

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO



FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA



“ESTIMULACIÓN ÁCIDO MATRICIAL COMO UN MÉTODO DE MEJORA PARA
LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN O INYECCIÓN EN POZOS GEOTÉRMICOS”

MEMORIA DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A:

MARCELA ELISA SÁNCHEZ LUVIANO

Asesor: Dr. Rafael Huirache Acuña (FIQ, UMSNH)

Morelia, Mich., agosto de 2018

DEDICATORIA

Para mis padres (†), Guadalupe y Alfonso, por haberme brindado su apoyo incondicional, por su amor y ternura; sabiendo que donde quiera que estén son parte de este gran logro.

A mis hijas, Mildred y Valery, por ser parte de mi inspiración, esa luz que siempre brilla en los momentos más oscuros de mi vida.

A mis hermanos Oscar (†), Julián y Félix por estar conmigo y compartir momentos de infinita felicidad.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesor Dr. Rafael Huirache Acuña, por su amistad, apoyo y motivación para concluir este proyecto de vida, por brindarme parte de su tiempo y aporte de sus conocimientos.

A mis sinodales, Dr. Javier Lara Romero y Mtro. Gerardo Medina Heredia, por haberme brindado el apoyo en los trámites de la titulación.

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), por haberme brindado la oportunidad de estudiar en sus instalaciones y ahora otorgarme la dicha de titularme.

A la Comisión Federal de Electricidad (CFE), por aportarme todos los conocimientos plasmados en este documento y darme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente.

ÍNDICE

1.	RESUMEN	1
2.	INTRODUCCIÓN.....	3
3.	ANTECEDENTES	4
4.	MARCO TEÓRICO	6
4.1	Sistema geotérmico.....	6
4.2	Generación de electricidad de origen geotérmico.....	10
4.3	Campos geotérmicos de México	12
4.4	Explotación de los yacimientos	16
4.4.1	Daño en la formación	19
4.4.2	Origen de daño en la formación	20
4.4.3	Mecanismo de daño en la formación.....	22
4.4.4	Determinación del daño.....	28
4.4.5	Cálculo del daño	29
5.	ESTIMULACION ÁCIDO MATRICIAL	31
5.1	Reacciones químicas.....	32
5.2	Ácido clorhídrico	32
5.3	Ácido fluorhídrico.....	34
5.4	Mezclas de ácido clorhídrico-fluorhídrico.....	34
5.5	Ácidos orgánicos.....	35
5.6	Parámetros de velocidad de reacción.....	37
6.	METODOLOGÍA DE DISEÑO.....	41
6.1	Selección del pozo candidato.....	41
6.2	Diseño del tratamiento	44
6.3	Concentración y volumen del ácido.....	45

6.4	Gasto de inyección.....	49
6.5	Técnica de colocación del ácido	49
7.	EVALUACIÓN DE RESULTADOS.....	52
7.1	Caso de estudio del tratamiento ácido matricial del pozo A, campo geotérmico Los Humeros.....	54
7.2	Beneficios para la obra.....	65
7.2.1	Costo de la inversión	65
7.2.2	Costo-beneficio del proyecto (b/c)	65
8.	CONCLUSIONES.....	67
9.	BIBLIOGRAFÍA	69
10.	WEBGRAFÍA	71

Tablas y figuras

Tabla 1.	Clasificación del recurso geotérmico.	9
Tabla 2.-	Capacidad geotermoeléctrica en el mundo.	11
Tabla 3.-	Análisis mineralógico de la muestra de la formación en un sistema geotérmico .	18
Tabla 4.-	Área superficial/Análisis reactivo.	38
Tabla 5.-	“Mud Acid” (12%-3%HF) velocidad de reacción de la sílice respecto de la temperatura.	38
Tabla 6.-	Máximo potencial recomendado del ácido para diferentes temperaturas.	39
Tabla 7.-	Etapas de la estimulación ácido matricial (Morales, 2012).	44
Tabla 8.-	Tratamiento ácido empírico basado en la permeabilidad (Flores, Stimulations of Geothermal Wells, 2003).....	46
Tabla 9.-	Solubilidad de una formación extrusiva ígnea.	46
Tabla 10.-	Resultados de las estimulaciones ácido matriciales llevadas a cabo en los pozos geotérmicos de México (modificada de (Morales, 2012)).	54
Tabla 11.-	Operaciones que se han realizado al pozo A (Morales, 2012).	57
Tabla 12.-	Parámetros de operación para cada etapa e intervalo a tratar durante	59

Figura 1.- Representación esquemática de un sistema geotérmico simplificado	8
Figura 2.- Clasificación del recurso geotérmico.....	9
Figura 3.- Primera planta geotérmica del continente americano.	10
Figura 4.- Esquemas de generación geotermoeléctrica comercialmente aprovechables. A) Plantas a contrapresión, B) Plantas a condensación, C) Plantas de ciclo binario (Maya & Gutierrez, 2007).....	12
Figura 5.- Capacidad geotérmica nacional.	13
Figura 6.- Campos geotérmicos de México. A) Cerro Prieto; B) Los Azufres; C) Los Hornos; D) Las Tres Vírgenes; E) Domo de San Pedro.....	16
Figura 7.- Representación esquemática de las tuberías de un pozo geotérmico.....	18
Figura 8. Poros interconectados a través de un medio permeable.....	20
Figura 9. Zona alterada o zona con daño.....	21
Figura 10.- Modelo de flujo lineal de permeabilidad.	23
Figura 11.- Modelo de fluido radial de permeabilidad.....	25
Figura 12.- Cambios de presión en la vecindad del pozo debido al efecto del daño (Horne, 1995).....	28
Figura 13.- Representación esquemática de pruebas de presión: a) decremento, b) incremento, c) inyección, y d) recuperación (Escobar, 2003).....	30
Figura 14.- Agujeros de gusano formados durante la estimulación ácido matricial.	33
Figura 15. Diagrama de flujo para la selección de un pozo candidato a estimular.	43
Figura 16.- Estimación del volumen de ácido en función del espesor de zona productora..	47
Figura 17.- Esquema representativo del equipo Bullheading.....	50
Figura 18.- Equipo de perforación convencional.	51
Figura 19.- Equipo de tubería flexible (Hernandez, Mireles, Mireles, & González, 2018).	52
Figura 20.- Croquis de tuberías del pozo A.....	56
Figura 21.- Zonas de alimentación del pozo A.....	57
Figura 22.- Resultados de las simulaciones de saturación de minerales, software especializado WATCH.....	58
Figura 23.- Comportamiento de la presión y gasto de inyección durante la estimulación ácido matricial en los dos primeros intervalos tratados: a) intervalo 1250 – 1300 m y b) intervalo 1350 -1400 m (Diez, Morales, & Tobar, 2010).....	61

Figura 24.- Comportamiento de la presión y gasto de inyección durante la estimulación ácido matricial en los intervalos tercero y cuarto: c) intervalo 1550 – 1600 m y d) intervalo 1700 -1750 m (Diez, Morales, & Tobar, 2010).....	62
Figura 25.- Evolución de la producción del pozo A, pre y pos estimulación ácido matricial. a) Presión del pozo y orificio de producción; b) Producción de vapor y mezcal; c) Entalpía y calidad del vapor (Diez, Morales, & Tobar, 2010).....	64
Figura 26.- Gráfica del punto de equilibrio.	67

1. RESUMEN

La cuestión clave en el desarrollo de la energía geotérmica, con respecto a la generación de electricidad, es la capacidad de llegar a formaciones con caudal suficiente (vapor o salmuera) y capacidad de almacenamiento que puedan proporcionar fluidos con suficiente energía para accionar una turbina, y así generar electricidad en superficie durante un período de tiempo suficientemente largo para que el proyecto sea económicamente viable.

En la industria geotérmica una de las problemáticas que ocasiona la baja capacidad de producción o aceptación de fluido de los pozos, es la formación de depósitos, que dan como consecuencia una restricción en las paredes de la matriz de formación (roca). Esto, puede presentarse ya sea durante la perforación o vida productiva. Una técnica que ayuda a resolver dicha problemática es la estimulación ácido matricial, cuya aplicación se remonta a finales del siglo XIX, inicialmente en yacimientos carbonatados (yacimientos petroleros) y extendida a minerales más complejos (yacimientos geotérmicos).

Este tratamiento químico involucra la inyección de un fluido reactivo, normalmente ácido, dentro de la formación, el cual se bombea a presiones por debajo de la presión de fractura de ésta, ello para evitar un daño adicional al presente, como lo puede ser un colapso o una rotura en las tuberías de los pozos. Los ácidos más comúnmente utilizados son el ácido clorhídrico (HCl), y mezclas de (HCl) y ácido fluorhídrico (HF). La selección de los ácidos se realizará dependiendo del tipo de incrustación o depositación a tratar.

El ácido actúa disolviendo el material depositado en los poros de la formación (roca), tal como carbonatos, óxidos metálicos, sulfatos, sulfuros o cloruros, sílice amorfa, lodo de perforación y cemento filtrado por invasión.

Este tratamiento es ampliamente utilizado en la industria geotérmica, puesto que comparado con otras técnicas, como por ejemplo la limpieza mecánica, resulta ser más efectiva, aunado a que su costo beneficio resulta ser más sustancioso.

En México se han llevado a cabo numerosos tratamientos químicos, mediante las cuales se han obtenido excelentes resultados, tanto en pozos inyectoros (desde el año 2000) como en productores (2002), obteniendo porcentajes de mejora de hasta 650% respecto al último dato de producción medido, para el caso de pozos productores, o capacidad de aceptación, para pozos inyectoros.

Debido a los buenos resultados que se obtienen al aplicar esta técnica de tratamiento, como un método de mejora en las condiciones de los pozos, tanto productores, así como inyectoros, se presenta su metodología, desarrollo y un caso de estudio.

Palabras clave: geotérmica, pozos, producción, aceptación, ácido y tratamiento.

ABSTRACT

The key issue in the development of geothermal energy, with respect to the generation of electricity, is the ability to reach formations with sufficient flow and storage capacity that can provide fluids with enough energy to drive a turbine, and that is the electricity on the surface for a long period of time to make the project economically viable.

In the geothermal industry, one of the problems that occasionally results from the low production capacity or acceptance of fluid from the wells is the formation of deposits, which result in a restriction in the walls of the formation matrix (rock). This can occur either during drilling or productive life. A technique that helps solve this problem is the stimulation matrix acid, whose application dates back to the late nineteenth century, initially in deposits carbonated (oilfields) and extended to more complex minerals (geothermal deposits).

This chemical treatment involves the injection of a reactive fluid, normally acidic, into the formation, which is pumped under pressure below the fracture pressure of the formation, such as a collapse or rupture in the well pipes. The most commonly used acids are hydrochloric acid (HCl), and mixtures of (HCl) and hydrofluoric acid (HF). The selection of the last and only uses of the type of incrustation or deposit to be treated.

The acid acts by dissolving the material deposited in the pores of the formation (rock), such as carbonates, metal oxides, sulfates, sulfides or chlorides, amorphous silica, drilling mud and cement filtered by invasion.

This is a method used in the geothermal industry, which is compared with other techniques, such as mechanical cleaning, it is more effective, even though its cost benefit is more substantial.

In Mexico it has been carried out over the years, thanks to the results, both in the injectors (since 2000) and in the products (2002), obtaining improvement percentages of up to 650% measured production, for the wells case, or acceptance capacity, for injector wells.

Due to the good results that were obtained when applying this treatment technique, as a method of improvement in the conditions of the wells, also as injectors, we present their methodology, development and case study.

Keywords: geothermal, wells, production, acceptance, acid and treatment.

2. INTRODUCCIÓN

La cuestión clave en el desarrollo de la energía geotérmica, con respecto a la generación de electricidad, es la capacidad de llegar a formaciones con caudal suficiente (vapor o salmuera) y capacidad de almacenamiento que puedan proporcionar fluidos con suficiente energía para accionar una turbina, y así generar electricidad en superficie durante un período de tiempo suficientemente largo para que el proyecto sea económicamente viable.

Para prolongar la vida útil de los proyectos es necesario que la extracción así como la reinyección de los fluidos de explotación se presente en condiciones óptimas, sin embargo, no siempre es así.

Una problemática que se presenta en la industria geotérmica, ya sea durante la perforación o la vida productiva de los pozos geotérmicos, es la depositación de minerales, particularmente calcita y cuarzo, que da como consecuencia la baja producción o capacidad de aceptación en los pozos. Esta característica como tal se le denomina daño en la formación, el cual puede presentarse en las inmediaciones de la formación o dentro del agujero del pozo. Los mecanismos de formación del daño, pueden ser ocasionados por depósitos presentes en el lodo perforación o bien recorte del producto de la misma (etapa perforación), así como, incrustaciones por minerales que se forman durante la vida productiva del pozo (etapa productiva).

Una técnica que ayuda a resolver dicha problemática es la estimulación ácido matricial, la cual se encuentra entre los tratamientos más comúnmente utilizados, esto debido a la capacidad del ácido para disolver dichos depósitos. El ácido es inyectado dentro de la formación a presiones considerablemente menores que la presión de fractura (presión que resiste la formación antes de abrirse o fracturarse en un punto dado del pozo), de modo que el flujo actúe radialmente dentro de la formación, a través de los poros naturales y canales de flujo, ampliando los mismos. Debido a que el área de contacto entre el ácido y la

formación, es usualmente muy grande, los trabajos del tratamiento químico se llevan a cabo con gastos bajos de inyección. La reacción química entre la penetración del ácido y la formación es gradualmente lenta conforme el ácido se consume.

Este tratamiento químico, es generalmente diseñado para crear un frente de reacción, de tal modo que el ácido llegue a remover el daño en la formación hasta las inmediaciones del radio del pozo. El análisis para determinar el tipo de daño involucra la revisión del historial del pozo, conocimiento de los minerales de formación y propiedades del fluido. Una vez identificado el tipo de daño, será tiempo de elegir el ácido a utilizar para el tratamiento.

Existen diferentes formulaciones de ácidos para la estimulación química, siendo la más frecuentemente usada el ácido clorhídrico (HCl), que se utiliza principalmente para disolver los minerales de calcio, magnesio y carbonatos de fierro, y mezclas de HCl con ácido fluorhídrico (HF) se utilizan para atacar minerales de silicato tales como arcillas y feldspatos. Otros ácidos, en particular algunos ácidos orgánicos débiles, se utilizan en aplicaciones especiales, tales como alta temperatura. A través de este tratamiento se pueden obtener porcentajes de mejora significativos, que comparados con otras técnicas de tratamientos, como lo es la limpieza mecánica, se obtienen mejores resultados.

3. ANTECEDENTES

La historia de los procesos de tratamientos químicos en pozos, se considera entre las técnicas más antiguas todavía en uso moderno. Este tratamiento se remonta aproximadamente a 1860. Los primeros registros fueron con el uso del ácido clorhídrico (HCl), el agente comúnmente preferido hoy en día.

En 1984 el químico Herman Frasch (jefe en la Refinería Solar de Standard Oil Co. en Lima, Ohio) utilizó el HCl en formaciones de caliza, a quien se le atribuye haber inventado la técnica. Este método fue abandonado o poco usado por la alta corrosión en las instalaciones superficial y subsuperficial de los pozos (Williams, Gidley, & L., 1979).

Hasta 1932, con el desarrollo de los inhibidores de corrosión, la limpieza química fue ampliamente aceptada y reconocida como un método para incrementar la producción en los pozos (Williams, Gidley, & L., 1979). En 1933, Halliburton llevó a cabo el primer tratamiento de acidificación de areniscas utilizando una mezcla de ácido clorhídrico (HCl)

y ácido fluorhídrico (HF), en un pozo de prueba perteneciente a King Royalty Co., cerca de Archer City, Texas. Desafortunadamente, los resultados del primer intento fueron muy desalentadores. Dowell introdujo una mezcla de HCl al 12% - HF al 3%, llamada "mud acid", en 1939. Esta mezcla ácida es todavía muy común y ahora se conoce como "regular strength" (Sandrine, Portier, & Vuataz, 2007).

Desde mediados de los años sesenta se han llevado a cabo numerosos tratamientos químicos de formaciones de arenisca. En los años setenta y principios de los ochenta hubo una proliferación de sistemas de acidificación de tono de arena "novedosos", con el fin de proporcionar ciertos beneficios, tales como retardar la velocidad de reacción del gasto de HF, estabilizar las partículas finas, prevenir la precipitación de los productos de reacción de la roca con el HF. En los años ochenta y en los noventa, la acidificación trató la ejecución del tratamiento más que la cuestión química de los fluidos. Más recientemente, la química de fluidos ha vuelto a ocupar el primer plano. En los últimos años se ha observado un incremento en la actividad de estimulación de pozos, aumentando al doble en los años noventa (Sandrine, Portier, & Vuataz, 2007). En 1994, el 79% de los empleos eran trabajos ácidos, pero dado que son de menor costo que los tratamientos de fracturación hidráulica, sólo consumían el 20% del dinero gastado para la estimulación del pozo. Para los trabajos con ácido, la tasa de fallos observada fue del 32%.

En México la aplicación de esta técnica remonta en el año 2002 en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, B.C.S. Los resultados fueron exitosos utilizando la mezcla de ácidos HCl y HF (mud acid) con un porcentaje de mejora del 192%. Para el año 2007, ya se había realizado 7 tratamientos químicos más, en el campo geotérmico Los Azufres, y nuevamente en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, obteniendo porcentajes de mejora de hasta el 367%. Sin embargo, en el año 2006, se presentaron dos casos donde no se presentaron los resultados esperados, puesto que no se obtuvo mejora en la producción de los pozos; después de analizar los resultados de éstos tratamientos, se llegó a la conclusión de que la mezcla de ácidos no fue la adecuada, dado que los ácidos utilizados fueron acético y una mezcla de orgánicos. A razón de estos resultados, las mezclas utilizadas en los tratamientos han sido HCl y HF en sus diversas concentraciones. En el año 2010 se llevó a cabo el primer tratamiento ácido en el campo geotérmico Los Humeros, Pue., en donde se obtuvo el porcentaje de mejora más alto de todos los tiempos, con un 650%. Hasta el año 2012 se

han realizado 20 tratamientos químicos, de los cuales se ha obtenido un porcentaje de eficacia del 90%.

Dado que la estimulación química de pozos concierne directamente con el mejoramiento de su productividad, o en su caso de su inyectividad, su éxito depende básicamente de las condiciones en que se encuentren los pozos.

4. MARCO TEÓRICO

4.1 Sistema geotérmico

La energía geotérmica es la energía calorífica contenida dentro de la Tierra. La energía térmica proveniente del núcleo terrestre tiene una temperatura que puede alcanzar los 4000 °C, disminuyendo a medida que nos acercamos a la superficie, por lo tanto inmensa; pero el hombre solo puede utilizar una fracción, por lo que el término es a menudo utilizado para indicar la parte del calor de la Tierra que puede, o podría, ser recuperada y explotada por el hombre. Hasta ahora, nuestra utilización de esta energía se ha limitado a áreas en las que las condiciones permiten que un transportador (agua en la fase líquida o vapor) "transfiera" el calor de zonas calientes profundas a la superficie o cerca de ella, lo que da lugar a recursos geotérmicos.

El primer intento de generar electricidad a partir de vapor geotérmico se hizo en Larderello, Italia en 1904, cuya generación fue un éxito comercial que indica el valor industrial de energía geotérmica y marcando el comienzo de una forma de explotación que debía desarrollarse significativamente a partir de ese momento. En 1942 la capacidad geotermoeléctrica instalada había alcanzado 127,650 kWe (kilowatt eléctrico). Varios países siguieron el ejemplo establecido por Italia. Los primeros pozos geotérmicos en Japón fueron perforados en Beppu en 1919 y en los Estados Unidos en The Geysers, California, en 1921. En 1958 una pequeña planta de energía geotérmica comenzó a operar en Nueva Zelanda, en 1959 en México, en 1960 en los Estados Unidos, y en muchos otros países en los años siguientes (Flores, Stimulations of Geothermal Wells, 2003).

