



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“ESTIMULACIÓN ÁCIDA E HIDRÁULICA EN POZOS
GEOTÉRMICOS”**

Informe de trabajo profesional

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

ANA VICTORIA GALINDO MORALES



ASESOR:

ING. HECTOR ERICK GALLARDO FERRERA

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO 2015

Agradecimientos

Gracias al Ingeniero Marco Antonio Torres Rodríguez porque siempre pude contar con su experiencia, apoyo y conocimiento.

Al Ingeniero Héctor Erick Gallardo Ferrera porque gracias a él aprendí bastante y se tomó el tiempo para enseñarme y guiarme en este trabajo.

A Grupo ENAL por la paciencia y facilidades que me dieron para escribir esta tesis.

Gracias UNAM, me dejás lo imperecedero, por mi raza hablará mi espíritu.

Dedicatoria

Para mi hermosa madre, Lilia Galindo. Para la mejor abuela que alguien pudiera tener, la Sra. Hortensia Morales Patiño †, gracias a estas dos mujeres soy lo que soy y todos mis logros son siempre por y para ustedes.

Por supuesto para mi tía Pera, mi tía Aurora, mi tío Alfre †, Chucho y para un par de apestosos, Ale y Héctor, ustedes son mi familia y los amo.

A mis amigas Karla y Chablé por compartir conmigo risas, carcajadas y malos ratos. A mis amigos Lalo, Kareli y Elí, por acompañarme durante lo que fue la mejor carrera de todas, la de ingeniería petrolera.

CONTENIDO

I.	Objetivo	5
II.	Introducción	5
III.	Grupo ENAL.....	6
	a) Descripción de Grupo ENAL.....	6
	b) Descripción del puesto de trabajo	7
IV.	Marco Teórico	8
	1. Geotermia.....	8
	1.1 Origen de la energía geotérmica	8
	1.2 Métodos de exploración	11
	1.3 Yacimientos geotérmicos.....	13
	Sistemas geotérmicos	17
	1.4 Aplicaciones de la energía geotérmica	21
	2. Fundamentos teóricos para la estimulación en pozos geotérmicos.....	24
	2.1 Aspectos generales del flujo de fluidos	25
	3. 2 Factor Daño (S).....	32
	2.3 Pruebas de Presión.....	39
	2.4 Índice de productividad (IPR)	42
	2.5 Eficiencia de Flujo	43
	3. Estimulación ácida e hidráulica.....	45
	3.1 Hidráulicos.....	45
	3.1.2 Fracturamiento térmico	52
	3.2 Ácidos.....	56
V.	Antecedentes del Proyecto	66
VI.	Definición del problema	75
VII.	Metodología utilizada.....	76
	Análisis de prueba de incremento de presión	76
	Discretización del daño.	79
	Diagnostico.....	80
	4.2 Trabajos Pre- acidificación.....	81
	Prueba de aceptación antes de la acidificación:	85
	4.3 Acidificación	86

VIII.	Participación profesional	87
IX.	Resultados y aportaciones	88
	Prueba de aceptación después de la acidificación	88
X.	Conclusiones	90
XI.	Bibliografía	91
XI.	Glosario	¡Error! Marcador no definido.
XII.	ANEXOS.....	95
	ANEXO A	95
	ANEXO B	102

I. Objetivo

Determinar si es técnicamente viable un proceso de estimulación en un pozo geotérmico analizando la información del pozo, principalmente una prueba de incremento de presión.

II. Introducción

En el presente trabajo detallo el proceso que conlleva determinar si un pozo geotérmico es candidato a un proceso de estimulación, para ello se estudiaron las características del pozo y del yacimiento. De igual forma, muestro las bases que determinaron el mejor método de estimulación aplicable de acuerdo a las características de la roca, así como los resultados del proceso.

El principal factor que determina si es factible realizar una estimulación es el daño que tenga el pozo, así como la naturaleza de éste, es por ello que analice una prueba de presión en el pozo ejemplo en la cual se determinaron factores como la permeabilidad, conductividad de la formación, coeficiente de almacenaje, radio de investigación y daño. Posteriormente discretice el daño con el fin de determinar el daño real a la formación, es decir, el daño que es susceptible a la estimulación.

Los antecedentes del pozo, las características de producción, así como las condiciones mecánicas del pozo también deben de tomarse en cuenta a la hora de tomar una decisión, es por ello que se describen en este trabajo.

De igual forma, desarrolle un marco teórico para un mejor entendimiento del tema, el cual fundamenta teóricamente el trabajo realizado. El marco teórico está dividido en tres apartados:

En el primer apartado hablé de la energía geotérmica, definición, de donde proviene, principales métodos de exploración, clasificación de los yacimientos, y los principales usos de este tipo de energía alterna.

En el segundo apartado doy los fundamentos teóricos de la estimulación en pozos geotérmicos, explico las ecuaciones básicas del flujo de los fluidos en medios porosos y su relación con el daño. Explico las pruebas de presión y el índice de productividad, así como la eficiencia de flujo, estos factores son claves para determinar si un pozo es candidato a ser estimulado, es decir, si al estimularlo se garantiza una mejora en la producción o inyección.

