	19/06/87	46736.60	215.13	25.43	1.86	184.29	5.59	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-19	09/09/84	931.43	79.62	6.69	0.89	2.81	0.09	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	25/06/85	1677.29	89.30	3.08	0.24	1.96	0.63	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	25/02/86	4611.44	54.91	2.73	0.51	4.49	0.07	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	13/05/86	2198.77	46.68	2.03	0.64	5.39	0.67	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-19	01/07/08	2049.18	121.35	6.21	1.21	43.70	0.38	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-19	2005	342.07	36.06	0.00	0.60	22.25	0.41	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-19	1985	1054.10	90.10	7.56	1.01	3.16	0.10	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-19	2000	213.90	24.56	1.71	0.05	1.93	0.01	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-22	11/06/84	4757.43	93.53	2.86	1.91	6.29	0.25	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	09/08/84	8241.87	99.53	6.51	1.42	3.21	0.09	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	09/10/85	5089.35	79.63	14.09	1.63	10.76	0.85	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-22	17/06/84	1677.96	41.21	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-22	01/07/08	11256.00	159.63	14.48	1.76	68.11	3.21	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-22	1985	8237.36	99.19	6.34	1.40	2.95	0.09	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-22	2000	910.30	22.01	nr	0.01	6.49	0.03	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-22	03/08/88	5043.52	102.42	4.93	1.47	8.74	1.54	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-25	01/07/08	4038.09	92.30	6.83	1.42	48.52	0.12	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-26	26/06/85	14935.57	101.07	22.33	0.97	30.97	5.48	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-26	01/07/08	52471.78	225.33	6.45	2.83	135.67	32.80	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-26	2000	4707.66	16.21	nr	0.01	23.00	0.78	González-Partida <i>et al.</i> , 2000

Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-26	26/06/85	14958.53	101.59	22.60	0.95	31.41	5.47	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-28	09/08/84	691.42	51.04	4.77	0.90	1.36	0.12	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	27/06/85	1846.51	74.42	4.61	1.00	5.06	2.17	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	12/09/85	8850.34	64.50	9.36	0.90	2.28	0.29	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	25/02/86	1449.14	45.46	3.81	0.92	1.47	0.05	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	13/05/86	1362.81	30.46	2.92	1.58	5.65	0.63	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-28	01/07/08	2003.43	117.30	7.95	1.26	44.18	0.22	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-28	2005	222.15	13.23	3.77	0.16	3.87	0.05	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-28	1985	714.55	52.79	4.93	0.93	1.41	0.12	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-28	2000	322.49	25.07	3.31	0.07	3.38	0.02	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-28A	01/07/08	618.47	54.69	1.62	0.52	17.26	0.17	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-30	01/07/08	566.77	71.75	3.66	0.85	29.77	0.00	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-32	08/05/85	17681.06	377.24	6.36	3.49	15.13	2.19	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-32	01/07/08	13219.72	393.63	25.62	2.11	68.47	7.12	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-32	2005	2806.11	75.20	4.21	0.31	17.04	2.32	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-33	11/06/84	55935.26	332.82	17.52	5.15	86.55	12.57	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-33	12/06/84	22898.04	184.09	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	13/06/84	27267.03	191.35	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	14/06/84	24712.04	161.70	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	15/06/84	25261.25	177.28	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	01/07/08	23071.98	163.94	17.99	2.51	133.59	8.40	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-33	1984	55984.80	335.00	17.87	5.05	87.53	12.59	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	1998	17838.77	127.66	14.26	1.75	299.84	4.25	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	1999	20765.31	331.87	5.39	6.83	423.17	0.50	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	2000	19898.56	148.03	1.87	3.43	704.48	3.37	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	2001	23010.95	194.26	50.18	6.93	623.67	8.61	Barragán <i>et al.</i> , 2005
A-33	02/08/88	27154.31	218.32	14.86	3.38	195.39	12.57	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-34	08/06/84	90897.67	397.71	14.20	10.03	128.67	29.41	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-34	06/06/84	108987.27	627.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	06/06/84	94328.18	595.17	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	08/06/84	81315.67	455.60	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	10/06/84	77917.40	430.50	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	12/06/84	82369.47	364.99	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	14/06/84	77995.87	345.61	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	16/06/84	79210.76	375.62	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	01/07/08	80399.88	393.53	48.62	5.23	230.38	50.99	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-34	2005	16409.67	59.40	23.15	6.21	271.98	8.56	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-34	03/08/88	56037.23	286.46	17.13	4.70	434.52	22.31	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-35	11/06/84	29119.57	288.48	10.39	9.10	77.92	6.30	Nieva <i>et al.</i> , 1987

Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-35	05/06/84	32247.70	328.21	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	07/06/84	22405.43	245.83	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	09/06/84	28435.69	289.41	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	11/06/84	26633.43	271.07	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	13/06/84	25753.90	323.59	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	15/06/84	25806.25	283.14	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	17/06/84	25832.42	262.92	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-35	01/07/08	16658.80	255.06	16.12	5.18	229.10	5.31	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-35	20/04/88	16473.01	305.02	9.97	8.03	63.75	5.09	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-36	07/06/84	23135.90	205.93	8.20	4.50	43.52	0.86	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-36	08/08/84	27047.97	206.03	14.87	2.75	40.23	2.30	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-36	06/06/84	31990.93	401.96	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	08/06/84	30066.67	377.78	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	10/06/84	30127.78	330.56	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	12/06/84	31123.40	316.77	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	14/06/84	32120.98	301.47	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	16/06/84	29193.27	297.12	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-36	01/07/08	35691.76	334.60	33.99	3.20	124.17	17.69	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-36	2005	7570.00	66.39	3.48	1.15	85.01	1.12	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-36	1985	27777.07	210.89	14.08	2.78	41.81	2.37	Nieva <i>et al.</i> , 1985
A-36	02/08/88	16980.35	229.81	13.32	4.07	27.24	3.33	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-37	14/05/86	7423.29	93.69	11.48	8.36	38.33	3.13	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-37	01/07/08	17663.72	207.08	17.35	13.66	1808.65	0.39	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-37	02/08/88	10827.04	87.01	12.04	2.99	78.72	4.01	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-38	07/06/84	45561.82	261.19	8.94	8.00	109.02	7.41	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	07/06/84	48174.82	283.45	7.56	6.89	115.16	8.18	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	08/05/85	39105.48	250.80	7.65	1.62	62.97	3.74	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	27/02/86	36323.47	244.45	155.30	2.54	75.79	4.60	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-38	07/06/84	55231.73	374.68	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	09/06/84	40697.07	298.29	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	11/06/84	41708.09	272.91	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	15/06/84	38711.20	129.14	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-38	01/07/08	44674.69	295.08	18.48	3.14	135.39	11.71	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-38	1984	55694.78	320.52	11.78	9.70	134.97	8.99	Portugal-Marín <i>et al.</i> , 1984
A-38	02/08/88	20729.77	182.81	16.13	4.69	58.72	5.39	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-41	2005	5989.36	109.55	20.69	3.50	163.38	1.59	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-43	01/07/08	23707.35	459.29	16.02	2.70	98.64	8.73	Barragán, <i>et al.</i> , 2008
A-45	01/07/08	3524.58	147.93	3.75	8.49	1063.49	0.10	Barragán, <i>et al.</i> , 2008
A-46	01/07/85	8297.44	164.76	3.31	1.44	4.90	3.11	Nieva <i>et al.</i> , 1987



Concentración de gases en la descarga total (mg/kg)								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-46	10/10/85	6885.24	58.81	8.17	0.93	26.01	0.38	Nieva <i>et al.</i> , 1987
A-46	01/07/08	17690.74	259.20	7.53	4.77	432.08	0.01	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-46	2005	3235.30	45.04	23.34	1.36	106.81	0.11	González-Partida <i>et al.</i> , 2005
A-46	2000	1060.85	18.03	nr	0.02	97.70	0.02	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-46	30/10/87	12074.06	66.72	10.51	2.22	95.41	0.42	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-47	15/01/88	10969.31	257.87	6.16	2.38	59.46	2.71	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-48	01/07/08	1702.41	125.05	4.54	0.91	33.29	0.39	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-48	17/06/87	4338.01	56.54	9.13	0.60	7.67	0.66	Arellano <i>et al.</i> , 2005
A-51	01/07/08	3410.97	97.14	7.49	0.41	18.15	0.60	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-51	2000	640.70	20.22	1.26	0.01	3.86	0.22	González-Partida <i>et al.</i> , 2000
A-56R	01/07/08	16401.66	318.11	41.05	7.26	350.74	3.25	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-62	01/07/08	13475.14	128.49	20.50	1.32	49.80	4.78	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-65D	01/07/08	717.99	58.25	5.55	1.96	158.68	0.41	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-66D	01/07/08	1071.80	125.49	2.25	1.45	51.37	0.40	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-67	01/07/08	2451.62	192.02	14.11	1.62	55.07	0.05	Barragán <i>et al.</i> , 2008
A-69D	01/07/08	5076.49	193.28	11.89	2.02	72.90	1.07	Barragán <i>et al.</i> , 2008

Tabla C4. Porcentaje en la descarga total de los gases de los pozos del campo geotérmico Los Azufres

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-1-A	01/07/08	0.70	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-13	24/04/85	0.67	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-13	25/06/85	0.88	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-13	12/09/85	1.94	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-13	10/10/85	0.81	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-13	26/02/86	0.88	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-13	13/05/86	0.69	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-13	01/07/08	1.68	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-13	12/09/85	1.96	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	10/10/85	0.81	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	26/02/86	0.88	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	13/05/86	0.69	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	18/06/87	0.95	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	22/07/87	0.92	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	25/08/87	0.89	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	14/01/88	1.15	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	19/04/88	1.28	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-13	1985	1.05	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	1986	0.79	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	1987	1.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	1998	1.37	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	1999	2.01	0.05	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	2000	2.13	0.05	0.01	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	2001	2.16	0.05	0.01	0.00	0.09	0.00	Barragán, et al., 2005
A-13	2000	0.13	0.00	nr	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-13	17/06/87	0.95	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-16	01/07/08	0.68	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2008
A-16	2000	0.18	0.00	nr	nr	nr	nr	González-Partida, et al., 2000
A-16 AD	07/06/84	2.16	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-16 AD	08/05/85	1.43	0.01	0.00	0.00	0.11	0.00	Nieva, et al., 1987
A-16 AD	10/09/85	6.67	0.02	0.01	0.00	0.35	0.00	Nieva, et al., 1987
A-16 AD	09/10/85	1.59	0.01	0.00	0.00	0.11	0.00	Nieva, et al., 1987
A-16 AD	26/02/86	1.30	0.01	0.00	0.00	0.10	0.00	Nieva, et al., 1987
A-16 AD	14/05/86	2.22	0.01	0.00	0.00	0.28	0.00	Nieva, et al., 1987
A-16AD	08/06/84	2.00	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	14/06/84	2.00	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	16/06/84	2.16	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-16AD	26/02/86	1.30	0.01	0.00	0.00	0.10	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-16AD	14/05/86	2.22	0.01	0.00	0.00	0.28	0.00	Santoyo, et al., 1991

