



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE POSGRADO

DIPLOMADO EN GEOTERMIA PARA AMÉRICA LATINA
EDICION 2016



TEMA: “Caracterización del potencial de corrosión en instalaciones superficiales de los pozos A-1 y A-2 de un campo geotérmico”.

PRESENTAN:

Gonzalo Rafael García Ramírez
Diana Carolina Martínez Artiga
Claudia Alejandra Miranda Alberto

ASESOR: Luz Antonina Barrios

CONTENIDO

RESUMEN.....	8
INTRODUCCIÓN.....	9
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	10
JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	12
OBJETIVOS	12
OBJETIVO GENERAL	12
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
1. MARCO TEÓRICO	13
1.1. CONCEPTOS SOBRE GEOTERMIA	13
1.2. MINERALES EN FLUIDO GEOTÉRMICO	16
1.2.1. MINERALOGÍA DE ALTERACIÓN	16
1.2.2. ÍNDICES DE SATURACIÓN.....	16
1.2.3. SOLUBILIDAD DE LOS MINERALES.....	17
1.2.4. PRODUCTOS DE SOLUBILIDAD DE LOS MINERALES	19
1.3. CORROSIÓN	20
1.3.1. TIPOS DE CORROSIÓN.....	20
1.3.2. CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA.....	21
1.3.3. TERMODINÁMICA DE CORROSIÓN.....	23
1.3.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN DE MATERIALES.....	28
1.3.5. ESPECIES CORROSIVAS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS	29
2. METODOLOGÍA	30
2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	30
2.2. CARÁCTERIZACIÓN DE POZOS	31
2.3. SIMULACIÓN DE QUIMISMO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	31
3. ANÁLISIS DE DATOS	32
3.1. GENERALIDADES DE LOS POZOS.....	32
3.2. COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS SEGÚN SU QUÍMICA Y MINERALOGÍA	33
3.2.1. PRESENCIA DE ELEMENTOS MENORES EN LA QUÍMICA DEL FLUIDO	33
3.2.2. PRESENCIA DE ESPECIES CORROSIVAS.....	37

3.2.3. PRESENCIA DE DEPÓSITOS MINERALES	42
3.2. DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN Y LAS ESPECIES DE HIERRO TERMODINÁMICAMENTE MÁS ESTABLES DE LOS POZOS.....	45
3.2.1. PHREEQC INTERACTIVE VERSION 3.3.8.....	45
3.2.2. WATCHWORKS.....	48
3.2.3. HSC 6.0.....	51
4. RESULTADOS	54
4.1. ÍNDICES DE SATURACIÓN.....	54
4.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE CORROSIÓN	59
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
CONCLUSIONES	60
RECOMENDACIONES	61
AGRADECIMIENTOS.....	63
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	66
APÉNDICES	68
ANEXO A. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años, sin considerar el hierro	69
ANEXO B. Índices de saturación y pH en reservorio calculados con PHREEQC para los pozos A-1 y A-2	70
ANEXO C. Datos de concentración total de hierro y azufre generados con WATCHWORKS para los pozos A-1 y A-2	72
ANEXO D. Diagramas de Pourbaix graficados con HSC 6.0 a condiciones de reservorio y de separación para los pozos A-1 y A-2.....	75

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1. Sistema geotérmico (Arnórsson, Stefánsson, & Bjarnason, 2007).	14
Fig. 1.2 Ilustración del funcionamiento de una central geotérmica (LaGeo, 2016).	15
Fig. 1.3. Diagrama de Pourbaix para un sistema Niquel-Agua a 25°C. (Møller, Rasmussen, & Köhler, 2013).	26
Fig. 1.4. Diagrama de Pourbaix simplificado para un sistema Niquel-Agua a 25°C. (Møller, Rasmussen, & Köhler, 2013).	27
Fig. 3.1. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años, para el pozo A-1.	35
Fig. 3.2. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años, para el pozo A-2.	35
Fig. 3.3. Gráfico de dispersión de concentración de hierro disuelto contra años, para el pozo A-1.	36
Fig. 3.4. Gráfico de dispersión de concentración de hierro disuelto contra años, para el pozo A-2.	36
Fig. 3.5. Gráfico de barras de concentración de a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas y d) oxígeno gaseoso contra años para el pozo A-1.	38
Fig. 3.6. Gráfico de barras de concentración de a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas y d) oxígeno gaseoso contra años para el pozo A-2.	39
Fig. 3.7. Gráfico de dispersión de concentración a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas y d) oxígeno en gas contra años para el pozo A-1.	40
Fig. 3.8. Gráfico de dispersión de concentración a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas d) oxígeno en gas contra años para el pozo A-1.	41
Fig. 3.9. Distribución de depósitos minerales en el pozo A-1.	44
Fig. 3.10. Distribución de depósitos minerales en el pozo A-2.	45



Fig. 3.11. Ingreso de datos de la química del agua..... 46

Fig. 3.12. Simulación a condiciones de reservorio. 47

Fig. 3.13. Simulación a superficie 47

Fig. 3.14. Establecimiento de unidades en WATCHWORKS. a) Temperatura en °C, b) Presión manométrica en bar g, c) Concentración de agua en ppm, d) Concentración del gas en mmol/mol de agua y d) Especificación de especies de carbono..... 49

Fig. 3.15. Proceso de Introducción de datos en el programa WATCHWORKS. 50

Fig. 3.16. Primer paso realizado para la construcción de diagramas de Pourbaix..... 51

Fig. 3.17. Selección de los elementos primarios y secundarios, establecimiento de la temperatura del diagrama y guardado del archivo generado. 52

Fig. 3.18. Cuadro en el que se introducen los contenidos de hierro y azufre total..... 53

Fig. 3.19. Diagrama de Pourbaix obtenido tras procesar la información con el software HSC 6.0..... 53

Fig. 3.20. Diagrama de Pourbaix en condiciones de reservorio para el pozo A-1 correspondiente al año 2008..... 54

Fig. 4.1. Gráficas de Índices de Saturación de Galena, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC. 55

Fig. 4.2. Gráficas de Índices de Saturación de Esfalerita,, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC. 55

Fig. 4.3 Gráficas de Índices de Saturación de Calcopirita, a condiciones de reservorio, de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC. 56

Fig. 4.4. Gráficas de Índices de Saturación de Millerita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC. 56

Fig. 4.5. Gráficas de Índices de Saturación de Pirita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC..... 57



Fig. 4.6 . Gráficas de Índices de Saturación de Pirrotita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC. 57

Fig. 4.7. Gráficas de Índices de Saturación de Bornita, a condiciones de reservorio, de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC 58

Fig. 4.8. Gráficas de Índices de Saturación de Hematita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC 58

Fig. 4.9. Gráficas de Índices de Saturación de Magnetita, a condiciones de reservorio, de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014 , obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC 59

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Tabla de productos de solubilidad de minerales en pozos geotermicos (Amjad & Demadis, 2015).	19
Tabla 3.1. Datos técnicos de los pozos A-1 y A-2.	32
Tabla 3.2. Análisis de elementos menores para el pozo A-1.....	34
Tabla 3.3. Análisis de elementos menores para el pozo A-2.....	34
Tabla 3.4. Análisis de especies corrosivas para el pozo A-1.....	37
Tabla 3.5. Análisis de especies corrosivas para el pozo A-2.....	38
Tabla 3.6. Resumen de la tendencia de concentración de las especies corrosivas para los pozos A-1 y A-2.	42
Tabla 3.7. Proporción de los minerales presentes en las muestras sólidas tomadas en diferentes puntos de las instalaciones superficiales del pozo A1.	43
Tabla 3.8. Proporción de los minerales presentes en las muestras sólidas tomadas en diferentes puntos de las instalaciones superficiales del pozo A2.	43
Tabla 3.9. Concentraciones de hierro y azufre total a partir de datos generados en WATCHWORKS.	51

RESUMEN

Existe un campo geotérmico de aproximadamente 20 km² de extensión, en el cual se aprovecha el fluido geotérmico para la producción de energía eléctrica. Cuenta actualmente con 38 pozos perforados, de esos, 14 son productores, 17 son reinyectores en caliente, 2 son reinyectores en frío, 3 están cerrados y 2 son monitores. La temperatura más alta medida en pozos de alrededor de 2000 metros de profundidad y ubicados en el flanco norte del complejo volcánico, es de 305°C.

A partir del año 2003, se comenzó a observar la aparición de incrustaciones de metales pesados (plomo, zinc, cobre y hierro) en las instalaciones superficiales asociadas con los pozos direccionales A-1 y A-2. Según la información proporcionada por la empresa concesionaria que opera el campo geotérmico, el origen de estos minerales no proviene de la corrosión del casing de los pozos, ya que la composición de aleación no contiene plomo ni zinc. Se cree que la concentración de los metales proviene de la erosión o lixiviación del complejo volcánico donde se ubica el sistema geotérmico.

Este proyecto de investigación está orientado a reconstruir y conocer la composición química del reservorio de un campo geotérmico, a partir de los datos químicos de superficie asociados a dos pozos direccionales A-1 y A-2, para poder determinar si las incrustaciones de sulfuros metálicos encontradas en los equipos superficiales (separador ciclónico, vertederos y tanque de agua) están relacionadas con su presencia en el reservorio y a partir de los datos de la concentración de hierro y azufre evaluar el potencial de corrosión del fluido.

Se utilizaron los datos de la química, para el periodo de 2008 a 2015, de elementos menores en el fluido, de la química del agua y gases (presencia de especies corrosivas), y presencia de depósitos minerales identificados en las instalaciones superficiales (cabezal, línea bifásica, separador ciclónico y tanque de agua). En el caso de la información de los depósitos minerales, se contaba con datos para el periodo de 2008, 2010, 2012 y 2014. La información se ordenó con el objetivo de establecer un consolidado que permitiera mejorar su visualización y su uso.

Se simuló la química de reservorio de ambos pozos con el programa PHREEQC Interactive Versión 3.3.8, para los años 2008, 2010, 2012 y 2014 para determinar los índices de saturación de los sulfuros metálicos en el reservorio. Luego se utilizó el programa HSC 6 para construir diagramas de Pourbaix y evaluar el potencial de corrosión del fluido geotérmico.

Se determinó que el pozo A-1 presenta una tendencia a la saturación de los minerales de sulfuros galena, esfalerita, millerita, pirita, calcopirita, pirrotita, bornita. El pozo A-2 por su parte, presenta una instauración de dichas especies químicas y una baja concentración de hierro, esto aunado con la alta concentración de cloruros pueden ser un indicador de un proceso de ebullición en el reservorio que conlleva a una sobresaturación de sulfuros.

El análisis del potencial de corrosión del fluido geotérmico en los pozos A-1 y A-2, mediante el uso de diagramas de Pourbaix, determinó que el estado termodinámico del sistema hierro-azufre-agua para las condiciones de reservorio y de separación es pasivante, lo que significa que se crea una capa de sulfuros que protegen a las tuberías de los pozos del ataque químico de la corrosión.

INTRODUCCIÓN

La explotación de un recurso geotérmico de alta temperatura para la generación de energía eléctrica es un método de producción con base en energía renovable, en el cual la energía calorífica almacenada en las rocas de subsuelo se transfiere a un fluido, generalmente de origen meteórico, que es llevado a la superficie a través de pozos que lo conducen hacia un separador ciclónico, donde se obtiene vapor que se transporta a una turbina para hacer girar el rotor de un generador y de esta manera transformar la energía mecánica en energía eléctrica que se distribuye a la red eléctrica nacional. Luego de ser utilizado, el vapor se condensa y se reinyecta al subsuelo a profundidades entre 100 a 200 m.

El fluido salino de alta temperatura confinado en el subsuelo a profundidades en rocas fracturadas y que puede ser extraído de manera económica y técnica viable, constituye el reservorio geotérmico. Conocer sus características químicas y termodinámicas es muy importante, puesto que de ello depende el diseño de todos los equipos superficiales y el tamaño de la planta geotérmica.

El uso del fluido conlleva un cambio en sus condiciones termodinámicas de presión y temperatura a lo largo del tiempo, lo que se manifiesta en la modificación de la química. La precipitación de minerales disueltos en él es un indicador de dichos cambios, que repercute principalmente en el correcto funcionamiento de la central geotérmica, específicamente cuando se depositan y forman una capa de grosor considerable en las líneas de acarreo, que se traduce en un menor flujo másico del fluido y una disminución en la producción de energía eléctrica. Otra situación común es la corrosión de las líneas de acarreo y separadores ciclónicos, debido a la deposición de óxidos dentro de las mismas.

Este proyecto de investigación está orientado a reconstruir y conocer la composición química del reservorio de un campo geotérmico, a partir de los datos químicos de superficie asociados a dos pozos direccionales A-1 y A-2, para poder determinar si las incrustaciones de sulfuros metálicos encontradas en los equipos superficiales (separador ciclónico, vertederos y tanque de agua) están relacionadas con su presencia en el reservorio y a partir de los datos de la concentración de hierro y azufre evaluar el potencial de corrosión del fluido.

En las siguientes secciones se realiza una descripción del planteamiento del problema, de la justificación del estudio y los objetivos planteados. Posteriormente, se hace una breve exposición bibliográfica sobre la geotermia y la termodinámica de la corrosión. Luego se describe la metodología utilizada para el desarrollo de la investigación, el análisis de los datos y finalmente, los resultados, conclusiones y recomendaciones.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Existe un campo geotérmico de aproximadamente 20 km² de extensión, en el cual se aprovecha el fluido geotérmico para la producción de energía eléctrica. La fuente de calor del sistema geotérmico está asociada a una cámara magmática de un complejo volcánico, alojada a profundidades alrededor de 6 km según estudios de geofísica, actualmente activa y por tanto en un proceso de liberación térmica y gaseosa.

Entre 1978 y 1981 se perforaron pozos profundos y como resultado de ello, tres acuíferos fueron identificados; uno superficial entre los 10-50 metros, un intermedio localizado al nivel del mar con temperaturas entre 150-200°C y el correspondiente al reservorio salino profundo ubicado desde -800 a -1800 msnm, con temperatura del orden de los 300 °C.

El campo cuenta actualmente con 38 pozos perforados, de esos, 14 son productores, 17 son reinyectores en caliente, 2 son reinyectores en frío, 3 están cerrados y 2 son monitores. La temperatura más alta medida en pozos de alrededor de 2000 metros de profundidad y ubicados en el flanco norte del complejo volcánico, es de 305°C.

Con base en datos de la geovulcanología, las anomalías del gas hidrógeno y la distribución de temperaturas medidas en los pozos, se han identificado dos zonas de ascenso, una en la zona de los cráteres del complejo volcánico y la otra ubicada en el área de los pozos direccionales A-1 y A-2. Los fluidos profundos se mueven desde el sur hacia el noroeste siguiendo un sistema de estructuras con dirección NO-SE.

El reservorio está alojado en una secuencia de lavas andesíticas y tobas compactas fracturadas, las cuales presentan una fuerte alteración hidrotermal (facie propilítica). Es un acuífero salino del tipo cloruro sódico neutro, con temperaturas de los geotermómetros catiónicos en el rango de 260 a 300 ° C, y de 340 a 350 ° C con geotermómetros de gases. El espesor de este reservorio, estimado a partir de las anomalías MT y la correlación de registros de temperatura medidas (perfiles de T-recuperación térmica), está en un rango de 600 a 1000 m.

Identificado por las perforaciones de la zona sur en un rango de elevaciones promedios de -800 a -1700 msnm, el reservorio es clasificado como de líquido dominante. Las temperaturas medidas en los pozos profundos (entre estos los pozos direccionales A-1 y A-2) se encuentran en un rango de 250 y 310°C.

A partir del año 2003, se comenzó a observar la aparición de incrustaciones de metales pesados (plomo, zinc, cobre y hierro) en las instalaciones superficiales asociadas con los pozos direccionales A-1 y A-2. Según la información proporcionada por la empresa concesionaria que opera el campo geotérmico, el origen de estos minerales no proviene de la corrosión del casing de los pozos, ya que la composición de aleación no contiene plomo ni zinc. Se cree que la concentración de los metales proviene de la erosión o lixiviación del complejo volcánico donde se ubica el sistema geotérmico.

Según información proporcionada, en el año 2011, el pozo direccional A-2 presentó una disminución en la producción de agua y de vapor, comparado con los datos históricos reportados desde el año 2004. Debido a esto, se programó una estimulación química que fue realizada en diciembre de 2011 con el objetivo de limpiar la zona de 1650-1800 m. Posterior a la estimulación química y después de ser descargado, un reconocimiento del agujero con barra de peso registró asentamiento a la profundidad de los 1459 m, evidenciando la presencia de materiales, probablemente desalojados del pozo a través de las descargas previas realizadas. Se realizó un muestreo de sólidos en el tope detectado y según análisis por difracción de rayos X, se trataron de sulfuros de plomo, zinc y hierro. De todas las hipótesis planteadas, la más probable es que el asentamiento a los 1459 m, se debió a un desprendimiento de materiales (sulfuros de hierro, plomo, zinc y cobre), los cuales se encontraban recubriendo la tubería de producción en forma de una capa de 4-8 mm.

Los pozos direccionales A-1 y A-2 se encuentran en la misma plataforma y se ha observado una diferencia en las cantidades y concentraciones de sulfuros de plomo, zinc y hierro y en los óxidos de dichos metales, por lo cual es de interés conocer si existe diferencia en las concentraciones en el reservorio de cada uno de los pozos, para



correlacionarlo con los datos de potencial de incrustaciones de minerales calculados, versus minerales de sulfuros de metales pesados observados en instalaciones superficiales.

JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

El campo geotérmico de estudio presentó desde el año 2003 la aparición de sulfuros de metales de plomo, hierro, zinc y cobre, además de óxidos de dichos metales en las instalaciones superficiales de cabezal, líneas de acarreo, separador ciclónico y tanque de agua. Este comportamiento se desvía del histórico desde el inicio de la operación de la planta en 1992 y genera inconvenientes de reducción de diámetro de las tuberías de los pozos, debido a la incrustación de los minerales sulfurosos en las paredes de los mismos.

Se ha identificado que los pozos direccionales A-1 y A-2 son pozos donde la concentración de los sulfuros metálicos es mayor. Es de interés reconstruir la química del reservorio asociado a ellos, para poder comparar si el resultado de las simulaciones indica que desde la profundidad hay una presencia de las especies químicas de interés. Además, con la información obtenida a partir de las simulaciones, puede describirse el estado termodinámico del fluido y evaluar el potencial de corrosión, para determinar si este puede afectar significativamente el material de las instalaciones superficiales.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Correlacionar los datos químicos de agua, gases, metales pesados y pH, además de los datos mineralógicos del reservorio asociado con los pozos direccionales A-1 y A-2 de un campo geotérmico, con la deposición de minerales en los elementos superficiales de separador ciclónico, tanque de agua y vertedero, para determinar la magnitud del potencial de corrosión en dichos elementos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Reconstruir la composición química de los pozos A-1 y A-2 de un campo geotérmico a condiciones de reservorio en los programas PHREEQC Interactive 3.3.8 y WATCHWORKS (para Windows 3.1, Windows 95 o Windows 98), para identificar y evaluar el mayor potencial de incrustación, con énfasis en sulfuros metálicos.
2. Realizar la evaluación termodinámica de potencial de corrosión de los pozos A-1 y A-2, mediante la construcción del diagrama de Pourbaix en el programa HSC 6.0.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. CONCEPTOS SOBRE GEOTERMIA

La geotermia se refiere al calor natural existente en el interior de la Tierra, así como al estudio y uso de la energía calorífica que por conducción a través de la roca o transportada por fluidos, se desplaza desde el interior de la corteza terrestre hacia niveles superficiales de la misma, para formar reservorios (OLADE, 1994).

La energía almacenada en forma de calor en las rocas y en acuíferos situados cerca de la superficie, en ciertos casos es susceptible a ser aprovechada mediante la perforación de pozos de hasta 3 km de profundidad, en la generación de electricidad, calefacción, refrigeración, agricultura, acuicultura, etc. Cuando esto sucede en condiciones rentables, el reservorio y las instalaciones superficiales constituyen lo que se denomina campo geotérmico (OLADE, 1994).

El sistema geotérmico consiste de un cuerpo de roca y fluido caliente, o solo roca caliente, en una situación hidrológica particular. El fluido es esencialmente agua meteórica, agua de mar o una mezcla de ambas. Algunos fluidos geotérmicos contienen una cantidad significativa de volátiles magmáticos (Arnórsson, Stefánsson, & Bjarnason, 2007)

La circulación del fluido en el sistema geotérmico es esencialmente dirigida por la diferencia de densidad, cuando las temperaturas en la base de la celda convectiva superan los 150°C. La fuente de calor del sistema geotérmico generalmente está asociado a una cámara magmática activa o en enfriamiento y en última instancia en la energía liberada por el decaimiento radiactivo de elementos como el uranio, torio y potasio (Arnórsson, Stefánsson, & Bjarnason, 2007). En la figura 1.1 se muestra el esquema de un sistema geotérmico.

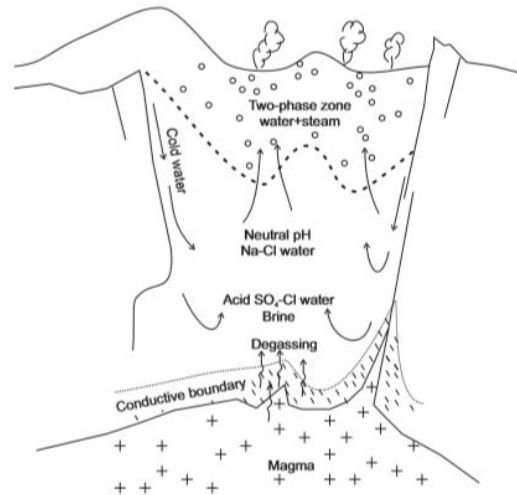


Fig. 1.1. Sistema geotérmico (Arnórsson, Stefánsson, & Bjarnason, 2007).

Los sistemas geotérmicos pueden clasificarse según su temperatura en recursos de alta o baja entalpía, según el ambiente geológico en volcánicos o no volcánicos y según la dominancia de la fase que se encuentra en el reservorio, en líquido dominante o vapor dominante (Arnórsson, Stefánsson, & Bjarnason, 2007).

Generalmente los sistemas de alta temperatura son volcánicos y los de baja temperatura son no volcánicos. En los líquido dominante, la mayor parte del fluido es agua líquida, mientras que, en los vapor dominante, hay un mayor volumen de vapor que llena los canales permeables y el agua ocupa los espacios intergranulares (Arnórsson, Stefánsson, & Bjarnason, 2007).

El fluido de alta temperatura almacenado en el subsuelo es extraído a través de pozos, generalmente para su aprovechamiento en plantas geotérmicas de alta temperatura, las cuales son convertidores de energía, que convierten la alta temperatura geotérmica en electricidad. Estas plantas utilizan turbinas de contrapresión o de condensación para transformar la energía del calor y de la presión en el vapor, a energía mecánica; luego, un generador convierte la energía mecánica en eléctrica (Kwambai, 2014).

El fluido que sale del pozo generalmente es una mezcla de líquido y vapor, se recibe en la superficie en un separador ciclónico, el cual es un contenedor cilíndrico orientado verticalmente donde ambas fases se separan debido a su diferencia de densidad (DiPippo, 2012). El vapor se dirige hacia la turbina a través de tuberías aisladas que son diseñadas para minimizar las pérdidas de presión y de calor. Estas tienen trampas de vapor para coleccionar y remover el condensado que pueda formarse en el recorrido (Kwambai, 2014).

Antes de entrar a la turbina, el vapor pasa por un colector de humedad, luego se dirige a través de válvulas gobernadoras hacia el inyector que lo dirige a la primera columna de álabes giratorios. El vapor se expande a través de una serie de álabes rotatorios y fijos, donde parte de la energía se transforma en energía mecánica, al girar el rotor de la turbina. El rotor hace girar al generador, el cual transforma la energía mecánica, en energía eléctrica (Kwambai, 2014).

El vapor geotérmico tiene una cantidad variada de gases no condensables, en las turbinas de condensación estos deben extraerse para mejorar la eficiencia del condensador y de la turbina, mediante el uso de un sistema de extracción de gases que puede ser un eyector, bombas de vacío o un sistema híbrido (Kwambai, 2014).

Finalmente para que exista una operación segura de la planta geotérmica, se usa un sistema de control que regula la velocidad rotacional de la turbina, para que la frecuencia de la electricidad producida en el generador, se mantenga dentro de los límites de diseño (Kwambai, 2014).

En la figura 1.2 se muestra un esquema de una planta geotérmica de alta temperatura, que utiliza una turbina de condensación.

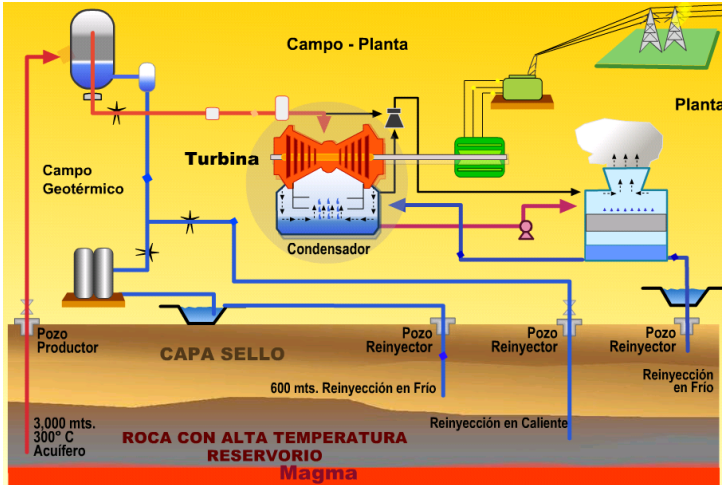


Fig. 1.2 Ilustración del funcionamiento de una central geotérmica (LaGeo, 2016).