Un yacimiento geotérmico se compone de tres elementos principales:

- ✚ Una fuente profunda de calor: puede ser una intrusión magmática de muy alta temperatura ($> 700^{\circ}\text{C}$) que ha alcanzado profundidades relativamente poco profundas (5-10 km) o, como en ciertos sistemas de baja temperatura, el gradiente de temperatura normal de la Tierra.
- ✚ Un acuífero: una capa de rocas calientes con la permeabilidad primaria o secundaria suficiente por donde el agua circula y a su vez extrae el calor que esté conectada con un área de recarga superficial, a través de la cual el agua meteórica pueda reemplazar a la que asciende por las fuentes termales. El agua, dependiendo de su temperatura y presión, estará en fase líquida o en fase vapor, y podrá contener sales disueltas y gases como CO_2 , H_2S , etc.
- ✚ Capa impermeable (capa sello): otra formación rocosa, o parte de ella, con una permeabilidad menor que la del acuífero, y cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie. El fluido geotérmico es agua, en la mayoría de los casos agua meteórica, en la fase líquida o de vapor, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo lleva consigo químicos y gases como CO_2 , H_2S , etc. La presencia normal es en rocas extrusivas ígneas tales como andesita, basalto y riolitas. Si se tiene el cuidado de extraer una masa de fluidos equivalente a la que se recarga en el yacimiento, sea por medios naturales o artificiales, el recurso es renovable para todo efecto práctico, ya que aunque la cámara magmática terminará por enfriarse, el proceso le tomará probablemente algunos miles de años. La Figura 1 es una representación simple de un sistema geotérmico ideal.

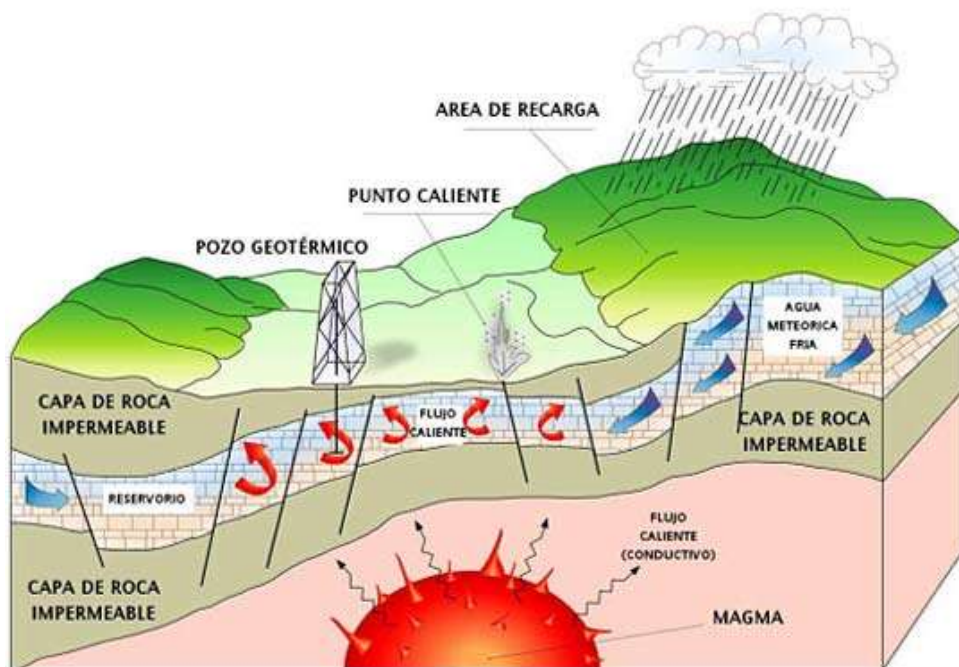


Figura 1.- Representación esquemática de un sistema geotérmico simplificado
(<http://www.aulatecnologia.com/>, 2011)

Estos sistemas se pueden encontrar en regiones con un normal o ligeramente por encima de lo normal gradiente geotérmico ($\sim 3^{\circ}\text{C}/\text{m}$), y especialmente en las regiones alrededor de los márgenes de las placas donde los gradientes geotérmicos pueden ser significativamente más altos que el valor promedio. El gradiente geotérmico se denomina a la variación de temperatura en función de la profundidad. Normalmente expresado en $^{\circ}\text{C}$ por cada 100 metros. Para el cálculo del gradiente geotérmico normalmente se emplea la siguiente formula:

$$\text{Gradiente geotérmico} = \frac{T_2 - T_1}{Z_2 - Z_1} \quad (1)$$

donde:

T_1 = temperatura inicial ($^{\circ}\text{C}$)

T_2 = temperatura final ($^{\circ}\text{C}$)

Z_2 = profundidad inicial (m)

Z_1 = profundidad final (m)

Este gradiente puede ser medido mediante sondeos tanto mineros como petroleros con la ayuda de herramientas llamadas sondas térmicas. Tiene un valor promedio para todo el

planeta de 3.3°C por cada 100 metros, a excepción de los denominados límites de placas, en donde los valores son mayores, como se citó anteriormente (Delgado & Roberto, 2014).

En el primer caso las bajas temperaturas, generalmente no superiores a 150 °C a profundidades someras, caracterizarán a estos sistemas; en el segundo caso las temperaturas podrían cubrir un amplio rango de 150 a 220 °C; y para el tercer caso las temperaturas se encuentran entre 220 -300 °C, e incluso llega a los 400 °C. La Tabla 1 muestra la clasificación de los sistemas geotérmicos por su entalpía (capacidad calorífica) y/o temperatura. En la Figura 2 se muestra esquemáticamente la clasificación del recurso geotérmico: (1) baja entalpía; (2) mediana entalpía; (3) baja entalpía.

Tabla 1. Clasificación del recurso geotérmico.

Entalpía	Temperatura
Recurso de baja entalpía	<150 °C
Mediana entalpía	150 – 220 °C
Alta entalpía	>220 °C

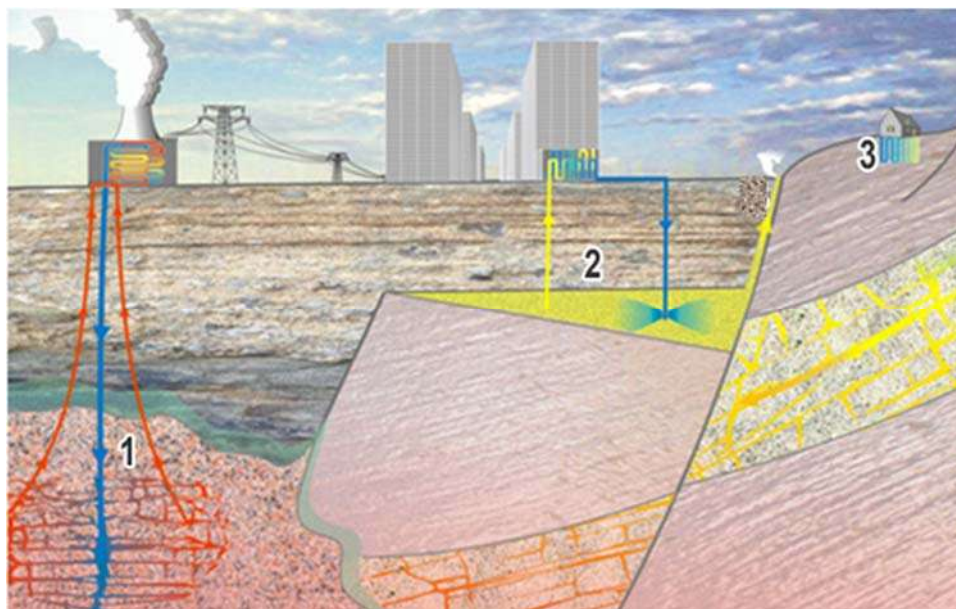


Figura 2.- Clasificación del recurso geotérmico
(<http://www.icgc.cat>, 2011)

4.2 Generación de electricidad de origen geotérmico.

Aprovechar los recursos geotérmicos para generar energía eléctrica no es algo nuevo. Las primeras plantas geotermoeléctricas empezaron a funcionar en Italia a principios de la década de los treinta (siglo XX), en el campo geotérmico de Larderello (Catali, 2006), y en el continente americano la primera planta de este tipo se instaló en el campo de Pathé, México, en 1959, la cual trata de una unidad de 3.5 MW de capacidad, adquirida en Italia, que entró en operación el 20 de noviembre de 1959. Aunque sólo generó una fracción de su capacidad, estuvo operando hasta 1973, año en que fue desmantelada (Quijano-Leon & Gutierrez-Negrin, 2003). Actualmente se exhibe como pieza de museo en las instalaciones del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., operado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Figura 3.



Figura 3.- Primera planta geotérmica del continente americano.

Hoy en día, 27 países hacen uso de la geotermia para generar electricidad, la mayoría de los cuales están ubicados cerca de los límites entre diversas placas tectónicas. La capacidad geotermoeléctrica instalada actual, con datos a enero de 2018, es de 14 mil 060 megawatts (MW), como se muestra en la Tabla 2. Puede verse en ella que México ocupa el sexto lugar mundial, después de Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, Turquía y Nueva Zelanda.

TOP 10 GEOTHERMAL COUNTRIES
 INSTALLED CAPACITY - MW (JANUARY 2018) – 14,060 MW IN TOTAL

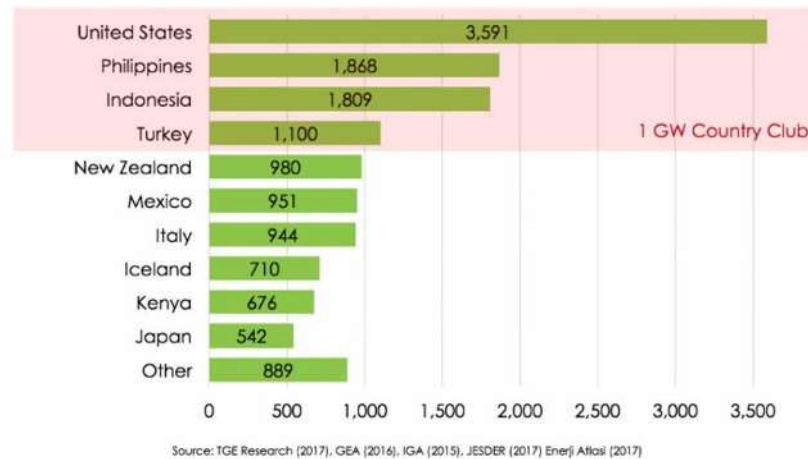


Tabla 2.- Capacidad geotermoelectrica en el mundo.
 (<http://www.thinkgeoenergy.com>)

Hay varias maneras de generar electricidad con fluidos geotérmicos. La más sencilla de ellas es utilizar unidades a contrapresión, en las que el vapor se descarga directamente a la atmósfera después de pasar por la turbina (Figura 4-A). Otra manera es emplear una unidad a condensación, en la cual el vapor, después de pasar por la turbina, pasa a un condensador que trabaja a una presión menor que la atmosférica (Figura 4-B). Las unidades a contrapresión son más baratas, ya que carecen de condensador y torre de enfriamiento, pero menos eficientes pues requieren del orden de 12 toneladas de vapor para generar un megawatt-hora (MWh). Las unidades a condensación ameritan más inversión pero son más eficientes, ya que necesitan del orden de 8 toneladas por MWh generado.

Un tercer tipo de unidad geotermoelectrica es la de ciclo binario. En esta se utiliza un intercambiador de calor para que el fluido geotérmico (agua o vapor) caliente a un fluido de trabajo con punto de ebullición inferior al del agua. Es justamente este fluido el que se hace pasar por la turbina siendo posteriormente condensado y vuelto a pasar por el intercambiador, en un proceso cíclico y continuo (Figura 4-C). Este arreglo es el más caro, pero permite aprovechar fluidos geotérmicos de temperaturas inferiores que, de otro modo, tal vez no podrían utilizarse para generar electricidad.

Los tres tipos de unidades geotermoelectricas se emplean rutinariamente para generar energía eléctrica de manera comercial, tanto en México como en el resto del mundo.

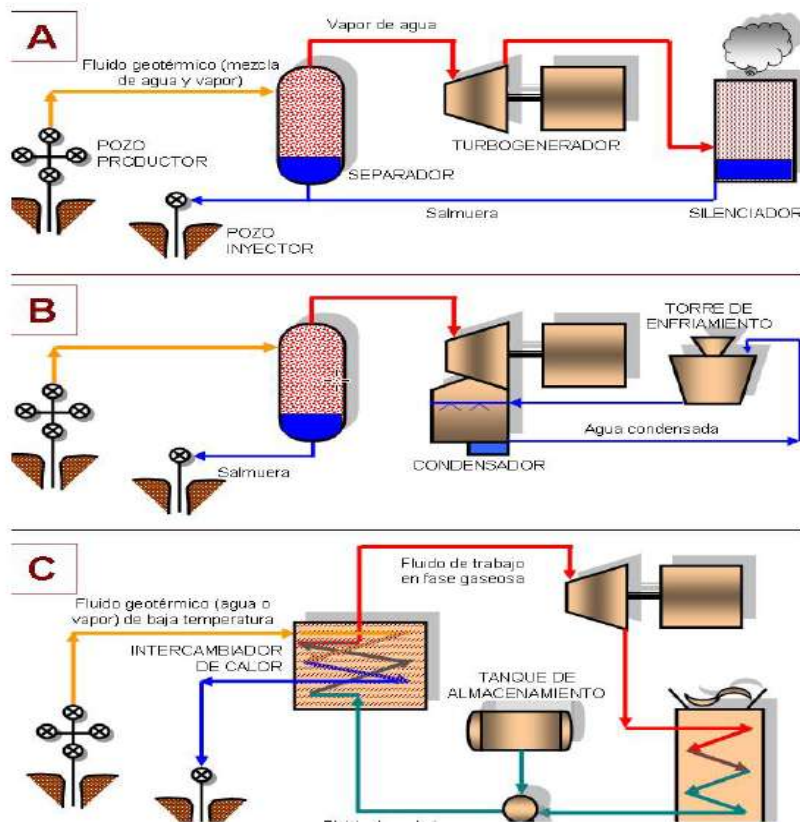


Figura 4.- Esquemas de generación geotermoeléctrica comercialmente aprovechables. A) Plantas a contrapresión, B) Plantas a condensación, C) Plantas de ciclo binario (Maya & Gutierrez, 2007)

4.3 Campos geotérmicos de México

La CFE, organismo público a cargo de la generación, transmisión y comercialización de la energía eléctrica en México, opera cuatro campos geotérmicos a través de su Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG), con sede en Morelia, Mich. Esos campos son los de Cerro Prieto, BC, Los Azufres, Mich., Los Humeros, Pue., y Las Tres Vírgenes, BCS y por parte de la iniciativa privada la empresa Grupo Dragón se encuentran actualmente explotando el campo geotérmico Domo de San Pedro, Nayarit, con una capacidad instalada de 35 MW. Actualmente la capacidad instalada en el país es de 951 MWe distribuida en 5 campos geotérmicos concesionados, sin embargo la capacidad efectiva es del orden de 918.2 MWe, Figura 5.

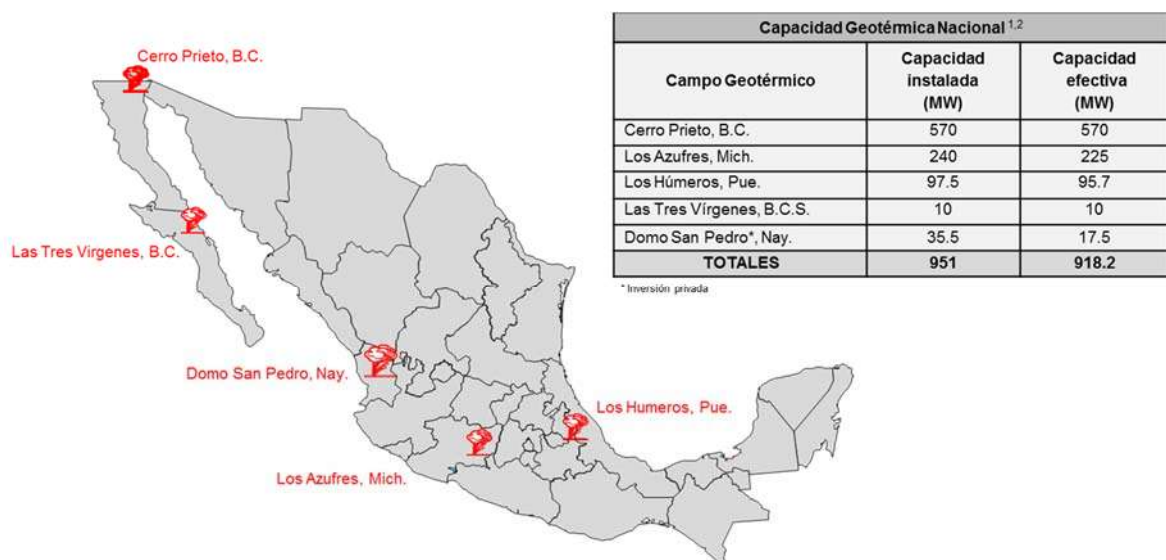


Figura 5.- Capacidad geotérmica nacional.

El campo de Cerro Prieto se localiza en la porción norte de México, muy cerca de la frontera con Estados Unidos, a unos 30 kilómetros al sureste de la ciudad de Mexicali, capital del estado de Baja California. Es el segundo campo más grande del mundo, sólo inferior al de The Geysers, en California, EUA, y se ubica prácticamente al nivel del mar. Su capacidad instalada es de 570 MW. Las primeras unidades empezaron a operar en 1973 y las últimas en 2000. A la fecha cuenta con cuatro unidades de 25 MW, una unidad de 30 MW, cuatro de 37.5 MW cada una, y otras cuatro de 110 MW cada una. Todas ellas son unidades a condensación (Figura 4B). En Cerro Prieto la CFE operan 140 pozos en producción continua, con una profundidad media de 2,500 metros, cuya producción de vapor en el año 2017 fue de 31.032 millones de toneladas. La generación eléctrica de Cerro Prieto representa casi 40% de la demanda del sistema eléctrico de Baja California. Hay en él una laguna de evaporación construida en una superficie de 14 kilómetros cuadrados, con la cual, y con 29 pozos inyectoros, se dispone de los más de 33 millones de toneladas de salmuera que salen asociadas al vapor.

El campo geotérmico de Los Azufres está localizado en la parte central de México (Figura 5), en el Estado de Michoacán, a unos 250 kilómetros al occidente de la Ciudad de México, en un complejo volcánico a 2,800 metros de altitud. Su ubicación es cercana al centro de la Faja Volcánica Mexicana, que es una franja de volcanes y productos volcánicos cuaternarios que atraviesa México de costa a costa y en la cual se encuentran

varios volcanes actualmente activos, como el Popocatepetl y el Volcán de Fuego de Colima. A diferencia de Cerro Prieto, Los Azufres es un campo de tipo volcánico cuyos fluidos geotérmicos están contenidos en rocas de tipo andesítico. La CFE opera en él una capacidad total de 247.9 MW. Con 15 unidades turbogeneradoras, la central geotermoeléctrica de Los Azufres generó 1,522 GWh en 2017, alimentadas por 45 pozos productores integrados al sistema de vaporductos, que a lo largo del año pasado produjeron 15.8 millones de toneladas de vapor a un ritmo de 1,807 t/h. Seis pozos inyectoros se utilizaron para regresar al yacimiento 6.3 millones de toneladas de salmuera geotérmica que fueron separadas del vapor.