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-16AD	17/06/87	0.90	0.01	0.00	0.00	0.10	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-16AD	22/07/87	1.49	0.01	0.00	0.00	0.09	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-16AD	26/08/87	1.52	0.02	0.00	0.00	0.24	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-16AD	14/01/88	4.15	0.03	0.00	0.00	0.31	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-16AD	14/04/88	3.01	0.01	0.00	0.00	0.07	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-16AD	17/06/87	0.91	0.01	0.00	0.00	0.10	0.00	Arellano, et al., 2005
A-16AD	01/07/08	5.68	0.11	0.02	0.00	4.14	0.00	Barragán, et al., 2008
A-17	06/06/84	5.17	0.05	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	10/08/84	3.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	23/04/85	5.00	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	26/06/85	4.80	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	11/09/85	15.91	0.11	0.02	0.00	0.08	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	09/10/85	6.54	0.03	0.01	0.00	0.02	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	27/02/86	3.80	0.03	0.01	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	14/05/86	3.57	0.04	0.01	0.00	0.02	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	24/09/86	4.04	0.03	0.00	0.00	0.02	0.00	Nieva, et al., 1987
A-17	13/01/81	20.19	0.22	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	07/06/84	4.15	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	09/06/84	3.42	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	11/06/84	2.80	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	13/06/84	3.02	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	15/06/84	2.92	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	17/06/84	2.60	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-17	01/07/08	2.24	0.02	0.00	0.00	0.09	0.00	Barragán, et al., 2008
A-17	06/06/84	5.16	0.05	0.00	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	10/08/84	3.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	23/04/85	5.00	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	26/06/85	4.80	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	11/09/85	15.91	0.11	0.02	0.00	0.08	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	09/10/85	6.54	0.03	0.01	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	27/02/86	3.82	0.03	0.01	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	14/05/86	3.57	0.04	0.01	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	24/09/86	4.04	0.03	0.00	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	18/06/87	3.73	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	23/06/87	4.18	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	26/08/87	3.99	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	29/10/87	3.25	0.04	0.00	0.00	0.03	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	14/01/88	3.28	0.04	0.00	0.00	0.04	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	20/04/88	3.43	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-17	04/08/88	2.08	0.02	0.00	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-17	2005	0.56	0.01	0.00	0.00	0.08	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-17	1984	4.31	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	1985	8.07	0.06	0.01	0.00	0.03	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	1986	3.81	0.03	0.01	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	1987	3.78	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	1988	2.93	0.03	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	1998	2.10	0.02	0.00	0.00	0.15	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	2000	2.68	0.03	0.00	0.00	0.20	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	2001	2.85	0.03	0.01	0.00	0.23	0.00	Barragán, et al., 2005
A-17	1985	3.45	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1985
A-17	18/06/87	3.72	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Arellano, et al., 2005
A-18	08/06/84	5.16	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-18	11/09/85	5.82	0.02	0.01	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-18	26/02/86	4.49	0.02	0.01	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-18	08/06/84	1.71	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	10/06/84	1.95	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	12/06/84	2.03	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	14/06/84	2.03	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	1.66	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	16/06/84	2.15	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-18	01/07/08	12.50	0.07	0.00	0.00	0.03	0.01	Barragán, et al., 2008
A-18	2005	1.75	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-18	2000	0.71	0.00	nr	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-18	19/06/87	4.67	0.02	0.00	0.00	0.02	0.00	Arellano, et al., 2005
A-19	09/09/84	0.09	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-19	25/06/85	0.17	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-19	25/02/86	0.46	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-19	13/05/86	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-19	01/07/08	0.20	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-19	2005	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-19	1985	0.11	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1985
A-19	2000	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-22	11/06/84	0.48	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-22	09/08/84	0.82	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-22	09/10/85	0.51	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-22	17/06/84	0.17	0.00	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-22	01/07/08	1.13	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-22	1985	0.82	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1985