Finalmente, en el tercer apartado menciono los principales métodos de estimulación en pozos geotérmicos y sus principales características. Además se muestran resultados de diferentes estimulaciones en pozos geotérmicos realizados en México y el mundo.

III. Grupo ENAL

a) Descripción de Grupo ENAL

ENAL (*Energías Alternas, Estudios y Proyectos SA de CV*) es una empresa de ingeniería especializada en el desarrollo de proyectos geotermoeléctricos desde su fase inicial de identificación del recurso hasta la final de generación de energía eléctrica. Cubré con personal altamente calificado en todas las especialidades que se requieren en un proyecto y además contamos con un *team* de asesores externos que nos apoyan en asuntos puntuales.

ENAL cuenta con una red mundial de socios tecnológicos para resolver problemas técnicos, de suministro de insumos, *software* científico o de servicio de herramientas especializadas en el desarrollo de proyectos científicos/geotérmicos.

b) Descripción del puesto de trabajo

Desde Noviembre del 2013 hasta la fecha (Marzo 2015) me encuentro laborando en Grupo ENAL, en el Área de Modelado de Yacimientos, desarrollando las siguientes actividades:

- Administración e interpretando los registros PT y PTS, en los cuales se determina el nivel estático del pozo, la presión de fondo estática o presión de fondo fluyendo, temperatura de fondo y en la etapa de perforación se pueden determinar las zonas permeables. De igual forma, conociendo la presión y temperatura se define el estado termodinámico del fluido geotérmico.
- Administrando la información de los campos geotérmicos mediante el Software Geosys, en el cual se aloja información que incluye mapas de localización, modelados geofísicos, geológicos, estados mecánicos del pozo, desviaciones, registros de geoquímica, evaluaciones de pozos, producciones, resultados de pruebas a pozos y registros.
- Desarrollando informes técnicos internos y para los clientes de las actividades realizadas en campo, así como de los resultados y análisis de las evaluaciones y pruebas realizadas.
- Análisis e interpretación de las pruebas de presión con ayuda del software PanSystem y Diagns.

IV. Marco Teórico

1. Geotermia

En el presente capítulo se muestran los conceptos básicos referentes a la energía Geotérmica, se explicará el origen de dicha energía, su exploración, producción, aplicaciones, ventajas, desventajas e importancia en México y en el mundo. Todo esto, con el objetivo de entender el comportamiento en la producción de un pozo geotérmico y dar a su vez un panorama más amplio de este tema.

La palabra Geotermia proviene de los vocablos griegos “geos”, que significa tierra, y de “thermos”, que significa calor, entonces podemos definir La Energía Geotérmica como el calor contenido en el interior de la Tierra.

Los yacimientos se pueden clasificar de diferente manera, dependiendo de su procedencia, temperatura o distribución de fases, las cuales se explican en el presente capítulo así como los elementos que conforman a un yacimiento geotérmico.

1.1 Origen de la energía geotérmica

El flujo de calor de la Tierra se estima que esta en 42.10^{12} Watts del cual el 2% proviene de la corteza, el 82% del manto y el 16% del núcleo. La **figura 1.1** muestra la distribución de las diferentes capas de la Tierra.

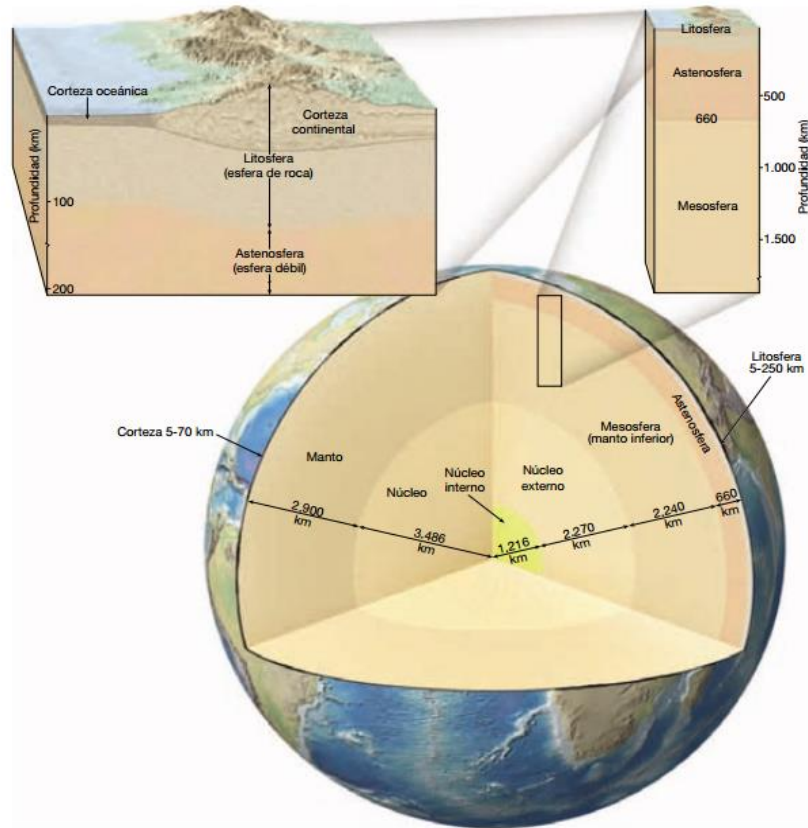


Figura 1.1 Distribución de las capas de La Tierra (Tarbuck, 2005)