Los Humeros es otro campo volcánico, ubicado en la parte oriental de la Faja Volcánica Mexicana (Figura 5) en los límites de los estados de Puebla y Veracruz, en el interior de una caldera volcánica cuaternaria cuyas últimas erupciones ocurrieron hace unos 20 mil años. El campo se ubica a 2,600 metros sobre el nivel del mar. Aquí también son rocas andesíticas las que alojan a los fluidos geotérmicos, los cuales tienen temperaturas medidas de hasta 400° C. La central geotermoeléctrica de Los Humeros está constituida por 3 unidades turbogeneradoras a contrapresión de 5 MW y 3 unidades con tecnología a condensación (80.7 MW), la más reciente de ellas entró en operación a fines de julio de 2017. En el año pasado se extrajeron 6.2 millones de toneladas de vapor. La CFE maneja actualmente 26 pozos productores integrados al sistema, que producen una cantidad menor de salmuera que los pozos de los otros campos. Durante 2017 la salmuera producida fue de sólo 1.7 mil toneladas, misma que se inyectó al yacimiento a través de tres pozos inyectoros.

El campo geotérmico de Las Tres Vírgenes es igualmente un campo volcánico, pero está ubicado en la parte media de la península de Baja California, fuera de la Faja Volcánica Mexicana (Figura 5), en el Estado de Baja California Sur. El campo está dentro de un complejo de tres volcanes cuaternarios alineados de norte a sur. Su fuente de calor es probablemente la cámara magmática del volcán más reciente y meridional, denominado La Virgen. En esta porción de México el vulcanismo es producto de los movimientos tectónicos que están separando a la península de Baja California y parte de la alta California del resto del continente, a razón de unos 5 centímetros por año, a lo largo de una

zona de fallas de transformación que constituyen la prolongación sur del sistema de San Andrés. Los fluidos geotérmicos del yacimiento están alojados en rocas de tipo intrusivo (granodioritas), sobreyacidas por rocas vulcanosedimentarias y volcánicas (Gutierrez-Negrin, Viggiano-Guerra, & Flores-Armenta, 2001).

La central de Las Tres Vírgenes está constituida por dos unidades a condensación de 5 MW cada una, que entraron en operación en 2001. En 2017 la central generó 49 GWh y fue alimentada por 512 mil toneladas de vapor producidas por tres de pozos productores a un ritmo de 20 t/h cada uno. Los pozos produjeron también 1.6 millones de toneladas de salmuera, la cual se regresó en su totalidad al yacimiento a través de un pozo inyector.

El campo geotérmico Domo de San Pedro, se localiza en el municipio de San Pedro Lagunillas en el estado de Nayarit, a través de capital privado por la empresa Grupo Dragón. Iniciaron con una generación de 5 megawatts (MW). Esta es la primera planta geotérmica del país que opera por un privado. La venta de energía inició en enero del año 2015. Actualmente cuenta con 8 pozos perforados y su capacidad instalada de 35.5 MW (IER-UNAM, 2015). La Figura 6 muestra los campos geotérmicos de México.

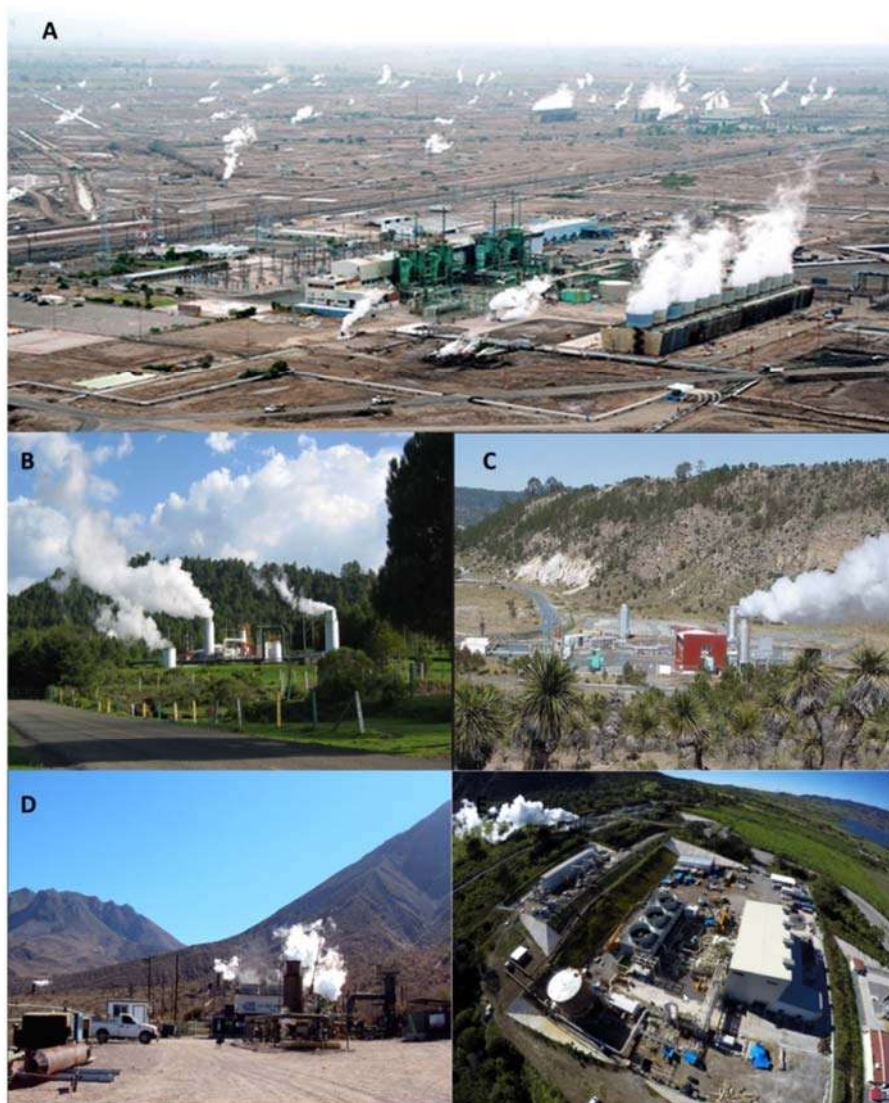


Figura 6.- Campos geotérmicos de México. A) Cerro Prieto; B) Los Azufres; C) Los Hornos; D) Las Tres Vírgenes; E) Domo de San Pedro.

4.4 Explotación de los yacimientos

La extracción del fluido se presenta a través de un medio conductor que permita aprovechar el recurso de la manera más óptima. Este medio conductor es el pozo geotérmico que puede variar de poco profundo a muy profundo, típicamente de 1000 a 3000 m. Dentro de la explotación de un yacimiento, existen dos tipos de pozos y se clasifican de acuerdo con su función en: productores e inyectores. A continuación se enuncian sus principales características:

- ✚ **Pozos de productores:** El objetivo principal de estos pozos es el de permitir el ascenso de los fluidos geotérmicos (producción) del yacimiento a las instalaciones superficiales (vapoductos o líneas de conducción de vapor), en ellos se pueden realizar mediciones que sirvan para optimizar la producción, como lo son: registros de temperatura, presión y gasto.
- ✚ **Pozos inyectores:** Estos pozos tienen dos funciones, desalojar el líquido de la superficie, proveniente de los pozos productores y con el condensado de las unidades de generación, y recargar el yacimiento, para mantener la presión del mismo éste último, creando un circuito cerrado entre éstos y los pozos productores, dando así la condición sustentable del recurso.

Los yacimientos normalmente están bajo presión en relación con una columna completa de agua dulce y los producen a velocidades máximas alcanzables a través de la tubería de conducción para minimizar la pérdida por fricción.

Después de contactar las zonas permeables (zonas productoras), el procedimiento típico es continuar perforando hasta que se hayan cruzado suficientes fracturas o para asegurar un flujo de vapor adecuado. Es posible tener perfiles de temperatura exactos, calibre de agujero abierto y ubicación de fractura y datos de orientación para identificar puntos de entrada de vapor. Las presiones del cabezal de pozo son de aproximadamente 125 psi debido a la expansión y enfriamiento de los fluidos producidos (agua + vapor) en la tubería de conducción, mientras que la temperatura correspondiente del cabezal del pozo sería de aproximadamente 175 °C. La producción se mide en toneladas por hora de vapor y su correspondiente producción de salmuera (líquido con contenido de sales). Un pozo bien produciría 50-80 t/h de vapor, pero los pozos típicos pueden producir menos que eso. Las plantas de energía que se están instalando actualmente requieren aproximadamente 450 t/h de vapor para generar 50 MW, y necesitan la producción combinada de 7-11 pozos típicos. En México, los pozos profundos típicos pueden completarse con tubería de 13 3/8 pulgadas; 9 5/8 de pulgada, tubería tipo N-80; y un liner ranurado de 7 pulgadas, N-80 o agujero descubierto de 8 1/2 pulgadas, y derivado de su función, existen dos tipo de pozos en términos generales, pozos productores (proceso de producción) y pozos inyectores (proceso de reinyección). El flujo del fluido se presenta a través de la tubería de

conducción, liner ranurado de 7 pulgadas (zona permeable), y tubería de producción, tubería de 9 5/8 pulgadas (transporte de fluido). La Figura 7 representa esquemáticamente la instalación de tuberías típica en un pozo geotérmico.

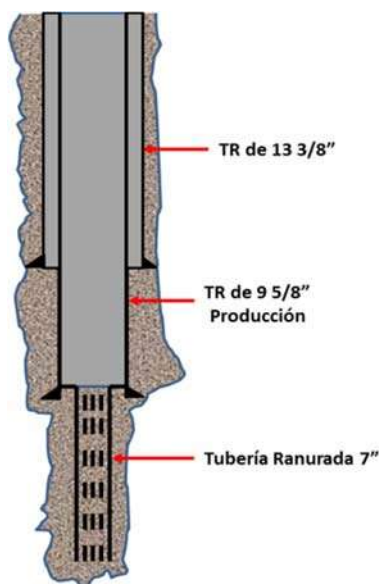


Figura 7.- Representación esquemática de las tuberías de un pozo geotérmico.

Los yacimientos geotérmicos se caracterizan por un alto grado de fracturamiento, incluso cuando ocurren en rocas sedimentarias con porosidad intergranular. La ocurrencia normal de este tipo de yacimiento es en rocas extrusivas ígneas tales como andesita, basalto y riolitas, que tienen una composición altamente silíceas (Tabla 3).

Tabla 3.- Análisis mineralógico de la muestra de la formación en un sistema geotérmico (Geothermex, 2003).

Composición	Minerales presentes	Profundidad de la muestra (m)	
		1750	2007
Compuestos de sílice	Cuarzo	32%	33%
	Feldespatos plagioclasa	38%	32%
	Feldespatos de potasio	-	2%
	Hornblenda	3%	9%
	Biotita	18%	21%
Carbonatos	Carbonato de calcio	2%	-

Arcilla	Clorita	6%	2%
TOTAL		100%	100%

Una vez que inicia la explotación del yacimiento, a través de los pozos, es necesario monitorear continuamente sus parámetros (presión, temperatura, líquido, vapor, composición química, etc), para mantener un control en el comportamiento del mismo. Sin embargo, durante la explotación a largo plazo, las tasas de masa o producción disminuyen. Estos cambios en los pozos geotérmicos pueden ser causados por varias razones, los efectos de la falta de conectividad a los principales conductos de fluido o el daño de la formación debido a la formación de sedimentos en la carcasa (tubería del pozo) y/o en las zonas de alimentación que rodean el pozo (Flores & Morales, How much stimulation can we afford?, 2012).

La construcción de pozos productores, se lleva a cabo dentro de zonas de fallas y fracturas en medios permeables, a través de los cuales asciende el fluido para su explotación. Una problemática que se presenta durante la etapa de perforación de los pozos así como durante la etapa productiva, es el contenido de compuestos químicos que favorecen la incrustación, especialmente elevadas concentraciones de sílice (SiO_2) y calcita (CaCO_3), que al encontrarse en el estado de sobresaturación, tienden a obturar las zonas productoras de los pozos, reduciendo el diámetro interno de las tuberías ocasionando pérdidas en la producción y provocando un daño en las paredes de la formación.

Los mecanismos por los cuales se presenta el daño en la formación se describen en los siguientes capítulos.

4.4.1 Daño en la formación

Las rocas en un yacimiento se comportan como un medio poroso que presentan una parte sólida (matriz de la formación) y una parte vacía (poros). La porosidad, ϕ , de la roca está definida por la fracción de roca compuesta por el espacio vacío. Algunos de los poros están conectados unos con otros, mientras que otros no, muy parecido a una burbuja en una pieza de vidrio. La aparición entre los espacios de los poros conectados conduce al término de permeabilidad. Esta se define como la habilidad que presenta la roca de permitir el paso del

fluido a través de un medio poroso. Por lo tanto, si los poros de la roca tienen contacto a través de una longitud, existirá permeabilidad a lo largo de esa longitud (Malate, 2002), Figura 8.

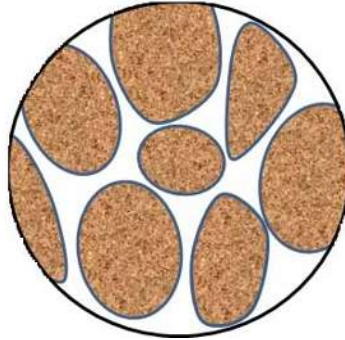


Figura 8. Poros interconectados a través de un medio permeable.

Los yacimientos geotérmicos están compuestos generalmente por rocas volcánicas (andesíticas) pero también tienen formaciones de areniscas y calizas, cuyas características físicas varían. Las areniscas presentan una tendencia de permeabilidad uniforme y porosidad continua, dando como resultado una condición de flujo radial. Las calizas y dolomitas, sin embargo, tienen patrones de permeabilidad irregular y porosidad discontinua.

4.4.2 Origen de daño en la formación

El flujo de fluidos se presenta principalmente a través de medios naturalmente fracturados, por los cuales se forman canales de flujo con alta permeabilidad, que también se comportan de manera radial. Por lo tanto, la productividad o inyectividad de un pozo, dependerá en gran medida de la permeabilidad y de que tan alterada se encuentre la zona radial en las inmediaciones del agujero.

Cuando un pozo no produce o no acepta fluido de la forma esperada, existe la posibilidad de que se encuentre dañado, es decir presente una restricción entre los espacios en la matriz de la formación (roca), lo cual se relaciona generalmente con un taponamiento parcial de la zona permeable (zona productora).

El daño en la formación es la pérdida de producción o aceptación de fluidos, parcial o total de un pozo, resultado del contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de una obstrucción en los canales permeables asociados con el proceso natural de producción (Islas, 1991) Figura 9.

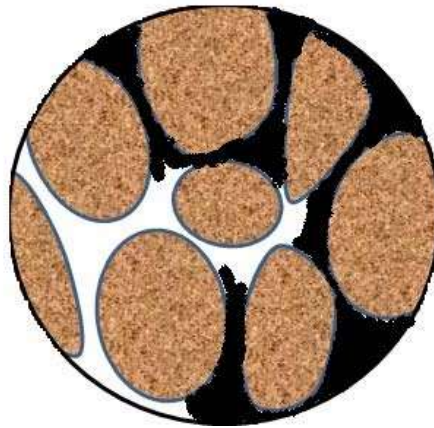


Figura 9. Zona alterada o zona con daño.

Existen varios factores comúnmente identificados que originan el daño en la formación, que bien pueden aparecer durante la etapa de perforación o vida productiva del pozo. A continuación se enuncian las principales fuentes:

- Invasión de lodos de perforación.
- Material de recorte producto de la perforación.
- Depositación de minerales que se originan durante la etapa productiva del pozo.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del lodo perdido, de la porosidad, permeabilidad de la formación, y de su interacción con fluidos contenidos en la misma, o con componentes mineralógicos de la roca. En ausencia de estos dos últimos efectos, un fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación de baja porosidad.

Para apreciar el efecto del daño en la formación, es importante revisar el flujo de fluidos en el yacimiento a través de un medio poroso y como se presenta el daño. La búsqueda de la identidad del daño comienza en la historia de producción y desarrollo del pozo e incluso de los pozos vecinos. Perforación, registros, diseño de terminación, desempeño del pozo de

compensación y/o experiencias del operador y tratamiento anterior los registros son todas fuentes de información. El objetivo es identificar la ubicación y los tipos de daños que puede ser un problema. Aunque el daño generalmente se considera un problema singular, múltiples ocurrencias de los daños son comunes. Identificación e investigación de daños de formación pueden incluir (Economides & Nolte, 2000):

- Tipos de daño
- Ubicación del daño
- Extensión y detección del daño
- Efecto del daño en la producción o inyección del pozo

El daño de formación generalmente se clasifica por el mecanismo de su creación como natural o inducido. Los daños naturales son los que ocurren principalmente como resultado de producción del fluido desde el yacimiento. Los daños inducidos o pseudodaños son el resultado de una operación externa que se realizó en el pozo, como una perforación, mala terminación (agujeros mal conformados), reparación, tratamiento de estimulación u operación de inyección.

4.4.3 Mecanismo de daño en la formación

- Flujo lineal a través de rocas

Para comprender el mecanismo de flujo lineal en las rocas, se supone un corte de roca en forma de cilindro, como se muestra en la Figura 10. El fluido pasa a través de la roca sobre la sección del área a , la fuerza o energía, que causa el paso del fluido a través del núcleo, es el diferencial de presión entre la entrada y salida (P_1 y P_2) y por último, la resistencia al flujo que es debido a la fricción y viscosidad, μ , del fluido (Malate, 2002).

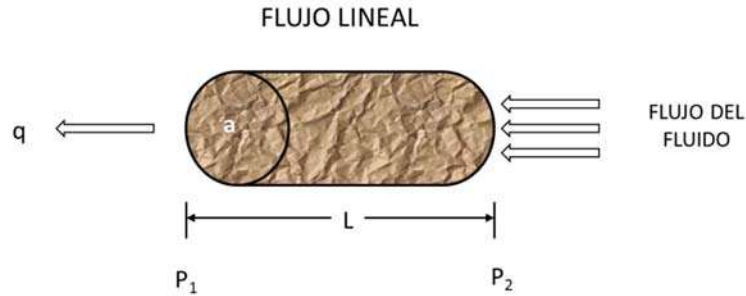


Figura 10.- Modelo de flujo lineal de permeabilidad.

La ecuación que describe este tipo de mecanismo de flujo es conocida como la Ley de Darcy para un fluido incompresible, la ecuación de velocidad del fluido es la siguiente:

$$v = \frac{q}{a} = 1.127 \times 10^{-3} k \frac{(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad (1)$$

donde

v = velocidad de fluido en ft/s

q = flujo en bbl/día

a = área transversal en ft^2

k = permeabilidad en mD (milidarcys)

μ = viscosidad en cp

P_2 = presión de entrada en psi

P_1 = presión de salida en psi

L = longitud del núcleo en ft

La ecuación puede ser resuelta por k/L , resultando lo siguiente:

$$k/L = \frac{q\mu}{1.127 \times 10^{-3} a (P_2 - P_1)} \quad (2)$$

Ahora, si el núcleo tiene una permeabilidad, k_1 , a lo largo de una longitud sin daño, L_1 , y otra permeabilidad, k_2 , con una longitud con daño, L_2 , por lo tanto:

$$k_{\text{promedio}} = \frac{L}{L_1/k_1 + L_2/k_2} \quad (3)$$

$$L/k_{\text{promedio}} = L_1/k_1 + L_2/k_2 \quad (4)$$

donde:

$$L_2/k_2 = \text{permeabilidad con daño}$$

Esto significa que un núcleo de longitud, L , está libre de daño, el flujo del fluido se comportará de acuerdo con la Ecuación (1). Sin embargo, si alguna porción de esta longitud, L_2 , se encuentra dañada por sólidos o por algún otro medio, entonces la permeabilidad promedio, k_{prom} , esta alterada así como lo muestra la Ecuación 3, y esta k_{prom} será la pérdida de permeabilidad original sin daño k . Por lo tanto, el flujo a través del núcleo será cuando exista alguna porción por encima de esta longitud, L_2 .