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-22	2000	0.09	0.00	nr	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-22	03/08/88	0.50	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-25	01/07/08	0.40	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-26	26/06/85	1.49	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-26	01/07/08	5.25	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-26	2000	0.47	0.00	nr	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-26	26/06/85	1.50	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-28	09/08/84	0.07	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-28	27/06/85	0.18	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-28	12/09/85	0.89	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-28	25/02/86	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-28	13/05/86	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-28	01/07/08	0.20	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-28	2005	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-28	1985	0.07	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1985
A-28	2000	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-28AD	01/07/08	0.06	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-2A	01/07/08	0.18	0.01	0.00	0.00	0.15	0.00	Barragán, et al., 2008
A-30	01/07/08	0.06	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-32	08/05/85	1.77	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-32	01/07/08	1.32	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-32	2005	0.28	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-33	11/06/84	5.59	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-33	12/06/84	2.29	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	13/06/84	2.73	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	14/06/84	2.47	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	15/06/84	2.53	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-33	01/07/08	2.31	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-33	1984	5.60	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-33	1998	1.78	0.01	0.00	0.00	0.03	0.00	Barragán, et al., 2005
A-33	1999	2.08	0.03	0.00	0.00	0.04	0.00	Barragán, et al., 2005
A-33	2000	1.99	0.01	0.00	0.00	0.07	0.00	Barragán, et al., 2005
A-33	2001	2.30	0.02	0.01	0.00	0.06	0.00	Barragán, et al., 2005
A-33	02/08/88	2.72	0.02	0.00	0.00	0.02	0.00	Arellano, et al., 2005
A-34	08/06/84	9.09	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva, et al., 1987
A-34	06/06/84	10.90	0.06	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	06/06/84	9.43	0.06	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	08/06/84	8.13	0.05	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-34	10/06/84	7.79	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-34	12/06/84	8.24	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-34	14/06/84	7.80	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-34	16/06/84	7.92	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-34	01/07/08	8.04	0.04	0.00	0.00	0.02	0.01	Barragán, et al., 2008
A-34	2005	1.64	0.01	0.00	0.00	0.03	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-34	03/08/88	5.60	0.03	0.00	0.00	0.04	0.00	Arellano, et al., 2005
A-35	11/06/84	2.91	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva,et al.,1987
A-35	05/06/84	3.22	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	07/06/84	2.24	0.02	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	09/06/84	2.84	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	11/06/84	2.66	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	13/06/84	2.58	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	15/06/84	2.58	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	17/06/84	2.58	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-35	01/07/08	1.67	0.03	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2008
A-35	20/04/88	1.65	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Arellano, et al., 2005
A-36	07/06/84	2.31	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva,et al.,1987
A-36	08/08/84	2.70	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva,et al.,1987
A-36	06/06/84	3.20	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-36	08/06/84	3.01	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-36	10/06/84	3.01	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-36	12/06/84	3.11	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-36	14/06/84	3.21	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-36	16/06/84	2.92	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-36	01/07/08	3.57	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-36	2005	0.76	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-36	1985	2.78	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1985
A-36	02/08/88	1.70	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-37	14/05/86	0.74	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva,et al.,1987
A-37	01/07/08	1.77	0.02	0.00	0.00	0.18	0.00	Barragán, et al., 2008
A-37	02/08/88	1.08	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	Arellano, et al., 2005
A-38	07/06/84	4.56	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva,et al.,1987
A-38	07/06/84	4.82	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva,et al.,1987
A-38	08/05/85	3.91	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Nieva,et al.,1987
A-38	27/02/86	3.63	0.02	0.02	0.00	0.01	0.00	Nieva,et al.,1987
A-38	07/06/84	5.52	0.04	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-38	09/06/84	4.07	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-38	11/06/84	4.17	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985
A-38	15/06/84	3.87	0.01	nr	nr	nr	nr	Quijano-León,1985

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-38	01/07/08	4.47	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-38	1984	5.57	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Portugal-Marín, et al., 1984
A-38	02/08/88	2.07	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Arellano, et al., 2005
A-4	01/07/08	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-41	2005	0.60	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-43	01/07/08	2.37	0.05	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-45	01/07/08	0.35	0.01	0.00	0.00	0.11	0.00	Barragán, et al., 2008
A-46	01/07/85	0.83	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-46	10/10/85	0.69	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-46	01/07/08	1.77	0.03	0.00	0.00	0.04	0.00	Barragán, et al., 2008
A-46	2005	0.32	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-46	2000	0.11	0.00	nr	0.00	0.01	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-46	30/10/87	1.21	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	Arellano, et al., 2005
A-47	15/01/88	1.10	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Arellano, et al., 2005
A-48	01/07/08	0.17	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-48	17/06/87	0.43	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-5	24/04/85	1.45	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-5	25/06/85	1.83	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-5	12/09/85	3.35	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-5	25/02/86	1.60	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-5	13/05/86	1.42	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-5	24/09/86	1.44	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Nieva, et al., 1987
A-5	01/07/08	1.88	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-5	12/09/85	3.40	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	25/02/86	1.60	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	13/05/86	1.42	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	17/06/87	1.56	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	22/07/87	1.79	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	25/08/87	1.74	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	14/01/88	1.81	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	19/04/88	1.73	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-5	2005	0.61	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-5	1985	2.21	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-5	1986	1.47	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-5	1987	1.86	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-5	1998	2.00	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-5	1999	3.14	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2005
A-5	2000	2.09	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-5	2001	2.74	0.03	0.01	0.00	0.13	0.00	Barragán, et al., 2005

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-5	17/06/87	1.58	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-51	01/07/08	0.34	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-51	2000	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-56R	01/07/08	1.64	0.03	0.00	0.00	0.04	0.00	Barragán, et al., 2008
A-6	24/04/85	7.66	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	26/06/85	6.72	0.05	0.01	0.00	0.02	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	11/09/85	9.98	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	09/10/85	8.72	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	27/02/86	6.97	0.04	0.02	0.00	0.04	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	14/05/86	8.44	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	24/09/86	9.28	0.04	0.01	0.00	0.06	0.00	Nieva, et al., 1987
A-6	20/03/82	17.90	0.07	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	07/06/84	6.07	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	09/06/84	5.76	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	11/06/84	5.66	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	13/06/84	5.07	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	15/06/84	5.44	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	17/06/84	4.49	0.03	nr	nr	nr	nr	Quijano-León, 1985
A-6	01/07/08	4.55	0.03	0.00	0.00	0.04	0.00	Barragán, et al., 2008
A-6	24/04/83	7.66	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	26/06/85	6.72	0.05	0.01	0.00	0.02	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	11/09/85	9.98	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	09/10/85	8.75	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	27/02/86	6.97	0.04	0.02	0.00	0.04	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	14/05/86	8.44	0.68	0.01	0.00	0.04	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	24/09/86	9.28	0.04	0.01	0.00	0.06	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	18/06/87	7.24	0.03	0.00	0.00	0.05	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	23/07/87	7.36	0.03	0.00	0.00	0.03	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	26/08/87	8.12	0.04	0.00	0.00	0.04	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	29/10/87	7.43	0.06	0.01	0.00	0.07	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	20/04/88	10.40	0.05	0.00	0.00	0.11	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	03/08/88	9.47	0.04	0.00	0.00	0.08	0.00	Santoyo, et al., 1991
A-6	2005	0.97	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	González-Partida, et al., 2005
A-6	1983	7.66	0.04	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2005
A-6	1985	8.48	0.04	0.01	0.00	0.03	0.00	Barragán, et al., 2005
A-6	1986	8.23	0.04	0.01	0.00	0.05	0.00	Barragán, et al., 2005
A-6	1987	7.55	0.04	0.00	0.00	0.05	0.00	Barragán, et al., 2005
A-6	1988	9.89	0.04	0.00	0.00	0.09	0.00	Barragán, et al., 2005
A-6	1998	9.79	0.02	0.00	0.00	0.07	0.00	Barragán, et al., 2005