1.2. MINERALES EN FLUIDO GEOTÉRMICO

1.2.1. MINERALOGÍA DE ALTERACIÓN

Los minerales son los productos de los procesos físicoquímicos naturales y los componentes de las rocas y diferentes yacimientos que se forman debido a procesos geológicos que pueden estar relacionados y encontrados en el reservorio donde se da origen el fluido geotérmico de interés (García & Hernández, 2016). Los minerales de interés en geotermia son los que provienen por fenómenos endógenos, es decir todo aquello proveniente de la energía térmica de la Tierra, ya que los minerales encontrados están disponibles en los reservorios de los pozos geotérmico, pues están vinculados a la actividad magmática o cambios en las rocas metamórficas que transcurren a altas temperaturas y presiones (García & Hernández, 2016).

1.2.2. ÍNDICES DE SATURACIÓN

El término incrustación se refiere al depósito de minerales provenientes del agua geotérmica o salmuera, que contiene moléculas en suspensión que no pueden ser disueltas en el agua por estar sobresaturada con respecto a ese mineral. Cada sistema geotérmico tiene diferentes problemas de incrustación, debido a la distinta composición, cantidad y carácter físico del agua geotérmica (Salazar, 2007). Los problemas de incrustación y corrosión tienen un alto impacto en la infraestructura utilizada para la producción y conducción del fluido geotérmico debido a que afecta la eficiencia de operación, que genera

pérdidas económicas que disminuyen la oportunidad de negocio (Salazar, 2007)

Para poder cuantificar la precipitación y la disolución de minerales se utiliza el índice de saturación, definido por la ecuación 1:

$$IS = \log \frac{Q}{K_{sp}}$$

Ec. 1.
(Barja, 2014)

Donde:

Q : es el coeficiente de reacción.

K_{sp} : es la constante de equilibrio.

El índice de saturación es una medida para describir y predecir los estados de saturación de los minerales, así como para predecir el potencial de incrustación. Si el $IS > 1$, la solución se encuentra sobresaturada; si el IS es igual a 0, la solución se encuentra en equilibrio con el mineral y si el $IS < 0$, entonces la solución está insaturada. Teóricamente,

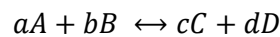


si el $IS > 1$, inicia el proceso de precipitación de ciertos minerales, pero se requiere que el fluido alcance cierto nivel de sobresaturación para que los minerales en tiempo inicien la precipitación de los mismos (Barja, 2014).

La temperatura es el factor más importante en la determinación de saturación de los minerales, debido a que muchos minerales incrementan la solubilidad pero otros minerales tienen un proceso retrógrado debido a que la solubilidad disminuye con la temperatura. El segundo factor más importante es el pH que afecta a ciertos minerales (Barja, 2014).

1.2.3. SOLUBILIDAD DE LOS MINERALES

La solubilidad de un mineral en el agua está controlada por factores tales como la temperatura, presión, pH, potencial redox (Eh) y la relativa concentración de otras sustancias (Fagundo & González, 2005). Debido a ello, la disolución de un mineral o precipitación a partir de una solución saturada está regida por la Ley de Acción de las masas, la cual se forma de la siguiente ecuación (ecuación 2):



Ec. 2.
(Fagundo & González, 2005)

Y en condiciones de equilibrio, la ecuación 3 indica el cálculo de coeficiente de solubilidad.

$$Kps = \frac{[C]^c [D]^d}{[A]^a [B]^b}$$

Ec. 3.
(Singh, 2015).

Donde:

Kps : Constante termodinámica de equilibrio.

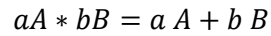
A y B : Compuestos reaccionantes.

C y D : Productos de la reacción.

a, b, c y d : Número de moles.

El producto de solubilidad (Kps) es un concepto físicoquímico que puede ser utilizado para estimar la concentración de los iones disueltos en los procesos de disolución de minerales.

En este caso, aplicando la ecuación de equilibrio químico como la ecuación 4:



Ec. 4.
(Fagundo & González, 2005)

Donde:

$aA * bB$: Fórmula empírica del mineral.

Aplicando la Ley de Acción de Masas, el producto de solubilidad queda expresado como (ecuación 5):

$$Kps = a_A^a a_B^b$$

Ec. 5.
(Fagundo & González, 2005)

La actividad de una sustancia "x" en general se define como se muestra en la ecuación 6:

$$a_x = \gamma_x m_x$$

Ec. 6.
(Fagundo & González, 2005)

Donde:

m_x : Molalidad de la sustancia "x" (concentración molar).

γ_x : Coeficiente de actividad de la sustancia "x".

La molaridad se calcula a partir de la concentración de la sustancia "x" y de la masa molar de la sustancia, como lo indica la ecuación 7.

$$m_x = \frac{ppm_x}{M_{mx}}$$

Ec. 7.
(Fagundo & González, 2005)

Para el cálculo de coeficiente de actividad de un ion, se puede utilizar la ecuación 8 de Debye –Hückel:

$$-\log \gamma_x = \frac{AZ_i^2 \sqrt{\mu}}{1 + a_i^o B \sqrt{\mu}}$$

Ec. 8.
(Fagundo & González, 2005)

Donde:

γ_x : Coeficiente de actividad.

A y B: Parámetros que dependen de la temperatura

Z_j : Valencia del ion "j".

a_i^o : Diámetro eficaz de ion.

μ : Fuerza iónica.

La fuerza iónica se determina por la ecuación de Lewis y Randall, como indica la ecuación 9:

$$\mu = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n Z_i^2 m_x \quad \text{Ec. 9.} \quad (\text{Fagundo \& González, 2005})$$

1.2.4. PRODUCTOS DE SOLUBILIDAD DE LOS MINERALES

Es muy importante considerar los efectos termodinámicos de las depositaciones que se convierten en problemas de incrustación en los campos geotérmicos (Amjad & Demadis, 2015). Ciertas depositaciones se forman en el sistema geotérmico mediante reacciones de alta velocidad, tan pronto que las condiciones de mineral se convierten en supersaturadas, donde la incrustaciones pueden presentar una solubilidad regresiva o solubilidad retrógrada, en la que que la precipitación de dichas condiciones puede darse de manera instantánea. Esto significa que la incrustación se deposita en la superficie tan pronto que la condiciones de sobresaturaciones sean conocidas formando una depositación de espesor determinado en un periodo de tiempo determinado, la cual se debe llevar un control del espesor en el tiempo (Amjad & Demadis, 2015). En la tabla 1.1 se adjuntan las ecuaciones que relacionan los productos de solubilidad de minerales depositados en pozos geotérmicos.

Tabla 1.1. Tabla de productos de solubilidad de minerales en pozos geotermicos (Amjad & Demadis, 2015).

Mineral	Symbol	Dissolution reaction	Log K (T in K)
1. Andradite	and	$\text{Ca}_3\text{Fe}_2\text{Si}_3\text{O}_{12} + 4\text{H}^+ + 8\text{H}_2\text{O}_{(l)} = 3\text{Ca}^{+2} + 2\text{Fe}(\text{OH})_4^- + 3\text{H}_4\text{SiO}_4^0$	$+940.225 - 15419.3/T + 0.58092T - 2.971X10^{-4}T^2 - 421.727\log T$
2. Anhydrite*	anh	$\text{CaSO}_4 = \text{Ca}^{+2} + \text{SO}_4^{-2}$	$+78.414 - 3247.2/T - 9.03X10^{-7}T^2 - 28.723\log T$
3. Calcite	cal	$\text{CaCO}_3 + 2\text{H}^+ = \text{Ca}^{+2} + \text{H}_2\text{O}_{(l)} + \text{CO}_2(\text{aq})$	$-68.271 + 4385.24/T - 7.525X10^{-3}T + 25.856\log T$
4. Clinozoisite	czo	$\text{Ca}_2\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_{12}(\text{OH}) + 12\text{H}_2\text{O}_{(l)} = 2\text{Ca}^{+2} + 3\text{Al}(\text{OH})_4^- + 3\text{H}_4\text{SiO}_4^0 + \text{OH}^-$	$+36.052 - 6854.78/T + 0.13236T - 1.3749X10^{-4}T^2 + 33.508\log T$
5. Epidote	epi	$\text{Al}_2\text{FeSi}_5\text{O}_{12}(\text{OH}) + 12\text{H}_2\text{O}_{(l)} = 2\text{Ca}^{+2} + \text{Fe}(\text{OH})_4^- + 2\text{Al}(\text{OH})_4^- + 3\text{H}_4\text{SiO}_4^0 + \text{OH}^-$	$+893.547 - 27077.4/T + 0.154124T - 3.022X10^{-4}T^2 - 398.38\log T$
6. Grossular	gro	$\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_{12} + 4\text{H}^+ + 8\text{H}_2\text{O}_{(l)} = 3\text{Ca}^{+2} + 2\text{Al}(\text{OH})_4^- + 3\text{H}_4\text{SiO}_4^0$	$-571.662 + 17623.7/T - 0.14343T - 203.808\log T$
7. Magnetite	mag	$\text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2\text{O}_{(l)} = \text{Fe}^{+2} + 2\text{Fe}(\text{OH})_4^-$	$+949.951 - 24258.2/T + 0.51474T - 2.402X10^{-4}T^2 - 417.136\log T$
8. Prehnite	pre	$\text{Ca}_2\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_{10}(\text{OH})_2 + 10\text{H}_2\text{O}_{(l)} = 2\text{Ca}^{+2} + 2\text{Al}(\text{OH})_4^- + 3\text{H}_4\text{SiO}_4^0 + \text{OH}^-$	$+833.95 - 25642.8/T + 0.5035T - 2.941X10^{-4}T^2 - 369.297\log T$
9. Pyrite	pyr	$\text{FeS}_2 + 2\text{H}^+ + \text{H}_2(\text{aq}) = \text{Fe}^{+2} + 2\text{H}_2\text{S}^0_{(l)}$	$-1.397 - 461.3/T - 9.128X10^{-4}T + 1.626\log T$
10. Pyrrhotite	pyrr	$\text{FeS} + 2\text{H}^+ = \text{Fe}^{+2} + \text{H}_2\text{S}^0_{(aq)}$	$-3.043 + 1579.06/T - 1.987X10^{-3}T + 0.12\log T$
11. Quartz	qtz	$\text{SiO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}_{(l)} = \text{H}_4\text{SiO}_4^0$	$-34.188 + 197.47/T - 5.851X10^{-6}T^2 + 12.245\log T$
12. Wollastonite	wol	$\text{CaSiO}_3 + \text{H}_2\text{O}_{(l)} + 2\text{H}^+ = \text{Ca}^{+2} + \text{H}_4\text{SiO}_4^0$	$-127.096 + 8151.38/T - 2.981X10^{-2}T + 49.282\log T$

* sources of thermodynamic data are as outlined by Arnórsson and Stefánsson (1999) and Karingithi et al. (2010), * from Gudmundsson and Arnórsson (2005).

Se observa que las ecuaciones de los productos de solubilidad son dependientes de la temperatura, por lo cual este es un parámetro físico que influye en la solubilidad de un mineral en un medio acuoso.

1.3. CORROSIÓN

La corrosión se define como el ataque destructivo de un metal causado por las reacciones químicas o electroquímicas entre este y su medio ambiente; el deterioro causado por factores físicos no es considerado como corrosión, sin embargo se describe como erosión o desgaste; sin embargo, el ataque químico acompaña al deterioro físico. Es necesario mencionar que comúnmente el termino corrosión se utiliza para el deterioro de metales, por lo que, el deterioro de los plásticos, la madera o el granito se denominan de manera distinta (Ravie & Uhlig, 2008).

1.3.1. TIPOS DE CORROSIÓN

Existen cinco tipos principales de corrosión en base a la apariencia superficial o a la alteración física presente en el metal (Ravie & Uhlig, 2008); dichos tipos de corrosión son:

- **Corrosión general o uniforme:** es conocida por la pérdida regular del metal superficial, lo cual produce un adelgazamiento uniforme; generalmente, para este tipo de corrosión, la tasa de pérdida de material inicial es mayor que las tasas de pérdida de material posteriores. Algunos ejemplos de la corrosión uniforme son: La aparición de herrumbre en el hierro, la pérdida de brillo en la plata, la nebulización del níquel y la oxidación a altas temperaturas de varios metales.
- **Corrosión por picadura:** Es un tipo de ataque corrosivo localizado, siendo la tasa de corrosión mucho mayor en ciertas áreas, que otras. Se produce en zonas de baja o casi nula corrosión generalizada, donde la reacción anódica produce unas pequeñas picaduras en el cuerpo. Ocurre como un proceso de disolución anódica local donde la pérdida de metal es acelerada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor.
- **Corrosión por fricción:** Este tipo de corrosión es otro tipo de corrosión por picadura, se produce por el movimiento relativamente pequeño (como una vibración) de dos sustancias en contacto, de las que una o ambas son metales. Este movimiento genera una serie de picaduras en la superficie del metal, las que son ocultadas por los productos de la corrosión y sólo son visibles cuando ésta es removida.
- **Corrosión selectiva, descincado y de partición:** Como el nombre lo indica, la corrosión selectiva es la remoción selectiva de uno o varios elementos de una aleación de solución sólida, generalmente en forma de iones. El descincado es un tipo de corrosión selectiva que ocurre en las aleaciones de zinc, en donde dicho

elemento se corroe de manera preferencial, dejando una capa similar a la aleación primitiva y productos de corrosión.

- **Corrosión de partición:** La corrosión de partición es semejante a la llamada corrosión por descincado. En este caso, actúa sólo sobre metales nobles como al Plata-Cobre o Cobre-Oro. La parte más nociva de esta clase de ataques está en el hecho de que la corrosión del metal involucrado genera una capa que recubre las picaduras y hace parecer al metal corroído como si no lo estuviera, por lo que es muy fácil que se produzcan daños en el metal al someterlo a una fuerza mecánica.
- **Corrosión intergranular:** Es un tipo de ataque de corrosión localizado que se da en los límites de grano de un metal, lo cual resulta en una pérdida de resistencia y de ductilidad. En este tipo de corrosión, los límites de grano de un material de área limitada, los cuales actúan como ánodos, están en contacto con granos de una mayor área, los cuales actúan como cátodos.
- **Agrietamiento:** Si un metal se agrieta debido a esfuerzos de tensión en un ambiente corrosivo, ya sean repetidos o alternados, se dice que este ha fallado por fatiga por corrosión. Ante la ausencia de un ambiente corrosivo, el metal no fallará por un indefinido número de ciclos (se podría considerar un número infinito de ciclos), siempre y cuando se encuentre sometido a cargas menores al límite de fatiga. Sin embargo, en un medio corrosivo, no existe un límite de fatiga real, por lo tanto, el metal puede fallar después de un determinado número de ciclos, incluso cuando el esfuerzo sea muy pequeño. Los diferentes ambientes corrosivos son muchos y están sin ser especificados.

1.3.2. CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

La corrosión electroquímica se considera como el modo más común de ataque a los metales y ocurre generalmente en un medio acuoso donde hay iones en el agua; al estar presentes dichas condiciones, se crea un circuito conocido como celda electroquímica.

La corrosión de un metal toma lugar debido al intercambio de electrones entre un ánodo y un cátodo que están “conectados” eléctricamente y sumergidos en un electrolito líquido. A continuación se describen estos cuatro componentes de la celda electroquímica (García & Hernández, 2016).

- **Ánodo:** El ánodo es el electrodo a través del cual la carga positiva pasa hacia el electrolito, esto quiere decir que cede electrones y por lo tanto se corroe.
- **Cátodo:** El cátodo es el electrodo hacia el cual llega la carga positiva proveniente del electrolito, por lo que termina ganando electrones y debido a una reacción química, se termina creando un subproducto en él.

- **Conexión directa entre ánodo y cátodo:** Debido a esta conexión directa se da el intercambio de electrones entre el ánodo y el cátodo y, por lo tanto, también ocurre la reacción química.
- **Electrolito líquido:** El electrolito líquido se encuentra en contacto tanto con el ánodo como con el cátodo, este tiene que ser un conductor y por lo tanto permite que se cierre el circuito. Proporciona el medio para que los iones metálicos salgan de la superficie del ánodo y asegura que se muevan al cátodo para aceptar electrones.

En un medio ácido se pueden dar las siguientes semirreacciones: La reacción de oxidación (anódica) y la reacción de reducción (catódica).

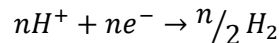
La ecuación 10 define la reacción anódica para un metal en general:



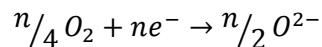
Ec. 10
(Farias, 1995)

En donde: *Me* representa cualquier metal, *n* es el número de electrones transferidos y *e⁻* representa a los electrones.

Las ecuaciones 11 y 12 representan la reacción catódica que ocurre debido a un medio acuoso, en donde están involucrados los iones H⁺ del agua o de los ácidos en solución y del oxígeno disuelto.

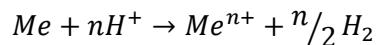


Ec. 11
(Garcia & Hernández, 2016)

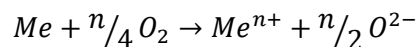


Ec. 12
(Garcia & Hernández, 2016)

Como resultado de la suma de la reacción anódica y catódica se obtiene la reacción neta, la cual se define por las ecuaciones 13 y 14:



Ec. 13
(Garcia & Hernández, 2016)

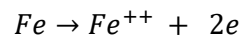


Ec. 14
(Garcia & Hernández, 2016)

Es importante recordar que cualquier metal se puede oxidar, aunque siempre habrán algunos que tengan mayor tendencia a hacerlo comparado con otros, como por ejemplo el oro y el platino, los cuales se encuentran de forma elemental en la corteza terrestre, mientras que otros metales como en el caso del cobre y el hierro se encuentran formando compuestos con otros elementos (Farias, 1995). Para el caso del hierro, este constituye la

base de materiales utilizados en una instalación de geotermia de baja o mediana entalpia, y el estado de oxidación es más estable que el de reducción en condiciones normales, es decir, que el hierro tenderá a volver a este estado de oxidación iniciando el proceso. Solamente los productos de corrosión, dependiendo del estado en que ellos se encuentren (pasivación, inmunidad u oxidación); tenderán a frenar o anular el fenómeno (Ministerio de Industria y Energía, 1982).

La reacción de oxidación del hierro se puede esquematizar de la siguiente manera en la ecuación 15:



Ec. 15
(Ministerio de Industria y
Energía, 1982)

La oxidación que puede proseguir oxidación que puede proseguir como la ecuación 16:



Ec. 16
(Ministerio de Industria y
Energía, 1982)

La aparición de iones Fe^{++} o Fe^{+++} depende de las circunstancias de corrosión que determinación el tipo de corrosión a aparecer (Ministerio de Industria y Energía, 1982).

1.3.3. TERMODINÁMICA DE CORROSIÓN

La termodinámica permite predecir si un metal está propenso a presentar corrosión, sin embargo, puesto que su análisis se basa en ecuaciones de equilibrio, no se puede determinar la velocidad a la que el proceso de corrosión se dará, es necesario entender el papel de la termodinámica en el proceso de corrosión y es por eso que se deben tener claros conceptos como: la energía libre de Gibbs, el potencial redox y además los diagramas de Pourbaix.

Energía libre de Gibbs en la corrosión de materiales: El cambio energético que implica una reacción en un material específico es de suma importancia para conocer si la corrosión será espontánea, es decir, conocer las condiciones de energía del metal antes y después de la reacción. La energía de un sistema se puede medir en términos de la energía libre (G). Se pueden presentar tres casos (García & Hernández, 2016):

- Cuando ΔG es positivo: En este caso, el metal es activo y puede corroerse.
- Cuando ΔG es positivo pero hay pasivación: A pesar de que inicialmente la reacción es espontánea, la formación de una capa protectora no permite que la corrosión se dé.

- Cuando ΔG es cero o negativo: El metal no reacciona, es indiferente a los agentes agresivos del medio.

El cambio de la energía libre se expresa en la ecuación 17 de la siguiente manera:

$$\Delta G = \sum n_i \mu_i(\text{estado final}) - \sum n_i \mu_i(\text{estado inicial}) \quad \text{Ec. 17} \quad (\text{García \& Hernández, 2016})$$

En donde $\sum n_i \mu_i$ es la sumatoria de los potenciales químicos de cada compuesto al inicio y al final. Si ΔG es negativo, quiere decir que se está pasando de un estado de mayor energía a uno de menor energía y por lo tanto el proceso es espontáneo y se libera energía. Si el cambio de la energía libre es el trabajo reversible total que se puede realizar, entonces se tiene la ecuación 18:

$$-\Delta G = \Delta W \quad \text{Ec. 18} \quad (\text{García \& Hernández, 2016})$$

Si la reacción es espontánea, el cambio de energía libre es negativo, debido a eso, el signo en la ecuación 18.

Si en una reacción hay desplazamiento de electrones del cátodo al ánodo, esto implica la existencia de un trabajo que provoca este movimiento, dicho trabajo se conoce como trabajo eléctrico (W_e) y se define como la carga total transportada multiplicada por la diferencia de potencial entre los electrodos y se expresa como la ecuación 19.

$$\Delta W_e = nFE \quad \text{Ec. 19} \quad (\text{García \& Hernández, 2016})$$

En donde n es el número de electrones implicados en la reacción, F es la constante de Faraday y E el potencial del proceso.

Ya que el trabajo eléctrico es el único trabajo que se puede obtener de una reacción electroquímica, el cambio de energía libre es igual al trabajo eléctrico 20.

$$-\Delta G = nFE \quad \text{Ec. 20} \quad (\text{García \& Hernández, 2016})$$

El potencial redox (Eh): Representa la habilidad de aceptar o donar electrones en una reacción de óxido-reducción. Este potencial está tabulado para varias semirreacciones, entre las cuales se encuentran las de los metales más usados, sin embargo dicho potencial está determinado bajo condiciones estándar, es decir, a 25 °C, 1 M, presión de 101.325Pa (en caso de los gases) y a un pH de 7 (Chaplin, 2015) Cuando se tienen las reacciones bajo condiciones diferentes a la estándar, el potencial redox se calcula, para cada electrodo, a partir de la ecuación de Nernst (ecuación 21):

$$E = E^0 + \frac{RT}{nF} \text{Log}(Q)$$

Ec. 21
(García & Hernández, 2016)

En donde E^0 es el potencial redox estándar, R es la constante de gases ideales, n el número de electrones transferidos, F la constante de Faraday (96,485 C mol⁻¹) y Q es el cociente de reacción. El cociente de reacción se calcula a partir de la ecuación 22, conocida como ecuación de reacción:

$$Q = \frac{[C]^c [D]^d}{[A]^a [B]^b}$$

Ec. 22
(García & Hernández, 2016)

Para el caso de una reacción de la forma: $aA + bB \rightarrow cC + dD$, donde $[A]$ indica la concentración molar de la especie A en un determinado momento y a el coeficiente estequiométrico de la misma.

Se ha tomado como referencia el potencial de la semirreacción de formación de hidrógeno a partir del ion hidronio (o viceversa), de manera que a condiciones estándar, este es de 0 V. A partir de esa referencia, “un potencial redox positivo indica la habilidad de aceptar electrones y un potencial redox negativo indica la habilidad de donar electrones bajo las condiciones de medición. El potencial de electrodo no se puede determinar individualmente sino solo como parte de una celda que contenga dos electrodos, en donde el potencial total es la suma del potencial de cada uno” (Chaplin, 2015).

Para estudiar la corrosión, se tienen que tomar en cuenta que en ella participan dos sistemas, los cuales son un material y un medio. El sistema más noble (el que se reduce) es el que corroe al sistema menos noble (el que se oxida). Si el potencial del material es menor (menos noble) que el del medio, el material será atacado, por el contrario, el material estará en condiciones de inmunidad si su potencial es mayor (más noble) que el del medio.

Diagramas de Pourbaix: Dichos diagramas son una representación gráfica de la estabilidad termodinámica de las especies de un metal en un medio específico. Son gráficos cuyas abscisas están ocupadas por el potencial y las ordenadas por el pH, por este motivo

también son conocidos como diagramas Eh-pH. En este diagrama se tienen en cuenta los equilibrios químicos y electroquímicos y define el dominio de estabilidad para el electrolito (que suele ser agua), el metal y los compuestos (productos) relacionados, como óxidos, hidróxidos e hidruros. La ecuación de Nernst toma un papel crucial para la elaboración de

estos diagramas (Muñoz Portero, 2012). En la figura 1.3 se observa un ejemplo de este tipo de diagramas para el níquel en un medio que solo consiste en agua pura.