- Flujo radial a través de rocas.

Cuando el agujero del pozo penetra en una capa de roca, algún flujo de fluido pasará libre a través de la roca, o de la roca al agujero del pozo, esto se dará a través de un patrón de flujo radial. La Figura 11 muestra el patrón de flujo radial (Malate, 2002).

FLUJO RADIAL

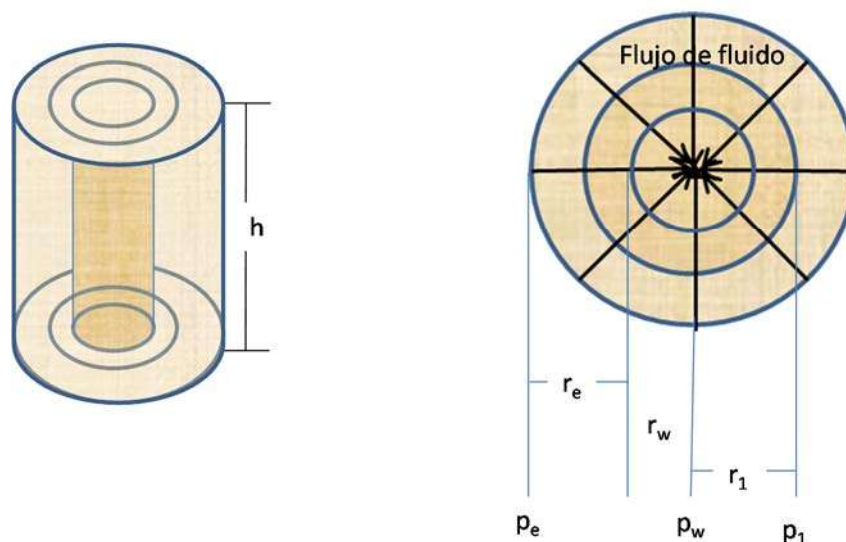


Figura 11.- Modelo de fluido radial de permeabilidad.

Si el agujero tiene un radio, r_w , y el radio de la roca en consideración es, r_e , y el espesor de la roca es h , entonces la descripción del flujo seguirá la forma de la Ley de Darcy (Malate, 2002).

$$v = q/A = q/2\pi rh = \frac{1.127 \times 10^{-3} k}{\mu B} \frac{(dp)}{dr} \quad (5)$$

o por la siguiente forma:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (p_e - p_w)}{\mu B \ln (r_e/r_w)} \quad (6)$$

donde

a = área de flujo alrededor del agujero en ft^2

q = gasto en $\text{ft}^3/\text{día}$

k = permeabilidad en mD (milidarcy)

h = espesor de la roca en ft

μ = viscosidad en cp

B = factor de volumen de formación (se asume como 1)

p_e = presión externa del radio en psi

p_w = presión del pozo en psi

p_1 = presión del yacimiento en psi

r_e = radio externo en ft

r_w = radio del pozo en ft

La ecuación 6 se puede resolver por ($P_e - P_w$) resultando en:

$$(p_e - p_w) = \frac{q \mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{7.08 \times 10^{-3} k h} \quad (7)$$

Ahora, si la permeabilidad en la zona del daño existe desde el agujero externo para un radio r_1 , como se muestra en la Figura 11, donde puede llevarse la caída de presión entre las zonas con daño y sin daño (Malate, 2002).

$$(p_e - p_w) = (p_e - p_1) + (p_1 - p_w) \quad (8)$$

Sustituyendo la correspondiente igualdad de la ecuación 7 dentro de la ecuación 8, resulta en:

$$\frac{q \mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{7.08 \times 10^{-3} k_{prom} h} = \frac{q \mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_1}\right)}{7.08 \times 10^{-3} k h} = \frac{q \mu B \ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)}{7.08 \times 10^{-3} k_1 h} \quad (9)$$

Entonces la ecuación 9 se reduce a:

$$k_{prom} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_1}\right)}{k} + \frac{\ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)}{k_1}} \quad (10)$$

donde k_1 es la permeabilidad del daño o la zona invadida y r_1 , es el radio del daño (equivalente a r_w + profundidad del daño).

La capacidad de flujo de un pozo es el radio del gasto existente sobre el gasto original y puede ser simplificado para el efecto del radio con permeabilidad dañada sobre la permeabilidad no dañada (Malate, 2002).

$$Q/Q_0 = \frac{k_{\text{prom}} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{k \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} = k_{\text{prom}}/k \quad (10a)$$

donde k es la permeabilidad original. Esta simple formula puede ser empleada para caracterizar la capacidad de flujo de un pozo que presenta daño.

Esto adicionando la caída de presión (ΔP_{skin}) desde la zona con daño hacia el agujero es representada por el “skin factor” S (factor de daño) y está definido como:

$$\Delta P_{\text{skin}} = \frac{q \mu B}{7.08 \times 10^{-3} k h} S \quad (10b)$$

Por lo tanto la ecuación de Darcy para flujo radial con presencia de daño está representada por:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (p_e - p_w)}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right) + s} \quad (10c)$$

En términos generales el factor de daño, S , es una representación matemática del grado de daño en las proximidades más cercanas del pozo. En esta región llamada “skin zone” o zona dañada, la permeabilidad no es la misma que en el yacimiento. El factor de daño está directamente relacionado con la reducción de las zonas permeables causada por la producción de un pozo o por los efectos de la reinyección, como se muestra en la Figura 12.

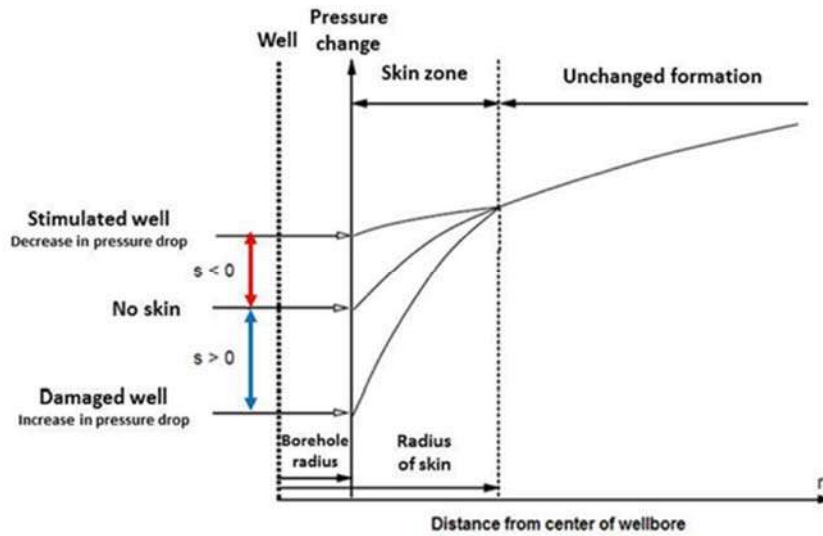


Figura 12.- Cambios de presión en la vecindad del pozo debido al efecto del daño (Horne, 1995).

El factor de daño causa un cambio de presión adicional llamado ΔP_{skin} , que se define en la Ecuación 11. Los valores del factor de daño y ΔP_{skin} pueden ser positivos o negativos. Cuando éste es positivo, indica que el pozo se encuentra dañado, provocando un aumento en la caída de presión en la interfaz entre el reservorio y el pozo, pero si es negativo, se dice que el pozo se encuentra estimulado, lo que significa una disminución en la caída de presión (Malate, 2002).

$$P_{\text{skin}} = \frac{Q}{2\pi k} \cdot S \quad (11)$$

donde

Q = Flujo volumétrico en m^3/s

kh = transmisibilidad en $\text{m}^3/\text{Pa.s}$

S = factor de daño, adimensional

4.4.4 Determinación del daño

Otra manera para determinar la existencia del daño en el agujero es mediante el índice de productividad o inyektividad del pozo. Si el índice de productividad/inyectividad de un pozo es mucho menor que los pozos aledaños de la misma zona, esto es indicativo de

presencia de daño en la formación. El índice de productividad está definido como el flujo volumétrico dividido entre la caída de presión del pozo. En términos generales es la capacidad que presenta un pozo para producir o aceptar fluidos y está dado por la siguiente ecuación (Malate, 2002):

$$PI = \frac{q}{(p_e - p_w)} \quad (12)$$

donde:

q = gasto en bbl/día

p_e = presión estática del yacimiento

p_w = presión del pozo fluyendo

Si el valor de “ q ” de la ecuación 6 es sustituido en la ecuación 12, entonces:

$$PI = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right)} \quad (13)$$

Esta ecuación puede resolverse para kh , que es una medida directa del promedio de la capacidad del flujo de un pozo.

$$kh = \frac{PI \mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right)}{7.08 \times 10^{-3}} \quad (14)$$

o

$$kh = \frac{q \mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right)}{7.08 \times 10^{-3} (p_e - p_w)} \quad (15)$$

4.4.5 Cálculo del daño

La manera más acertada para determinar la cantidad de daño en el área real de producción o inyección de un pozo, es llevando a cabo una prueba transitoria de presión.

Las pruebas transitorias de presión tienen sus orígenes en 1935 con el trabajo de Charles Vernon Theis, sobre la recuperación del nivel dinámico durante las pruebas de bombeo en pozos de agua (Theis, 1953).

Las pruebas transitorias de presión en pozos geotérmicos tienen como objetivo analizar el flujo de fluidos a través de la roca para evaluar los parámetros del yacimiento, a partir de provocar un impulso en el pozo mediante la manipulación del gasto inyectado o producido y midiendo la variación de la presión en el fondo del pozo para su análisis (Torres, 2017). Este tipo de pruebas pueden ser de incremento de presión, decremento de presión o inyección-recuperación. La Figura 13 representa gráficamente el comportamiento de la presión durante este tipo de pruebas.

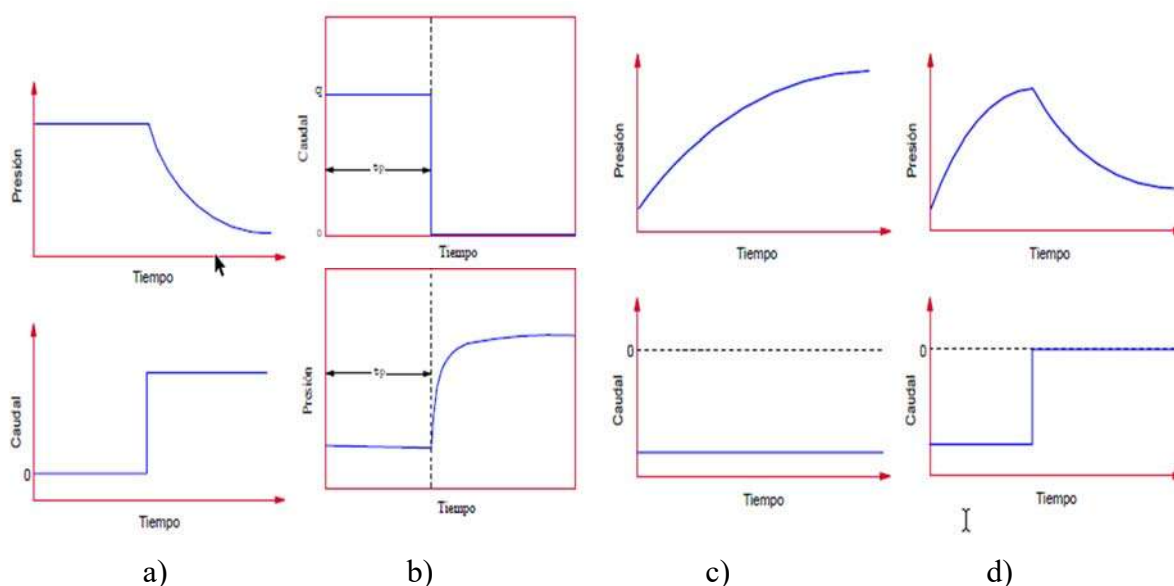


Figura 13.- Representación esquemática de pruebas de presión: a) decremento, b) incremento, c) inyección, y d) recuperación (Escobar, 2003).

Los datos obtenidos pueden ser analizados de manera familiar con las curvas de Theis (modelos de flujos confinados) u otros modelos de flujo-yacimiento. Actualmente existen softwares especializados para el análisis de este tipo de pruebas, como lo son: PanSystem y Saphir, los cuales se basan en las técnicas modernas de análisis. El análisis moderno de pruebas de presión está basado en el concepto de la derivada de la presión que consiste en identificar las pendientes que van desarrollándose durante la prueba y que están asociadas a las geometrías de flujo que ocurren de la formación hacia el pozo. Es decir, dependiendo de la pendiente que adquieran los datos de la derivada será la geometría de flujo que se desarrolla durante la prueba y con base en ello se selecciona la técnica de análisis de los

datos. Mediante el análisis de los datos, además del factor de daño (S), se pueden obtener la presión media de yacimiento (P_y), la permeabilidad de la formación productora (k), la permeabilidad de fractura (k_f), la eficiencia de flujo debido al daño (n_s), la efectividad de los trabajos de estimulación de la formación productora, conectividad entre pozos, radio de drene o de influencia (r_e), índice de productividad (IP), heterogeneidades del yacimiento. En la práctica, esta información permite ubicar los pozos en el campo a suficiente distancia entre ellos para evitar alguna interferencia entre sus radios de drene, determinar si el pozo es candidato para una intervención de limpieza o estimulación, evaluar si la intervención del pozo fue exitosa (Torres, 2017).

Una vez culminado el análisis de la prueba de presión, la formación del daño será confirmada con base en el cálculo del valor positivo del factor de skin (S). La extensión del daño en la formación oscila en el rango de 3 a 5 pies de longitud. Una vez que se tiene caracterizado el tipo de daño y su origen, será necesario implementar alguna técnica que ayude a mitigar esta problemática, con el objetivo de restaurar la producción o capacidad de inyección en los pozos. Una de las técnicas ampliamente usadas en la industria geotérmica para remover los depósitos provocados tanto por los fluidos de perforación como los compuestos químicos propios de la formación, durante la etapa de producción de los pozos, es la estimulación ácido matricial, la cual ayuda a restaurar la permeabilidad en los canales de flujo que alimentan a los pozos. Los ácidos más comúnmente utilizados son: el ácido clorhídrico (HCl), que se utiliza principalmente para disolver los minerales de calcio ($CaCO_3$), magnesio y carbonatos de fierro, y mezclas de HCl con ácido fluorhídrico (HF) se utilizan para atacar minerales de silicato (SiO_2) tales como arcillas y feldespatos.

Para determinar la mezcla de ácidos idónea para remover el daño, así como las posibles reacciones que se pueden presentar, será necesario revisar paso a paso en que consiste esta técnica, a fin de evitar efectos secundarios producto de las reacciones y obtener mayor eficiencia aplicar el tratamiento.

5. ESTIMULACION ÁCIDO MATRICIAL

La estimulación matricial es un tratamiento utilizado para remover el daño en la vecindad de la formación. Consiste en la inyección de un fluido reactivo (normalmente un ácido)

dentro de los poros de la formación, a presiones y gastos por debajo de la presión de fractura. El ácido disuelve parte de los materiales que dañan a la formación y los propios sólidos de la roca, incrementando los canales de flujo y por ende la permeabilidad.

5.1 Reacciones químicas

En términos químicos, todos los ácidos tienen algo en común: se descomponen en iones de hidrógeno y aniones cuando se mezclan con agua dulce. Estos iones de hidrógeno reaccionan con la formación de carbonato (caliza, arcillas de dolomita, por ejemplo) para formar agua y dióxido de carbono. Los dos tipos de ácidos utilizados en la estimulación son inorgánicos y orgánicos. El ácido inorgánico se deriva de elementos básicos que se han sometido a un proceso de enlace químico. Los ácidos clorhídrico (HCl) y fluorhídrico (HF) son los ácidos inorgánicos básicos utilizados en la estimulación ácida (Malate, 2002).

5.2 Ácido clorhídrico

El ácido clorhídrico básicamente cloruro de hidrógeno en solución acuosa, se compone de hidrógeno y cloro en estado gaseoso, son combinados químicamente en estado gaseoso. El cloruro de hidrógeno se disuelve fácilmente en agua. El HCl es comercialmente disponible y su concentración se ha normalizado en 20°Be (Baumé), que es de alrededor de 31,45% en peso, con una gravedad específica de 1.160 y una densidad de alrededor de 9,67 lb/gal.

Muchos tratamientos de estimulación usan HCl hasta cierto punto, normalmente como una solución al 15% con agua. Esta concentración comúnmente conocida como "ácido regular", se eligió originalmente debido a insuficiencias en los inhibidores tempranos y dificultad para prevenir la corrosión de las tuberías (tuberías de perforación) por soluciones más concentradas. El uso continuo de HCl resulta de un costo moderado, alta solubilidad de productos de reacción como los minerales de carbonato, y el poder de disolución que presenta con esta clase de minerales. El principal inconveniente del HCl es su acción corrosiva en las tuberías del pozo, sin embargo en la actualidad existen inhibidores de corrosión muy efectivos (Malate, 2002).

La principal reacción de ácido clorhídrico con la roca de carbonato se muestra a continuación. La reacción de HCl en la dolomita es muy similar a la reacción de calcita, a excepción de la presencia de magnesio (Malate, 2002).

1. $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \text{ (Calcita)} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
2. $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \text{ (dolomita)} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
3. $2\text{HCl} + \text{MgCO}_3 \text{ (dolomita)} \rightarrow \text{MgCl}_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
4. $2\text{HCl} + \text{FeCO}_3 \text{ (siderita)} \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$

A pesar de la amplia variedad de composiciones de carbonatos que se encuentran en la formación del yacimiento, sus reacciones con el ácido clorhídrico son rápidas y sencillas, y los productos de reacción son solubles en el ácido consumido. Al disolverse las partículas de rocas carbonatadas, éstas se dispersan aumentando el paso de flujo, eliminando con ello el daño en la formación. Normalmente, un 15% en peso de mezcla de HCl es aplicado. Sin embargo, las concentraciones de ácido pueden variar de 5% a 37%. El volumen de HCl inyectado se limita a 50-250 gal/pie por cada intervalo productivo, que resulta suficiente para eliminar el daño en un radio de 3 a 5 pies del pozo. La penetración de la mezcla de ácido generalmente no es uniforme, ya que la estructura del poro está formada por cavidades y fisuras finas (Malate, 2002). Los canales creados como resultado por el ácido se conocen comúnmente como "agujeros de gusano" Figura 14.

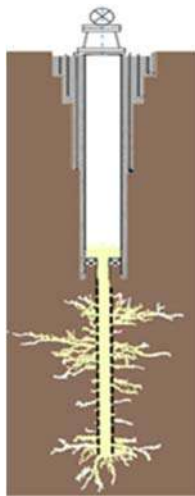


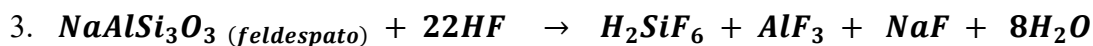
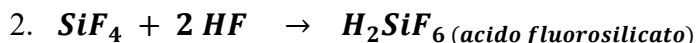
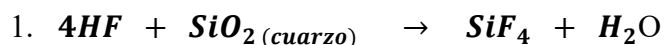
Figura 14.- Agujeros de gusano formados durante la estimulación ácido matricial. (Morales, 2012).

5.3 Ácido fluorhídrico

Dentro de la industria química, el ácido fluorhídrico (HF) está disponible comercialmente como un material relativamente puro en forma anhidra o como un concentrado (40-70%) en solución acuosa. En la estimulación ácida, el HF es por lo general mezclado con HCl, o un ácido orgánico. Su uso principal es para disolver las arcillas, feldespatos y sílice (arena). El HF también reacciona con la piedra caliza (Malate, 2002).