Porcentaje de gases en la descarga total								
POZO	FECHA	CO ₂	H ₂ S	NH ₃	H ₂	N ₂	CH ₄	REFERENCIA
A-6	1984	7.21	0.03	0.00	0.00	0.01	0.00	Portugal-Marín, et al., 1984
A-6	23/07/87	7.24	0.03	0.00	0.00	0.05	0.00	Arellano, et al., 2005
A-62	01/07/08	1.35	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-65D	01/07/08	0.07	0.01	0.00	0.00	0.02	0.00	Barragán, et al., 2008
A-66D	01/07/08	0.11	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-67	01/07/08	0.25	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-69D	01/07/08	0.51	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-9	01/07/08	0.19	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2008
A-9	1987	0.22	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-9	1999	0.15	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Barragán, et al., 2005
A-9	2000	0.12	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-9	2001	0.14	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2005
A-9	2000	0.06	0.00	nr	0.00	0.00	0.00	González-Partida, et al., 2000
A-9	29/10/87	0.37	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	Arellano, et al., 2005
A-9A	01/07/08	0.75	0.02	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008
A-9AD	01/07/08	2.18	0.04	0.00	0.00	0.01	0.00	Barragán, et al., 2008

REFERENCIAS

Achurra, L. (2000) Geotermia: geología, medio ambiente y su desarrollo en Chile. Proyecto geotermia. Servicio Nacional de Geología y Minería. 14p.

Alfaro, C. (2005) Geoquímica preliminar de gases del sistema geotérmico de Paipa. Ministerio de Minas y Energía. Instituto Colombiano de Geología y Minería Minas. 44p.

Arellano, V., Barragán, R.M., Aragón, A., Aguilar, K.M., García, P. (2006) Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación. Informe final. Informe IIE//11/13121/02/F.

Arellano, V., García, A., Barragán, R.M., Izquierdo, G., Aragón, A., Nieva, D. (2003) An updated conceptual model of the Los Humeros geothermal reservoir (Mexico). Journal of Volcanology and Geothermal Research, vol. 124, pp. 67-88.

Ármansson, H., Fridriksson, T., Kristjánsson, B. (2005) CO₂ emissions from geothermal power plants and natural geothermal activity in Iceland. Geothermics 34, pp. 286-296.

Ármansson, H., Kristmannsdóttir, H., (1992) Geothermal environmental impact. Geothermics, vol. 21(5/6) pp. 869-880.

Arnórsson, S. (2000) Reactive and Conservative Components (Capítulo 4). En: Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration Development and Use. International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria. pp. 40-48.

Arnórsson, S., D'Amore, F. (2000a) Sampling of Geothermal Fluids: On-site Measurements and Sample Treatment (Capítulo 8). En: Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration Development and Use. International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria. pp. 84-142.

Arnórsson, S., D'Amore, F. (2000b) The Source of Chemical and Isotopic Components in Geothermal Fluids (Capítulo 6). En: Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration Development and Use. International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria. pp. 66-72.

Arnórsson, S., D'Amore, F., (2000c) Estimation of Aquifer Steam Fraction (Capítulo 15). En: Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration Development and Use. International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria. pp. 267-308.

Arnórsson, S., Bjarnason, J., Giroud, N., Gunnarsson, I., Stefánsson, A. (2006) Sampling and analysis of geothermal fluids. Geofluids, vol. 6. pp 203-216.

Balance Nacional de Energía (2008) Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico. Dirección General de Planeación Energética. Secretaría de Energía. [www.sener.gob.mx].

- Barnet, V., Lewis, T. (1994) *Outliers in Statistical Data*. 3ª edición. John Wiley & Sons.
- Barragán, R.M., Nieva, D., Santoyo, E., González-Partida, E., Verma, M.P., López, J.M. (1991) *Geoquímica de fluidos del campo geotérmico de Los Humeros, (México)*. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, vol. 7(1), pp. 23-47.
- Barragán, R. M., Arellano, V. M., Nieva, V., Portugal, E., García, A., Aragón, A., Tovar, R., Torres-Alvarado, I. (2000) *Gas geochemistry of the Los Humeros geothermal field, Mexico*. En: *Memorias del World Geothermal Congress 2000*. pp. 2527-2532.
- Barragán, R.M., Arellano, V. M., Portugal, E., Sandoval, F., Segovia, N. (2005) *Gas geochemistry for the Los Azufres (Michoacán) geothermal reservoir, Mexico*. *Annals of Geophysics*, vol. 48(1). pp. 145- 157.
- Barragán, R.M., Arellano, V. M., Martínez, J. I., Aragón, A. (2008) *Monitoreo isotópico de fluidos de pozos productores y de reinyección del campo geotérmico Los Azufres, Michoacán*. Informe final. Informe IIE/11/13585/I01/F.
- Beebe, K. et al., (1998) *Chemometrics, A Practical Guide*. John Wiley and Sons, Inc. Nueva York, E.U.A. 348p.
- Bertani, R. (2010) *Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report*. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*. Bali, Indonesia. pp. 1-41.
- Bevington, P., Robinson, D. (2003) *Data Reduction and Error Analysis for the Physical Sciences*. 3ª edición. McGraw Hill. Nueva York, E.U.A. 320p.
- Boyle, G. (2004) *Renewable Energy, Power for a Sustainable Future*, Oxford, 2a. edición. Oxford, Inglaterra. 452 p.
- Brophy, P. (1997) *Environmental advantages to the utilization of geothermal energy*. *Renewable Energy*, vol. 10(2/3) pp. 367-377.
- Brown, K. (1995a) *Alternatives to Reinjection–Cascade Development of Geothermal Resources*. En: *Environmental Aspects of Geothermal Development, Pre-Congress Course, World Geothermal Congress*. Pisa, Italia. pp. 131-140.
- Brown, K. (1995b) *Impacts on the Physical Environment*. En: *Environmental Aspects of Geothermal Development, Pre-Congress Course, World Geothermal Congress*. Pisa, Italia. pp. 39-55.
- Cataldi, R., Hodgson, S. F., Lund, J.W. (1999) *Stories from a Heated Earth – Our Geothermal Heritage*, Geothermal Resources Council and International Geothermal Association, Davis, California, 569 p.