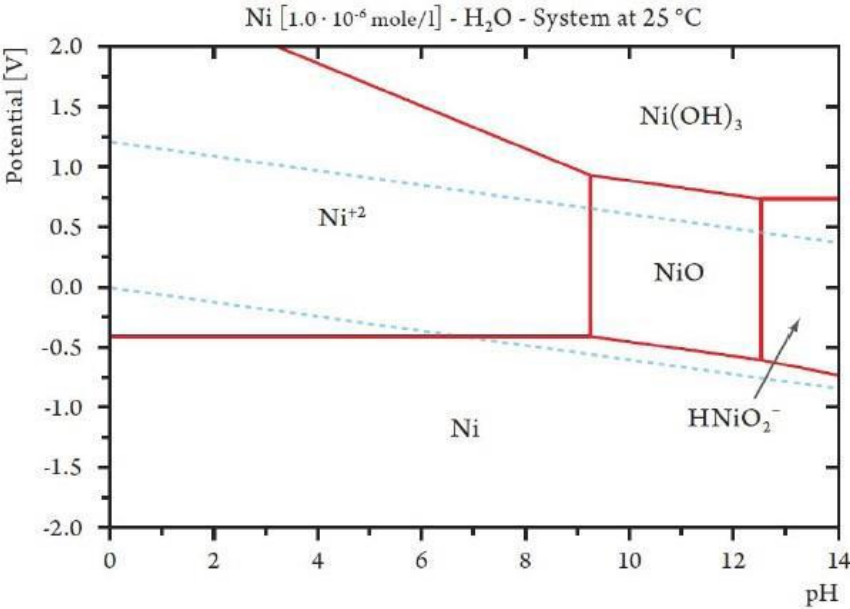


Fig. 1.3. Diagrama de Pourbaix para un sistema Niquel-Agua a 25°C. (Møller, Rasmussen, & Köhler, 2013).

En los diagramas de Pourbaix existen tres tipos de líneas: horizontales (no hay dependencia del pH, solo del potencial), verticales (no hay dependencia del potencial, solo del pH) e inclinadas (hay una dependencia de ambas propiedades). Cada una de esas líneas viene dada por la ecuación de Nernst para cada semirreacción posible para el metal en el medio en el que se encuentra. A continuación hay un ejemplo de los tipos de semirreacción químicas que generan estas líneas.



Se puede observar que la ecuación 23 no depende de los iones H⁺, por lo tanto es independiente al pH y forma una línea horizontal; mientras que la ecuación 24 depende tanto del potencial redox como del pH (línea inclinada) y la ecuación 25 es independiente

al potencial redox y para calcularla se utilizan las ecuaciones de la constante de equilibrio de una reacción.

La dependencia del potencial redox y el pH en la ecuación de Nernst se logra apreciar cuando en el término de $\text{Log}(Q)$, de la ecuación 21, aparece la concentración de iones H^+ en solución ya que:

$$pH = -\text{Log}[H^+] \quad \text{Ec. 26} \quad (\text{García \& Hernández, 2016})$$

En la figura 1.4 se pueden observar varias áreas, cada una representa la especie del hierro estable a las condiciones de potencial y pH en las que se encuentra, estableciéndose así, zonas de inmunidad, corrosión y pasivación. Según Muñoz Portero (2012) “si el metal en su forma elemental es la fase termodinámicamente estable, esto indicará condiciones de inmunidad. La corrosión ocurrirá si un catión soluble del metal es la fase termodinámicamente estable. Si un anión complejo soluble del catión en medio alcalino es la fase termodinámicamente estable, lo que ocurre en el caso de metales anfóteros, como por ejemplo, hierro, aluminio, zinc, etc., esto indicará condiciones de corrosión alcalina. La pasivación ocurrirá si un compuesto sólido del metal es la fase termodinámicamente estable, como por ejemplo, óxido, hidróxido o hidruros. Esta es la razón por la cual habitualmente en los estudios de corrosión los diagramas de Pourbaix aparecen de forma simplificada mostrando las regiones descritas y sin precisar cuáles son las especies estables en cada condición”. En base al fragmento anterior, en la figura 1.4 se puede observar el diagrama simplificado para el ejemplo descrito:

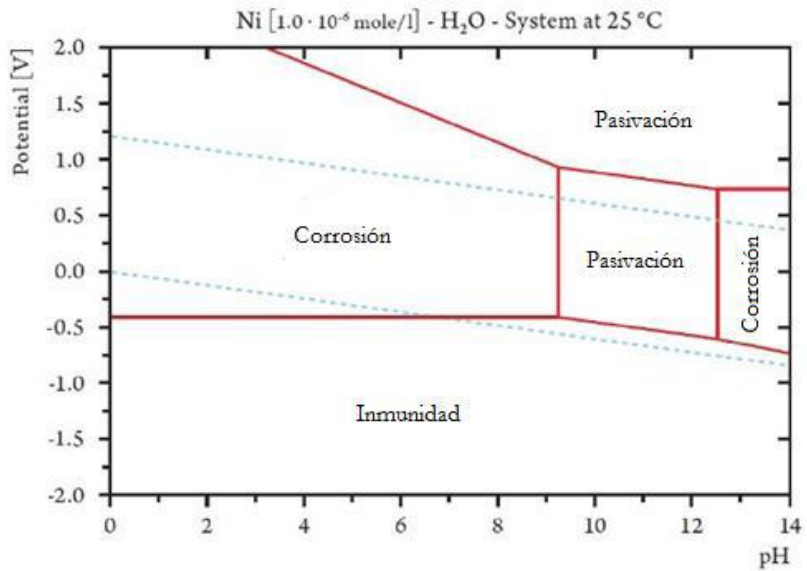


Fig. 1.4. Diagrama de Pourbaix simplificado para un sistema Niquel-Agua a 25°C. (Møller, Rasmussen, & Köhler, 2013).

Usualmente, en el agua a analizar, se encuentran especies que pueden afectar significativamente el comportamiento termodinámico del metal en el medio. Estas especies pueden ser cloruros, bromuros, cianuros, carbonatos, etc. y modifican los diagramas de Pourbaix debido a la formación de productos de estas con el metal involucrado, que son estables en disolución o en sales insolubles. Consecuentemente, en los diagramas aparecen nuevas áreas para las especies iónicas en disolución que ocupan espacios más grandes que sus respectivos en los sistemas de metal-agua (Muñoz Portero, 2012).

1.3.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN DE MATERIALES

Según (ASM, 1996), los tres factores más importantes que influyen en la corrosión de una superficie metálica son:

pH: Dependiendo del rango de pH en el que una solución se encuentra, así cambiará la influencia que éste ejerza sobre una superficie metálica, estos rangos son los siguientes:

- **Condiciones muy ácidas ($\text{pH} < 5$):** En dichas condiciones, la relación que mantiene el pH con la velocidad de corrosión es bastante compleja, puesto que dicha relación depende de las especies presentes y del metal involucrado. Estas condiciones favorecen la corrosión por picaduras, corrosión por grietas y corrosión bajo tensión.
- **Condiciones casi neutras ($5 < \text{pH} < 9$):** Cuando el pH de una solución se mantiene en valores cuya tendencia es a ser neutro, la velocidad de corrosión provocada por una solución acuosa a una aleación es independiente al pH. En estas condiciones, la corrosión es mayormente gobernada por la reducción del oxígeno disuelto. De aquí que, a diferencia de condiciones ácidas, se forman capas de pasivación de magnetita en la superficie de hierro y no se logran disolver. Se debe tomar en cuenta que, aunque el pH no juega un papel importante en la corrosión, aún puede afectar la solubilidad y equilibrio de otros iones que si pudieran tener un rol importante en esta problemática.
- **Condiciones muy básicas ($\text{pH} > 9$):** En muchos casos, una solución con pH muy básico puede aumentar la velocidad de corrosión o causar corrosión a pesar que no existiera a pH menor. Dicha condición se mantiene hasta alcanzar un pH elevado y propicia la corrosión bajo tensión en el acero al carbono.

Temperatura: En términos generales, el incremento de la temperatura en un medio acuoso que propicie la oxidación de un metal, incrementa la velocidad de corrosión. A

manera de ejemplo la corrosión del hierro en presencia de oxígeno disuelto en solución tanto en sistemas abiertos como cerrados. En un sistema cerrado, en donde el oxígeno no deja el líquido, la velocidad de corrosión aumenta casi linealmente desde 40 a 160 °C. Por otro lado, en un sistema abierto, la velocidad aumenta hasta los 80 °C, luego empieza a decrecer.

Esto se debe a que la solubilidad del oxígeno disminuye a menor temperatura. Volviendo al sistema cerrado, al aumentar la temperatura la presión del vapor también lo hace, lo que tiende a mantener al oxígeno aun disuelto. La temperatura también condiciona la constante de ionización del agua: esta aumenta con la temperatura, lo que significa que el pH disminuye si la temperatura aumenta.

Velocidad de flujo: Este factor es una variable compleja, es decir, depende en gran medida del sistema en el que se aplica (material, constituyentes del fluido, propiedades físicas del fluido, geometría y mecanismo de corrosión). En varios sistemas, la velocidad de corrosión está regida por la velocidad de transferencia de especies entre el fluido y la superficie del material. Cuando esto sucede, la velocidad de corrosión se convierte en una función del gradiente de concentración.

1.3.5. ESPECIES CORROSIVAS EN PLANTAS GEOTÉRMICAS

En medio acuoso, las principales especies causantes de los diferentes tipos de corrosión en una superficie metálica son: ion cloruro, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y oxígeno disueltos. Todas estas especies se encuentran en los fluidos geotérmicos en una u otra proporción y de ahí la importancia de conocer la incidencia específica de cada una de ellas en la superficie.

Ion Cloruro: Los problemas más importantes que causa esta especie son el rompimiento de películas pasivantes y corrosión uniforme (debido al incremento en la solubilidad del hierro mediante la formación de complejos altamente solubles de hierro III). El problema con el daño del film protector es que a concentraciones tan bajas (de 5 a 10 ppm), en presencia de oxígeno y a temperaturas mayores a 50 °C, la corrosión bajo tensión puede iniciarse (Hayashi, 1988). En el caso de aceros pobres en carbono y de baja aleación, concentraciones inferiores a 3% tienen poca influencia en la velocidad de corrosión uniforme, sin embargo, a concentraciones de 10 a 30%, el aumento en la velocidad es significativo (Sierra & Pedro, 2016).

Sulfuro de hidrógeno: El efecto principal del sulfuro de hidrógeno en piezas de hierro o aleaciones de hierro, es la corrosión bajo tensión por sulfuro y picadura en zonas de bajo

pH. En este caso, la reacción anódica sigue siendo la oxidación del hierro (a hierro II), mientras que la reacción catódica es la disociación del sulfuro de hidrógeno en iones sulfuro, los cuales se combinan directamente con el metal. Esta especie actúa a concentraciones tan bajas como los 30 ppb, especialmente si hay oxígeno presente (Hayashi, 1988).

Dióxido de carbono: De las cuatro especies tomadas en cuenta, esta es la que menos poder corrosivo presenta. Sus efectos principales son: la contribución a la corrosión uniforme y la disminución del pH del medio. En presencia de cloruro de sodio a más o menos 80°C, presenta una velocidad de corrosión uniforme muy grande, sin embargo a mayor temperatura, se forma una película de carbonato que inhibe la corrosión (Hayashi, 1988). En muchos casos, el factor que controla la corrosión de las líneas de vapor es el bajo pH que resulta del anhídrido carbónico disuelto en el condensado de vapor (Sierra & Pedro, 2016).

Oxígeno: el oxígeno tiene efectos diferentes de corrosión dependiendo de con que especie esté en proporciones relativamente altas en el medio. Con concentraciones bajas de sulfuro de hidrógeno, puede incrementar la acidez del fluido. Junto con los cloruros, el oxígeno puede iniciar la corrosión por tensión a cierta temperatura. El oxígeno por sí solo, además, puede causar corrosión localizada y por picadura (Hayashi, 1988).

El oxígeno puede parecer de manera natural, y en concentraciones bajas en el agua geotérmica, sin embargo, por las operaciones realizadas, es posible la inyección involuntaria de aun más oxígeno al fluido geotérmico, lo que causa un aumento muy significativo en su poder corrosivo. Este problema se incrementa varias veces en los pozos de reinyección al poner el agua geotérmica en contacto con la atmosfera.

2. METODOLOGÍA

Para la realización de todo estudio, investigación o proyecto es importante seguir una secuencia de pasos metódicamente ordenados que faciliten la adquisición de información y el procesamiento de la misma, así como la obtención de resultados y su posterior análisis; en este capítulo se presentan las etapas a seguir para el desarrollo del estudio.

2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

En esta primera etapa se estableció la información necesaria para la ejecución del estudio en cuestión, a ser proporcionada por la empresa concesionaria del campo geotérmico:

- Modelo conceptual del campo geotérmico de estudio.
- Información de datos químicos de agua, gases, metales pesados y pH.

- Datos mineralógicos del reservorio de un campo geotérmico.
- Auscultación y materiales de sistemas de acarreo e instalaciones superficiales.

Dicha información está correlacionada, de tal manera que permitió en una primera instancia conocer las condiciones en las que se encuentra el campo geotérmico en estudio; al estudiar el modelo conceptual, se pudieron identificar las direcciones que siguen los pozos

A-1 y A-2, y de esta manera, se puede comprender el hecho que, aunque ambos pozos estén dentro de la misma plataforma, se comportan de manera diferente y eso se puede verificar al revisar la información química y mineralógica de los pozos. A la información química se le da mucha importancia puesto que, se necesita caracterizar los pozos en estudio con base en los elementos contenidos en el fluido geotérmico, para el posterior tratamiento de dicha información, con el fin de determinar el potencial de corrosión a condiciones de reservorio y de separación.

Finalmente, la revisión de los reportes de auscultación en los materiales utilizados en los sistemas de acarreo e instalaciones superficiales permitió verificar los resultados obtenidos mediante el tratamiento de la información mencionada con anterioridad.

2.2. CARÁCTERIZACIÓN DE POZOS

Luego de obtener los informes de química y mineralogía de los pozos A-1 y A-2, el siguiente paso fue la caracterización del contenido de las diferentes especies químicas que se encuentran en el fluido geotérmico que se extrae de ellos; mediante el ordenamiento de dicha información, se pudieron identificar los sulfuros metálicos que se encuentran en mayor cantidad y cómo varía su comportamiento a través de los años. Con base en la información obtenida de los informes mineralógicos (los cuales se realizan cada dos años), se han seleccionado únicamente los años 2008, 2010, 2012 y 2014 para realizar el procesamiento (simulaciones) respectivo de la información química de los pozos, de esta manera, se pueden comparar los sulfuros que se obtienen mediante las dos fuentes de información existente.

2.3. SIMULACIÓN DE QUIMISMO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras la caracterización química y mineralógica de los pozos, se realizó el procesamiento de la información, para lo cual se utilizaron tres diferentes software, los cuales son: PHREEQC Interactiva Versión 3.3.8, WATCHWORKS (para Windows 3.1, Windows 95 o

Windows 98) y HSC 6.0. Dichas herramientas informáticas permitieron realizar las siguientes tareas:

- Con PHREEQC Interactive Versión 3.3.8 se reconstruyó el quimismo del reservorio para determinar la presencia de los sulfuros metálicos y así compararlos con los que están presente en superficie en base a la información de los informes mineralógicos.
- WATCHWORKS fue utilizado para obtener el pH y el potencial redox; así como también para determinar las cantidades totales de hierro y azufre encontradas en el fluido geotérmico; con la información mencionada anteriormente se pueden construir los diagramas de Pourbaix, los cuales sirven para evaluar el potencial de corrosión de los sulfuros; se evaluarán dos condiciones del fluido las cuales son a temperatura de reservorio y a temperatura de separación.
- Una vez procesada la información con WATCHWORKS se utilizó el programa HSC 6.0 para construir los diagramas de Pourbaix para las mismas condiciones mencionadas anteriormente.

Luego de realizar el proceso mencionado anteriormente se procederá a analizar los resultados y de esta manera obtener conclusiones y aportar recomendaciones con base en lo observado.

3. ANÁLISIS DE DATOS

3.1. GENERALIDADES DE LOS POZOS

De acuerdo con información proporcionada, los pozos A-1 y A-2 son pozos direccionales que se encuentran en la misma plataforma de producción. La perforación del pozo A-1 finalizó en 1998 y la del A-2 en 1999.

En la tabla 3.1 se muestran los principales parámetros de los pozos A-1 y A-2

Tabla 3.1. Datos técnicos de los pozos A-1 y A-2.

Pozo	Rumbo	Profundidad vertical (m)	Temperatura de formación	Temperatura de registros	Entalpía química HSiO ₂ (KJ/kg)
A-1	S-O	2,190	251.45 °C a 1501 m	295°C a nivel del reservorio	1100-1225
A-2	S-E	2,343	282.81 °C a 1583 m	302°C a nivel del reservorio	1175-1275



A partir de los datos observados en la tabla 3.1, se identifica que el pozo A-2 tiene una mayor temperatura comparado con el pozo A-1.

3.2. COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS SEGÚN SU QUÍMICA Y MINERALOGÍA

La empresa concesionaria que opera el campo geotérmico proporcionó los datos de la química, para el periodo de 2008 a 2015, de elementos menores en el fluido, de la química del agua y gases (presencia de especies corrosivas), y presencia de depósitos minerales identificados en las instalaciones superficiales (línea bifásica, separador ciclónico

y tanque de agua), de los pozos A-1 y A-2. En el caso de la información de los depósitos minerales, se contaba con datos para el periodo de 2008, 2010, 2012 y 2014. La información se ordenó con el objetivo de establecer un consolidado que permitiera mejorar su visualización y su uso. En las siguientes secciones se describen los pasos realizados, de acuerdo a la metodología descrita previamente.

Durante un año, se realizan cuatro muestreos rutinarios de la química, para el análisis de datos se consideró el último muestreo del año, correspondiente al mes de noviembre. En los casos en los cuales no se contaba con datos de elementos menores para dicho mes, se utilizó la química del mes en el cual se tenían los mismos, como es el caso del pozo A-1 y del A-2 en el año 2013, donde se consideró la química del mes de julio.

3.2.1. PRESENCIA DE ELEMENTOS MENORES EN LA QUÍMICA DEL FLUIDO

Se revisó la base de datos de la química de los pozos A-1 y A-2, y se extrajo la información de la concentración de los elementos menores de interés: el cobre, el plomo, el zinc y el hierro, debido a su presencia en las instalaciones superficiales de línea bifásica y separadores ciclónicos, para los años 2008 a 2015.

Los datos químicos del pozo A-1 corresponden a muestreos realizados en la línea bifásica que se dirige a un separador ciclónico y los del pozo A-2, a muestreos realizados en el cabezal del pozo, en el periodo comprendido del 2008 a 2015.

En las tablas 3.1 y 3.2 se presenta el resumen del rango de los límites máximos y mínimos de las especies químicas de interés para el estudio, para el pozo A-1 y A-2, respectivamente.

Tabla 3.2. Análisis de elementos menores para el pozo A-1.

Elemento	Rango de concentraciones (ppm)	Comentario
Cobre	0.004-0.050	Las concentraciones son menores al límite de cuantificación de la técnica analítica, cuyo valor es de 0.05 ppm
Plomo	0.006-0.014	-
Zinc	0.012-0.070	-
Hierro	0.123-1.367	La concentración de 1.999 fue un valor máximo presentado en el año 2014

Tabla 3.3. Análisis de elementos menores para el pozo A-2.

Elemento	Rango de concentraciones (ppm)	Comentario
Cobre	0.004-0.050	Las concentraciones son menores al límite de cuantificación de la técnica analítica, cuyo valor es de 0.05 ppm
Plomo	0.006-0.012	-
Zinc	0.006-0.070	-
Hierro	0.010-0.058	En el año 2010 se presentó un valor alto de 0.237

Posteriormente se elaboró un gráfico de barras de las concentraciones de las especies menores, cada año para cada pozo, con el fin de visualizar mejor su tendencia en el tiempo, como se presenta en las figuras 3.1 y 3.2.

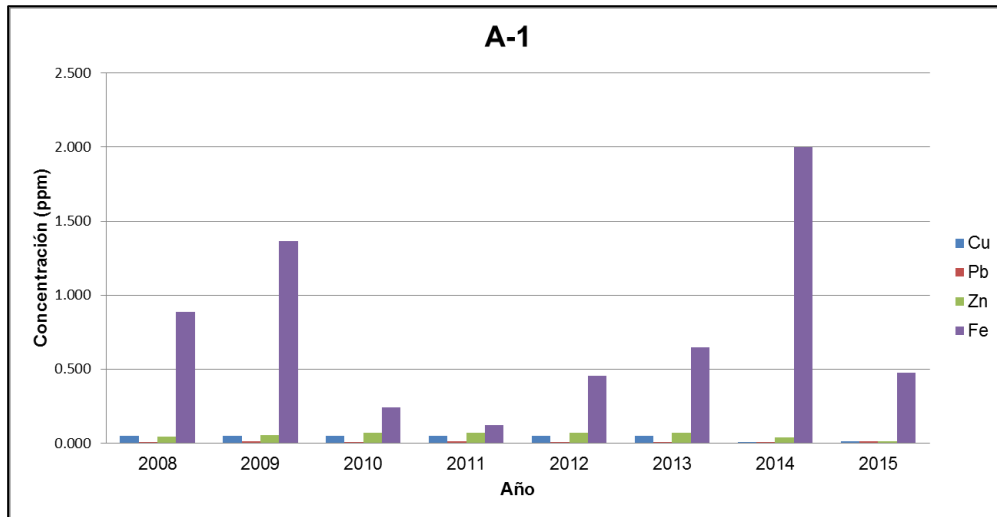


Fig. 3.1. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años, para el pozo A-1.

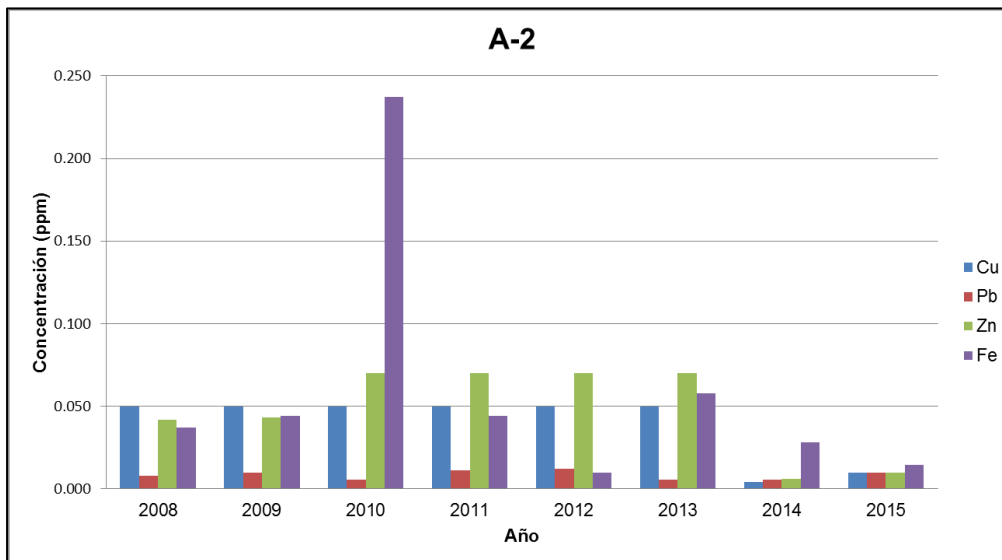


Fig. 3.2. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años, para el pozo A-2.

A partir de los datos mostrados, se observa que el pozo A-1 presenta una mayor concentración de hierro en solución, en una proporción de aproximadamente 24 veces la concentración del pozo A-2 (considerando los límites superiores mostrados en las tablas 3.2 y 3.3). El zinc es el segundo elemento de mayor concentración en ambos pozos, seguido por el cobre y luego el plomo. Los gráficos de la química de elementos menores de cada pozo, sin tomar en cuenta el hierro, pueden consultarse en el anexo A.

Se graficó la tendencia de la concentración de hierro, por ser el elemento que presenta mayor variación en el tiempo. Los resultados se muestran en las figuras 3.3 y 3.4.

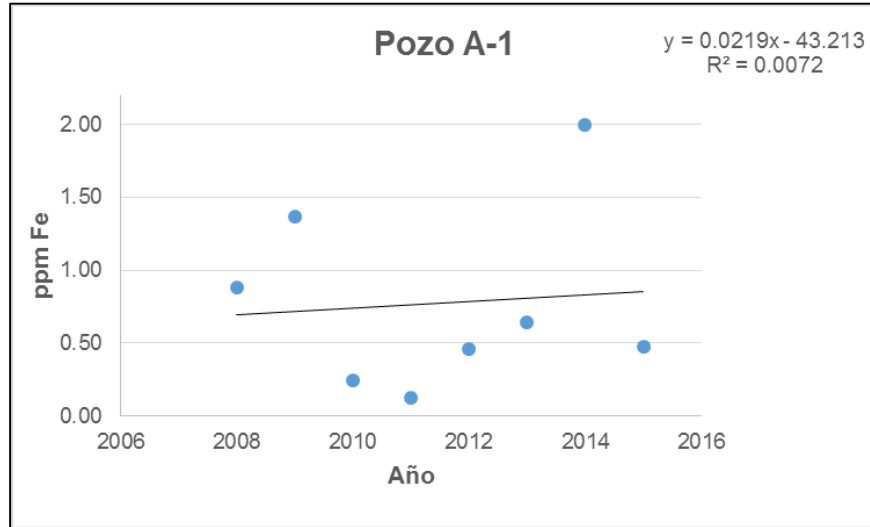


Fig. 3.3. Gráfico de dispersión de concentración de hierro disuelto contra años, para el pozo A-1.