Las principales reacciones de ácido fluorhídrico se indican a continuación.

a) El ácido fluorhídrico con formación de arenisca



La reacción del ácido HF con materiales calcáreos por lo general producen un precipitado insoluble llamada CaF_2 . Además, cuando la concentración de HF es muy pequeña, el ácido fluorosilícico también puede descomponerse produciendo tetrafluoruro silicio (SiF_4), que se somete a hidrólisis para producir la precipitación de ácido silícico ($Si(OH)_4$) (Malate, 2002).

5.4 Mezclas de ácido clorhídrico-fluorhídrico

La mezcla de ácidos HCl-HF se utiliza para reaccionar con la matriz de la roca y la formación (lodo) daño. Estos ácidos (HCl y HF) se utilizan a menudo como mezclas, por la sencilla razón de que el HCl es eficaz en la disolución de la caliza y dolomite. El HCl es en gran medida ineficaz en la disociación de minerales silicatos, tales como, arcillas, feldespatos y arena de sílice. Por otro lado, la HF es el único ácido eficaz en minerales silíceos, sin embargo, es ineficaz en carbonatos debido a que su reacción forma un precipitado insoluble. Dado que el ácido fluorhídrico reacciona con silicatos y la mayoría de los lodos de perforación, se ha encontrado ser eficaz en la estimulación, y en la eliminación de daño en yacimientos de areniscas. Las mezclas de ácido HCl-HF se pueden

formar a partir de la dilución de las soluciones concentradas de fluoruro de hidrógeno o con más frecuencia, a partir de la reacción de bifluoruro de amonio (NH_4HF_2) o fluoruro de amonio (NH_4F) con HCl. Las características de corrosión de la mezcla de HCl-HF es comparable con el HCl por sí sólo, por lo cual es necesario utilizar inhibidores de corrosión (Malate, 2002).

5.5 Ácidos orgánicos

Algunos procesos indican que el HCl no es el más adecuado para su uso. En estos casos, las alternativas son los ácidos orgánicos (acético y fórmico). Estos ácidos se utilizan debido a su naturaleza retardante, su habilidad para ser usados en ambientes de alta temperatura y su capacidad de solvatación en formaciones sucias. El principal inconveniente para el uso de estos ácidos orgánicos es su costo y su falta de efectividad en la eliminación de la caliza. El ácido acético (CH_3COOH) es un ácido orgánico incoloro soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de los disolventes orgánicos. Aunque las mezclas de ácido acético con agua, son considerados corrosivos con la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la de HCl y HF. El ácido acético es fácil para inhibir la corrosión y se utiliza frecuentemente como un fluido de perforación cuando los tiempos de contacto son prolongados. Debido a estas características, este tipo de ácido se utiliza algunas veces como fluido de desplazamiento en trabajos de cementación de pozos, donde el tiempo de contacto puede ser de horas o días antes de que se lleve a cabo la perforación (Malate, 2002). Esta capacidad es benéfica en tres maneras:

- a) Reduce el daño de la formación. El primer fluido que entra a la formación será el ácido o líquidos de bajo pH, los cuales van a reaccionar con el carbonato o materiales calcáreos de una formación de arenisca.
- b) Reduce la hinchazón de arcilla.
- c) Se puede utilizar en superficies de aluminio, en superficies de cromo o magnesio deben ser protegidas.

El costo de ácido acético por unidad, se basa en el poder de disolución, es más caro que cualquiera de los ácidos clorhídrico o ácido fórmico. Normalmente, el ácido acético se

utiliza en pequeñas cantidades o con ácido clorhídrico, así como ácido retardante. Los usos generales y propiedades del ácido acético son las siguientes:

- a) Disponible como "Glacial" acético - una solución de 99% de pureza.
- b) El ácido acético es relativamente débil y reacciona en menor medida que el HCl.
- c) Es más retardante que el HCl, por lo tanto es muy efectivo para aplicaciones de alta temperatura, entre los 82 y 104°C.
- d) Las concentraciones normales son de 7,5% a 10% cuando se utiliza solo.
- e) Se utiliza como un aditivo de control de hierro.

El ácido fórmico (CHCCOH) es el más simple de los ácidos orgánicos y es completamente miscible (capaz de ser mezclado) con agua. El ácido fórmico es más fuerte que el ácido acético, pero más débil que el ácido clorhídrico. El ácido fórmico se utiliza en la estimulación de pozos, con mayor frecuencia en combinación con el ácido clorhídrico como un sistema de ácido retardante para pozo de alta temperatura, sin embargo no es tan efectivo como el ácido acético en altas temperaturas y tiempos largos de contacto (Malate, 2002). Las propiedades y usos del ácido fórmico son similares a los de ácido acético como se indica a continuación:

- a) El ácido fórmico es relativamente débil.
- b) Pocas veces se usa solo.
- c) Se utiliza principalmente en mezclas de ácido clorhídrico.
- d) Ayuda como inhibidor de corrosión.

El ácido acético, anhídrido acético y ácido fórmico se utilizan excepcionalmente como fluidos retardantes cuando la temperatura es extrema ($>120^{\circ}\text{C}$) o los gastos de inyección son muy bajos. En altas temperaturas, las mezclas de ácidos orgánicos y ácido clorhídrico son mucho más exitosas, que el ácido clorhídrico solo. Esta propiedad minimiza el daño en la fragilidad del hidrógeno del acero asociado en tratamiento con el ácido clorhídrico en pozos de altas temperaturas (Malate, 2002).

Otros ácidos también son usados en cantidades limitadas. Un ejemplo es el ácido cítrico ($C_6H_8O_7$), el cual puede ser usado solo, así como componente de mezcla o como estabilizador, o como agente controlador de hierro. También el ácido sulfámico (HSO_3NH_2) puede ser usado en la industria del petróleo. Pero su uso es limitado debido a su alto costo. La solubilidad de la formación y la temperatura se cree que tienen el mayor efecto entre estos factores (Malate, 2002).

5.6 Parámetros de velocidad de reacción

La velocidad de reacción de los ácidos entre la matriz es generalmente gobernada por lo siguiente:

- a) Área de superficie
- b) Temperatura
- c) %HCl en la mezcla de HCl-HF
- d) Composición química de la roca
- e) Presión

a) Área superficial

Existe una estrecha relación entre el área de la roca y el volumen de ácido inyectado sobre la velocidad de reacción. En pocas palabras, cuando aumenta el área de superficie, también lo hace la velocidad de reacción del ácido. Esta relación representa el tamaño del grano, el área superficial de la matriz, y la porosidad de la roca. La Tabla 4, se observa que el área de superficie puede ser de $400\text{ m}^2/\text{gr}$ (dependiendo del grado de hinchamiento) mientras que 20/40 la malla de arena es aproximadamente $2\text{ m}^2/\text{gr}$ (Malate, 2002). Entonces sobre la base del área, la velocidad de reacción sería 200 veces más rápida sobre la arena (por volumen de ácido). La Tabla 4 muestra el grado de solubilidad de minerales comunes con los ácidos HCl y HF.

Tabla 4.- Área superficial/Análisis reactivo.

Mineral	Fórmula	HF Solubilidad	HCl Solubilidad	Área superficial (m ² /gr)
Cuarzo (20/40 m)	SiO ₂	Baja	No	Muy baja (2)
K-Feldespatos	KAlSi ₃ O ₈	Baja Moderada	Muy baja	Baja – Moderada (5-29)
Montmorillonita	(Ca ₅ , Na) ₇ (Al, Mg, Fe) ₄ [(Si, Al ₈ O ₂₀)](OH) ₄ .nH ₂ O	Muy alta	Muy baja	Muy alta (800 – 700)
Caolinita	Al ₄ [Si ₄ O ₁₀](OH) ₈	Alta	Baja	Baja – Moderada (24)
Ilita	K _{1.1.5} Al ₄ [Si _{7-6.5} Al _{1.1.5} O ₂₀](OH) ₄	Muy alta	Baja	Muy alta (100-150)
Clorita	(Mg, Al, Fe) ₁₂ [(Si,Al) ₈ O ₂₀] (OH) ₁₆	Alta	Moderada	Alta (20-40)
Muscovita mica	K ₂ Al ₄ [Si ₆ Al ₂ O ₂₀](OH,F) ₄	Moderada	Baja	Moderada (10-20)
Calcita/Dolomita	CaCO ₃ /CaMg(CO ₂) ₃	Muy alta ⁺	Muy alta	Variable

⁺Formación de precipitados

b) Temperatura

La temperatura tiene un efecto marcado en la velocidad de reacción del HF con la sílice y la arcilla. La velocidad de reacción es del doble por cada 50°F (28°C). En la Tabla 5, se muestra los valores de la velocidad de reacción en el rango de temperatura de 75 a 300°F (Malate, 2002).

Tabla 5.- “Mud Acid” (12%-3%HF) velocidad de reacción de la sílice respecto de la temperatura.

Temperatura (°F)	Temperatura (°C)	Velocidad de reacción (cm ³ /min)
75	24	3.89 x10 ⁻⁵
100	38	5.59 x10 ⁻⁵
150	66	11.27 x10 ⁻⁵
200	93	20.05 x10 ⁻⁵
300	149	51.46 x10 ⁻⁵

De particular importancia es la temperatura de formación debido a su influencia en la eficacia de los inhibidores de la corrosión y las velocidades de reacción. Esto es especialmente importante ya que las perspectivas geotérmicas alcanzan temperaturas entre 220 y 300 ° C. La acidificación a alta temperatura plantea una serie de problemas durante el diseño y la ejecución del tratamiento, que normalmente no se encuentran durante los tratamientos a baja temperatura. La alta velocidad de reacción de la roca ácida requiere el uso de un sistema de ácido retardado, para evitar que el ácido se consuma rápidamente, y así asegurar una penetración más profunda en la formación. Proteger los tubulares contra la corrosión es otro desafío serio y requiere una cuidadosa selección de fluidos ácidos e inhibidores (Buijse M., 2000). Para tratar estos casos, se incluyen las siguientes opciones:

- Enfriamiento de la temperatura de fondo inyectando agua.
- Viscosificando el ácido (emulsificación o gelificación).
- Sistema de ácido de lodo autogenerado, utilizando ésteres orgánicos.
- Sistema de ácido fluorhídrico regulado por tampón.

El tiempo de gasto requerido se duplica tal como se duplica la concentración (para una temperatura fija). Por ejemplo, una mezcla de 12%HCl-4%HF reacciona dos veces más que una mezcla de 12%HCl-2%HF, con arcilla y silicatos. Sin embargo, incrementando la concentración de HCl, no incrementará la velocidad de reacción del HF sobre la sílice (Malate, 2002). El potencial máximo de ácido recomendado para diferentes temperaturas se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6.- Máximo potencial recomendado del ácido para diferentes temperaturas.

Temperatura	Concentración máxima HCl	Potencial máximo de HCl:HF
Arriba de 180°F (82°C)	15%	12:3.0%
Arriba de 180°F a 220°F (82°C a 104°C)	10%	9:3.0%
Abajo de 220°F (104°C)	7.5%	7.5:1.5%

c) Composición química de la roca

Los yacimientos geotérmicos se caracterizan por un alto grado de fracturamiento, incluso cuando ocurren en rocas sedimentarias con porosidad intergranular. La ocurrencia normal de este tipo de yacimiento es en rocas extrusivas ígneas tales como andesita, basalto y riolitas, que tienen una composición altamente silícea

La arenisca está comúnmente formada por cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca de granos consolidados por compactación y cementos químicos. Los cementos pueden incluir sílice, carbonatos y arcilla. La solubilidad del ácido de una arenisca en ácido clorhídrico está primariamente limitada por la cantidad de carbonatos presentes en la formación. Con la excepción de la clorita, la arcilla sensible a los ácidos, el HCl no tiene apreciable reacción con los silicatos. El HF se comporta similarmente a estos ácidos, ya que reacciona con carbonatos de la misma manera que el HCl. También el HCl tiene la habilidad para disolver los silicatos, incluyendo cuarzo, feldespatos, micas y arcillas. El lodo de perforación típicamente contiene cantidades significativas de montmorillonita (bentonita) arcilla, cargado con recorte de perforación y roca de la formación, (mayormente cuarzo y feldespatos), el HF es el más ampliamente usado para remover es tipo de daño (Malate, 2002).

Las cantidades relativas de los diferentes minerales en cualquier formación dada afectarán a la velocidad de reacción, aunado a la distribución del tamaño de la partícula presente en los diferentes materiales. Cada material tiene sus propias características de reacción con el ácido. Por ejemplo, el HCl reacciona con la arcilla a una velocidad más rápida que con el cuarzo, y con materiales calcáreos la velocidad es más rápida que con la arcilla. Por otro lado, las arcillas reaccionaran a diferentes velocidades basadas tanto en la química así como el área de superficie. Las formaciones altas en porosidad que están llenas de minerales como arcillas y carbonatos, reaccionaran con ácido mucho más rápido que con sedimentos más limpios carentes de partículas pequeñas de arcillas activas. Cuando estas áreas de formaciones superficiales son tratadas con HF solamente se alcanzan unas cuantas pulgadas de penetración antes de que el ácido se gaste completamente.

Las mismas pautas para la selección del sistema ácido se siguen al diseñar la estimulación de un pozo geotérmico, pero de particular importancia es la temperatura de formación porque influye en la eficacia de los inhibidores de la corrosión y las velocidades de reacción. Esto es especialmente importante ya que las perspectivas geotérmicas alcanzan temperaturas entre 220 y 300 ° C (Malate, 2002).

d) Presión

La velocidad de reacción también se incrementa con la presión, aunque la mayoría de las reacciones producen gases (así como la reacción de silicatos con HF), son retardados por la presión. La formación del ácido fluorosilícico (H_2SiF_6) como desprendimiento de gas, tetrafluoruro de silicato (SiF_4), contribuye al total de la velocidad de reacción de formación, lo que podría explicar el incremento de la velocidad de reacción del HF bajo presión (Malate, 2002).

Una vez revisados todos los parámetros que influyen, así como las consideraciones que deben tomarse en cuenta para selección del ácido o mezcla de ácidos, será necesario diseñar el tratamiento a utilizar, a fin de hacer más eficiente el proceso del tratamiento de estimulación ácida.

6. METODOLOGÍA DE DISEÑO

6.1 Selección del pozo candidato

Como se ha mencionado, cuando un pozo no produce de la forma esperada, existe la posibilidad de que se encuentre dañado. Si las evaluaciones indican que el yacimiento puede entregar mayor cantidad de producto, entonces es posible que el pozo sea candidato a estimular.

La selección del candidato para aplicar este tipo de tratamiento, se basa en identificar pozos con deterioro productivo o baja capacidad de aceptación de fluido, lo cual requiere de una adecuada evaluación de las causas para obtener resultados satisfactorios.

El fracaso de un pozo para obtener beneficios económicos no depende solo de la baja producción, ya que abarca otras limitantes que pudiera presentar el yacimiento (presión,

permeabilidad) o el pozo (tamaño inadecuado de la tubería). La estimulación ácido matricial no contempla la solución de estos problemas (Williams, Gidley, & L., 1979).

La selección de pozos candidatos a estimular requiere de una adecuada evaluación de la producción sin presencia de daño y la producción con daño, con la finalidad de determinar la ganancia que se espera obtener con la aplicación del tratamiento. Las técnicas para identificar esta evaluación dependen en gran medida del conocimiento de la formación geológica y las propiedades del yacimiento. Métodos como pruebas transitorias de presión y desarrollo de pozos pueden ser utilizados, los cuales pueden ser de gran utilidad para cuantificar la extensión de la formación del daño y el potencial de mejora de la productividad.

La selección de la técnica de estimulación se basa en el objetivo de productividad, la geología de la roca, las limitaciones operacionales y otras consideraciones. Normalmente, el objetivo de productividad dicta el tratamiento y mezcla de ácidos a utilizar. A continuación en la

Figura 15 se presenta un diagrama de flujo, el cual se toma como base para la selección del pozo candidato a estimular.

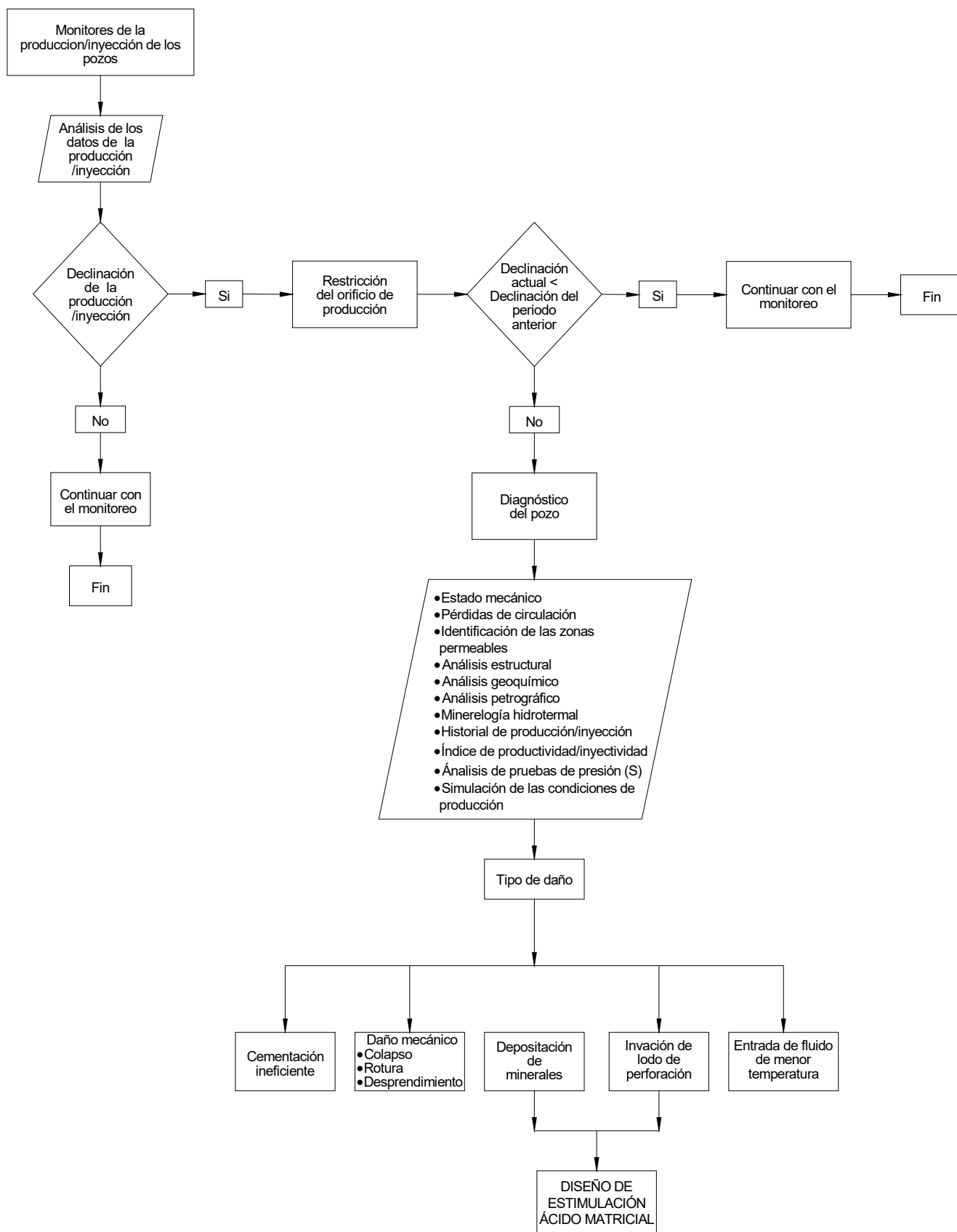


Figura 15. Diagrama de flujo para la selección de un pozo candidato a estimular. Una vez que se tenga identificadas las causas por las cuales el pozo se encuentra dañado, será el tiempo de diseñar el tratamiento a utilizar.