Comisión Federal de Electricidad (CFE) Página oficial [en línea]. www.cfe.gob.mx [Consulta: 29 de Marzo de 2010].

Chamorro-Camazón, C. (2009) Energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos. Estado actual y perspectivas a nivel mundial, *Dyna* vol. 84 (1). pp. 44-51.

D'Amore, F. (1991) Gas Geochemistry as a Link between Geothermal Exploration and Exploitation (Capítulo 4). En: *Application of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development*. UNITAR/UNDP Centre on Small Energy Resources. Roma, Italia. pp. 93-117.

D'Amore, F., Panichi, C. (2007) Geochemistry in geothermal exploration, *International Journal of Energy Research*, vol.9(3). Pp. 277–298.

Díaz-González, L. (2008) Calibración del geotermómetro de Na/K usando una base de datos geoquímicos mundial más representativa, técnicas geoquimométricas mejoradas y herramientas computacionales: Tesis Doctorado, Posgrado en Ingeniería, UNAM, 180p.

Dickson, M.H., Fanelli, M. (2004) What is geothermal energy? *International Geothermal Association (IGA)* Disponible en internet: http://www.geothermal-energy.org/314,what_is_geothermal_energy.html

DiPippo, R. (2005) *Geothermal Power Plants, Principles, Applications and Case Studies*, Elsevier. Oxford, Inglaterra. 450 p.

Fridleifsson, I. (2001) Geothermal energy for the benefit of the people. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.5, pp.299-312.

Fridleifsson, I.B., Bertani, R., Huenges, E., Lund, J. W., Ragnarsson, A., Rybach, L. (2008) The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. En: O. Hohmeyer and T. Trittin (Eds.) *IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources*, Proceedings, Luebeck, Germany, 20-25 January 2008. pp. 59-80.

Gallup, D. L. (2009) Production engineering in geothermal technology: A review, *Geothermics* vol. 38 (3). pp. 326-334.

Giggenbach, W.F. (1980), "Geothermal gas equilibria," *Geochem Cosmochem Acta*, 44, 2021-2032.

Giggenbach, W.F. (1991) *Chemical Techniques in Geothermal Exploration*. En: *Application of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development (Capítulo 5)*. UNITAR/UNDP Centre on Small Energy Resources. Roma, Italia. pp. 119-144.

González-Partida, E., Carrillo-Chávez, A., Levresse, G., Tello-Hinojosa, E., Venegas-Salgado, S., Ramírez-Silva, G., Pal-Verma, M., Tritlla, J., Camprubi, A. (2005) Hydro-

geochemical and isotopic fluid evolution of the Los Azufres geothermal field, Central Mexico. *Applied Geochemistry* 20, pp. 23-39.

González-Partida, E., Tello, E., Verma, M.P. (2000) Análisis geoquímico e isotópico de aguas geotérmicas y manantiales para definir el estado de equilibrio agua-roca del reservorio de Los Azufres, Michoacán, México. *Ingeniería Hidráulica en México*, vol. XV(3), pp. 89-99.

Guarín, N., (2002) *Estadística Aplicada*. Universidad Nacional de Colombia. <http://tifon.unalmed.edu.co/~pagudel/estadistica.html>. 202p.

Gupta, H., Roy, S. (2007) *Geothermal Energy, An alternative Resource for the 21st Century*. Elsevier. China. 279 p.

Gutiérrez-Negrín L.C.A., Maya, R., Quijano, J.L. (2010) Current Status of Geothermics in Mexico, *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia*.

Haraden, J. (1989) CO₂ production rates for geothermal energy and fossil fuels. *Energy*, Vol. 14(12), pp. 867-873.

Henley, R.W. (1984) Chemical Structure of Geothermal Systems (Capítulo 2). En: *Fluid-Mineral Equilibria in Hydrothermal Systems. Reviews in Economic Geology*. Vol. 1, Socorro, Nuevo México. Pp. 9-28.

Holland, F. A., Siqueiros, J., Santoyo-Gutierrez, S., Heard, C. L., Santoyo, E. (1999) *Water purification using heat pumps*. E & FN SPON/Routledge, U.K., ISBN: 0-419-24710-6, 256 p.

Iglesias, E., Arellano, V., Torres, R.J. (2005) Estimación del recurso y prospectiva tecnológica de la geotermia en México. Gerencia de Geotermia, IIE. Proyecto IIE No. 3753, INFORME IIE/11/3753/I 01/P.

Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Página oficial [en línea]. <http://www.igme.es/INTERNET/Geotermia/La%20geotermia%20en%20el%20mundo.htm> [Consulta: 19 de Enero de 2010]

Jensen, J., Lake, L., Corbett, P., Goggin, D. (2000) *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*. 2^a edición. Elsevier. Amsterdam, Países Bajos. 338p.

Kagel, A., Gawell, K. (2005) Promoting geothermal energy: air emissions comparison and externality analysis, *The electricity journal* vol. 18, núm. 7. pp. 90-99.

Kagel, A., Bates, D., Gawell, K. (2007) *A guide to geothermal energy and the environment*. Geothermal Energy Association. 75 p.

Kristmannsdóttir, H., Ármannsson, H., (2003) Environmental aspects of geothermal energy utilization. *Geothermics* 32, pp. 451-461.

Kühn, M. (2004) *Reactive Flow Modeling of Hydrothermal Systems*. Springer. Berlín, Alemania. 261p.

Lewicki, J.L., Oldenburg, C.M. (2004) Strategies for detecting hidden geothermal systems by near-surface gas monitoring, Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-56895.

Lewicki, J.L., Hilley, G.E., Oldenburg, C.M. (2005) An improved strategy to detect CO₂ leakage for verification of geologic carbon sequestration, *Geophysical Research Letters*, 32(19).

López, J.M., Munguía, F (1989) Evidencias geoquímicas del fenómeno de ebullición en el campo de Los Humeros, Puebla, México. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, vol. 5(1), pp. 89-106.

Lund, J. (2006) Present utilization and future prospects of geothermal energy worldwide. En: *Memorias del Renewable Energy 2006*, Chiba, Japón, pp.47-52.

Massachusetts Institute of Technology (2006) The future of geothermal energy: impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century, MIT, 372 p.n. Disponible en: (http://www1.eere.energy.gov/geothermal/future_geothermal.html).

Mason, R., Gunst, R., Hess, J. (1989) *Statistical Design and Analysis of Experiments, with applications to engineering and science*. John Wiley & Sons. E.U.A. 692p.

Maya R., Gutiérrez Negrín, L.C.A. (2007) Recursos geotérmicos para generar electricidad en México. *Revista Digital Universitaria [en línea]*, 10 de Diciembre de 2007, Vol. 8(12), [Consultada: 21 de Enero de 2010]. Disponible en Internet: <<http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art91/int91.htm>>

McClenahan, L. (1995) Introduction to Geothermal Development and Regulatory Requirements. En: *Environmental Aspects of Geothermal Development*, Pre-Congress Course, World Geothermal Congress. Pisa, Italia. pp. 3-37.

Miller, J.C., Miller, J.N. (1993) *Estadística para Química Analítica*, 2ª edición, Adisson-Wesley Iberoamericana. Delaware, E.U.A. 214p.

Nehring, N., D'Amore, F. (1984) Gas chemistry and thermometry of the Cerro Prieto, Mexico, geothermal field. *Geothermics*, vol. 13, núm. ½, pp. 75-89.

Nicholson, (1993) *Geothermal Fluids*

Nieva, D., Fausto, J., González, J., Garibaldi, F. (1982) Afluencia de vapor a la zona de alimentación de pozos de Cerro Prieto I. Cuarto simposio sobre el campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México. Guadalajara, Jalisco. pp. 455-561.

Nieva, D., González, J., Garfías, A. (1985) Evidence of two extreme flow regimes operating in the production zone of different wells from Los Azufres. Proceedings Tenth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, pp. 233-240.

Nieva, D., Quijano-León J.L. (1991) Applications of Geochemistry to the Study of Geothermal Resources in México: Case Study of Los Azufres field (Capítulo 11). En: Application of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development. UNITAR/UNDP Centre on Small Energy Resources. Roma, Italia. pp. 299-316.

Nieva, D., Verma, M., Santoyo, E., Barragán, R.M., Portugal, E., Ortiz, J., Quijano, J.L. (1987) Chemical and isotopic evidence of steam upflow and partial condensation in Los Azufres reservoir. En: Memorias del Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, pp. 253-259.

Nieva, D., Verma, M.P., Santoyo, E., Barragán, R.M., Portugal, E., Ortiz, J., Quijano, J.L. (1987) Estructura Hidrológica del Yacimiento de Los Azufres. En: Memorias del Simposio Internacional sobre Desarrollo y Explotación de Recursos Geotérmicos. Instituto de Investigaciones Eléctricas/Comisión de Unidades Europeas. pp. 202-213.

Portugal, E., Santoyo, E., Verma, S.P., Nieva, D. (1984) Composición química de fluidos geotérmicos del campo de Los Azufres, Mich. Memorias de la Reunión de la Unión Geofísica Mexicana. La Paz, Baja California Sur. 12- 16 de Noviembre.

Powell, T. (2000) A review of exploration gas geothermometry, proceedings, Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 24-26, 2000.

Prol-Ledesma, R. M., Canet, C., Torres-Vera, M. A., Forrest, M. J., Armienta, M. A. (2004) Vent fluid chemistry in Bahía Concepción coastal submarine hydrothermal system, Baja California, México. Journal of Volcanology and Geothermal Research 2004. pp. 311-328.

Quijano-León, J (1985) Comportamiento de los gases en la zona sur del campo geotérmico de Los Azufres. Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía, vol. 1(1), pp. 45-55.

Rao, N. S. (1998) MHPT.Bas: A computer program for modified Hill-Piper diagram for classification of ground water. Computers & Geosciences vol. 24(10). Pp. 991-1008.