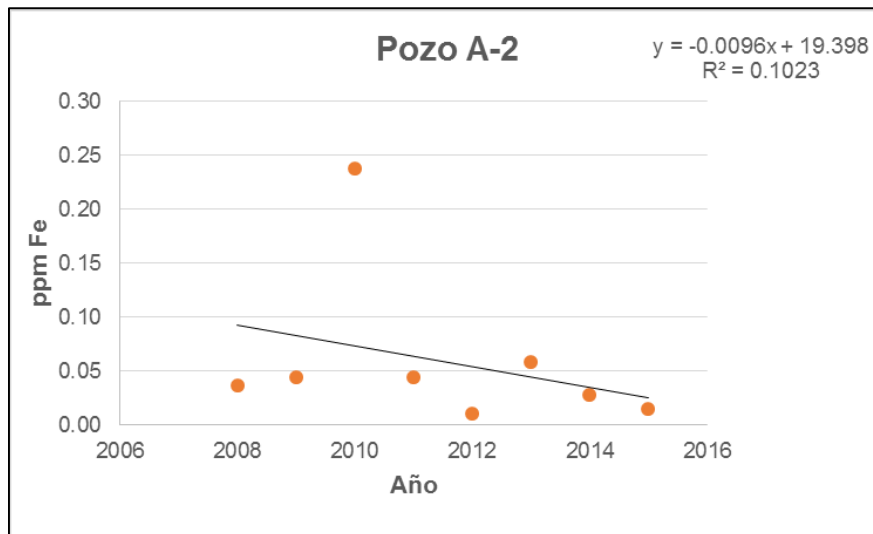


Fig. 3.4. Gráfico de dispersión de concentración de hierro disuelto contra años, para el pozo A-2.

Puede observarse que la concentración del hierro en el pozo A-1 es creciente, mientras que en el pozo A-2 es decreciente.

3.2.2. PRESENCIA DE ESPECIES CORROSIVAS

A partir de los datos de la química de los pozos A1 y A2, para el periodo de 2008 a 2015, se extrajo la información de la concentración de las especies corrosivas: cloruros en agua, dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y oxígeno (O₂) gaseoso, como se presenta en las figuras 3.5 y 3.6.

En las tablas 3.3 y 3.4 se muestra el resumen del rango de los límites máximos y mínimos de las especies corrosivas, para el pozo A-1 y A-2, respectivamente.

Tabla 3.4. Análisis de especies corrosivas para el pozo A-1.

Elemento	Rango de concentraciones	Comentario
Ion cloruro	5229-5610 ppm	En el año 2008 se presentó un valor anómalo de 6321 ppm.
Dióxido de carbono	93-120 mmoles / 100 moles vapor de agua	-
Sulfuro de hidrógeno	16-29 mmoles / 100 moles vapor de agua	-
Oxígeno	0.004-0.046 mmoles / 100 moles vapor de agua	-

Tabla 3.5. Análisis de especies corrosivas para el pozo A-2.

Elemento	Rango de concentraciones	Comentario
Ion cloruro	6586-7185 ppm	En el año 2010, se presentó un valor alto de 8719 ppm
Dióxido de carbono	12-26 mmoles / 100 moles vapor de agua	-
Sulfuro de hidrógeno	95-121 mmoles / 100 moles vapor de agua	-
Oxígeno	0.005-0.047 mmoles / 100 moles vapor de agua	-

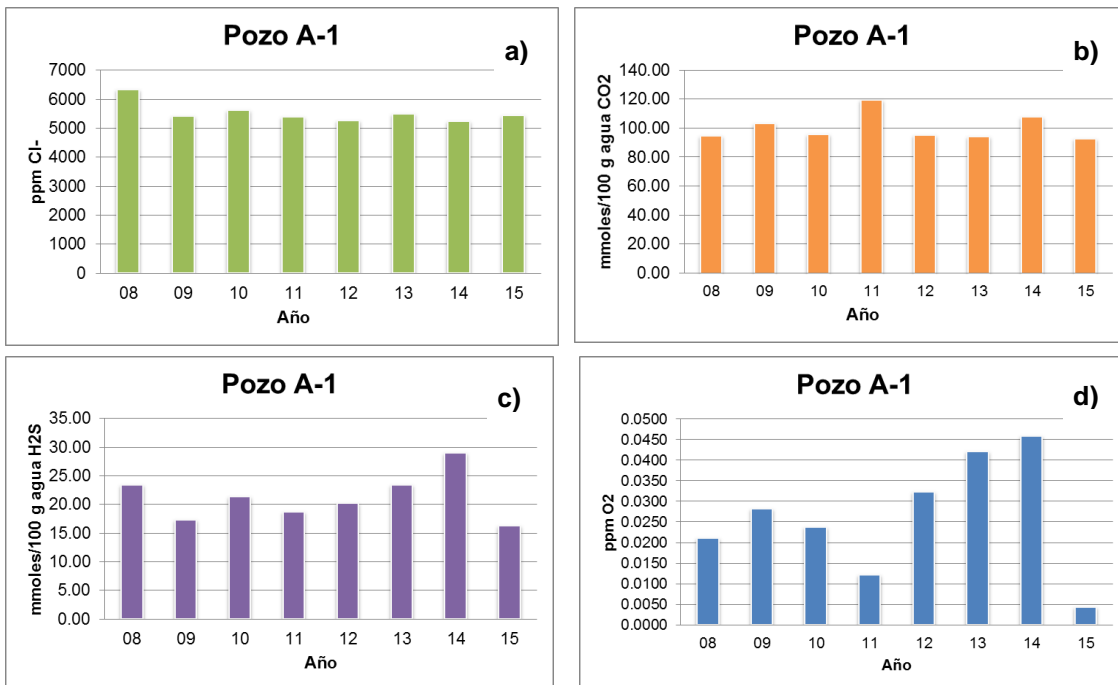


Fig. 3.5. Gráfico de barras de concentración de a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas y d) oxígeno gaseoso contra años para el pozo A-1.

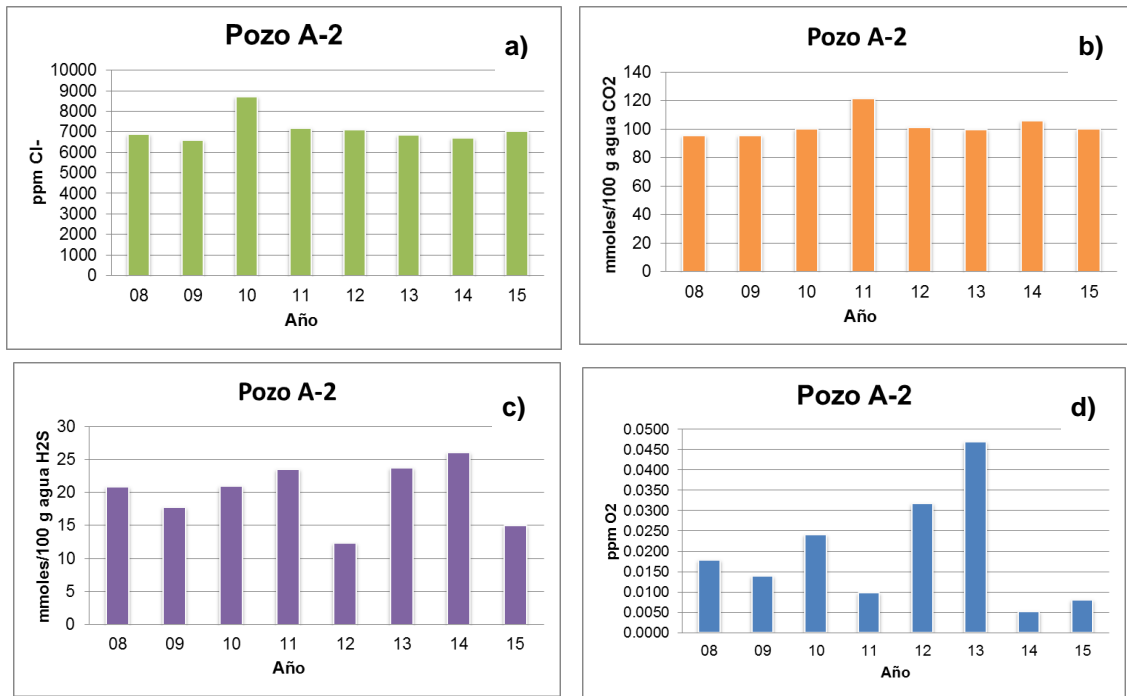


Fig. 3.6. Gráfico de barras de concentración de a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas y d) oxígeno gaseoso contra años para el pozo A-2.

A partir de los gráficos presentados en las figuras 3.5 y 3.6, se observa que el pozo A-1 tiene una mayor concentración de ion cloruro en agua y las concentraciones de dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y oxígeno gaseoso es similar para ambos pozos.

En las figuras 3.7 y 3.8 se muestran los gráficos de dispersión de la concentración de ion cloruro en agua y de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno en gas.

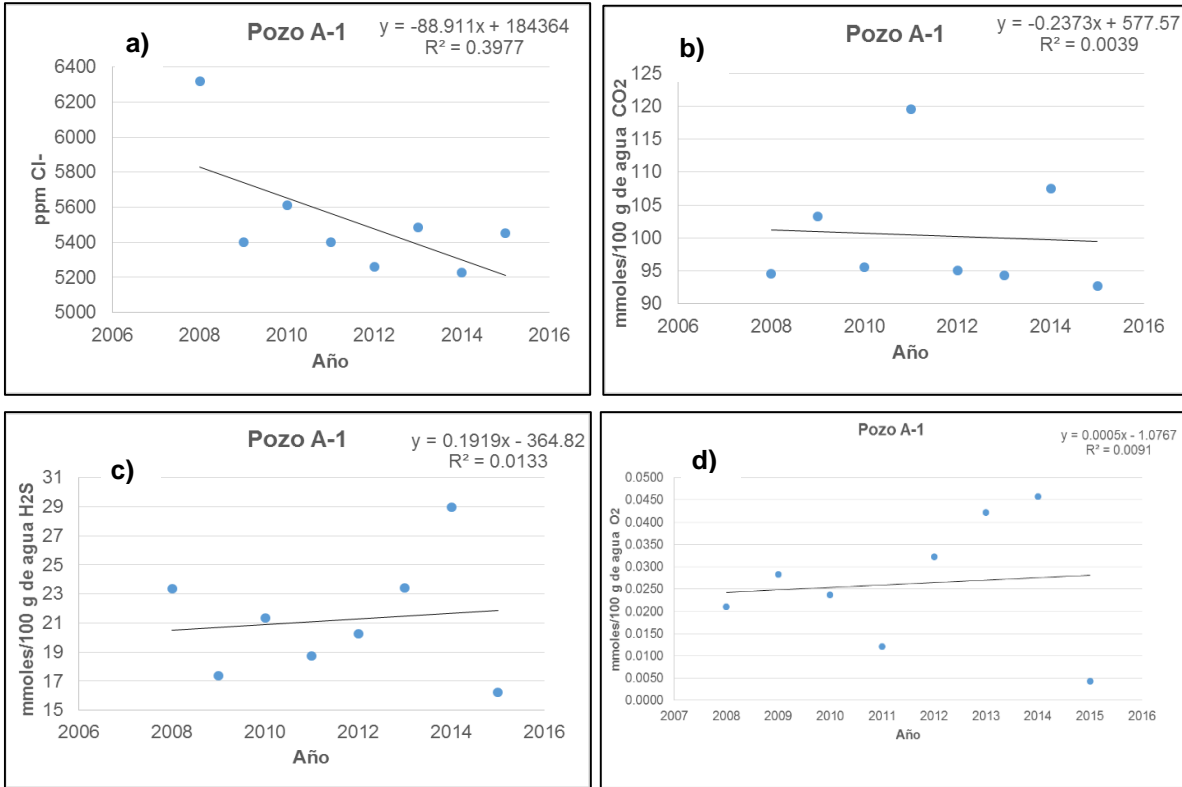


Fig. 3.7. Gráfico de dispersión de concentración a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas y d) oxígeno en gas contra años para el pozo A-1.

El valor de ion cloruro en agua del año 2008 para el pozo A-1 presenta un valor de concentración de 6321 ppm que se desvía de la tendencia (rango de 5229-5610 ppm), sin embargo fue utilizado debido a que era la única muestra para la que se contaba con análisis de elementos menores.

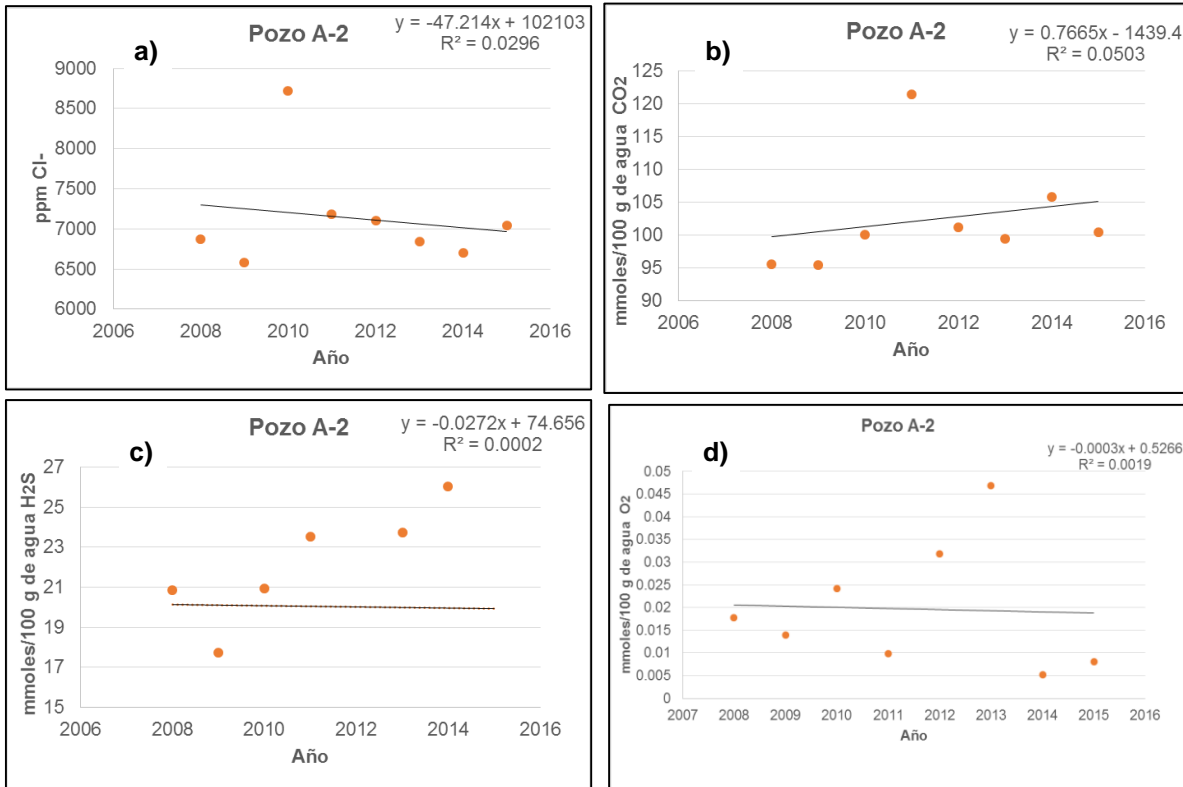


Fig. 3.8. Gráfico de dispersión de concentración a) ion cloruro en agua, b) dióxido de carbono en gas, c) sulfuro de hidrógeno en gas d) oxígeno en gas contra años para el pozo A-1.

La tendencia del comportamiento de la concentración de dióxido de carbono (CO_2) en el tiempo es decreciente en el caso del pozo A-1 y creciente en el pozo A-2. El sulfuro de hidrógeno (H_2S), presenta una tendencia creciente en el caso del pozo A-1 y levemente decreciente en el caso del pozo A-2. La tendencia de concentración de oxígeno (O_2) en el pozo A-1 es creciente, mientras que en el pozo A-2 es decreciente.

Similar al pozo A-1, el valor de ion cloruro en agua del año 2010 para el pozo A-2 presenta un valor anómalo de 8719 ppm de cloruro fuera del rango normal (6586-7185 ppm) evidenciado en el periodo de operación del pozo, lo cual puede estar sujeto a un error debido a un mal muestreo, sin embargo fue utilizado debido a que es la única muestra en la que se tienen elementos menores para ese año.

En la tabla 3.6 se muestra un resumen de la tendencia del comportamiento de las concentraciones de las especies corrosivas:

Tabla 3.6. Resumen de la tendencia de concentración de las especies corrosivas para los pozos A-1 y A-2.

Especie	Tendencia	
	Pozo A-1	Pozo A-2
Ion cloruro	Decreciente	Creciente
Dióxido de carbono	Decreciente	Creciente
Sulfuro de hidrógeno	Creciente	Decreciente
Oxígeno	Creciente	Decreciente

3.2.3. PRESENCIA DE DEPÓSITOS MINERALES

Con base en los muestreos realizados en la plataforma donde se encuentran los pozos A-1 y A-2, se logró caracterizar la presencia de los diferentes minerales depositados en las instalaciones superficiales de los pozos en cuestión.

Como primer paso se realizó un cuadro general en el que se incluyen los dos pozos en estudio, se detalla el año y mes del muestreo, así como también la ubicación específica en que se tomó la muestra y los porcentajes de las diferentes especies minerales identificadas en dicho punto. Posteriormente se realizaron dos cuadros resumen para cada pozo con el propósito de mostrar la información de manera más clara, con el propósito de que sea más fácil la comparación entre la mineralogía y la química de ambos pozos.

A continuación en la tabla 3.7 se muestra la proporción de los minerales identificados en muestras sólidas correspondiente al año 2008, 2010 y 2014 para el pozo A-1 y posteriormente se muestra la tabla 3.8 donde se pueden observar las proporciones de los minerales del pozo A-2 correspondiente a los años 2008, 2010, 2011, 2012 y 2014.

Tabla 3.7. Proporción de los minerales presentes en las muestras sólidas tomadas en diferentes puntos de las instalaciones superficiales del pozo A1.

Año		2008			2010		2014	
Mes/Meses		Diciembre	Septiembre	Septiembre	Diciembre	Diciembre	Octubre	Octubre
Ubicación		Línea bifásica	Separador ciclónico	Tanque de agua	Separador ciclónico	Tanque de agua	Separador ciclónico	Tanque de agua
Ubicación Específica		Válvula de sacrificio	Drenaje	Drenaje	Separador ciclónico	Tanque de agua	Fondo	Manhole
Sulfuros	Calcopirita (CuFeS ₂)	13%	22%	22%			22%	
	Esfalerita (ZnS)		16%	16%			12%	
	Galena (PbS)	12%	22%	22%			13%	
Óxidos	Magnetita (Fe ₃ O ₄)	17%	14%	15%			5%	
Sulfatos	Anhidrita (CaSO ₄)					30%		30%
Silicatos	Albita (NaAlSi ₃ O ₈)	15%		25%				
	Clinocloro (Mg _{2.8} Fe _{1.7} Al _{1.2} (Si _{2.8} Al _{1.2})O ₁₀ (OH) ₈)				96%			
	Cuarzo (SiO ₂)	27%				28%		28%
	Sílice Amorfa (SiO ₂)		10%					
Arcillas	Nontronita (Na _{0.3} Fe ₂ S ₄ O ₁₀ (OH) ₂ ·4H ₂ O)					28%	38%	28%
Carbonato	Calcita (CaCO ₃)				4%	14%		14%
Sales	Halita (NaCl)	16%						
Otros	Azufre (S)		16%					
Total		100%	100%	100%	100%	100%	90%	100%

Tabla 3.8. Proporción de los minerales presentes en las muestras sólidas tomadas en diferentes puntos de las instalaciones superficiales del pozo A2.

Año		2008			2010			2012		2014		
Mes/Meses		Septiembre	Septiembre	Septiembre	Diciembre	Diciembre	Diciembre	Enero	Febrero	Octubre	Octubre	Octubre
Ubicación		Línea bifásica	Separador ciclónico	Tanque de agua	Línea bifásica	Tanque de agua	Separador ciclónico	Línea bifásica	Muestreo profundo	Línea bifásica	Tanque de agua	Separador ciclónico
Ubicación Específica		Válvula de sacrificio	Drenaje	Visor nivel superior	Antes de separador	Tanque de agua	Separador ciclónico	Carrete de válvula maestra y válvula de sacrificio	1380 m	Carrete de línea bifásica	Pared	Separador ciclónico
Sulfuros	Bornita (Cu _{5.433} Fe _{1.087} S ₄)				35%			28%				
	Calcopirita (CuFeS ₂)								23%			
	Esfalerita (ZnS)	43%			33%			41%	28%	26%		
	Galena (PbS)	34%			32%			31%	16%	29%		5%
	Pirita (FeS ₂)											5%
	Pirita Niquelífera									20%		
Óxidos	Hematita (Fe ₂ O ₃)								15%			
	Maghemita (Fe ₂ O ₃)								18%			
	Magnetita (Fe ₃ O ₄)			22%								
Silicatos	Pimelita (Ni ₃ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂ ·5H ₂ O)											
	Sílice Amorfa (SiO ₂)	23%	100%	21%						25%	100%	90%
	Wairakita (CaAl ₂ Si ₄ O ₁₂ ·2H ₂ O)					58%						
Arcillas	Montmorillonita (Na,Ca) _{0.3} (Al,Mg) ₂ Si ₄ O ₁₀ (OH) ₂ ·xH ₂ O					42%	100%					
Sales	Halita (NaCl)			36%								
Otros	Rosickita (S)			21%								
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

En las tablas 3.7 y 3.8 se pueden observar proporciones de minerales encontradas en muestras, pero no concentraciones, por lo que, dichas tablas sólo ayudan a verificar la presencia de las especies minerales y correlacionar dichas proporciones con los índices de saturación determinados con la ayuda de PHREEQC Interactive Versión 3.3.8.

En base a los muestreos de minerales y a las tablas 3.7 y 3.8, se han identificado ciertos puntos de interés, los cuales son: la línea bifásica (LBF), el separador ciclónico (SC), el fondo del separador ciclónico, el drenaje del separador ciclónico, el tanque de agua (TA), el drenaje del tanque de agua, el manhole del tanque de agua, el visor del nivel superior del TA y el drenaje del mismo. En las Fig. 3.9 y 3.10 se muestran esquemas de la distribución de depósitos minerales para las instalaciones superficiales del pozo A-1 y A-2.

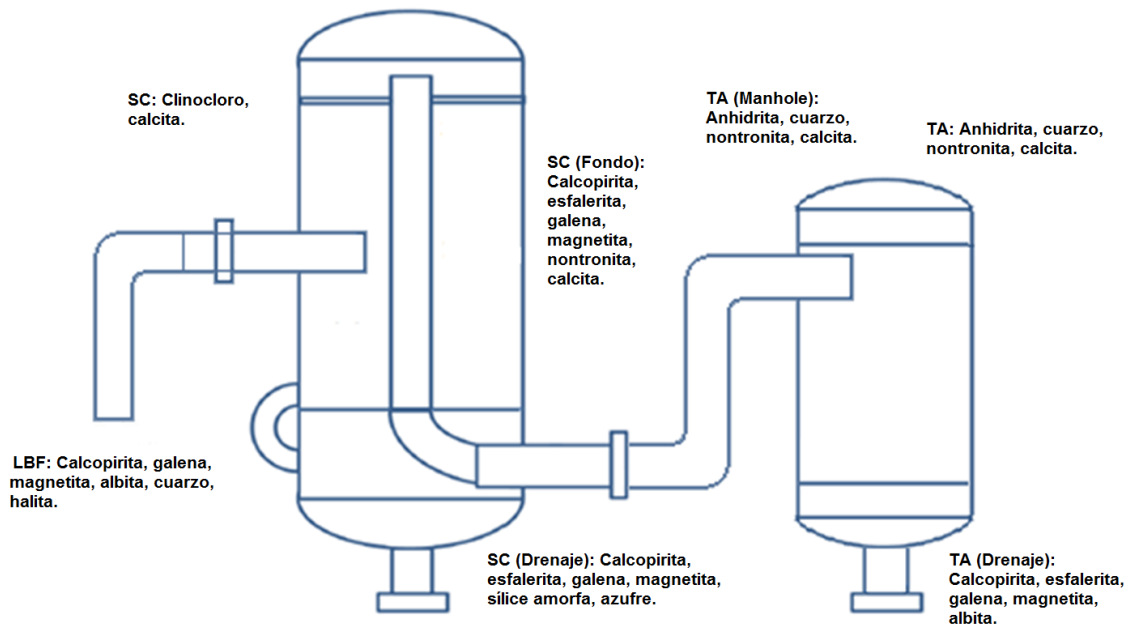


Fig. 3.9. Distribución de depósitos minerales en el pozo A-1.