6.2 Diseño del tratamiento

En el diseño de un tratamiento de eliminación de lodo se consideran varios factores básicos, tales como: a) tipo de lodo, b) solubilidad del ácido en la formación, c) el tipo de formación y d) espesor del intervalo de perforación o pozo abierto. Estos factores, junto con los datos del yacimiento, tales como la porosidad y la permeabilidad se utilizan normalmente en el diseño del tipo de método de tratamiento.

Para minimizar el efecto dañino de las sales precipitantes, la Tabla 7 muestra las etapas del tratamiento ácido.

Tabla 7.- Etapas de la estimulación ácido matricial (Morales, 2012).

Etapa	Tipo de ácido	Función
Pre-lavado	Ácido clorhídrico (HCl)	Rápida reacción de disolución con rocas carbonatadas. ▪ Evita la reacción posterior de carbonatos con HF en la próxima etapa (sin precipitación de fluoruro de calcio CaF_2) (André, Fritz, & Vuataz, 2006)
Lavado principal	Mezcla de ácido clorhídrico y fluorhídrico (HCl-HF), comúnmente llamada “mud acid”	Reacción con minerales asociados de areniscas (arcillas, feldespatos y micas), en lugar del cuarzo. Las reacciones de HF con arcillas o feldespatos son de 100 a 200 veces más rápidas que el que contiene cuarzo. ▪ El uso de HCl permite mantener un pH bajo y evita precipitación de productos de reacción de HF (André, Fritz, & Vuataz, 2006)
Pos-lavado	Ácido clorhídrico (HCl)	Reducir el daño debido a precipitaciones indeseables después del tratamiento (Flores Armenta, Davies, & Pálsson).
Desplazamiento	Agua o agua geotérmica	Desplaza la solución ácida y enjuaga las tuberías del ácido suspendido en el agujero; el volumen debe ser al menos el doble del volumen de lavado principal (Flores Armenta, Davies, & Pálsson).

En el pre-lavado, el uso de HCl sirve para desplazar la salmuera de la formación y elimina el calcio y materiales de carbonato en la misma. El ácido de pre-lavado también minimiza la pérdida del ácido fluorhídrico utilizado en la segunda fase del tratamiento y también sirve como un espaciador entre el ácido HCl-HF y el agua de formación. El agua geotérmica y agua de mar nunca se utilizan para preparar este fluido reactivo puesto que los iones metálicos presentes en solución, pueden reaccionar para formar precipitados con ácido fluorhídrico.

El daño está caracterizado por dos importantes parámetros: composición y localización. Estos parámetros juegan un papel muy importante para determinar las características del tratamiento del fluido y la técnica necesaria para lograr remover el daño. La interacción entre las diferentes especies minerales y la inyección del ácido depende en gran medida de la temperatura, presión y superficie morfológica.

Como se ha mencionado previamente, la mayoría de las estimulaciones ácidas se llevan a cabo con un ácido, el cual consiste en una mezcla de ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, conocido en la industria como “Mud Acid”. La disminución de la relación de los ácidos HCl/HF, es una manera de retardar la precipitación, ya que el HCl aumenta la capacidad de disolución del ácido HF, por lo tanto, un bajo contenido de HF reduce la precipitación de sílice y otros materiales potencialmente dañinos. Los nuevos sistemas a base de HF, utilizan un complejo de ácido fosfórico para hidrolizar las sales de fluoruro, en lugar del HCl utilizado en “Mud Acid” (Malate, 2002).

6.3 Concentración y volumen del ácido

Los volúmenes utilizados en un trabajo de tratamiento son los que la experiencia ha demostrado ser más rentables y obedecen a las cuatro etapas del tratamiento (Tabla 7). De acuerdo con las etapas del tratamiento ácido, los volúmenes se determinan de la siguiente manera:

Volumen en la etapa de prelavado: las pautas de campo indican que el volumen de prelavado puede suponerse entre 40 y 100% del volumen de formulación de ácido (Mud Acid). En la literatura acerca de trabajos de acidificación, se usan menos de 75 gal/ft

(galones por cada pie de longitud a tratar) para tratar la zona productora, obteniendo porcentajes de mejora del 30%, respecto del último dato de producción/aceptación medido, mientras que otros trabajos utilizan 75-125 gal/ft en la zona dañada tienen una tasa de éxito del 75%. Los trabajos con porcentaje de ácido de más de 200 gal/ft han tenido buenos resultados (>75%), pero pocos se han realizado debido a consideraciones de altos costos. La Tabla 8 muestra la recomendación de volumen basada en la permeabilidad. Estudios de diversos campos geotérmicos han demostrado que los mejores resultados se obtienen en yacimientos con permeabilidades mayores a 5 mD. El uso de HF no es recomendable en areniscas que presentan valores de permeabilidad menores a 3 mD.

Lavado principal: usualmente llamado “Mud Acid”. Incluye inhibidores de corrosión u otros aditivos especiales. El diseño óptimo para los volúmenes regulares para esta etapa es entre 50 y 200 galones por pie de formación (Tabla 8), basado en función de la permeabilidad y la temperatura de formación.

Tabla 8.- Tratamiento ácido empírico basado en la permeabilidad (Flores, Stimulations of Geothermal Wells, 2003)

Temperatura de la formación	<150 °F	150 – 250 °F	>250 °F
Permeabilidad promedio con daño (mD)	Volumen de mud acid (US gal/ft)		
< 20	100	50	50
20 – 100	150	100	100
>100	200	150	100

Los volúmenes de tratamiento, las tasas de inyección, las técnicas de colocación de ácido y la evaluación de los resultados en la estimulación de pozos geotérmicos, siguen los mismos criterios mencionados para los pozos de petróleo. Como referencia final, la Tabla 9 muestra la solubilidad típica de una formación extrusiva ígnea, rocas volcánicas, a formulaciones ácidas típicas usadas para la estimulación de la matriz (Flores, Stimulations of Geothermal Wells, 2003).

Tabla 9.- Solubilidad de una formación extrusiva ígnea.

Sistema ácido	Solubilidad %
10% HCl	6 – 13

Cuando se sospecha que el daño en la formación es poco profundo (0 a 2,0 pies), se puede obtener una estimación del volumen de ácido de tratamiento requerido, Figura 16, en función del radio de tratamiento y la porosidad de la formación (Malate, 2002).

La siguiente ecuación se puede usar para estimar el volumen de ácido requerido si se sospecha que el daño de la formación es profundo (> 2.0 pies):

$$\text{Volumen de poro} = 7.4806 \pi R^2 H \Phi \quad (16)$$

donde

R = Radio a tratar (ft)

H = altura de la formación (ft)

Φ = porosidad (expresada en fracción decimal)

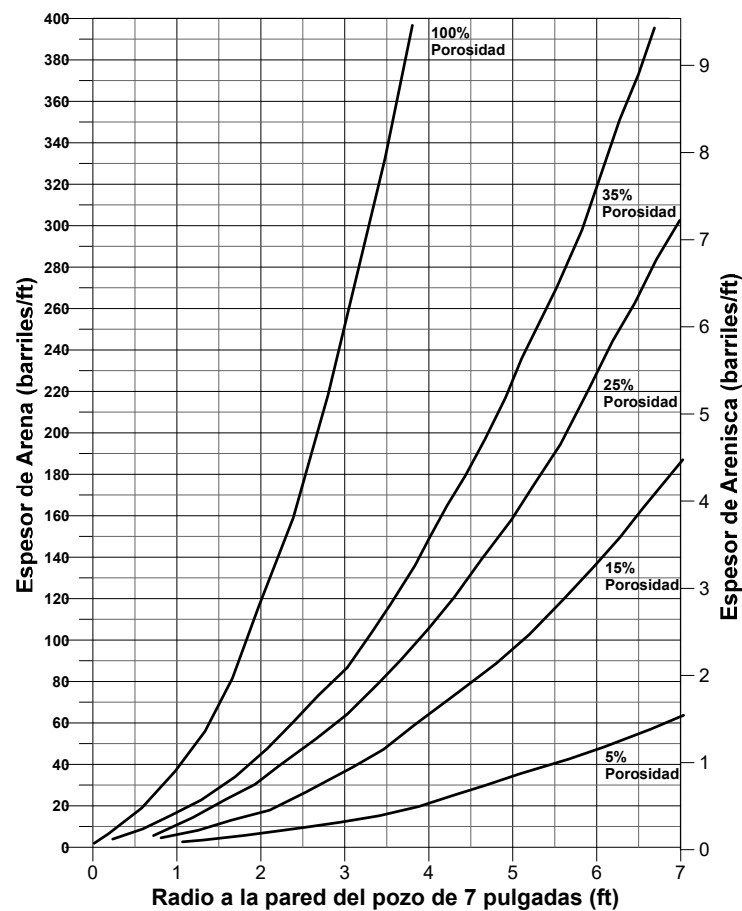


Figura 16.- Estimación del volumen de ácido en función del espesor de zona productora.

Por ejemplo, 492 pies verticales (~150 m) de formación de porosidad al 10%, con un radio de tratamiento requerido de 3.0 pies radiales daría una estimación del volumen de poro de:

$$\begin{aligned} \text{Volumen de poro} &= 7.4806 \pi (3)^2 * 492 * 0.10 \\ &= 10,406 \text{ galones } (\sim \text{galones por pie de la zona dañada}) \end{aligned}$$

Post lavado: El volumen en esta etapa oscila entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen de la formulación de ácido calculado usando la siguiente fórmula (Flores, Stimulations of Geothermal Wells, 2003):

$$V_p = \text{Escriba aquí la ecuación. } 7.48[\phi (r_s^2 - r_w^2)\pi] \quad (17)$$

donde:

V_p = volumen (gal)

ϕ = porosidad (%)

r_s = radio con daño (ft)

r_w = radio del pozo (ft)

Desplazamiento: En esta etapa el flujo del fluido usado debe realizarse tan pronto como sea posible en los pozos productores y el volumen debe ser al menos el doble del volumen de lavado principal. En el caso de un inyector, no se recomienda esta etapa. En su lugar, sería mejor reanudar la inyección de inmediato para empujar los fluidos más lejos en la formación.

- Prueba de calidad del agua

Una prueba de calidad de la fuente de agua debe llevarse a cabo para determinar la idoneidad de la fuente de agua dulce para la mezcla de ácido y de mezcla. La compatibilidad del agua dulce con el ácido se comprueba mediante la mezcla de un pequeño volumen de las mezclas de ácido HCl-HF con la de agua dulce y la observación para cualquier producto de precipitación. El suministro de agua dulce debe tener bajo contenido de cationes para evitar la precipitación (Malate, 2002).

6.4 Gasto de inyección

La presión de inyección durante un tratamiento químico debe ser inferior a la presión de fractura para obtener un flujo radial a través de la formación, y a la vez evitar un daño adicional en la formación. La velocidad máxima de inyección permitida se puede calcular de la siguiente manera (Flores, Stimulations of Geothermal Wells, 2003):

$$q_{\max} = \frac{4.2E^{-6}K_{av}h (FG d - \Delta P_s - P_e)}{\mu \left[\ln \frac{r_f}{r_w} + S \right]} \quad (18)$$

Donde

μ = viscosidad del fluido de inyección(cp)

$q_{\max}$ = flujo máximo de inyección (bpm)

K_{av} = permeabilidad promedio sin daño (mD)

h = espesor zona a tratar (ft)

ΔP_s = factor de seguridad (psi)

r_f = radio de la zona a tratar (ft)

r_w = radio del pozo (ft)

S = factor de daño

P_e = presión del yacimiento (psi)

FG = gradiente de fractura (psi/ft)

d = profundidad del pozo (ft)

6.5 Técnica de colocación del ácido

Se han usado tres técnicas de colocación de ácido para la estimulación ácido matricial (Economides & Nolte, 2000):

- Bullheading, los ácidos se bombean por la tubería de producción o directamente por la tubería de conducción, desde la superficie (Figura 17). Este tipo de técnica no es muy eficiente, puesto que el frente del ácido no se coloca frente a la zona dañada. Esta más enfocada a estimulaciones para fracturamientos ácidos e hidráulicos.



Figura 17.- Esquema representativo del equipo Bullheading.

- Equipo de perforación, la inyección de los ácidos se realiza a través de la tubería de perforación, llevando a cabo las etapas de bombeo de acuerdo con las profundidades seleccionadas. Mediante el uso de este equipo, resulta ser eficiente la operación, sin embargo, respecto con otras técnicas de colocación de ácidos es más alto su costo, puesto que el equipo es más robusto. La Figura 18 muestra un equipo de perforación convencional.



Figura 18.- Equipo de perforación convencional.

- Tubería flexible: permite que los líquidos de estimulación se coloquen donde se necesiten.

Diferentes estudios (Mitchell, Stemberger, & Martin, 2003) han demostrado que las estimulaciones colocando tubería flexible (Figura 19) ofrecen un mayor aumento del índice de productividad durante un período más prolongado. Tener un conducto adyacente a todos los puntos a lo largo del intervalo para estimular, producirá una estimulación más uniforme de esa sección. El costo adicional involucrado con los tubos flexibles no disminuye el beneficio incremental logrado, lo que justifica la inversión adicional, que la mayoría de las veces es incluso menor que el beneficio de reducir el tiempo de operación.

El uso de este tipo de equipo maximiza la rentabilidad, debido a que permite llevar a cabo operaciones, estimulaciones ácidas, en pozos presurizados, sin extraer tubos del pozo.



Figura 19.- Equipo de tubería flexible (Hernandez, Mireles, Mireles, & González, 2018).

7. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

La única forma de evaluar el éxito o el fracaso de un tratamiento con ácido es comparar las tasas establecidas de producción (o inyección), antes y después del tratamiento. Solo la porción de daño de la formación del “skin factor” se puede eliminar con una matriz acidificante. Si se ha calculado este parámetro, entonces el tratamiento debería reducir el efecto total del daño (Economides & Nolte, 2000). Normalmente, el factor de daño antes y después del trabajo se calcula usando pruebas transitorias de presión basadas en pruebas de inyección/incremento. La comparación de ambos resultados de mejora puede llevarse a cabo mediante el índice de productividad. Sin embargo, la manera más práctica y más común es a través del comparativo entre la pre y post estimulación ácida.

De acuerdo con los resultados obtenidos en las diversas estimulaciones realizadas en los diversos campos geotérmicos del país, durante el periodo del año 2000 al 2012, el promedio de mejora respecto al último dato medido de producción/capacidad de aceptación, ha sido del 155%, y el porcentaje más alto ha sido el 650%. Sin embargo, se han presentado

resultados poco favorables, los cuales fueron atribuidos a la mezcla de ácidos que se utilizaron y a la baja permeabilidad. La Tabla 10 muestra los resultados de las estimulaciones ácido matriciales llevadas a cabo en los campos geotérmicos de Los Azufres, Mich., Los Humeros, Pue., y Las Tres Vírgenes, durante el periodo 2000 al 2012, en pozos productores, así como inyectores.

En términos de ahorro de perforación, con la aplicación de este tratamiento ácido se ha ahorrado el equivalente al costo de la perforación de 20 nuevos pozos productores y 2 nuevos pozos inyectores durante 10 años. Lo que términos económicos representa \$1,760,000,000. Ello, tomando como base un costo de perforación por pozo de \$80 millones.

Tabla 10.- Resultados de las estimulaciones ácido matriciales llevadas a cabo en los pozos geotérmicos de México (modificada de (Morales, 2012)).

Campo Geotérmico	No. Pozo		Tipo de pozo	Tipo de daño	Tipo de técnica	Capacidad de producción (t/h)			Mejora (%)	
						Inicial	Pre	Post	%	t/h
LAS TRES VIRGENES	1	2002	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	0	0	21	100	21
	2	2002	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	12	12	35	192	23
	3	2004	Productor	Incrustación de calcita	Tubería flexible	32	9	48	433	39
	4	2005	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	21	14	28	100	14
	5	2006	Productor	Incrustación de calcita	Tubería flexible	25	0	0	0	0
	6	2007	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	0	0	20	100	20
	7	2007	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	0	0	20	100	20
	8	2012	Productor	Incrustación por calcita	Tubería flexible	0	6	13	117	7
	9	2012	Productor	Incrustación por calcita	Tubería flexible	0	11	13	18	2
LOS AZUFRES	10	2000	Inyector	Incrustación por sílice	Tubería de perforación	600	750	850	13	100
	11	2000	Inyector	Incrustación por sílice	Tubería de perforación	350	340	450	32	110
	12	2005	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería de perforación	22	22	68	209	46
	13	2005	Inyector	Incrustación por sílice	Tubería de perforación	290	180	410	128	230
	14	2005	Productor	Incrustación de calcita	Tubería de perforación	6	6	0	0	0
	15	2006	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería de perforación	15	15	70	367	55
	16	2006	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería de perforación	15	25	67	168	42
	17	2008	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	10	10	64	540	54
	18	2008	Productor	Incrustación por sílice	Tubería flexible	40	16	30	88	14
	19	2008	Inyector	Incrustación por sílice	Tubería flexible	350	70	130	86	60
	20	2010	Productor	Incrustación por sílice	Tubería flexible	44	15	35	133	20
	21	2010	Productor	Incrustación por sílice	Tubería flexible	37	17	42	147	25
	22	2010	Productor	Incrustación por sílice	Tubería flexible	25	15	20	33	5
	23	2012	Productor	Daño por lodo bentonítico	Tubería flexible	16	13	23	77	10
LOS HUMEROS	24	2010	Productor	Incrustación por calcita	Tubería de perforación	42	6	45	650	39
	25	2012	Productor	Incrustación por calcita	Bull Heading	26	7	11	55	4
						PROMEDIO			155	

7.1 Caso de estudio del tratamiento ácido matricial del pozo A, campo geotérmico Los Humeros

Los pozos candidatos para llevar a cabo un tratamiento de estimulación ácido matricial, muestran algún daño al final de la perforación (para nuevos pozos) o una disminución en su tasa de producción, presión o disminución de la capacidad de inyección. La historia de la producción o las pruebas de aceptación de fluidos dan las primeras pautas para determinar el daño dentro del pozo o en la vecindad más cercana a éste. En 2012 el pozo A localizado en el campo geotérmico Los Humeros fue seleccionado para estimulación ácido matricial,

debido a la disminución de su tasa de producción. Derivado del análisis de sus propiedades geológicas, de producción, así como de las características termodinámicas y químicas del fluido del pozo, se determinó que el pozo presentaba un daño en la formación, a causa de depositación de los minerales calcita y sílice.

A continuación se describe el proceso del tratamiento llevado a cabo en el pozo, así como el historial del mismo.