Real Academia Española (RAE) Página oficial [en línea]. www.rae.es [Consulta: 25 de Marzo de 2010]

Robles, J., Munguía, F. (1993) Reactivación del sistema geotérmico de Los Humeros, Pue. etapas del metamorfismo. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, vol. 9(2), pp. 193-204.

Rybach, L. (1981) *Geothermal Systems, Conductive Heat Flow, Geothermal Anomalies* (Capítulo 1). En: *Geothermal Systems: Principles and Case Histories*. John Wiley and Sons. Londres, Inglaterra. pp. 3-36.

Santoyo, E., Barragán, R.M., Torres, V. (1993) Estructura de los Sistemas Geotérmicos (Capítulo 1). En: *Geotermia en México. Programa Universitario de Energía. Coordinación de la Investigación Científica*. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. pp. 5-29.

Santoyo, E., Verma, S.P., Nieva, D., Portugal, E. (1991) Variability in the gas phase composition of fluids discharged from Los Azufres geothermal field, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 47, pp. 161-181.

Santoyo, E., Barragán, R. M. (2010a) Energía Geotérmica. *Ciencia. Revista de la Academia Mexicana de Ciencias*, vol. 61(2). pp. 40-51.

Santoyo, E., Barragán, R. M. (2010b) Energía Geotérmica: estado del arte y perspectivas tecnológicas. En: *Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México*. Estrada, C., Islas, J., coordinadores. Academia Mexicana de Ciencias, Universidad Nacional Autónoma de México. México, D. F. pp. 61-73.

Simpson, I. (1990) *How to Interpret Statistical Data*. The Library Association. Londres, Inglaterra. 78p.

StatSoft, Inc. (2007) *STATISTICA (data analysis software system)*, version 8.0. www.statsoft.com.

Suárez, M.C. (2004) Evaluación del potencial, biogénesis y características esenciales de los sistemas geotérmicos submarinos en México. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, vol.17(1), Julio-Diciembre de 2004.

Suárez, M. C., Tello, M., Samaniego, F. (2000) Geochemical evolution of the Los Azufres, Mexico, geothermal reservoir, part II: non-condensable gases. En: *Memorias del World Geothermal Congress 2000*. Kyushu-Tohoku, Japón. pp. 2527-2532.

Tello, E. (1992) Características geoquímicas e isotópicas de los fluidos producidos por los pozos de Los Humeros, Puebla, México. *Geotermia, Revista Mexicana de Geonergía*, Vol. 8(1) pp. 3-48.

Tello, E., Verma, M.P., Tovar, R. (2000) Origin of acidity in the Los Humeros, México, geothermal reservoir. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, pp. 2959-2967.

Torres, M.A., Mendoza, A., Medina, M. (2005) An update of the Los Azufres geothermal field, after 21 years of exploitation. Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkía, 24-29 Abril.

Torres, M.A., Flores, M., Mendoza, A. (2010) Mejora en el aprovechamiento del vapor para generar energía eléctrica en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía, vol. 23(1). pp 34-40.

Trillo, G. & Ángulo, V. (2008) Guía de la Energía Geotérmica. Dirección General de Industria, Energía y Mina. Comunidad de Madrid. Disponible en internet en: <<http://www.madrid.org>>

Truesdell, A. H., Winnett, T., Nieva, D., Barragán, R.M., Ramírez, E. (1987). Chemical Modeling of Geothermal Aquifer Fluids with Sample Calculations for Los Azufres and Cerro Prieto. En: Memorias del Simposio Internacional sobre Desarrollo y Explotación de Recursos Geotérmicos. Instituto de Investigaciones Eléctricas/Comisión de Unidades Europeas. pp. 194-201.

Tsang, C., Bodvarsson, G. S., Lippmann, M. J., Rivera, J. (1980) Some aspects of the response of geothermal reservoirs to brine reinjection with application to the Cerro Prieto field. Geothermics, vol. 9, pp. 213-220.

Ungemach, P. (2003) Reinjection of cooled geothermal brines into sandstone reservoirs. Geothermics 32, pp. 743-761.

Vázquez, R. (2008) Geoquímica de fluidos geotérmicos y geotermometría. Trabajo de Investigación. Maestría en Ingeniería en Energía. Centro de Investigación en Energía-UNAM. 65p.

Verma, S. P. (2005) Estadística Básica para el Manejo de Datos Experimentales: Aplicación en la Geoquímica (Geoquimiometría). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 186p.

Verma, S., Pandarinath, K., Santoyo, E., González-Partida, E., Torres-Alvarado, I., Tello-Hinojosa, E. (2006) Fluid chemistry and temperatures prior to exploitation at Las Tres Vírgenes geothermal field, Mexico. Geothermics No.35, pp. 156-180.

Verma, S.P., Quiroz-Ruiz, A., (2006) Critical values for 22 discordancy test variants for outliers in normal samples up to size 100, and applications in science and engineering: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 23, 302-319.

Verma, S.P., Santoyo, E. (2007) High performance liquid and ion chromatography: separation and quantification analytical techniques for rare Earth Elements. *Geostandards and Geoanalytical Research*, vol. 31(3). pp. 161-184.

Verma, S.P., Díaz-González, L. (2010) DODESYS: Discordant outlier detection and elimination system and its application to quality control in science and engineering. *Accreditation and Quality Assurance* (submitted).

Webster, J. (1995) Chemical Impacts of Geothermal Development. En: *Environmental Aspects of Geothermal Development*, Pre-Congress Course, World Geothermal Congress. Pisa, Italia. pp. 79-95.

Webster, J., Timperley, M. (1995) Biological Impacts of Geothermal Development. En: *Environmental Aspects of Geothermal Development*, Pre-Congress Course, World Geothermal Congress. Pisa, Italia. pp. 97-117.