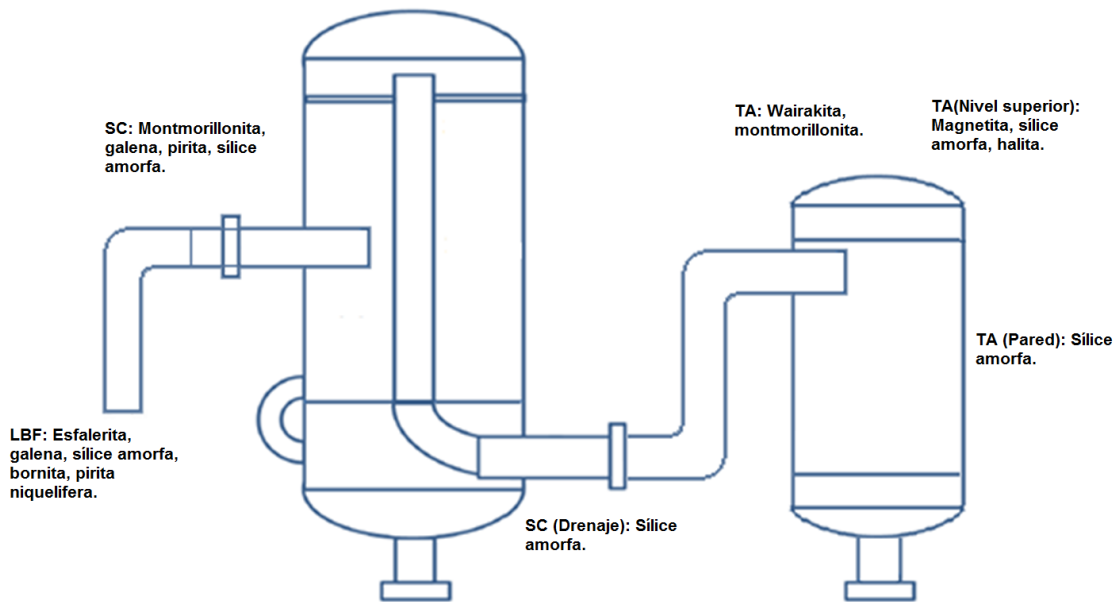


Fig. 3.10. Distribución de depósitos minerales en el pozo A-2.

3.2. DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN Y LAS ESPECIES DE HIERRO TERMODINÁMICAMENTE MÁS ESTABLES DE LOS POZOS

En esta sección se describe el procedimiento que se realizó para simular las condiciones del reservorio a partir de los datos de la química superficial y de esta manera estimar índices de saturación de los minerales de sulfuros metálicos con el software PHREEQC Interactive Versión 3.3.8, concentraciones de hierro y azufre con el software WATCHWORKS y finalmente, la construcción de diagramas de Pourbaix que permitirán describir el potencial de corrosión del fluido.

3.2.1. PHREEQC INTERACTIVE VERSION 3.3.8

Se utilizó el programa PHREEQC Interactive Versión 3.3.8 para obtener los valores de índices de saturación de los minerales sulfurosos en reservorio, utilizando como datos de entrada la química del agua en las condiciones de separación en superficie. La temperatura del reservorio utilizada en ambos pozos fue de 295°C, debido a que al intentar simular condiciones del pozo A-2 a 302°C, el programa generó errores, por encontrarse la temperatura fuera del rango de cálculo del mismo.

Otra observación a realizar es que no se contaba con datos de concentración de Ni en agua para los años 2008 y 2010, en ambos pozos A-1 y A-2. Además, en los casos en los cuales el valor de índice de saturación de la millerita era de -999.99, se sustituyó dicho valor por cero, ya que según el manual del programa, ese valor indica que no es posible calcular el índice para la especie, pero se asume saturado.

Como primer paso, se introdujo en la programación los datos de la química del agua, como se muestra en la figura 3.11 para el caso del pozo A-1. Se utilizaron los datos de química de agua y de elementos menores, pH, para las condiciones medidas en laboratorio.

```
SOLUTION 1 T laboratorio
temp      20
pH        6.70
pe        -7.6
redox     pe
units     ppm
density   1
Al        0.490
B         141.6
C(4)      3.21
Ca        67.6
Cl(-1)    6321
Cu        0.050
Fe        0.886
K         699
Li        13.1
Mg        0.0556
Na        3536
Ni        0.0
Pb        0.007
S         24.56 as SO4
Si        756 as SiO2
Zn        0.042
N(-3)     0.0
-water    1 # kg
SAVE solution 1
END
END
```

Fig. 3.11. Ingreso de datos de la química del agua.

Luego se indicó al programa que simulara los datos de la química del agua desde la temperatura de 20°C (condiciones del laboratorio) hasta las condiciones de separación y, posteriormente a la temperatura del reservorio, momento en el cual se agregó la fase gaseosa reportada en los datos químicos (ver figura 3.12).

```

USE solution 1
REACTION_TEMPERATURE 1 T separacion
187.20
SAVE solution 2
END

USE solution 2
REACTION_TEMPERATURE 2 T reservorio
295
SAVE solution 3
END

USE solution 3
REACTION 1
CO2(g)      0.000945
H2O(g)      1
H2S(g)      0.000233
17.1884 moles in 1 steps
SAVE solution 4
END

```

Fig. 3.12. Simulación a condiciones de reservorio.

Se estableció por default que las especies en equilibrio en el reservorio son la calcopirita, la galena y la esfalerita, se sustrajeron los gases agregados en la etapa anterior y se indicó al programa que simulara la química del fluido a condiciones de temperatura de separación, como se muestra en la figura 3.13.

```

USE solution 4
EQUILIBRIUM_PHASES 1 T reservorio + gases+ IS
Chalcopyrite 0 10
Galena 0 10
Sphalerite 0 10
SAVE solution 5
END

USE solution 5
REACTION 2 Sustrayendo gases
CO2(g)      -0.000945
H2O(g)      -1
H2S(g)      -0.000233
17.1884 moles in 1 steps
SAVE solution 6
END

USE solution 6
REACTION_TEMPERATURE 3 T separacion
187.20
SAVE solution 7
END

```

Fig. 3.13. Simulación a superficie

El programa genera un archivo de extensión “.sel” que puede abrirse con Excel y extraer los datos de interés como lo son los índices de saturación, pH del reservorio y potencial redox.

Debido a que no se contaba con un dato de laboratorio del potencial redox, se utilizó un potencial teórico de -3 y se abrió el archivo “.sel” para observar si existía diferencia entre las condiciones de separación simuladas antes y después de agregar los gases en el



reservorio.

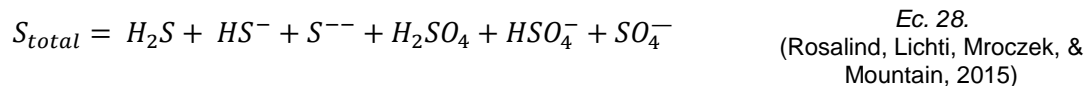
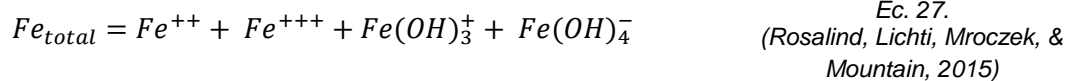
Si había una diferencia significativa, se variaba el potencial redox (aumentando su valor absoluto y siendo más negativo) y el índice de saturación de los elementos definidos, hasta que los datos de pH y potencial redox de la solución dos (temperatura de separación) y siete (temperatura de separación luego de llevarla al reservorio y regresarla a superficie) no variaran.

En el anexo B pueden consultarse los valores obtenidos de índices de saturación para los pozos A-1 y A-2.

3.2.2. WATCHWORKS

Se utilizó el programa WATCHWORKS para obtener el valor de la concentración de las especies de hierro y azufre, el pH del reservorio y el potencial de oxidación del H₂S.

Para la construcción del diagrama de Pourbaix es necesario conocer la concentración total de hierro y azufre en solución, la cual está dada por la suma de las especies mostradas en las ecuaciones 27 y 28:



Como paso inicial se ejecutó el programa, con el fin de generar un archivo “.WWD”, el cual contiene la información de la química de la fase líquida y gaseosa del fluido geotérmico. En la opción “Set” se configuró las unidades de la temperatura en grados Celsius, la presión a introducir por el usuario es manométrica (correspondiente a la presión de separación de la mezcla en bar g), la concentración de las especies acuosas en ppm, la concentración del gas en mmol de gas/moles de agua y que la especie de carbono a utilizar es el, ácido carbónico (H₂CO₃), bicarbonato (HCO₃⁻) y carbonato (CO₃⁻), como se muestra en la figura 3.14.

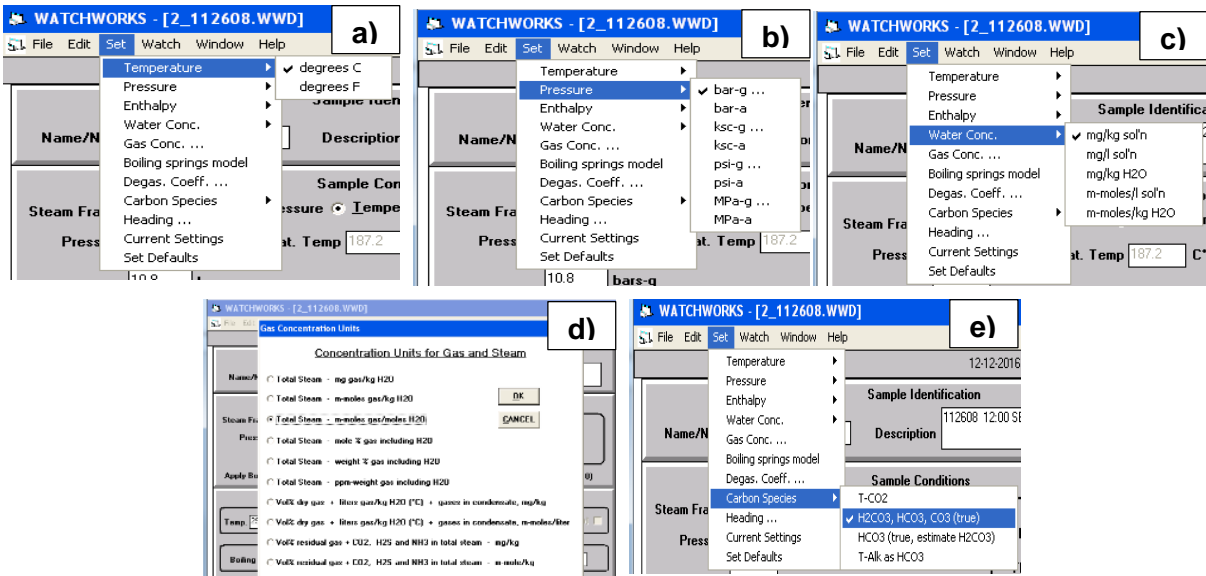


Fig. 3.14. Establecimiento de unidades en WATCHWORKS. a) Temperatura en °C, b) Presión manométrica en bar g, c) Concentración de agua en ppm, d) Concentración del gas en mmol/mol de agua y d) Especificación de especies de carbono.

Posteriormente se introdujeron los datos químicos, la temperatura de los pasos de ebullición correspondieron a valores de 290°C, 285°C, 280°C, 275°C, 260°C, 240°C, 220°C, 190°C, la temperatura de separación de la muestra y 160°C. Finalmente se selecciona el botón “RUN WATCH”, como se indica en la figura 3.15.

WATCHWORKS - [2_112608.WWD]
 File Edit Set Watch Window Help
 12-12-2016 18:49:32 **RUN WATCH**

Sample Identification
 Name/No. A-1 Description 112608 12:00 SEPARADOR CICLÓNICO

Sample Conditions
 Steam Fraction Enthalpy Basis: Pressure Temperature
 Pressure 11.8 bars-a Sat. Temp 187.2 C*
 10.8 bars-g
 Total Well Discharge
 Enthalpy kJ/kg
 Flow Rate kg/sec.
 Apply Boiling Springs Model (No steam data) Degassing Coefficient (0.01 - 1.0)

Model Temperatures
 Reference
 Temp. 295 C* Measured Arbitrary Enthalpy Quartz Na/K (Emerson)
 Boiling - Cooling (temperatures in °C)
 Boiling Steps 10 290 Cooling Step Degas. Coeff. 1

Water Sample - mg/kg sol'n Density 25 C*
 pH 6.7
 Temp. 20 C*
 Ca 57.6 Mg 056 Na 2536 K 699
 SO4 24.56 Cl 5321 F 141.6 SiO2 756
 Al 49 Fe 886 H2S NH3 TDS 0 mg/kg sol
 Ion. Bal. 1.052 %
 T-CO2 315 H2CO3 0 HCO3 3.21 CO3 0 T-Alk 0
 Ion. Str. 181 m H2 O2 CH4 N2

Steam Sample Concentrations
 Total Steam - m-moles gas/mole H2O
 CO2 345 H2S 233 NH3 H2 013 O2 CH4 003 N2 017
 7.038 bars
 Liters/kg condensate Temperature C*
 Condensate Sample
 pH Temp C* CO2 H2S NH3 N2

Fig. 3.15. Proceso de Introducción de datos en el programa WATCHWORKS.

Luego del cálculo realizado por el programa, se obtiene un archivo “.OUT”, de donde se extrajo la información de la concentración de las especies de interés para la temperatura de reservorio y para la temperatura de separación.

Se hace notar que el programa genera los logaritmos de las concentraciones de las especies, por lo cual es necesario aplicar base exponencial diez, para obtener el valor de la concentración.

Luego de realizar el procedimiento para los años 2008, 2010, 2012 y 2014 se generó una tabla resumen, como se muestra en la tabla 3.9., para el caso del pozo A-1 en el año 2008. La información para el resto de años, de ambos pozos, puede consultarse en el anexo C.

Tabla 3.9. Concentraciones de hierro y azufre total a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio			Condiciones de separación				
	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S		
2008/A-1	295	5.495	-0.493	187	6.700	-0.387		
Hierro	Log Fe ⁺⁺	-10.638	Antilog Fe ⁺⁺	2.30144E-11	Log Fe ⁺⁺	-5.331	Antilog Fe ⁺⁺	4.66659E-06
	Log Fe ⁺⁺⁺	-24.035	Antilog Fe ⁺⁺⁺	9.22571E-25	Log Fe ⁺⁺⁺	-19.542	Antilog Fe ⁺⁺⁺	2.87078E-20
	Log Fe(OH) ₃ ⁺	-5.203	Antilog Fe(OH) ₃ ⁺	6.26614E-06	Log Fe(OH) ₃ ⁺	-5.673	Antilog Fe(OH) ₃ ⁺	2.12324E-06
	Log Fe(OH) ₄ ⁻	-5.266	Antilog Fe(OH) ₄ ⁻	5.42001E-06	Log Fe(OH) ₄ ⁻	-5.892	Antilog Fe(OH) ₄ ⁻	1.28233E-06
			Fe total (ppm)	1.16862E-05			Fe total (ppm)	8.07217E-06
Azufre	Log H ₂ S	-2.472	Antilog Log H ₂ S	3.37287E-03	Log H ₂ S	-4.219	Antilog Log H ₂ S	6.03949E-05
	Log HS ⁻	-4.671	Antilog Log HS ⁻	2.13304E-05	Log HS ⁻	-4.910	Antilog Log HS ⁻	1.23027E-05
	Log S ⁻⁻	-13.195	Antilog Log S ⁻⁻	6.38263E-14	Log S ⁻⁻	-13.777	Antilog Log S ⁻⁻	1.67109E-14
	Log H ₂ SO ₄	-10.703	Antilog Log H ₂ SO ₄	1.98153E-11	Log H ₂ SO ₄	-13.315	Antilog Log H ₂ SO ₄	4.84172E-14
	Log HSO ₄ ⁻	-4.501	Antilog Log SO ₄ ⁻	3.15500E-05	Log HSO ₄ ⁻	-6.056	Antilog Log SO ₄ ⁻	8.79023E-07
	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.197	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	6.35331E-05	Log SO ₄ ⁻⁻	-3.783	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	1.64816E-04
			S Total (ppm)	3.48929E-03			S Total (ppm)	2.38393E-04

3.2.3. HSC 6.0

Con este software se construyeron los diagramas de Pourbaix; para realizar dicha tarea, se requirió contar con los datos de pH, potencial redox y concentraciones de hierro y azufre totales obtenidos utilizando el software WATCHWORKS.

Se ejecutó el programa HSC 6.0 y el primer paso es seleccionar la opción “Eh-Ph-Diagrams” tal como se observa en la figura 3.16.

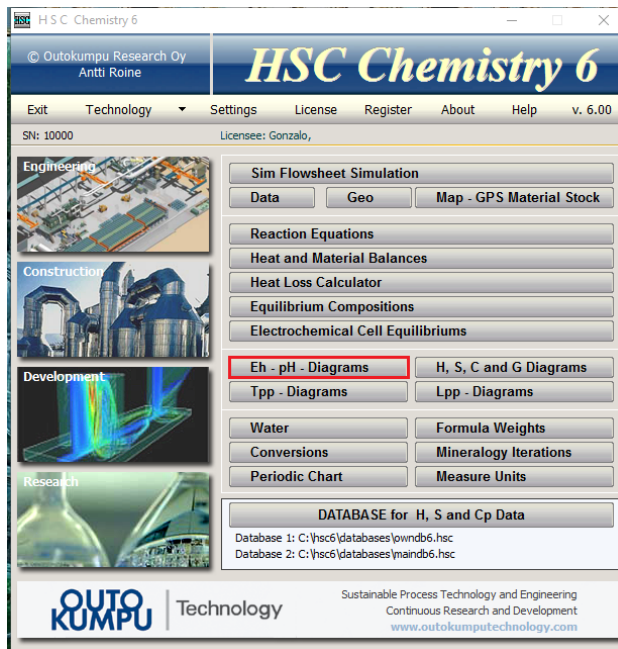


Fig. 3.16. Primer paso realizado para la construcción de diagramas de Pourbaix.

En un segundo paso, se procedió a seleccionar los elementos primarios y secundarios que compondrán el diagrama, para el caso de estudio, dichos elementos son hierro y azufre respectivamente, tal como se muestra en la figura 3.17. Al mismo tiempo se abrió un archivo plantilla con extensión iep, el cual contiene de manera predeterminada las especies de interés a considerar en el gráfico y se determinó la temperatura a la que se deseaba construir el diagrama, para el presente caso se utilizó la temperatura de reservorio del pozo A-1 (295°C). Los diagramas se generaron en 2008, 2010, 2012 y 2014 para la temperatura de reservorio y para la temperatura de separación. Finalmente se guarda el archivo y se selecciona la opción “EpH”.

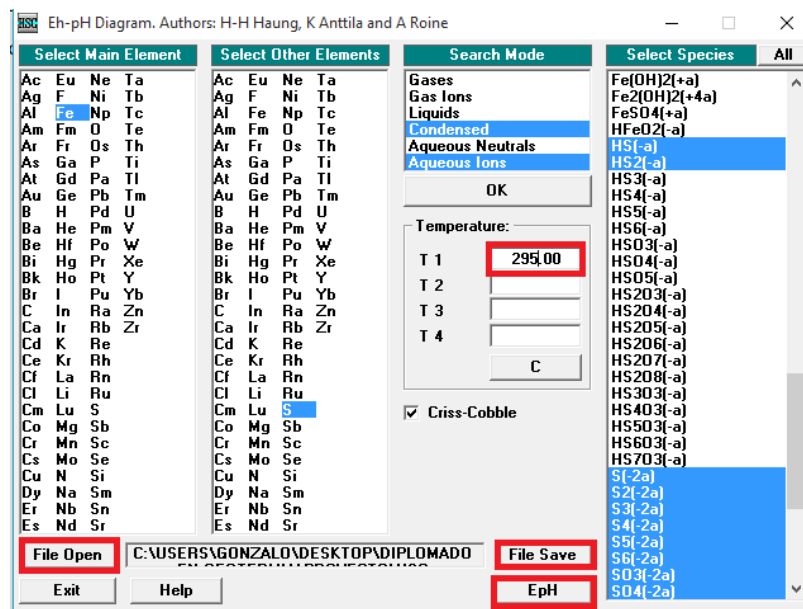


Fig. 3.17. Selección de los elementos primarios y secundarios, establecimiento de la temperatura del diagrama y guardado del archivo generado.

Una vez se abre la ventana siguiente (figura 3.18), se introdujeron las cantidades totales de hierro y azufre obtenidas de los datos procesados en WATCHWORKS y luego se seleccionó el botón “Diagram”.

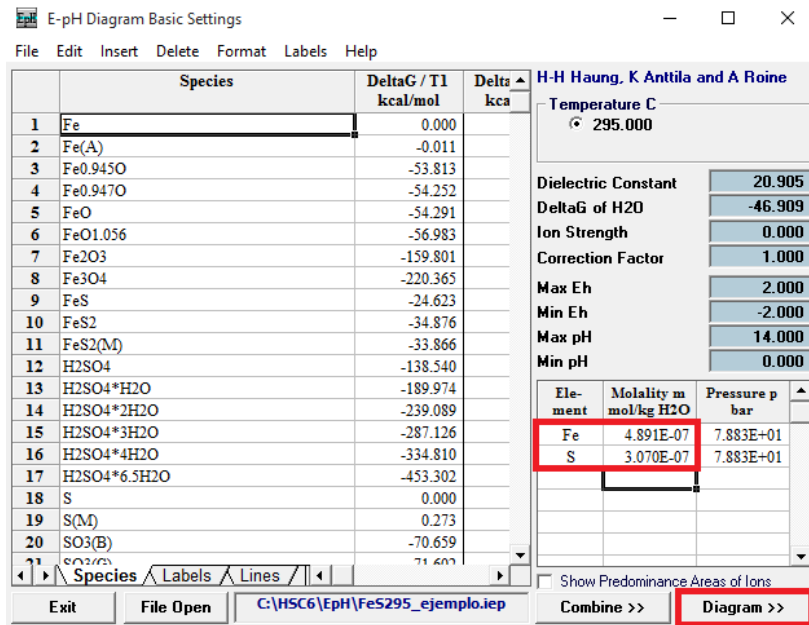


Fig. 3.18. Cuadro en el que se introducen los contenidos de hierro y azufre total.

Tras seleccionar la opción "Diagram" se obtiene el diagrama de Pourbaix, tal como se observa en la figura 3.19.

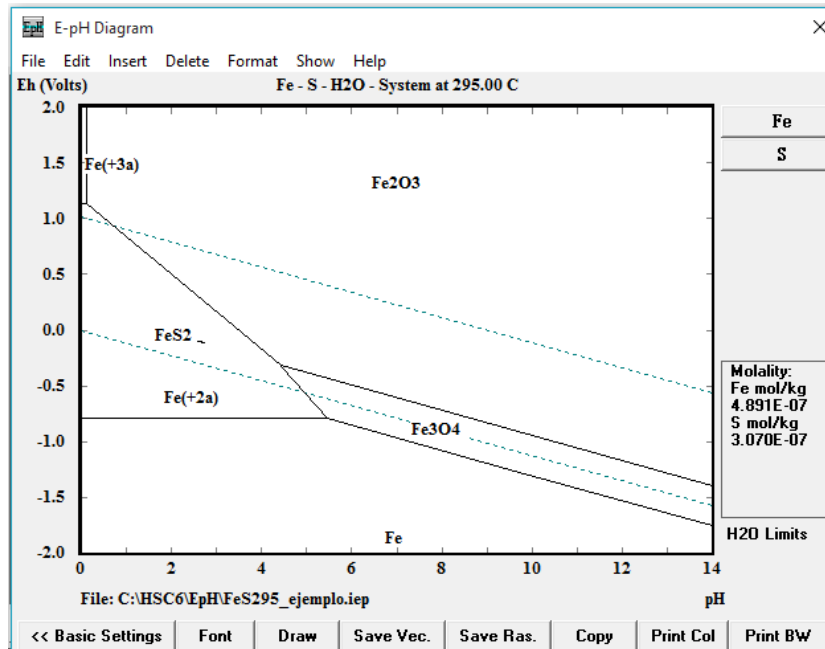


Fig. 3.19. Diagrama de Pourbaix obtenido tras procesar la información con el software HSC 6.0.

Como pasos finales, se procedió a rotular las regiones del diagrama de Pourbaix y a ubicar la condición del pozo según sus valores de pH y potencial redox, ya sean para la temperatura de reservorio o la temperatura de separación. En el caso de la temperatura de separación se utilizó el pH de laboratorio de los registros químicos; en la figura 3.20 se puede observar el diagrama de Pourbaix del pozo A-1 correspondiente al año 2008 para condiciones de reservorio.

Todos los diagramas de Pourbaix correspondientes a los pozos A-1 y A-2 se encuentran en el anexo D.