El pozo A fue el primer pozo productor en el campo geotérmico Los Humeros, perforado en octubre de 1981, con una profundidad total de 1458 m (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) y en 1995 se perforó como un pozo direccional a 1850 m de profundidad. Sus zonas de alimentación están ubicadas en los intervalos de 1200-1700 m de profundidad, las cuales fueron determinadas con base en los registros de temperatura y zonas de pérdidas de circulación de fluido durante su perforación (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

POZO A (REPARADO DIRECCIONAL)

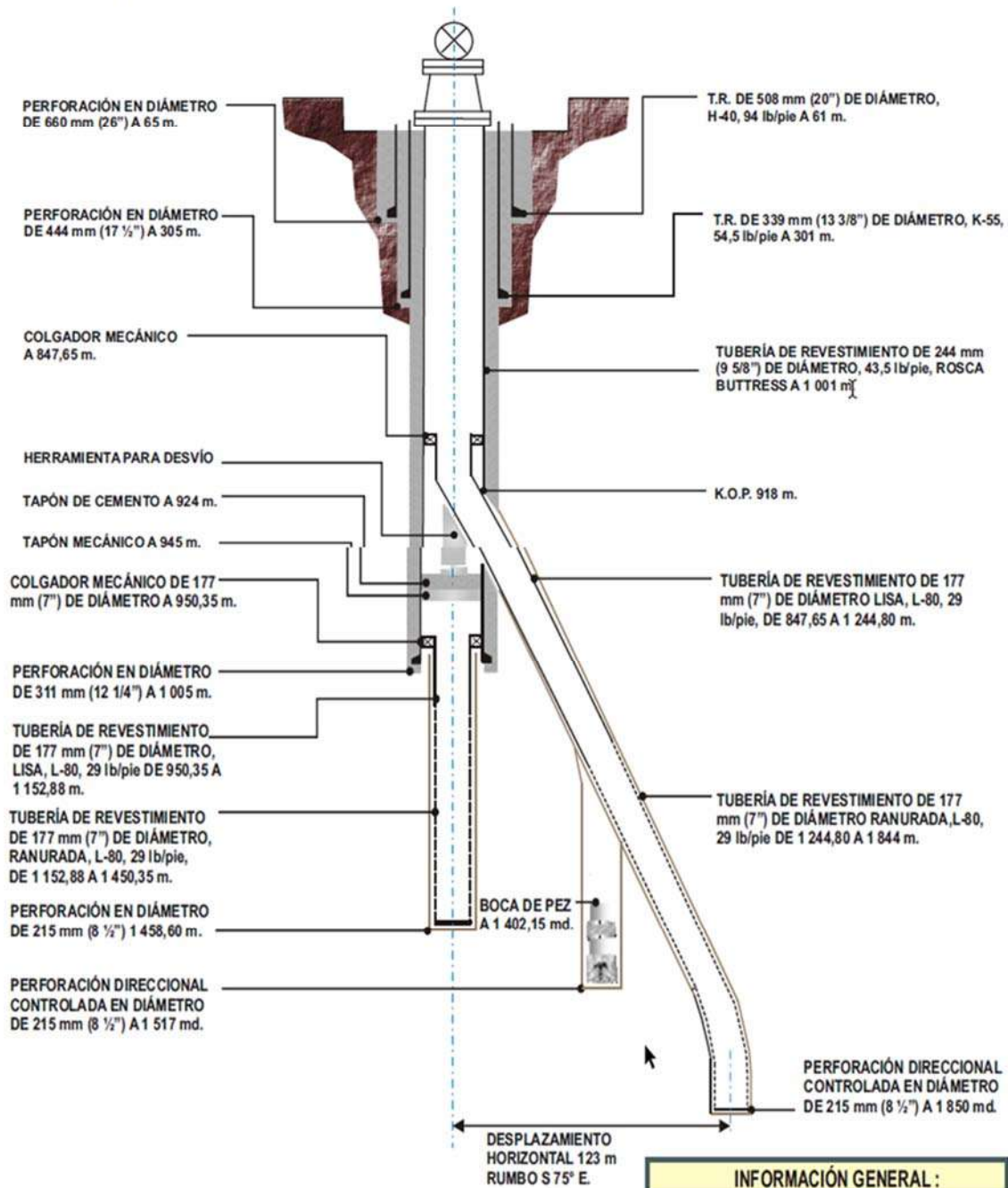


Figura 20.- Croquis de tuberías del pozo A.

POZO A

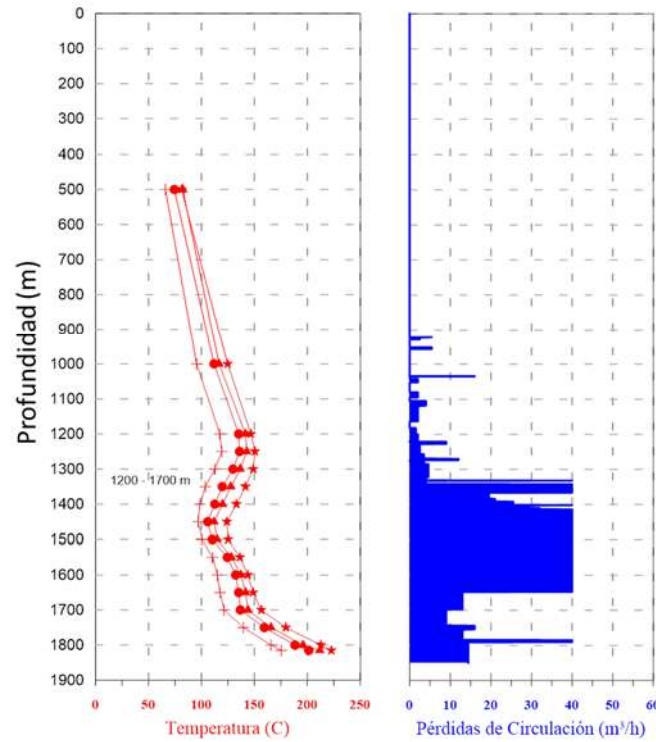


Figura 21.- Zonas de alimentación del pozo A.

A lo largo de la historia del pozo, se llevaron a cabo diversas reparaciones, con el objetivo de mejorar sus condiciones de producción. La Tabla 11, muestra las operaciones realizadas al pozo.

Tabla 11.- Operaciones que se han realizado al pozo A (Morales, 2012).

Año	Operación	Motivo	Resultados
1988	Limpieza mecánica	Obstrucción en los 950 m de profundidad	Limpieza desde 0 a 1402 m de profundidad
1995	Sidetrack (perforación dirección)	Disminución de la producción y obstrucción a los 700 m de profundidad a causa de carbonato de calcio.	Perforación direccional hasta los 1850 m de profundidad
2007	Calibración de las tuberías	Disminución de la producción y presión	Obstrucción a 1329 m de profundidad

En el año 2007, debido a la declinación de la producción y presión, así como los resultados de la última calibración mecánica del pozo A, en el año 2010 se programaron una limpieza mecánica y trabajos de estimulación ácido matricial. Para determinar el ΔP_{skin} (caída de presión debida al daño), se llevó a cabo una prueba de inyección con 3 gastos de inyección: 59, 81 y 101 m³/h el día 23 de junio de 2010. Los resultados mostraron un ΔP_{skin} de +27,5 bar, lo que significa que las formaciones cercanas al pozo se encontraban dañadas. Desafortunadamente, no fue posible determinar en ese momento la ubicación del punto de ebullición, a través de pruebas de temperatura y presión, derivado de la obstrucción que presentaba el pozo en ese momento. Por otro lado, con los análisis químicos del fluido del pozo, se realizaron diversas corridas de simulación mediante el uso del software especializado WATCH (simulador de especiaciones químicas y multifásicas de fluidos geotérmicos) para determinar el estado que guardaban los índices de saturación de minerales (Figura 22). Los resultados del análisis mostraron sobresaturación del mineral calcita en el fluido del pozo, lo cual se atribuyó como la causa de la disminución en la producción del mismo (Ramírez-Montes & Martínez-López, 2009).

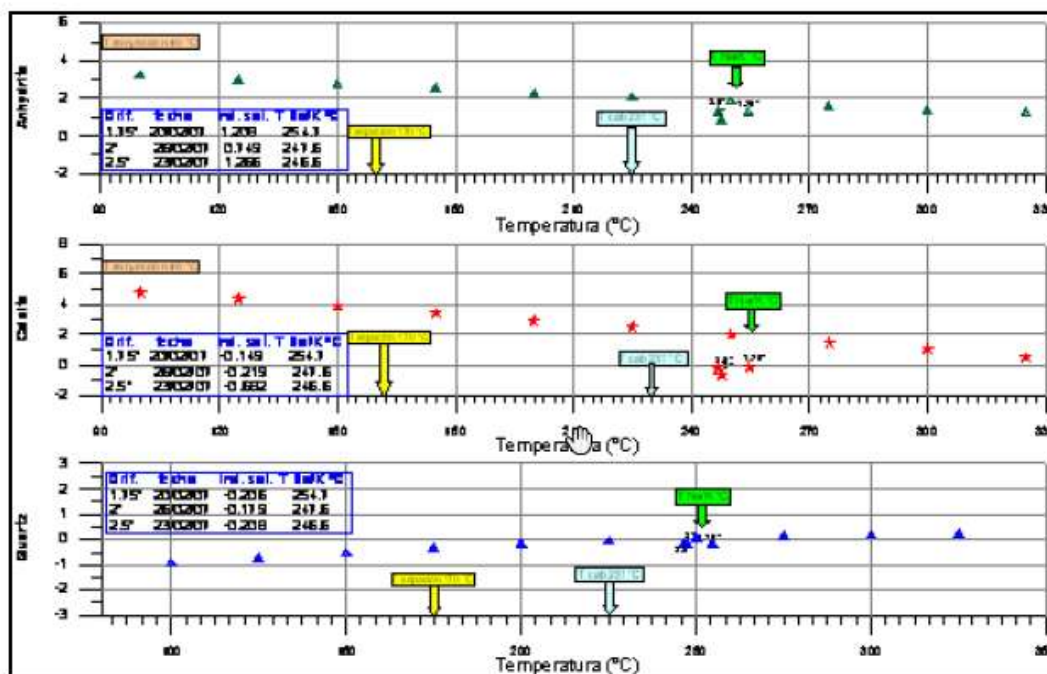


Figura 22.- Resultados de las simulaciones de saturación de minerales, software especializado WATCH.

Posterior a la prueba de inyección con tres gastos, se llevó a cabo una limpieza mecánica al pozo, la cual consistió en limpiar las tuberías del mismo mediante una barrena de 157 mm (6 ") de diámetro, desde 0-1844 m de profundidad. Después de la limpieza mecánica, se realizó otra prueba de inyección, con tasas de inyección similares a la prueba anterior, con el objetivo de verificar si el pozo había mejorado. Los resultados mostraron resultados positivos puesto que el valor del ΔP_{skin} fue de -4.8 bar, lo cual indicó que el daño dentro de la tubería del pozo había sido eliminado (Morales, 2012).

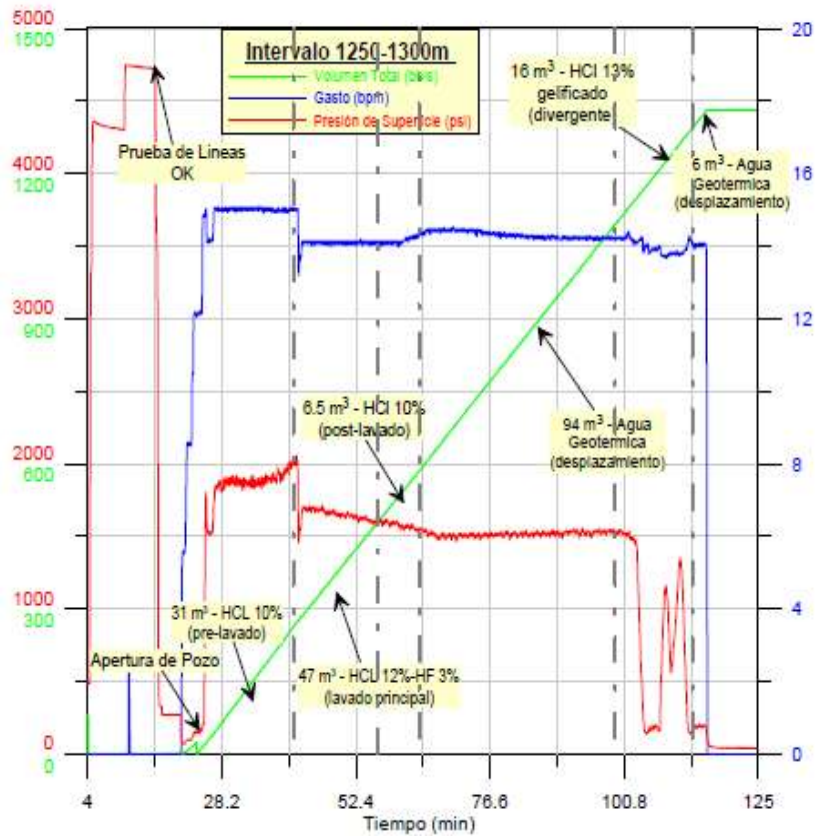
Para eliminar la incrustación de calcita, la concentración de ácido en el lavado principal fue: HCl 12% - HF 3% (Mud Acid) y 10% HCl para el lavado previo y posterior, finalmente agua geotérmica para la etapa de desplazamiento. La inyección de los ácidos en cada etapa de la estimulación ácida matricial se realizó a través de una tubería de perforación. La tubería de perforación se colocó en cada uno de los intervalos a tratar. Los intervalos fueron; 1250-1300, 1350-1400, 1550-1600 y 1700-1750 m de profundidad, que corresponden a las zonas de alimentación. Los parámetros de operación se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12.- Parámetros de operación para cada etapa e intervalo a tratar durante la estimulación ácido matricial del pozo A en el año 2010 (Diez, Morales, & Tobar, 2010).

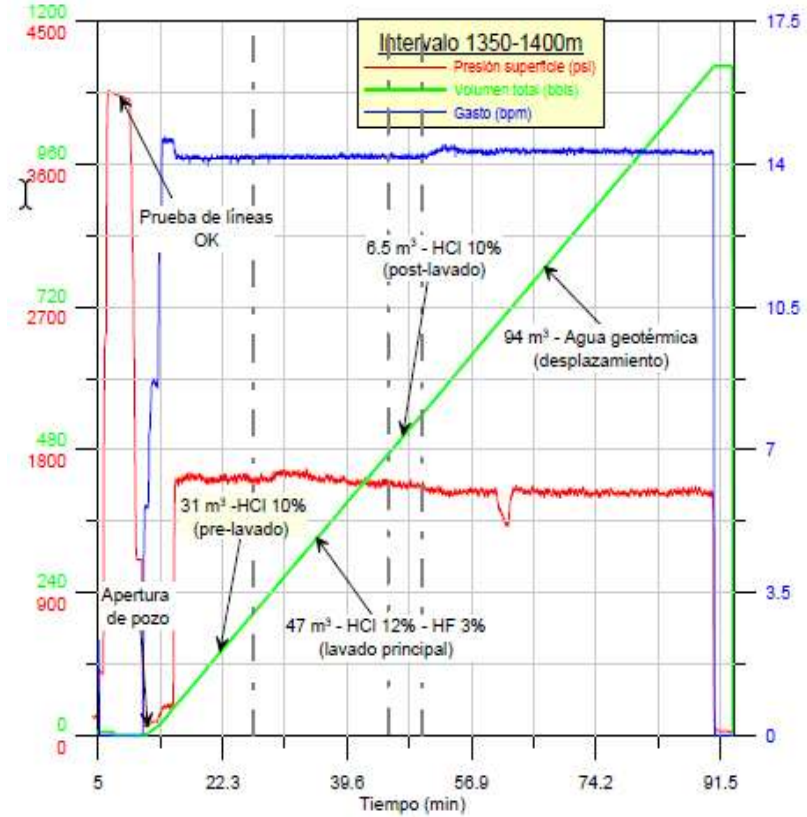
Profundidad (m)	Mezcla de ácidos por etapa	Volumen inyectado (m ³)	Gasto (m ³ /h)	Presión (bar)
1250 -1300	10%HCl Pre-lavado	31	131	139
	12%HCl-3%HF	47	135	141
	Lavado principal			
	10%HCl Pos-lavado	6.5	134	111
	Divergente 13% (gel)	16	135	93
	Desplazamiento (agua geotérmica)	94	138	103
1350 – 1400	10%HCl Prelavado	31	128	114
	12%HCl-3%HF	47	135	115
	Lavado principal			
	10%HCl Pos-lavado	6.5	135	113
	Desplazamiento (agua geotérmica)	94	137	110
1550 -1600	10%HCl Prelavado	31	132	117
	12%HCl-3%HF	47	136	120
	Lavado principal			
	10%HCl Pos-lavado	6.5	137	117

	Desplazamiento (agua geotérmica)	94	138	110
1700 -1750	10%HCl Pre-lavado	31	129	114
	12%HCl-3%HF	47	137	115
	Lavado principal			
	10%HCl Pos-lavado	6.5	136	113
	Desplazamiento (agua geotérmica)	94	136	117

Para cada uno de los intervalos tratados, el comportamiento en la presión superficial fue prácticamente el mismo, destacando al inicio de la inyección una caída en la presión, lo cual fue indicio de la apertura de la zona de alimentación. Posterior a ello la presión se incrementó hasta alcanzar la capacidad volumétrica del pozo, manteniéndose constante con pequeños incrementos debido a la reacción de los sistemas ácidos con la formación. Las Figura 23 yFigura 24;**Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, muestra el comportamiento de la presión de superficie y los gastos de inyección durante la estimulación ácida en el pozo A.

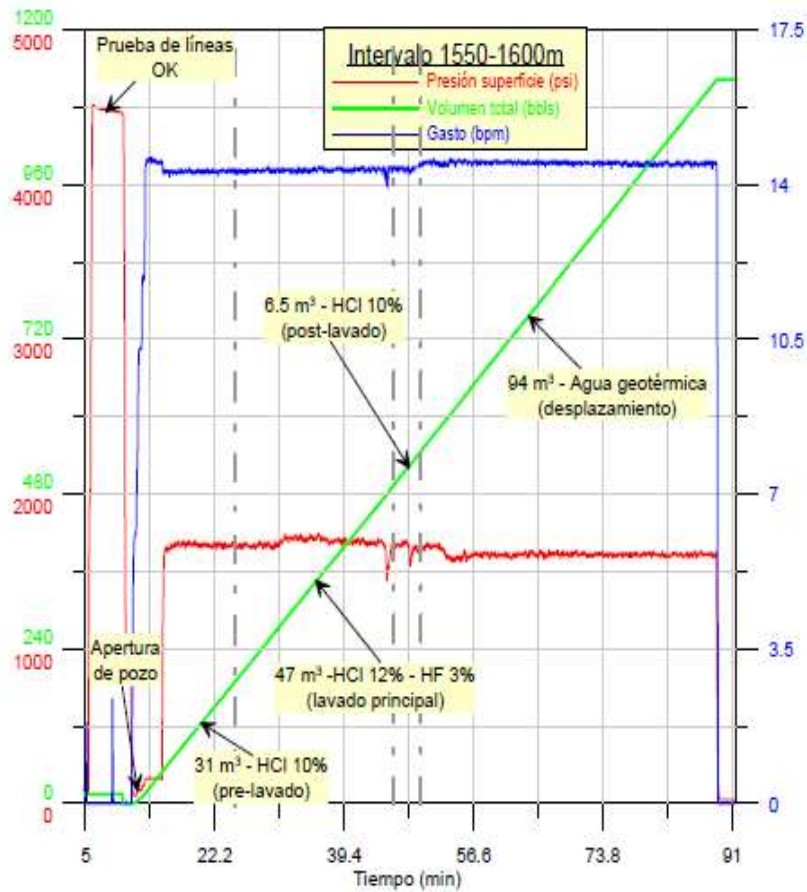


a)

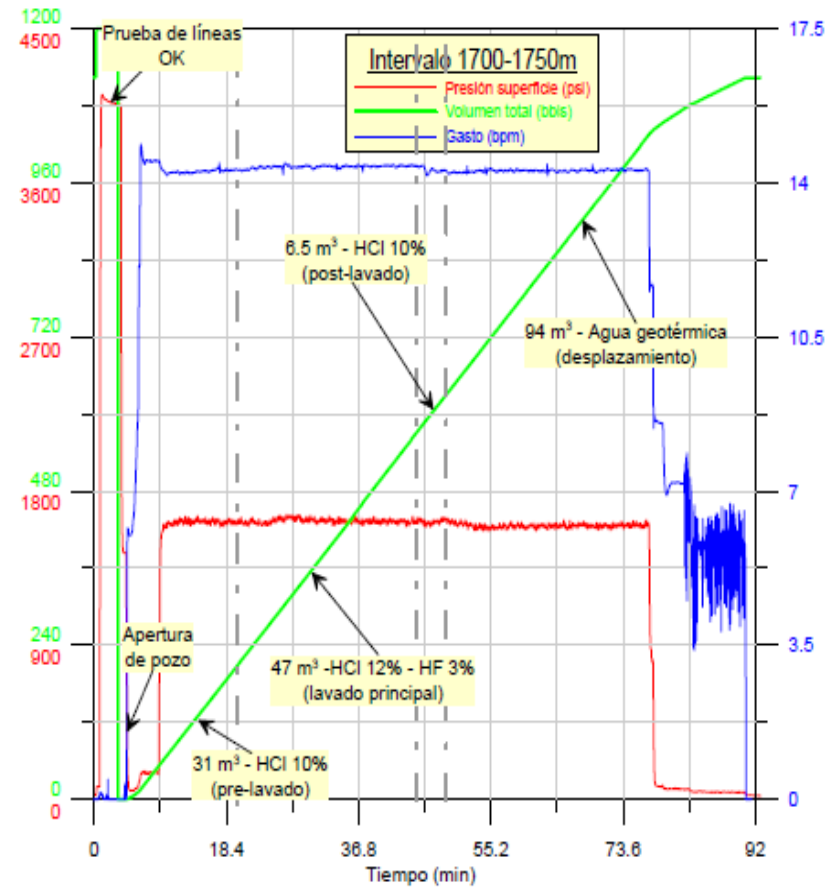


b)

Figura 23.- Comportamiento de la presión y gasto de inyección durante la estimulación ácido matricial en los dos primeros intervalos tratados: a) intervalo 1250 – 1300 m y b) intervalo 1350 -1400 m (Diez, Morales, & Tobar, 2010).



c)



d)

Figura 24.- Comportamiento de la presión y gasto de inyección durante la estimulación ácido matricial en los intervalos tercero y cuarto: c) intervalo 1550 – 1600 m y d) intervalo 1700 -1750 m (Diez, Morales, & Tobar, 2010).