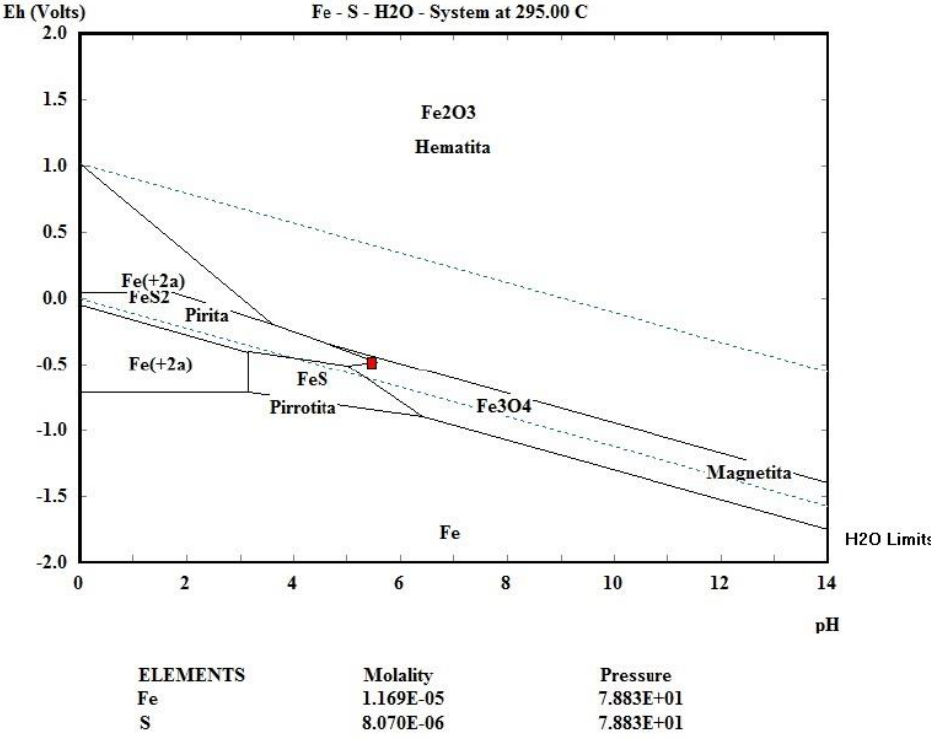


Fig. 3.20. Diagrama de Pourbaix en condiciones de reservorio para el pozo A-1 correspondiente al año 2008.

4. RESULTADOS

4.1. ÍNDICES DE SATURACIÓN

Los índices de saturación obtenidos por medio de la simulación de especiación química en el reservorio utilizando el programa PHREEQC Interactive Versión 3.3.8 se comparan entre los pozos A-1 y A-2 para visualizar el comportamiento de deposición o dilución de

los minerales de sulfuro tales como la galena, esfalerita, calcopirita, millerita, piritita, pirrotita, bornita y la visualización de óxidos de hierro tales como hematita y magnetita.

Galena (PbS)

La galena en el pozo A-1 se encuentra con alto potencial de incrustación con una tendencia creciente, diferencia que en el pozo A-2, la galena está insaturado, con tendencia creciente. (ver figura 4.1)

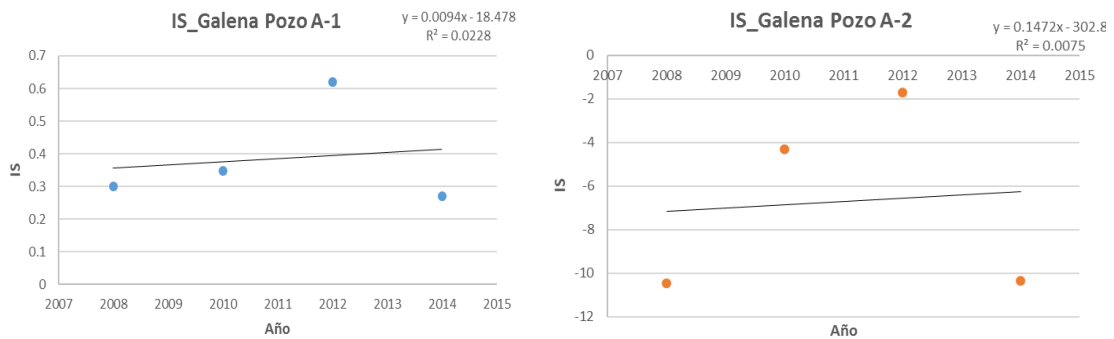


Fig. 4.1. Gráficas de Índices de Saturación de Galena, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC.

Esfalerita (ZnS)

En la figura 4.2, el pozo A-1 muestra un potencial de incrustación decreciente de esfalerita para los años 2010 y 2012, mientras la tendencia corrosiva en el pozo A-2 es sobresaturado para los años 2010 y 2012 (ver figura 4.2).

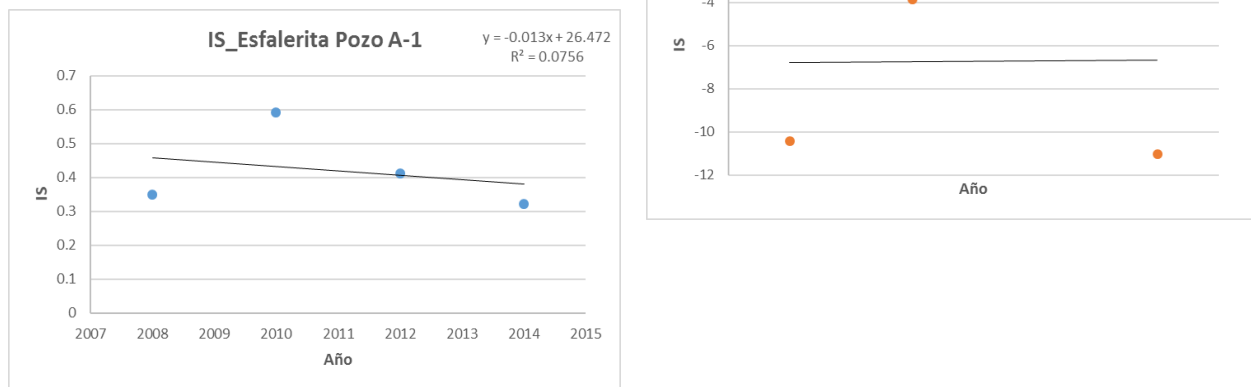


Fig. 4.2. Gráficas de Índices de Saturación de Esfalerita,, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC.

Calcopirita (CuFeS₂)

La calcopirita en el pozo A-1 muestra un alto potencial de incrustación con tendencia decreciente; a diferencia del pozo A-2, en donde la calcopirita contiene un bajo potencial de incrustación para los años estudiados (ver figura 4.3).

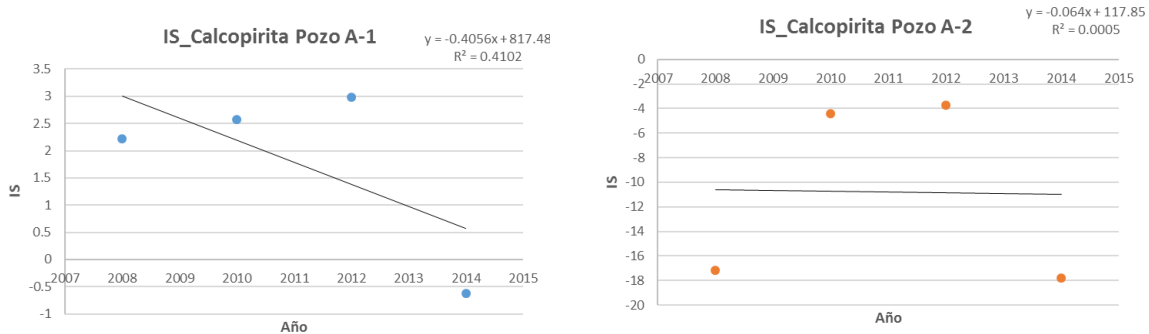


Fig. 4.3 Gráficas de Índices de Saturación de Calcopirita, a condiciones de reservorio, de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC.

Millerita (NiS)

La millerita en el pozo A-1 muestra un alto potencial de incrustación con tendencia creciente durante el periodo de estudio. La millerita en el pozo A-2 posee un bajo potencial de incrustación pues los valores están insaturados. Los valores de IS=0 para el pozo A-2 representan que las condiciones químicas del fluido en las cuales el programa PHREEQC calculó un índice de saturación de -999.99, en los años 2008, 2010 y 2012 respectivamente, pero el valor en 2014 está insaturado, por lo que se concluye que la Millerita del fluido del pozo A-2 es insaturado (ver figura 4.4).

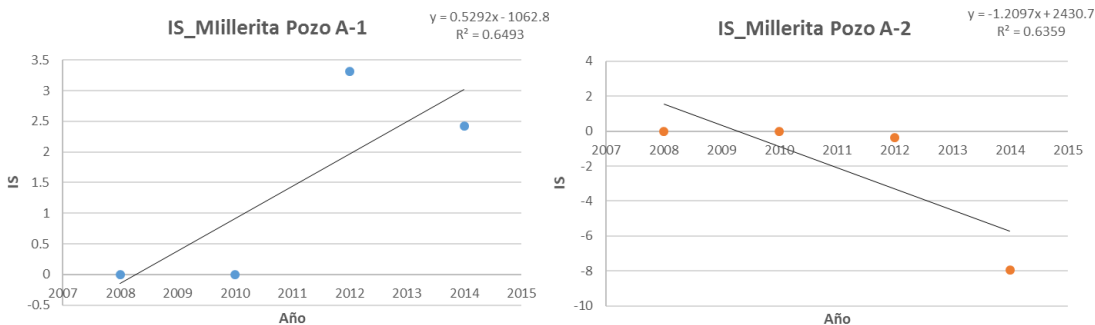


Fig. 4.4. Gráficas de Índices de Saturación de Millerita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC.

Pirita (FeS₂)

La pirita en el pozo A-1 tiene un potencial insaturado en 2008 y 2010, respectivamente, pero que se incrementa linealmente durante los años 2012 y 2014, el potencial de incrustación es alto debido a que la pirita ya se vuelve saturado, con una tendencia ascendente. Con ello se predice que la precipitación de pirita en el reservorio seguirá aumentando en los años posteriores. La pirita en el pozo A-2 posee un comportamiento de potencial insaturado en los años 2008 y 2014, pero que en 2010 y 2012, la pirita en el reservorio se muestra insaturada (ver figura 4.5).

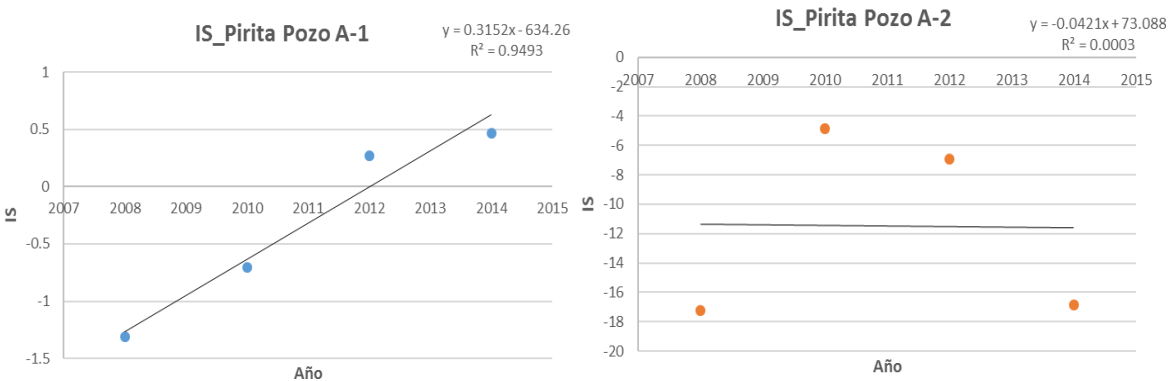


Fig. 4.5. Gráficas de Índices de Saturación de Pirita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC.

Pirrotita (Fe_(1-x)S)

La pirrotita en el pozo A-1 se encuentra con alto potencial de incrustación (saturada con tendencia descendente); a diferencia del pozo A-2 que se encuentra insaturada (ver figura 4.6).

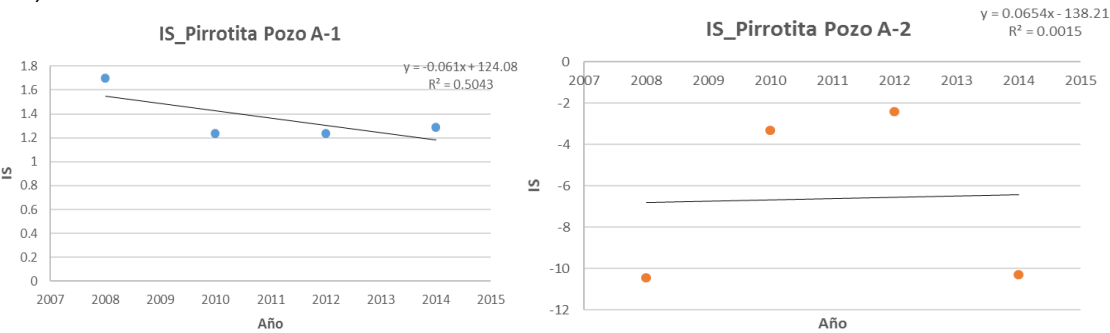


Fig. 4.6. Gráficas de Índices de Saturación de Pirrotita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC.

Bornita (Cu_5FeS_4)

La bornita en el pozo A-1 se encuentra con alto potencial de incrustación debido a que los IS están saturados; contrario al pozo A-2, el cual posee un bajo potencial de incrustación (ver figura 4.7).

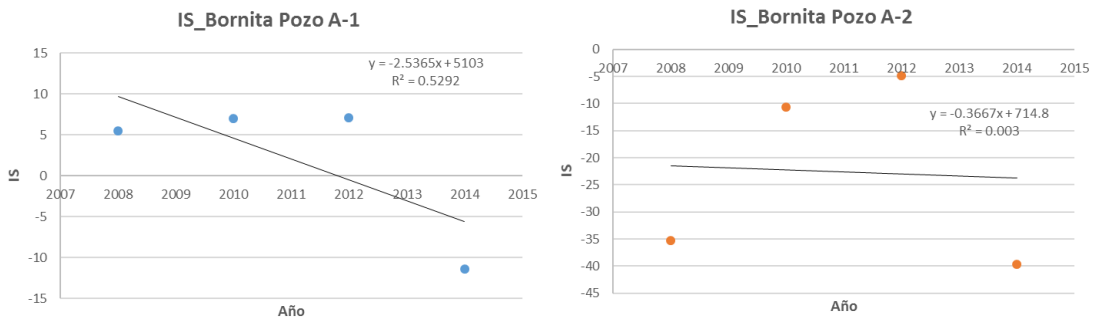


Fig. 4.7. Gráficas de Índices de Saturación de Bornita, a condiciones de reservorio, de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC

Hematita (Fe_2O_3)

La hematita en el pozo A-1 tiene un alto potencial de incrustación en el periodo en estudio y contiene un comportamiento ascendente y el pozo A-2 tiene también un alto potencial de incrustación con comportamiento descendente. Por tanto ambos pozos contienen un alto potencial de incrustación y en el reservorio de cada uno de ellos ya hay evidencia de deposición en el reservorio, pero el de mayor peligro es el pozo A-1 por poseer valores de índices de saturación de mayor valor (Ver figura 4.8).

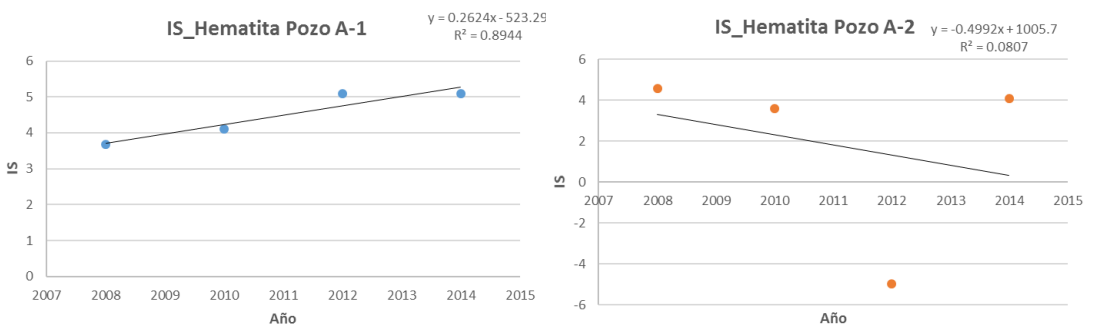


Fig. 4.8. Gráficas de Índices de Saturación de Hematita, a condiciones de reservorio de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC

Magnetita (Fe_3O_4)

La magnetita en el pozo A-1 se encuentra con alto potencial de incrustación con tendencia ascendente. En el pozo A-2, se encuentra con alto potencial de incrustación, pero con

tendencia descendente y con valores de índices de saturación menores que en el pozo A-1. En el año 2012, el índice de saturación se encuentra en una zona insaturada, esto podría deberse probablemente a una inferencia por una contaminación en la recolección de agua y gases geotérmico o porque había alguna actividad en el campo geotérmico en estudio que modificó la química del día de la toma de la muestra (ver figura 4.9).

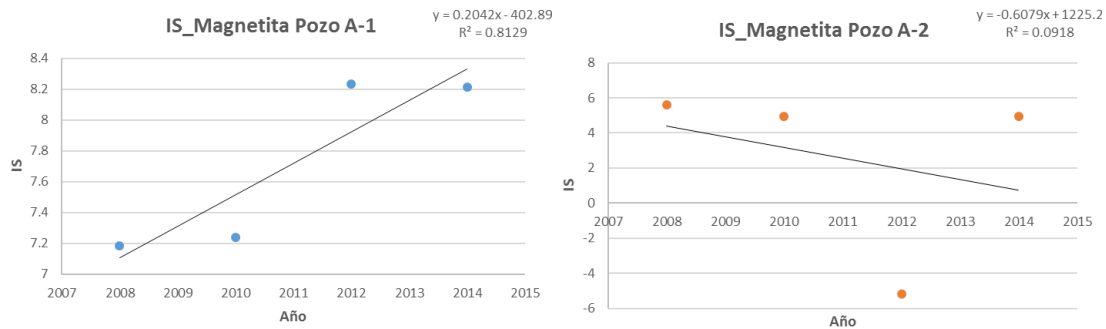


Fig. 4.9. Gráficas de Índices de Saturación de Magnetita, a condiciones de reservorio, de pozo A-1 y pozo A-2 en los años 2008, 2010, 2012 y 2014, obtenidos mediante la simulación de programa PHREEQC

De los resultados de índices de saturación obtenidos con el programa PHREEQC Interactive Versión 3.3.8, se observa que el pozo A-1 tiene alto potencial de incrustación para los sulfuros galena, esfalerita, millerita, pirita, calcopirita, pirrotita, bornita pues todos tienen índices de saturación para cada año en el reservorio un superior nivel de saturación. El pozo A-2 posee bajo potencial de incrustación para los minerales de sulfuros antes mencionados. Históricamente, el pozo A-2 ha presentado en la mineralogía colectada en auscultación en los mantenimientos mayores de la unidad de generación con presencia de sulfuros.

4.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE CORROSIÓN

Análisis de concentración de Hierro y Azufre total para pozo A-1 y A-2

La concentración de hierro total y azufre total calculados en la simulación de WATCHWORKS permiten construir diagramas de Pourbaix de sistema Fe-H₂S-H₂O (Rosalind J. , Lichti, Mroczek, & Mountain, 2015). La concentración de hierro total a condiciones de reservorio y separación puede consultarse en el anexo C. Al comparar los valores de concentración de hierro del pozo A-1 y A-2, se observa una gran diferencia entre ellos, debido a que el orden de magnitud de la concentración de hierro en el pozo A-1 está oscilando entre 10⁻⁴ a 10⁻⁶ en ppm (mg/kg H₂O); mientras la concentración de hierro total del pozo A-2 es más bajo con un orden de magnitud que oscila entre 10⁻⁶ a 10⁻⁸ en ppm (mg/kg H₂O). Esto tiene relación con que los índices de saturación de los minerales de óxidos de hierro tales como la magnetita y hematita (simulados en el programa

PHRECQC), están saturados en los pozos A-1 y A-2 (IS A-1 > IS A-2); y la concentración de hierro del quimismo a condiciones de laboratorio (20°C) del A-1 que oscila entre valores entre 0.123 a 1.367 ppm es mayor a los valores de concentración del quimismo a condiciones de laboratorio (20°C) en A-2 que oscila en el rango de 0.01 a 0.058 ppm. Mientras la concentración de azufre total oscila en un rango similar para ambos pozos orden de magnitud entre 10^{-3} a 10^{-4} .

Diagrama de Pourbaix a condiciones de reservorio y separación

En los diagramas de Pourbaix (anexo D) a condiciones de reservorio y separación, el punto (pH, -eV) se localiza en una zona de pasivación, tanto para el pozo A-1 como el pozo A-2. En las condiciones de reservorio, el pH fue tomado a partir de las simulaciones de WATCHWORKS y se encuentra el punto (pH, -eV) desplazado ligeramente a la izquierda, hacia la zona de pirita; sin embargo ningún pozo alcanza esta zona. En las condiciones de separación, el pH utilizado (pH, -eV) es el reportado en condiciones de laboratorio a 20°C, por lo que los resultados se encuentran desplazados ligeramente hacia la derecha. A pesar de que, en ambos pozos, la predicción termodinámica de corrosión favorece el estado de pasivación, se debe complementar la investigación con ayuda de cinética de la reacción para estudiar la velocidad de formación de los productos de sulfuro y óxidos de hierro.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El pozo A-1 tiene un alto potencial de incrustación de sulfuros metálicos, que se evidencia en una tendencia de aumento del índice de saturación de las especies de sulfuros galena, esfalerita, millerita, pirita, calcopirita, pirrotita y bornita. Además su química presenta un mayor contenido de hierro en el fluido, comparado con el pozo A-2, posiblemente porque no se ha agotado en el reservorio.
2. El pozo A-2 se encuentra insaturado en los minerales de sulfuros metálicos, comparado con el pozo A-1. Esto, aunado a la baja concentración de hierro en el fluido, es un indicador de la posibilidad que en el reservorio se ha agotado este elemento y podría haber una sobresaturación de dichos minerales, a pesar que no se evidencie en los índices de saturación obtenidos en las simulaciones. Evidencia histórica del 2011, determinó que había una incrustación de sulfuros en el pozo. Esto podría sustentarse debido al hecho que se observa una mayor cantidad de minerales y espesores, en las instalaciones superficiales. Además, tiene una mayor concentración de cloruros, lo cual podría evidenciar un proceso de

ebullición en el reservorio, que favorece la sobresaturación de los minerales.

3. Los diagramas de Pourbaix indican que ambos pozos A-1 y A-2 se encuentran en una zona de pasivación, por lo cual su potencial de corrosión es bajo debido a que tienen una capa protectora de sulfuros. Sin embargo, existe el riesgo que si se modifican las condiciones de pH en el reservorio, ambos aumenten su potencial de corrosión y se comporten con tendencia hacia la zona de oxidación.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda unificar una metodología para la recolección de mineralogía de incrustación y corrosión durante la auscultación de equipos superficiales en los pozos A-1 y A-2; así como en el resto de pozos del campo geotérmico en estudio; a efecto de coleccionar muestras en los mismos puntos y obtener resultados con mayor representatividad. Es importante que la unidad de Geoquímica de explotación acompañe al personal de laboratorio de Geología en cada mantenimiento para supervisar que la auscultación realizada de manera adecuada.
2. Es recomendable que el personal de laboratorio geoquímico colecciona agua y gases geotérmicos en los puntos de muestreo de instalaciones superficiales, incluyan el análisis de metales pesados durante el segundo trimestre de cada año en las Unidades de generación que sean afectadas durante la realización de mantenimiento mayor. Esto debido a que los muestreos de rutina anteriores y posteriores del mantenimiento poseen valores anómalos que interfieren con la reconstrucción al reservorio del quimismo geotérmico.
3. El laboratorio geoquímico debe incluir en sus parámetros la medición de potencial redox, debido a que para la simulación de la reconstrucción geoquímica del fluido geotérmico se ha estimado un valor de potencial redox que no cumple las condiciones reales de los pozos. Se solicita que el haga un análisis permanente del par redox amoníaco y sulfato en agua para poder correlacionar un valor de par redox en el programa PHREEQC Interactive.
4. Se recomienda al laboratorio Geoquímico realizar un análisis de sulfuro de hidrógeno en agua, para poder simular la química del reservorio de manera más precisa.
5. Se recomienda realizar muestreos profundos en los pozos, con mayor regularidad, para poder comparar los datos simulados en los software con las condiciones reales del pozo.

6. Es importante indagar acerca de otros programas de especiación para geotermia que permita la reconstrucción termodinámica de mineralogía de sulfuros en el reservorio tales como SOLMINEQ, CHILLER u otros , con el objetivo de comparar la variabilidad de los datos de índices de separación y establecer cuál de todos los programas genera valores más aproximados a la realidad del reservorio.
7. Se recomienda ampliar el estudio y realizar una investigación sobre la cinética de reacción de los sulfuros, con el objetivo de poder predecir si el estado pasivante en el cual se encuentran los pozos A-1 y A-2 actualmente permanecerá invariable o cambiará en el tiempo, hacia una zona de corrosión.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a las autoridades pertinentes que me seleccionaron para ser parte del Diplomado en Geotermia para América Latina, edición 2016, estoy plenamente agradecido por haber vivido esta experiencia que me llenó de mucha satisfacción a nivel personal, intelectual y académico; al mismo tiempo agradezco a los diferentes instructores que compartieron sus conocimientos y experiencias en el transcurso de estos 4 meses.

Agradezco a la ingeniera Luz Barrios, la asesora del presente proyecto, por habernos dedicado su tiempo y sus conocimientos para el desarrollo del mismo. ¡Muchas gracias!

También deseo agradecer a mis padres y a mi hermana, puesto que su apoyo es fundamental en mi vida, no hay forma en que pueda expresar mi eterno agradecimiento hacia ellos.

Un “Gracias Totales” a mis compañeras de proyecto: Diana y Claudia, por haberme compartido sus conocimientos referentes a una temática de la que conocía cosas muy básicas y en algunos casos me encontraba nulo, estoy muy agradecido con ustedes.

Agradezco a mis compañeros del diplomado por las experiencias vividas durante este curso y a mis amigos que en alguna instancia estuvieron pendientes y brindándome su apoyo.

Finalmente y más importante, estoy agradecido con Dios, puesto que él es la chispa de la vida y se encuentra presente en cada momento vivido.

Gonzalo Rafael García Ramírez



Agradezco a las organizaciones internacionales y nacionales que hicieron posible la realización del Diplomado en Geotermia para América Latina, edición 2016, así como también la oportunidad y apoyo que las jefaturas de LaGeo me brindaron, para poder capacitarme y cursar tan importante estudio, cuyos conocimientos adquiridos me permitirán desenvolverme en el ámbito profesional con mayor confianza y capacidad técnica.

Agradezco a los docentes del Diplomado, por sus enseñanzas, su entrega y el esmero que pusieron para que los conceptos fueran entendidos por los estudiantes.

Agradezco a la Ing. Luz Barrios por su asesoría en la realización de este proyecto.

Agradezco a mis padres y hermana, por siempre apoyarme en las metas que me propongo y a la vez ser una voz de la conciencia en los momentos en los cuales me desviaba de mi objetivo.

Finalmente, agradezco a mis compañeros extranjeros y nacionales por el tiempo y experiencias compartidas.

Diana Carolina Martínez Artiga

A Dios todopoderoso y a la Virgen de Guadalupe por permitirme cumplir mi sueño de cursar un diplomado en Geotermia.

A mis padres, Juanita y Raúl; y demás familia

A la coordinadora de Geoquímica María Inés Magaña; por su confianza depositada en la realización del diplomado y realización del proyecto; así como al Ing. Kevin Padilla por su visto bueno para combinar mi actividad laboral con académicas y aprender un poco de las diferentes disciplinas de geotermia en las áreas de exploración y explotación.

A la asesora del proyecto, la Inga. Luz Barrios por creer en el desarrollo de investigación para impulsar actividades en el campo que promuevan el control y monitoreo de corrosión. ¡Gracias por ser una súper mujer!

A mis compañeros de la Unidad de Geoquímica por llenarnos de alientos y risas durante la realización del proyecto, y la confianza depositada por parte: Jacky Hernández , Emilio Guerra, Antonio Matus, Noel López y Jaime Hernández.

A Dianita y Chalo, los súper compañeros de éste bonito grupo.por creer en esta investigación y crear lazos de amistad con responsabilidad, entusiasmo, risas, música, pizza , soda y agua.

A mis compañeros del Diplomado en Geotermia en América Latina que ha sido un gran grupo de aventuras y de intercambio profesional

A Erika, Tania y Tita por su amistad y hermandad incondicional

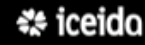
A mi enamorado por su incondicional apoyo.

Claudia Alejandra Miranda Alberto

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amjad, Z., & D. K. (2015). *Mineral and Scales and Deposits* (1er ed.). Massachusetts, Impreso: Elsevier.
- Arnórsson, S., Stefánsson, A., & Bjarnason, J. (2007). Fluid-Fluid Interaction in Geothermal Systems. *Reviews in Mineralogy & Geochemistry*, 1-4.
- ASM. (1996). *ASM Handbook, Volume 13: Corrosion*. Estados Unidos de América: Library of Congress Cataloging.
- Barja, A. (2014). A review of Mineral Scaling and its mechanisms of Hverageroi Geothermal District Heating System. *Reykjavik University*, 20-22.
- Chaplin, M. (2015). *London South Bank University*. Obtenido de http://www1.lsbu.ac.uk/water/water_redox.html
- DiPippo, R. (2012). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Oxford: Elsevier.
- Fagundo, J., & González, P. (2005). *Página de Juan Reynerio Fagundo Castillo*. Recuperado el 2016 de Diciembre de 10, de Centro Nacional de Medicina Natural y Tradicional (CENAMENT): <http://www.fagundojr.com/documentos/Hidrogeoquimica.pdf>
- Farias, M. d. (1995). *Biblioteca Digital del ILCE*. Obtenido de http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_6.htm
- García, I., & Hernández, J. (2016). *Estudio de potencial de corrosión de fluidos geotérmicos en instalaciones superficiales*. Antigua Cuscatlán: UCA.
- Hayashi, Y. (1988). *Fundamentals of Corrosion*.
- Kwambai, C. (2014). High Temperature Geothermal Power Plants and Overview of Wellhead Generators. *UNU-GTP Short Course IX on Exploration for Geothermal Resources*, 1-9.
- LaGeo. (2016). *LaGeo*. Recuperado el diciembre de 2016, de <http://www.lageo.com.sv/?cat=1009&title=%BFComo%20funciona%20una%20central%20geot%E9rmica?&lang=es>

- Ministerio de Industria y Energía. (1982). Estudio de los problemas de corrosión y encontramiento en la explotación de los recursos geotérmicos de baja y media entalpia. *Instituto Geologico y Minero de España*, 17.
- Møller, P., Rasmussen, J. B., & Köhler, S. (2013). *Products Finishing*. Obtenido de <http://www.pfonline.com/articles/electroplated-tin-nickel-coatings-as-a-replacement-for-nickel-to-eliminate-nickel-dermatitis>
- Muñoz Portero, M. J. (2012). *RiuNet*. Obtenido de Universidad Politécnica de València: <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/13708/Caracter%C3%ADsticas%20y%20usos.pdf?sequence=3>
- OLADE. (1994). *Guía para Estudios de Reconocimiento y Prefactibilidad Geotérmicos*. Quito: OLADE.
- Ravie, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). *Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc.
- Rosalind, J., Lichti, K. A., Mroczek, E., & Mountain, B. (2015). Heavy Metal Scaling and Corrosion in a Geothermal Heat Exchanger. *World Geothermal Congress 2015*, 5-7.
- Rosalind, J., Lichti, K. A., Mroczek, E., & Mountain, B. (2015). Heavy Metal Scaling and Corrosion in a Geothermal Heat Exchanger. *Proceedings World Geothermal Congress*, 1-9.
- Salazar, R. (2007). *Control de incrustación en instalaciones superficiales del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS*. Mexico.
- Sierra, J. L., & Pedro, G. E. (2016). *EPEN: Ente Provincial de Energía del Neuquen*. Obtenido de <http://www.epen.gov.ar/archivos/educativo/geotermia.pdf>
- Singh, K. (2015). Review of the Current State of the Geothermal Industry with a focus on The Netherlands. *Earth Structure and Dynamics*, 17-20.



APÉNDICES

ANEXO A. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años, sin considerar el hierro

En las figuras A1 y A2 se muestran los gráficos de barras de concentración de metales pesados contra años, sin considerar el hierro para los pozos A-1 y A12, respectivamente.

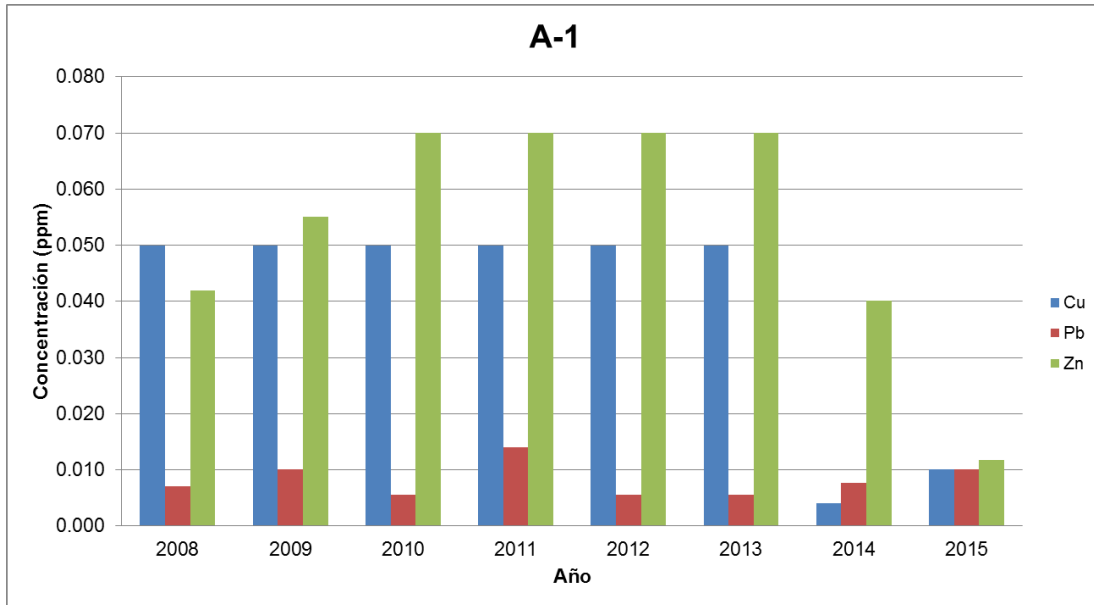


Figura A1. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años sin considerar el hierro, para el pozo A-1.

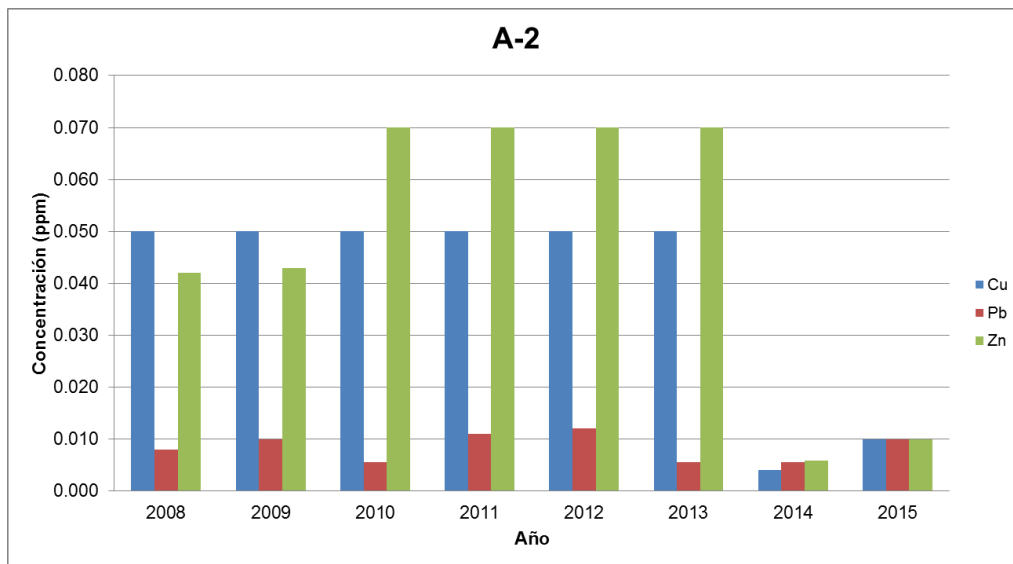


Figura A2. Gráfico de barras de concentración de metales pesados contra años sin considerar el hierro, para el pozo A-2.

ANEXO B. Índices de saturación y pH en reservorio calculados con PHREEQC para los pozos A-1 y A-2

Tabla B1. Datos de pH de reservorio del pozo A-1 para los años 2008, 2010, 2012 y 2014.

Pozo	Año	pH res	pH teórico separación	pH paso 7	%Error	pe inicial usado	pe res	T res (°C)
A-1	2008	6.4132	6.08573	6.0821	0.0596477	-7.6	-5.16996	295
A-1	2010	6.47658	6.17437	6.17089	0.056362	-7	-4.65488	295
A-1	2012	6.32589	6.02457	6.02244	0.0353552	-6.5	-4.01511	295
A-1	2014	5.99419	5.62987	5.66692	0.6580969	-6	-3.65102	295

Tabla B2 .Datos índices de saturación en reservorio de sulfuros metálicos y óxidos del pozo A-1 para los años 2008, 2010, 2012 y 2014.

Pozo	Año	si_Galena	si_Pyrite	si_Sphalerite	si_Chalcopyrite	si_Millerite	si_Hematite	si_Magnetite	si_Pyrrhotite	si_Bornite
A-1	2008	0.2998	-1.3108	0.3488	2.2205	0.0000	3.6743	7.1832	1.6958	5.5115
A-1	2010	0.3474	-0.7016	0.5924	2.5692	0.0000	4.0978	7.2397	1.2382	6.9515
A-1	2012	0.6208	0.2685	0.4128	2.9805	3.3143	5.0864	8.2336	1.2367	7.0712
A-1	2014	0.2712	0.4674	0.3223	-0.6207	2.4234	5.0944	8.2131	1.2895	-11.4387

Tabla B3. Datos de pH de reservorio del pozo A-2 para los años 2008, 2010, 2012 y 2014.

Pozo	Año	pH res	pH teórico separación	pH paso 7	%Error	pe inicial usado	pe res	T res (°C)
A-2	2008	5.88939	5.57507	5.56924	0.1045727	-4	-1.73735	295
A-2	2010	5.70524	5.29051	5.28497	0.1047158	-4.5	-2.33663	295
A-2	2012	5.55062	5.39521	5.36398	0.5788468	-7.5	-4.88882	295
A-2	2014	5.84197	5.51897	5.51309	0.1065416	-4	-1.72609	295

Tabla B4 .Datos índices de saturación en reservorio de sulfuros metálicos y óxidos del pozo A-1 para los años 2008, 2010, 2012 y 2014.

Pozo	Año	si_Galena	si_Pyrite	si_Sphalerite	si_Chalcopyrite	si_Millerite	si_Hematite	si_Magnetite	si_Pyrrhotite	si_Bornite
A-2	2008	-10.4579	-17.2612	-10.43	-17.1619	0.0000	4.5664	5.6125	-10.4196	-35.2687
A-2	2010	-4.323	-4.8763	-3.8568	-4.4378	0.0000	3.5892	4.9305	-3.2958	-10.6661
A-2	2012	-1.7113	-6.9516	-1.6259	-3.7426	-0.3574	-4.9599	-5.1846	-2.4078	-4.8151
A-2	2014	-10.3469	-16.8498	-11.0248	-17.8201	-7.9457	4.0881	4.9312	-10.2793	-39.6636

ANEXO C. Datos de concentración total de hierro y azufre generados con WATCHWORKS para los pozos A-1 y A-2

Tabla C1. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-1, año 2008, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio			Condiciones de separación				
	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S		
2008/A-1	295	5.495	-0.493	187	6.700	-0.387		
Hierro	Log Fe++	-10.638	Antilog Fe++	2.30144E-11	Log Fe++	-5.331	Antilog Fe++	4.66659E-06
	Log Fe+++	-24.035	Antilog Fe+++	9.22571E-25	Log Fe+++	-19.542	Antilog Fe+++	2.87078E-20
	Log Fe(OH)3+	-5.203	Antilog Fe(OH)3+	6.26614E-06	Log Fe(OH)3+	-5.673	Antilog Fe(OH)3+	2.12324E-06
	LogFe(OH)4-	-5.266	Antilog Fe(OH)4-	5.42001E-06	LogFe(OH)4-	-5.892	Antilog Fe(OH)4-	1.28233E-06
			Fe total (ppm)	1.16862E-05			Fe total (ppm)	8.07217E-06
Azufre	Log H2S	-2.472	Antilog Log H2S	3.37287E-03	Log H2S	-4.219	Antilog Log H2S	6.03949E-05
	Log HS-	-4.671	Antilog Log HS-	2.13304E-05	Log HS-	-4.910	Antilog Log HS-	1.23027E-05
	Log S--	-13.195	Antilog Log S--	6.38263E-14	Log S--	-13.777	Antilog Log S--	1.67109E-14
	Log H2SO4	-10.703	Antilog Log H2SO4	1.98153E-11	Log H2SO4	-13.315	Antilog Log H2SO4	4.84172E-14
	Log HSO4-	-4.501	Antilog Log SO4-	3.15500E-05	Log HSO4-	-6.056	Antilog Log SO4-	8.79023E-07
	Log SO4--	-4.197	Antilog Log SO4--	6.35331E-05	Log SO4--	-3.783	Antilog Log SO4--	1.64816E-04
			S Total (ppm)	3.48929E-03			S Total (ppm)	2.38393E-04

Tabla C2. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-1, año 2010, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio			Condiciones de separación				
	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S		
2010/A-1	295	5.535	-0.498	185	6.650	-0.399		
Hierro	Log Fe++	-11.318	Antilog Fe++	4.80839E-12	Log Fe++	-5.932	Antilog Fe++	1.16950E-06
	Log Fe+++	-24.780	Antilog Fe+++	1.65959E-25	Log Fe+++	-20.319	Antilog Fe+++	4.79733E-21
	Log Fe(OH)3+	-5.786	Antilog Fe(OH)3+	1.63682E-06	Log Fe(OH)3+	-6.157	Antilog Fe(OH)3+	6.96627E-07
	LogFe(OH)4-	-5.816	Antilog Fe(OH)4-	1.52757E-06	LogFe(OH)4-	-6.269	Antilog Fe(OH)4-	5.38270E-07
			Fe total (ppm)	3.16439E-06			Fe total (ppm)	2.40440E-06
Azufre	Log H2S	-2.505	Antilog Log H2S	3.12608E-03	Log H2S	-4.279	Antilog Log H2S	5.26017E-05
	Log HS-	-4.674	Antilog Log HS-	2.11836E-05	Log HS-	-4.839	Antilog Log HS-	1.44877E-05
	Log S--	-13.179	Antilog Log S--	6.62217E-14	Log S--	-13.611	Antilog Log S--	2.44906E-14
	Log H2SO4	-10.826	Antilog Log H2SO4	1.49279E-11	Log H2SO4	-13.655	Antilog Log H2SO4	2.21309E-14
	Log HSO4-	-4.593	Antilog Log HSO4-	2.55270E-05	Log HSO4-	-6.262	Antilog Log HSO4-	5.47016E-07
	Log SO4--	-4.277	Antilog Log SO4--	5.28445E-05	Log SO4--	-3.855	Antilog Log SO4--	1.39637E-04
			S Total (ppm)	3.22563E-03			S Total (ppm)	2.07273E-04

Tabla C3. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-1, año 2012, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio			Condiciones de separación				
	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S		
2012/A-1	295	5.505	-0.494	186	6.530	-0.395		
Hierro	Log Fe++	-10.981	Antilog Fe++	1.04472E-11	Log Fe++	-5.638	Antilog Fe++	2.30144E-06
	Log Fe+++	-24.410	Antilog Fe+++	3.89045E-25	Log Fe+++	-19.965	Antilog Fe+++	1.08393E-20
	Log Fe(OH)3+	-5.492	Antilog Fe(OH)3+	3.22107E-06	Log Fe(OH)3+	-5.877	Antilog Fe(OH)3+	1.32739E-06
	LogFe(OH)4-	-5.555	Antilog Fe(OH)4-	2.78612E-06	LogFe(OH)4-	-6.032	Antilog Fe(OH)4-	9.28966E-07
			Fe total (ppm)	6.00720E-06			Fe total (ppm)	4.5578E-06
Azufre	Log H2S	-2.529	Antilog Log H2S	2.95801E-03	Log H2S	-4.290	Antilog Log H2S	5.12861E-05
	Log HS-	-4.732	Antilog Log HS-	1.85353E-05	Log HS-	-4.907	Antilog Log HS-	1.23880E-05
	Log S--	-13.273	Antilog Log S--	5.33335E-14	Log S--	-13.724	Antilog Log S--	1.88799E-14
	Log H2SO4	-10.790	Antilog Log H2SO4	1.62181E-11	Log H2SO4	-13.564	Antilog Log H2SO4	2.72898E-14
	Log HSO4-	-4.590	Antilog Log HSO4-	2.57040E-05	Log HSO4-	-6.228	Antilog Log HSO4-	5.91562E-07
	Log SO4--	-4.313	Antilog Log SO4--	4.86407E-05	Log SO4--	-3.891	Antilog Log SO4--	1.28529E-04
			S Total (ppm)	3.05089E-03			S Total (ppm)	0.000192794

Tabla C4. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-1, año 2014, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio				Condiciones de separación			
	Temperatura (°C)		pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)		pH	Eredox H2S
2014/A-1	295		5.287	-0.466	185		6.140	-0.352
Hierro	Log Fe ⁺⁺	-9.857	Antilog Fe ⁺⁺	1.38995E-10	Log Fe ⁺⁺	-4.844	Antilog Fe ⁺⁺	1.43219E-05
	Log Fe ⁺⁺⁺	-23.040	Antilog Fe ⁺⁺⁺	9.12011E-24	Log Fe ⁺⁺⁺	-18.728	Antilog Fe ⁺⁺⁺	1.87068E-19
	Log Fe(OH) ³⁺	-4.764	Antilog Fe(OH) ³⁺	1.72187E-05	Log Fe(OH) ³⁺	-5.804	Antilog Fe(OH) ³⁺	1.57036E-06
	Log Fe(OH) ⁴⁻	-5.047	Antilog Fe(OH) ⁴⁻	8.97429E-06	Log Fe(OH) ⁴⁻	-6.340	Antilog Fe(OH) ⁴⁻	4.57088E-07
			Fe total (ppm)	2.61931E-05			Fe total (ppm)	1.63493E-05
Azufre	Log H ₂ S	-2.368	Antilog Log H ₂ S	4.28549E-03	Log H ₂ S	-4.142	Antilog Log H ₂ S	7.21107E-05
	Log HS ⁻	-4.792	Antilog Log HS ⁻	1.61436E-05	Log HS ⁻	-5.127	Antilog Log HS ⁻	7.46449E-06
	Log S ⁻⁻	-13.559	Antilog Log S ⁻⁻	2.76058E-14	Log S ⁻⁻	-14.329	Antilog Log S ⁻⁻	4.68813E-15
	Log H ₂ SO ₄	-10.362	Antilog Log H ₂ SO ₄	4.34510E-11	Log H ₂ SO ₄	-12.797	Antilog Log H ₂ SO ₄	1.59588E-13
	Log HSO ₄ ⁻	-4.383	Antilog Log HSO ₄ ⁻	4.14000E-05	Log HSO ₄ ⁻	-5.828	Antilog Log HSO ₄ ⁻	1.48594E-06
	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.333	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	4.64515E-05	Log SO ₄ ⁻⁻	-3.855	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	1.39637E-04
			S Total (ppm)	4.38948E-03			S Total (ppm)	2.20698E-04

Tabla C5. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-2, año 2008, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio				Condiciones de separación			
	Temperatura (°C)		pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)		pH	Eredox H2S
2008/A-2	295		5.118	-0.447	188		6.070	-0.344
Hierro	Log Fe ⁺⁺	-11.135	Antilog Fe ⁺⁺	7.32825E-12	Log Fe ⁺⁺	-6.602	Antilog Fe ⁺⁺	2.50035E-07
	Log Fe ⁺⁺⁺	-24.110	Antilog Fe ⁺⁺⁺	7.76247E-25	Log Fe ⁺⁺⁺	-20.312	Antilog Fe ⁺⁺⁺	4.87528E-21
	Log Fe(OH) ³⁺	-6.447	Antilog Fe(OH) ³⁺	3.57273E-07	Log Fe(OH) ³⁺	-7.709	Antilog Fe(OH) ³⁺	1.95434E-08
	Log Fe(OH) ⁴⁻	-6.880	Antilog Fe(OH) ⁴⁻	1.31826E-07	Log Fe(OH) ⁴⁻	-8.336	Antilog Fe(OH) ⁴⁻	4.61318E-09
			Fe total (ppm)	4.89106E-07			Fe total (ppm)	2.74191E-07
Azufre	Log H ₂ S	-2.520	Antilog Log H ₂ S	3.01995E-03	Log H ₂ S	-4.256	Antilog Log H ₂ S	5.54626E-05
	Log HS ⁻	-5.087	Antilog Log HS ⁻	8.18465E-06	Log HS ⁻	-5.377	Antilog Log HS ⁻	4.19759E-06
	Log S ⁻⁻	-13.967	Antilog Log S ⁻⁻	1.07895E-14	Log S ⁻⁻	-14.653	Antilog Log S ⁻⁻	2.22331E-15
	Log H ₂ SO ₄	-10.497	Antilog Log H ₂ SO ₄	3.18420E-11	Log H ₂ SO ₄	-12.890	Antilog Log H ₂ SO ₄	1.28825E-13
	Log HSO ₄ ⁻	-4.664	Antilog Log SO ₄ ⁻	2.16770E-05	Log HSO ₄ ⁻	-6.063	Antilog Log SO ₄ ⁻	8.64968E-07
	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.709	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	1.95434E-05	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.216	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	6.08135E-05
			S Total (ppm)	3.06936E-03			S Total (ppm)	1.21339E-04