Después de la estimulación con ácidos, se tenía programado llevar a cabo una prueba de presión con la finalidad de evaluar el daño en la formación, sin embargo no fue posible llevar a cabo actividad, debido a los requerimientos de vapor para las unidades de generación. No obstante, la mejora en el flujo másico del pozo fue muy clara.

El 15 de julio 2010, dos días después de haber sido tratado el pozo A, el gasto de vapor fue de 18 t/h y de la fase líquida fue de 56 t/h, con una presión en la cabeza de 8,7 bar, a condiciones de separación de 8 bar. En septiembre, 10 semanas después de la estimulación, la producción de vapor del pozo aumentó a 46 t/h de flujo de vapor, y la presión del cabezal de pozo fue de 21 bar. Con esta mejora, el pozo fue capaz de generar 3.3 MWe. Estos valores representan un aumento de aproximadamente 7% con respecto al caudal de vapor original (42 t/h) del pozo, y un aumento del 650%, con respecto a la tasa de producción antes de la estimulación (6 t/h). Por lo tanto, se concluyó que la limpieza mecánica y la estimulación ácida fueron exitosas. La Figura 25 muestra la evolución de las tasas de producción a largo plazo, así como la presión, el orificio y la entalpía del cabezal de pozo (Diez, Morales, & Tobar, 2010).

La línea vertical de color amarillo plasmada en la Figura 25n muestra el tiempo de la limpieza mecánica y la estimulación con ácido, donde las mejoras son sobresalientes, especialmente el aumento en la tasa de producción en masa.

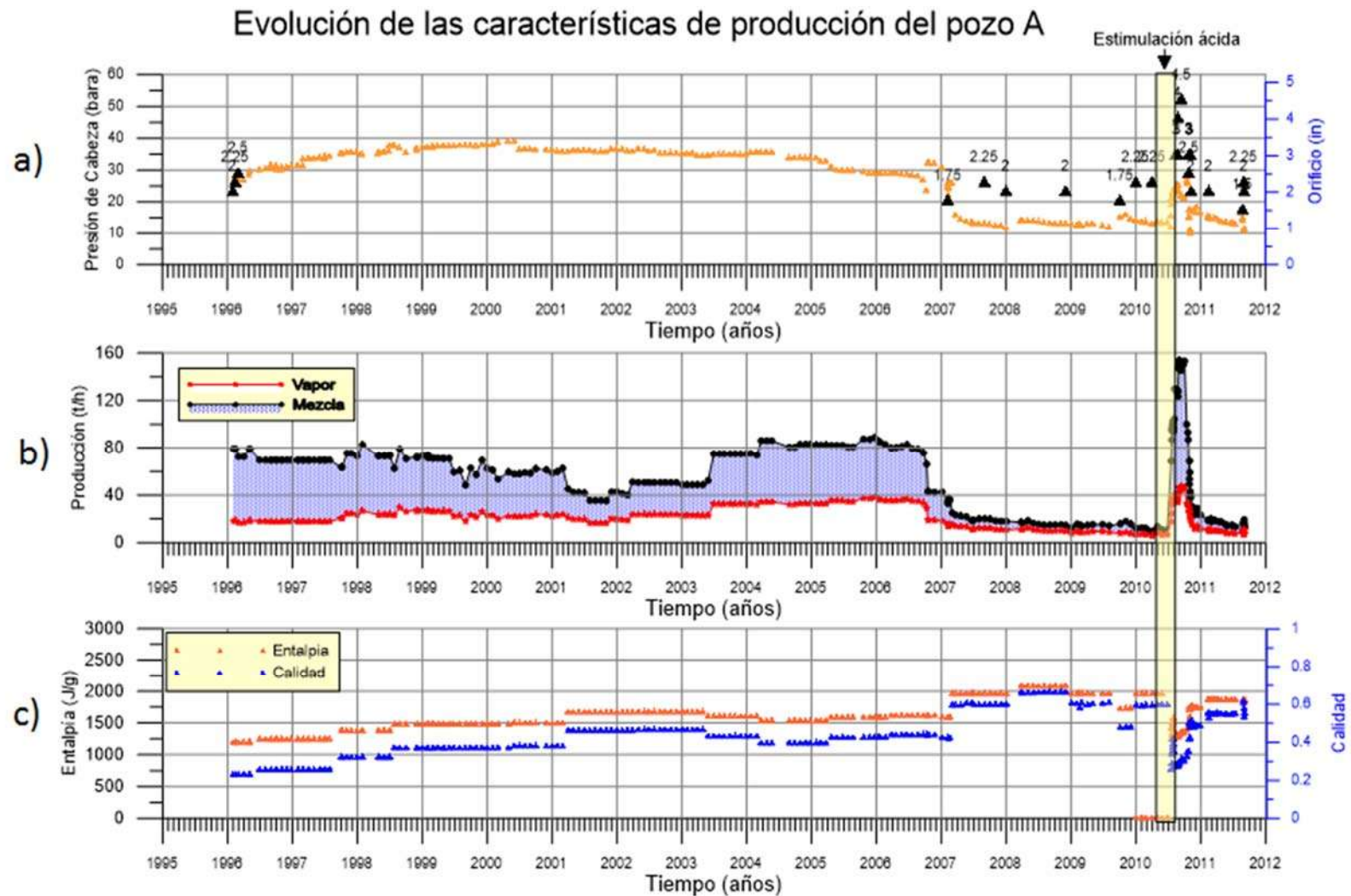


Figura 25.- Evolución de la producción del pozo A, pre y pos estimulación ácido matricial. a) Presión del pozo y orificio de producción; b) Producción de vapor y mezcla; c) Entalpia y calidad del vapor (Diez, Morales, & Tobar, 2010).

7.2 Beneficios para la obra

En términos energéticos, la producción de vapor de 46 t/h equivale a una generación eléctrica de 3,3 MW, considerando un consumo específico promedio de 13 t/h-MW, que tenían las unidades de generación en su momento. Para entonces el costo del MW-h generado equivalía a \$ 650,00 (de acuerdo con la metodología para calcular los proyectos de acuerdo a la unidad de inversiones de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público), de ello los beneficios anuales que se calcularon fueron los siguientes:

$$\begin{aligned}\text{Beneficios percibidos} &= 3.3 \text{ MWh} \cdot \left(650 \frac{\$}{\text{MWh}} \right) \cdot (365 \text{ días}) \cdot (24 \text{ horas}) \\ &= \$20,148,000.00\end{aligned}$$

7.2.1 Costo de la inversión

Para determinar el costo de la inversión, se identificaron y clasificaron los gastos necesarios y los ahorros (o ingresos) que se obtendrían. En el análisis de este proyecto, se incluyó la inversión de capital requerido para la intervención del pozo con un valor de \$50,000,000.00 de pesos y la energía eléctrica que se dejó de generar durante la ejecución de los trabajos, por sacar del sistema al pozo A, durante un periodo de 60 días será de \$561,600.00.

El costo de operación y mantenimiento está incluido en el cargo por combustible, por lo cual no se considera para el análisis de costos.

7.2.2 Costo-beneficio del proyecto (b/c)

Inversión de Capital:	\$ 50 millones
Costos de Mantenimiento:	\$ 0,055 kw-h
Ingresos Anuales por producción de Energía:	\$20,148,000.00
Tasa de Descuento (i):	12% anual
Vida útil del proyecto (n):	15 años

Costo de la energía que dejó de producir
en 60 días con la intervención del pozo A: \$ 561,600.00

El ingreso a valor presente por venta de energía durante quince años es:

$$VP = A((1+i)^n - 1)/i(1+i)^n$$

Donde:

VP = Valor Presente Neto.

A = Ingreso anual por venta de energía.

$$VP = \$20,148,000 (1+0,12)^{15-1}/0,1(1+0,12)^{15}$$

$$VP = \$137,225,297.73$$

Durante la vida útil del pozo A el ingreso para un periodo de 15 años fue de \$137,225,297.73. Por lo tanto, la relación costo/beneficio fue:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios (VPN)}}{\text{Costo Inversión}} = \frac{\$137,225,297.73}{\$50,000,000 + \$561,600.00} = 2.7$$

Si la relación B/C > 1, por lo tanto el proyecto es rentable.

Con base en el valor determinado de 2.7 para la relación B/C, la ejecución de la obra fue rentable.

Para determinar el tiempo en el cual se recuperaría el monto de la inversión, se realizó un análisis de valor presente neto (VPN), considerando un valor mínimo establecido de 15 (quince) años puesto que la producción de vapor que presentó el pozo A, previo al tratamiento, se mantuvo durante tal periodo de tiempo.

De acuerdo con la gráfica del punto de equilibrio (Figura 26), la inversión se recuperó en aproximadamente 3.5 años, de acuerdo con las 46 t/h de vapor que se obtuvieron al llevar a cabo la estimulación ácido matricial en el pozo A.

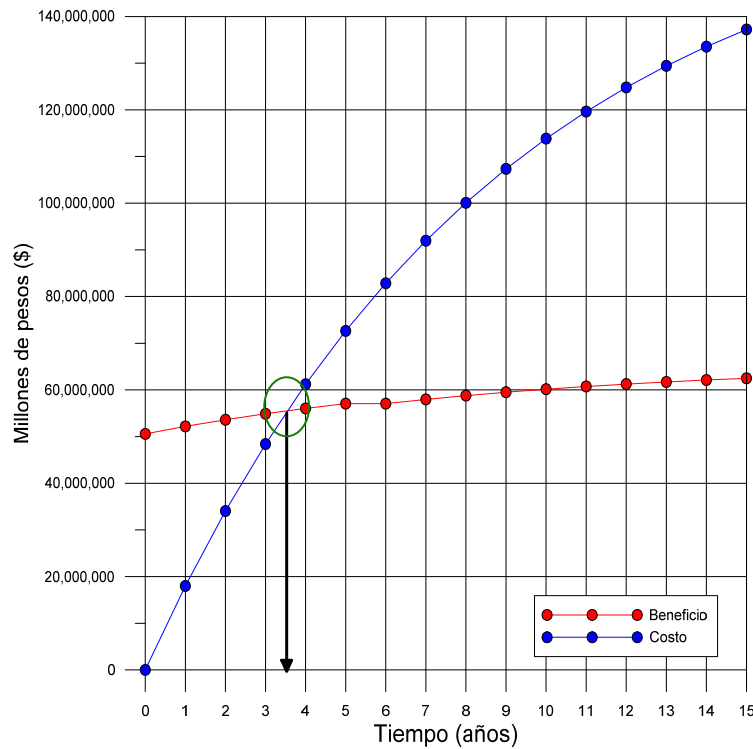


Figura 26.- Gráfica del punto de equilibrio.

8. CONCLUSIONES

- La estimulación ácido matricial es un parámetro importante en la industria geotérmica, se define como la inyección de un fluido a base de ácido al yacimiento, a una presión menor a la presión de fractura de la formación, logrando así que el fluido ácido actúe de manera radial, con el objetivo de eliminar el daño y provocar que los canales de flujo queden libres de obturaciones.
- Para seleccionar el pozo candidato a estimular con ácidos, se debe hacer primero el análisis y caracterización del daño en la formación, para de esta manera asegurar que el tratamiento se hará debido al daño y no por algún otro pseudodaño.
- Es necesario contar con las condiciones petrofísicas y mineralógicas de nuestro yacimiento, para poder realizar un óptimo diseño del fluido de tratamiento ácido, el

cual debe ser seleccionado por su capacidad de disolución de los sólidos presentes en las inmediaciones de la cara de la formación.

- De acuerdo con los resultados obtenidos de la estimulación ácido matricial en pozos geotérmicos de México, se pueden obtener porcentajes de mejora en la capacidad de producción/inyección, con un promedio de 155%, respecto de su último dato de medición de los pozos.
- Varias campañas se están ejecutando en México para aumentar el número de pozos tratados con mezclas de ácido, no solo en Los Azufres y Las Tres Vírgenes, sino también en Los Humeros y Cerro Prieto, debido a la recuperación de productividad/inyectividad y bajo costo, en comparación con la construcción de nuevos pozos o reparación de pozos existentes.
- En términos de ahorro de perforación, con la aplicación de este tratamiento ácido se ha ahorrado el equivalente al costo de la perforación de 20 nuevos pozos productores y 2 nuevos pozos inyectoros durante 10 años, y términos económicos representa \$ 1,760,000,000.

9. BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, R. (Julio de 1976). Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs. *Society of Petroleum Engineers*.
- André, L., Fritz, B., & Vuataz, F. (2006). Overview of chemical stimulations of EGS and non EGS reservoirs. *Proceedings of the Engine Launching Conference*, 4-12.
- Buijse M., M. R. (2000). Succesful high Pressure high Temperature acidising with in situ crosslinked acid diversion. *SPE*.
- Catali, R. (2006). De la celabración del centenario e la inustria geotermoelectrica al desarrollo de la energía geotérmica en Italia en el siglo XXI. *Geotermia*, Vol. 19, No.2, 60-68.
- Delgado, D., & Roberto, J. (2014). *Proceos de perforación y terminación de pozos geotérmicos*. México: Tesis.
- Diez, H., Morales, A. L., & Tobar, R. (2010). *Resultados de la estimulación ácida del pozo A. Morelia, Mich.:* CFE, informe interno.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation*. Willey Third Edition.
- Economides, M., & Nolte, K. (1987). Reservoir Stimulation. *Schlumberger Educational Services*, 13-1.
- Escobar, F. (2003). Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva, Huila.
- Flores Armenta, M., Davies, D., & Pálsson, B. (s.f.). Stimulation of geothermal wells, can we afford it? *Proceedings of the World Geothermal Congress, Antalya, Turkey*, 8 pp.
- Flores, M. (2003). Stimulations of Geothermal Wells.
- Flores, M., & Morales, L. (2012). How much stimulation can we afford?
- Geothermex, I. (2003). *Mineralogical analysis of formation sample from LTV*. Reporte interno CFE.
- Gutierrez-Negrin, L. C., Viggiano-Guerra, J. C., & Flores-Armenta, M. (2001). Characteristics and production results of the well LV-11, Las Tres Virgenes, Mexico. *Transactions of the Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 25, 635-640.
- Hernandez, M., Mireles, E., Mireles, C., & González, F. (22 de mayo de 2018). www.slideshare.net. Obtenido de

https://www.slideshare.net/manueloctavioh/operaciones-con-tubera-flexible?next_slideshow=1

- Horne, R. (1995). Modern well test analysis, a computer aided approach. En R. Horne. USA: Petroway Inc.
- IDAE, I. p. (2008). *Manual de geotermia*. Madrid: IDAE.
- IER-UNAM. (29 de junio de 2015). Obtenido de http://www.ier.unam.mx/noticias/2015/06/29/gpo_dragon_inicia_explotacion_geotermica.html
- Islas, C. (1991). *Manual de Estimulación Matricial de Pozos*. México: Colegio de Ingenieros Petroleros A.C.
- Malate, R. (2002). *LECTURES NOTES ON WELLBORE ACID STUMULATION*. Morelia, Mich.: Comisión Federal de Electricidad.
- Maya, R., & Gutierrez, L. (2007). RECURSOS GEOTÉRMICOS PARA GENERAR ELECTRICIDAD EN MÉXICO. *Revista Digital Universitaria*, 13.
- Mitchell, W., Stemberger, D., & Martin, A. (2003). "Is acid placement through Coiled tubing better than Bullheading? *SPE paper 81731*.
- Morales, L. (2012). *ACID STIMULATION OF GEOTHERMAL WELLS IN MEXICO, EL SALVADOR AND THE PHILIPPINES*. Reykjavik, Iceland: GEOTHERMAL TRAINING PROGRAMME.
- Polío, J. (2017). *Construcción de pozos geotérmicos*. El Salvador: II Taller Regional Sobre Geotermía.
- Quijano-Leon, J. L., & Gutierrez-Negrin, L. C. (2003). An Unfinished journey: 30 years of geothermal-electric generation in Mexico. *GRC Bulletin*, Vol. 32, No. 5, 198-205.
- Ramírez-Montes, M., & Martínez-López, M. (2009). *Recuperación de la producción del pozo A mediante la limpieza mecánica e inyección de ácidos*. Campo geotérmico Los Humeros, Pue. Morelia, Mich.: CFE, informe interno.
- Sandrine, Portier, L. A., & Vuataz, & F.-D. (2007). *Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems*. Neuchâtel, Switzerland: CREGE – Centre for Geothermal Research, Neuchâtel, Switzerland.

- Theis, C. V. (1953). The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage. Transactions, American Geophysical Union.
- Torres, M. A. (2017). *Las pruebas transitorias de presión en pozos geotérmicos*. Morelia: Asociación Geotérmica Mexicana.
- Williams, B. B., Gidley, R. S., & L., S. H. (1979). *Acidizing Fundamentals*. Dallas, New York: Society Of Petroleum Engineers.

10. WEBGRAFÍA

- <http://www.aulatecnologia.com/>. Consultado el 22 de mayo de 2018, de http://www.aulatecnologia.com/BACHILLERATO/1_bg/APUNTES/ALTERNATIVAS/geotermica/geotermica.htm
- <http://www.icgc.cat>. (2011). Consultado el 22 de mayo de 2018, de <http://www.icgc.cat/es/Ciudadano/Informate/Recursos-geologicos/Geotermia/Que-es-un-yacimiento-geotermico-Tipos-de-yacimientos-geotermicos>
- <http://www.icgc.cat>. (2011). Consultado el 22 de mayo de 2018. Obtenido de <http://www.icgc.cat/es/Ciudadano/Informate/Recursos-geologicos/Geotermia/Que-es-un-yacimiento-geotermico-Tipos-de-yacimientos-geotermicos>
- <http://www.thinkgeoenergy.com>. (s.f.). Consultado el 24 de mayo de 2018, de <http://www.thinkgeoenergy.com/top-10-geothermal-countries-based-on-installed-capacity-year-end-2017/>