Tabla C6. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-2, año 2010, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio				Condiciones de separación			
	Temperatura (°C)		pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)		pH	Eredox H2S
2010/A-2	295		5.071	-0.438	184		6.070	-0.313
Hierro	Log Fe ⁺⁺	-10.204	Antilog Fe ⁺⁺	6.25173E-11	Log Fe ⁺⁺	-5.796	Antilog Fe ⁺⁺	1.59956E-06
	Log Fe ⁺⁺⁺	-23.081	Antilog Fe ⁺⁺⁺	8.29851E-24	Log Fe ⁺⁺⁺	-19.210	Antilog Fe ⁺⁺⁺	6.16595E-20
	Log Fe(OH) ³⁺	-5.636	Antilog Fe(OH) ³⁺	2.31206E-06	Log Fe(OH) ³⁺	-7.501	Antilog Fe(OH) ³⁺	3.15500E-08
	Log Fe(OH) ⁴⁻	-6.074	Antilog Fe(OH) ⁴⁻	8.43335E-07	Log Fe(OH) ⁴⁻	-8.367	Antilog Fe(OH) ⁴⁻	4.29536E-09
			Fe total (ppm)	3.15546E-06			Fe total (ppm)	1.63540E-06
Azufre	Log H ₂ S	-2.507	Antilog Log H ₂ S	3.11172E-03	Log H ₂ S	-4.282	Antilog Log H ₂ S	5.22396E-05
	Log HS ⁻	-5.101	Antilog Log HS ⁻	7.92501E-06	Log HS ⁻	-5.587	Antilog Log HS ⁻	2.58821E-06
	Log S ⁻⁻	-13.989	Antilog Log S ⁻⁻	1.02565E-14	Log S ⁻⁻	-15.077	Antilog Log S ⁻⁻	8.37529E-16
	Log H ₂ SO ₄	-10.277	Antilog Log H ₂ SO ₄	5.28445E-11	Log H ₂ SO ₄	-12.381	Antilog Log H ₂ SO ₄	4.15911E-13
	Log HSO ₄ ⁻	-4.476	Antilog Log SO ₄ ⁻	3.34195E-05	Log HSO ₄ ⁻	-5.738	Antilog Log SO ₄ ⁻	1.82810E-06
	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.513	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	3.06902E-05	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.027	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	9.39723E-05
			S Total (ppm)	3.18375E-03			S Total (ppm)	1.50628E-04

Tabla C7. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-2, año 2012, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio			Condiciones de separación				
	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S		
2012/A-2	295	5.116	-0.444	188	6.020	-0.344		
Hierro	Log Fe ⁺⁺	-11.720	Antilog Fe ⁺⁺	1.90546E-12	Log Fe ⁺⁺	-7.180	Antilog Fe ⁺⁺	6.60693E-08
	Log Fe ⁺⁺⁺	-24.667	Antilog Fe ⁺⁺⁺	2.15278E-25	Log Fe ⁺⁺⁺	-20.895	Antilog Fe ⁺⁺⁺	1.27350E-21
	Log Fe(OH) ₃ ⁺	-7.015	Antilog Fe(OH) ₃ ⁺	9.66051E-08	Log Fe(OH) ₃ ⁺	-8.224	Antilog Fe(OH) ₃ ⁺	5.97035E-09
	Log Fe(OH) ₄ ⁻	-7.449	Antilog Fe(OH) ₄ ⁻	3.55631E-08	Log Fe(OH) ₄ ⁻	-8.836	Antilog Fe(OH) ₄ ⁻	1.45881E-09
			Fe total (ppm)	1.32170E-07			Fe total (ppm)	7.34985E-08
Azufre	Log H ₂ S	-2.750	Antilog Log H ₂ S	1.77828E-03	Log H ₂ S	-4.485	Antilog Log H ₂ S	3.27341E-05
	Log HS ⁻	-5.317	Antilog Log HS ⁻	4.81948E-06	Log HS ⁻	-5.581	Antilog Log HS ⁻	2.62422E-06
	Log S ⁻	-14.196	Antilog Log S ⁻	6.36796E-15	Log S ⁻	-14.830	Antilog Log S ⁻	1.47911E-15
	Log H ₂ SO ₄	-10.529	Antilog Log H ₂ SO ₄	2.95801E-11	Log H ₂ SO ₄	-12.977	Antilog Log H ₂ SO ₄	1.05439E-13
	Log HSO ₄ ⁻	-4.697	Antilog Log SO ₄ ⁻	2.00909E-05	Log HSO ₄ ⁻	-6.125	Antilog Log SO ₄ ⁻	7.49894E-07
	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.739	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	1.82390E-05	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.251	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	5.61048E-05
			S Total (ppm)	1.82143E-03			S Total (ppm)	9.22130E-05

Tabla C8. Concentraciones de hierro y azufre total para el pozo A-2, año 2012, a partir de datos generados en WATCHWORKS.

Año/Pozo	Condiciones de reservorio			Condiciones de separación				
	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S	Temperatura (°C)	pH	Eredox H2S		
2014/A-2	295	5.161	-0.455	187	6.020	-0.35		
Hierro	Log Fe ⁺⁺	-11.335	Antilog Fe ⁺⁺	4.62381E-12	Log Fe ⁺⁺	-6.722	Antilog Fe ⁺⁺	1.89671E-07
	Log Fe ⁺⁺⁺	-24.385	Antilog Fe ⁺⁺⁺	4.12098E-25	Log Fe ⁺⁺⁺	-20.525	Antilog Fe ⁺⁺⁺	2.98538E-21
	Log Fe(OH) ₃ ⁺	-6.583	Antilog Fe(OH) ₃ ⁺	2.61216E-07	Log Fe(OH) ₃ ⁺	-7.809	Antilog Fe(OH) ₃ ⁺	1.55239E-08
	Log Fe(OH) ₄ ⁻	-6.975	Antilog Fe(OH) ₄ ⁻	1.05925E-07	Log Fe(OH) ₄ ⁻	-8.401	Antilog Fe(OH) ₄ ⁻	3.97192E-09
			Fe total (ppm)	3.67146E-07			Fe total (ppm)	2.09166E-07
Azufre	Log H ₂ S	-2.418	Antilog Log H ₂ S	3.81944E-03	Log H ₂ S	-4.167	Antilog Log H ₂ S	6.80769E-05
	Log HS ⁻	-4.945	Antilog Log HS ⁻	1.13501E-05	Log HS ⁻	-5.230	Antilog Log HS ⁻	5.88844E-06
	Log S ⁻	-13.788	Antilog Log S ⁻	1.62930E-14	Log S ⁻	-14.463	Antilog Log S ⁻	3.44350E-15
	Log H ₂ SO ₄	-10.621	Antilog Log H ₂ SO ₄	2.39332E-11	Log H ₂ SO ₄	-13.068	Antilog Log H ₂ SO ₄	8.55067E-14
	Log HSO ₄ ⁻	-4.748	Antilog Log SO ₄ ⁻	1.78649E-05	Log HSO ₄ ⁻	-6.182	Antilog Log SO ₄ ⁻	6.57658E-07
	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.758	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	1.74582E-05	Log SO ₄ ⁻⁻	-4.272	Antilog Log SO ₄ ⁻⁻	5.34564E-05
			S Total (ppm)	3.86612E-03			S Total (ppm)	1.28079E-04

ANEXO D. Diagramas de Pourbaix graficados con HSC 6.0 a condiciones de reservorio y de separación para los pozos A-1 y A-2

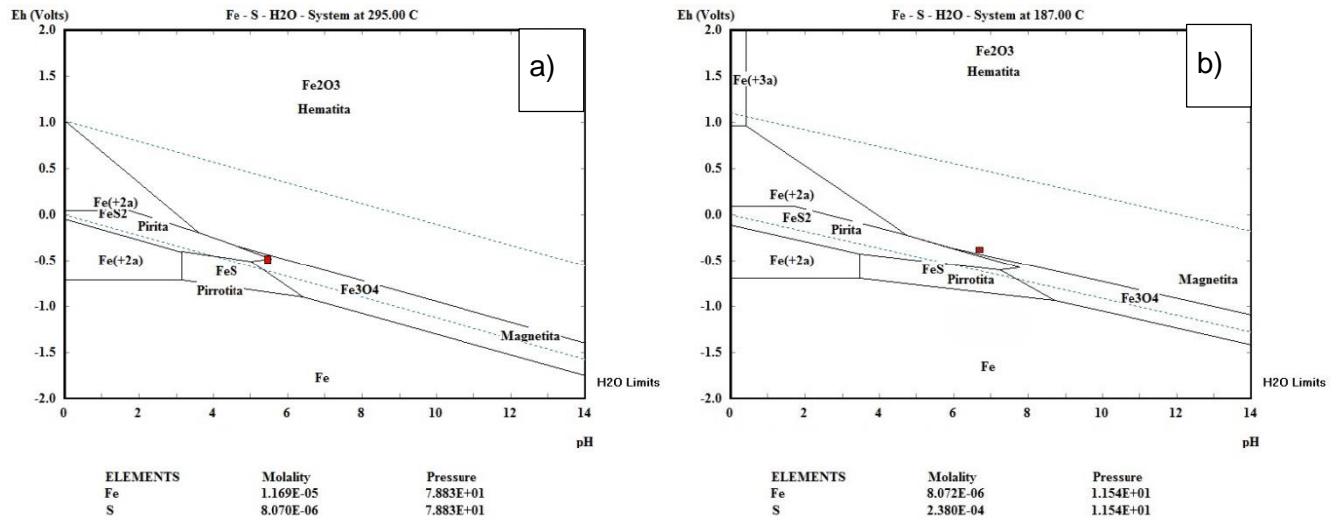


Fig. D1. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-1, año 2008. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (187°C).

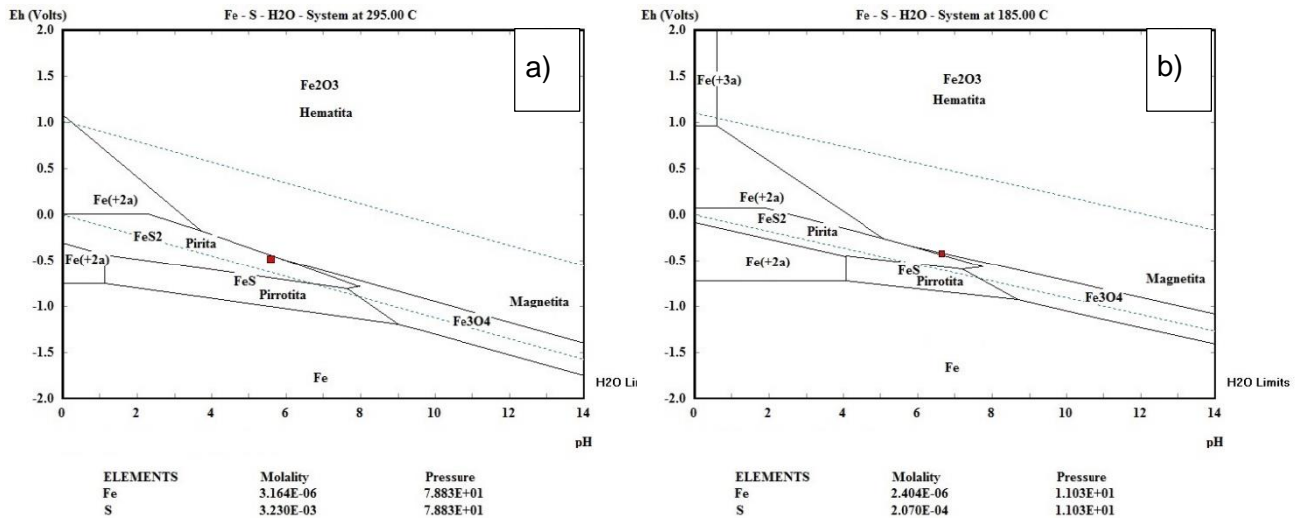


Fig. D2. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-1, año 2010. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (185°C).

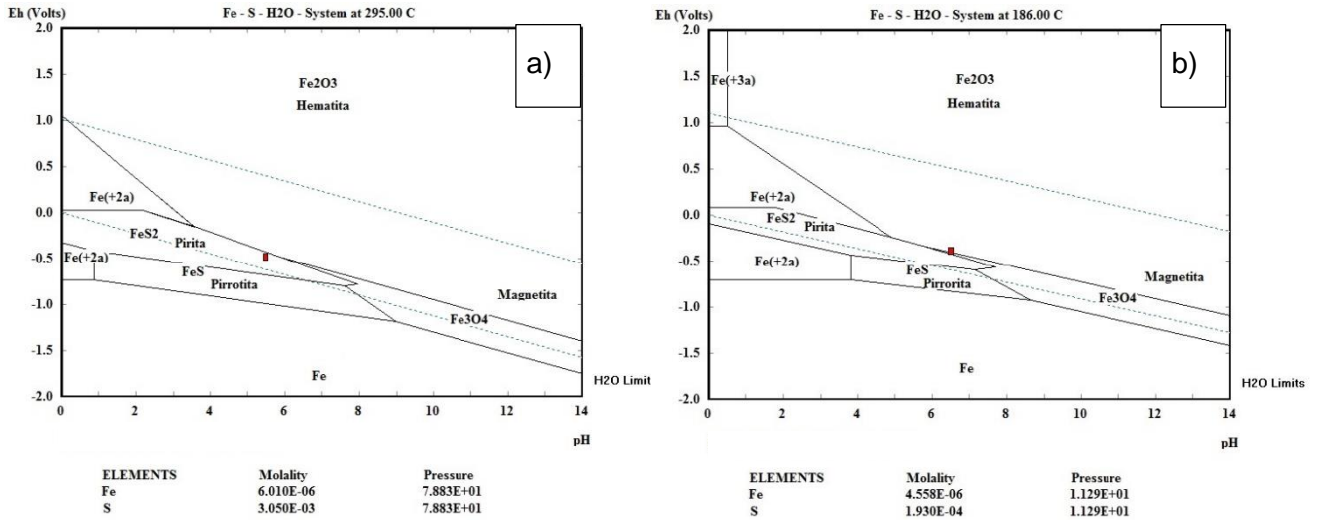


Fig. D3. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-1, año 2012. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (186°C).

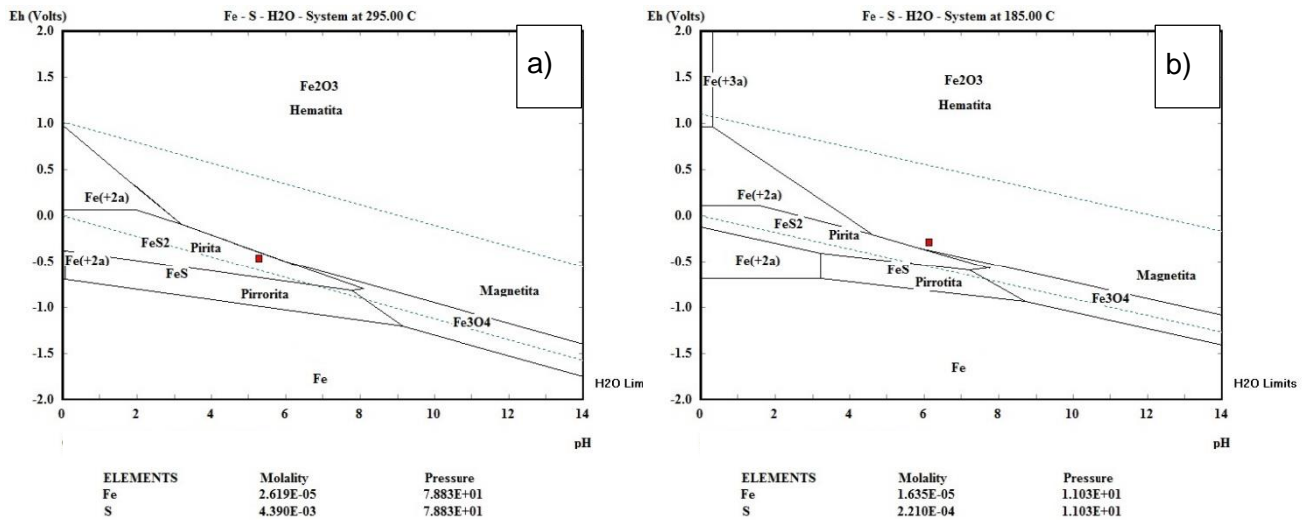


Fig. D4. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-1, año 2014. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (185°C).

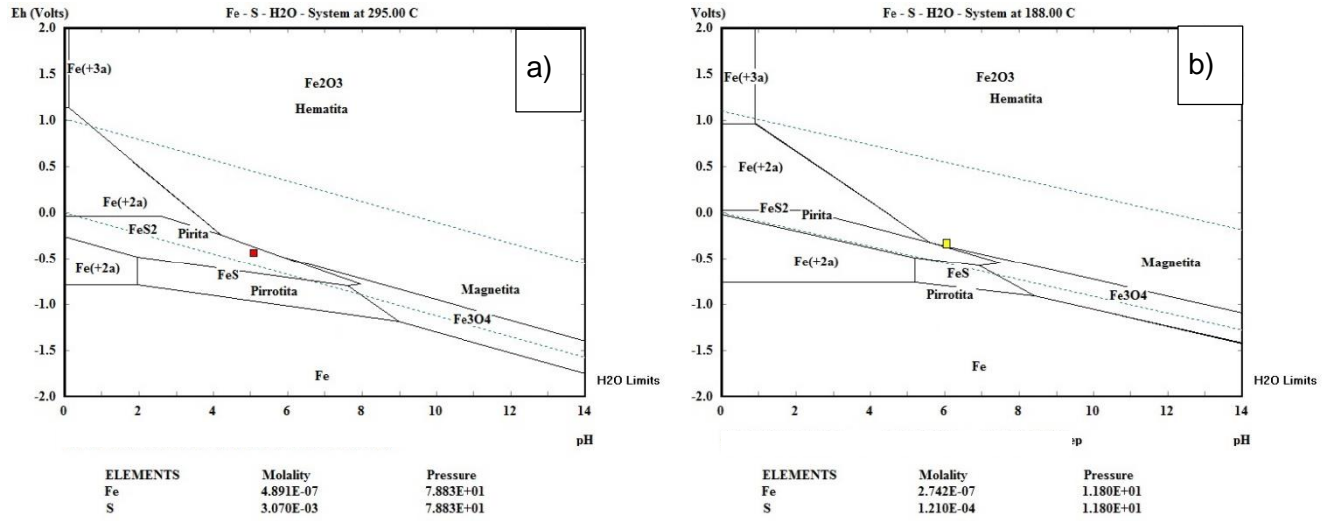


Fig. D5. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-2, año 2008. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (188°C).

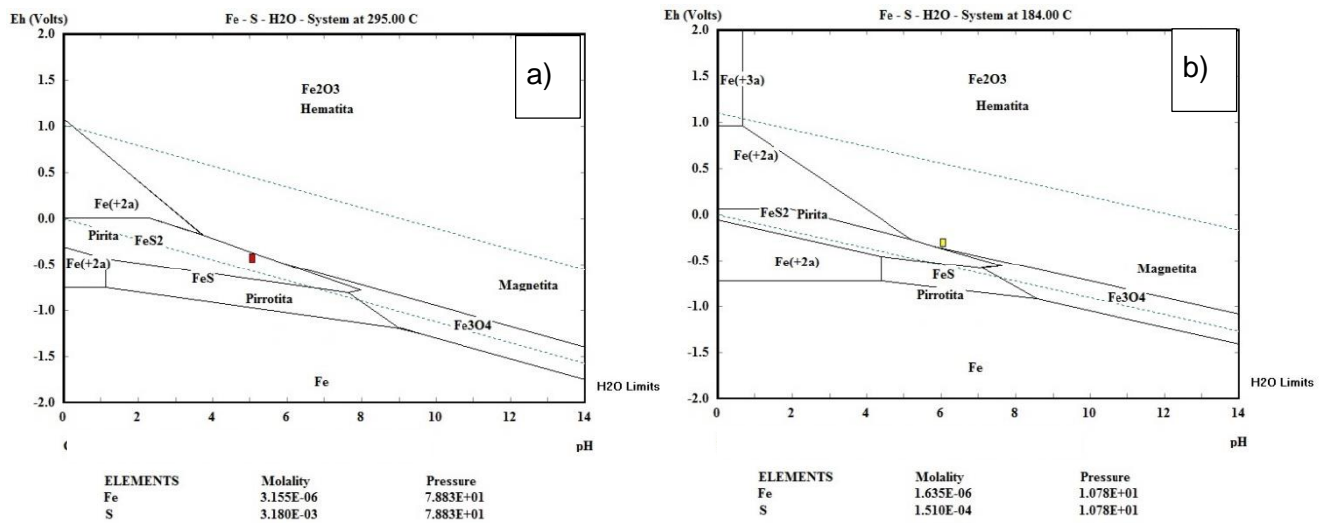


Fig. D6. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-2, año 2010. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (184°C).

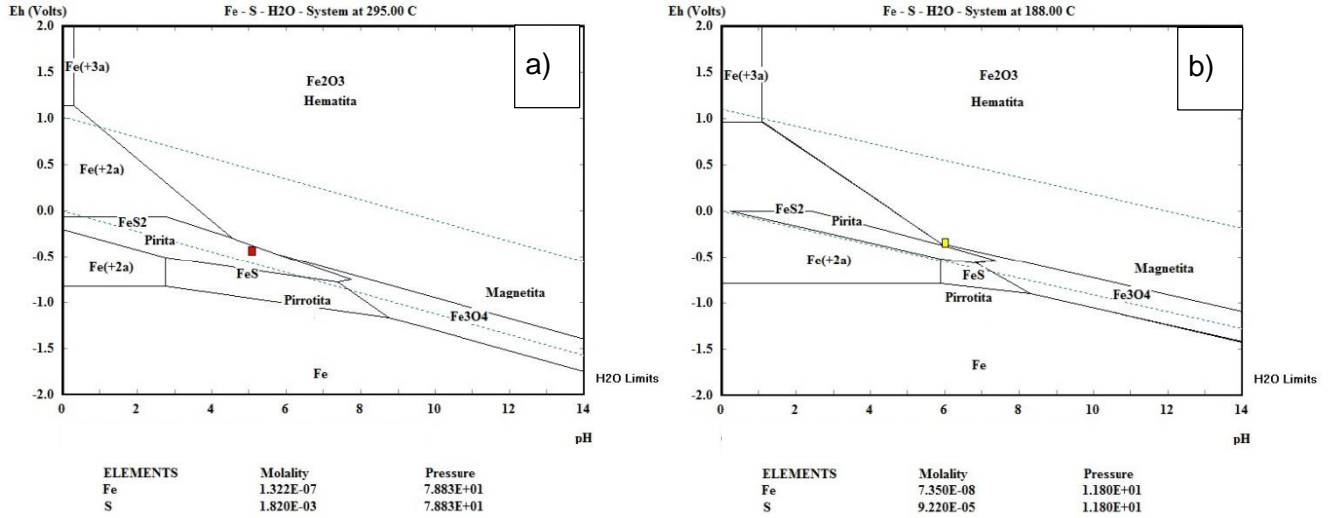


Fig. D7. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-2, año 2012. a) Condiciones de reservorio (295°C), b) Condiciones de separación (188°C).

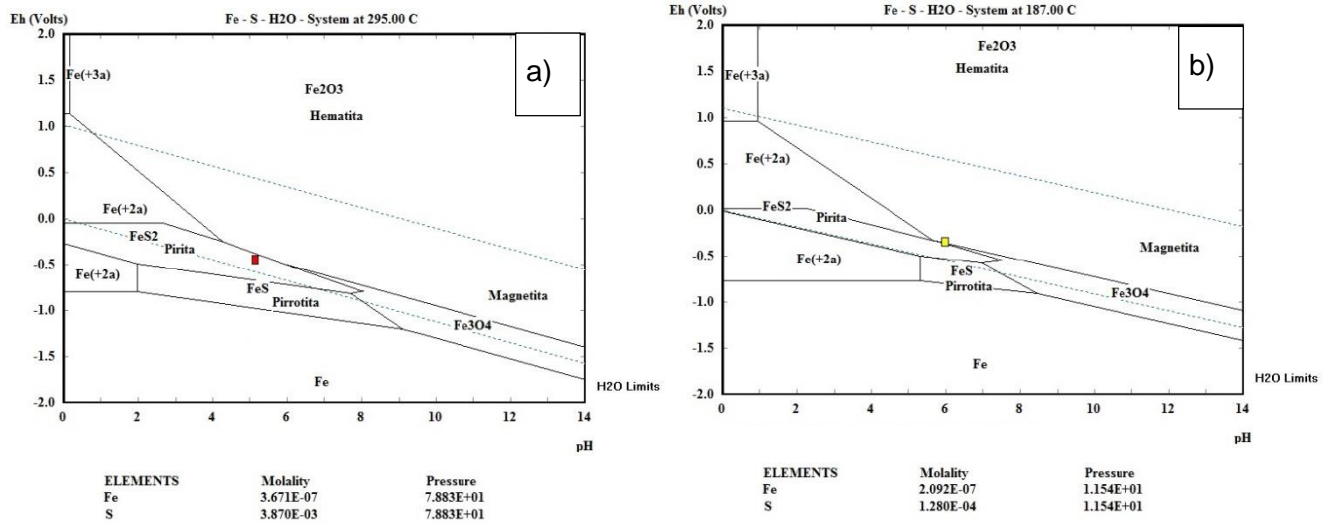


Fig. D8. Diagrama de Pourbaix para para el pozo A-2, año 2014. a) Condiciones de reservorio, b) Condiciones de separación.