El calor proviene principalmente de 3 fuentes diferentes:

- La desintegración de isótopos radioactivos de larga vida: Estos isótopos están presentes en la corteza y en el manto como lo son el uranio (U^{238} , U^{235}), torio (Th^{232}) y potasio (K^{40}), los cuales contribuyen en mayor proporción en la generación de calor en el interior de la Tierra.
- En menor proporción contribuye el calor inicial el cual se refiere a la energía liberada durante la formación de la Tierra hace 4650 millones de años, presente actualmente en el manto y el núcleo.

- c) Los movimientos diferenciales de la Tierra, proviene de la energía liberada por los movimientos entre las distintas capas que constituyen la Tierra y que se encuentra en el Manto

El calor puede llegar a zonas más cercanas a la corteza debido a dos fenómenos geológicos:

- 1) Debido a algún movimiento de las placas tectónicas en el cual las placas abren espacios para que el calor sea transportado por un fluido, puede ser gas o magma, el cual sube y queda atrapado (**Figura 1.2**).



1.2 Figura que ejemplifica la migración del calor mediante el movimiento tectónico de las placas Pacífica (a) y la Norteamericana (b) y su relación con el proyecto más grande de México, Cerro Prieto. (Hiriart, 1992).

- 2) Debido a una erupción volcánica, donde, además de producirse la erupción, el magma queda atrapado en el subsuelo, quedando la fuente de calor en una zona más cercana a la corteza (**Figura 1.3**)

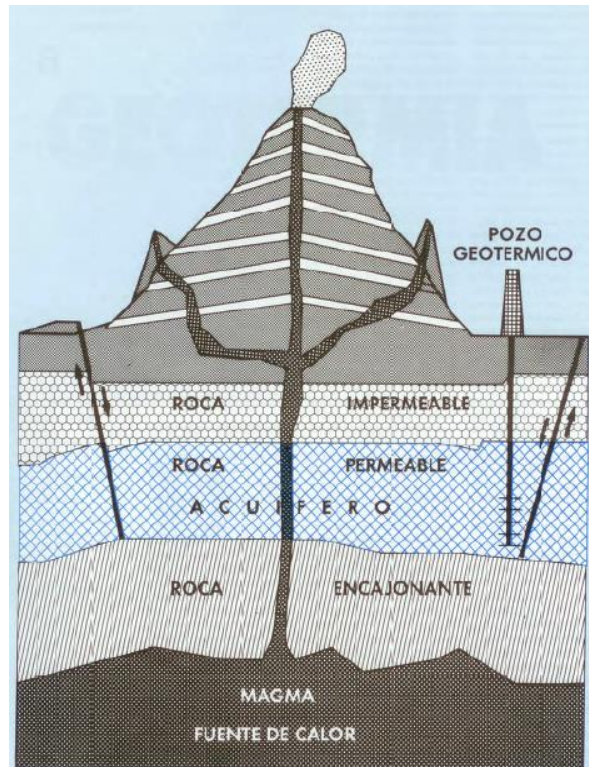


Figura 1.3. Energía que llega a la corteza mediante su entrapamiento durante o después de la erupción volcánica. (Hiriart, 1992).

Una vez que la fuente de calor (cámara magmática) se encuentra cerca de la corteza, éste se puede propagar por convección o conducción

1.2 Métodos de exploración

Para encontrar zonas geotérmicas se hace uso de diversos métodos, tales como los geológicos, geofísicos y geoquímicos, estos métodos se denominan de exploración superficial. También encontramos las perforaciones exploratorias, las cuales conllevan un mayor costo, es por eso que se debe de hacer un estudio exhaustivo de los métodos superficiales, los cuales se explican en este apartado.

Métodos geológicos

El objetivo de los métodos geológicos es identificar y catalogar todas las manifestaciones geotérmicas que haya en superficie. Se realizan pruebas de fotointerpretación, tectónica, estratigrafía, vulcanología, sismología, entre otras. Además de identificar y clasificar en orden prioritario las áreas de interés geotérmico. En primer lugar deberán encontrar condiciones propicias para la existencia de yacimientos de alta temperatura. Si se decide que la zona geotérmica tiene posibilidades de explotación, se prepara un mapa geológico a detalle de éste prospecto geotérmico seleccionado y de las zonas circundantes. Este mapa debe de incluir manifestaciones superficiales y rasgos estructurales, tales como, fallas, fracturas, distribución superficial de los diferentes tipos de rocas y su permeabilidad.

Generalmente se estudian las cercanías de los volcanes jóvenes, cuya composición geológica sea ácida, puesto tienen más posibilidades de ser posibles fuentes de calor que los volcanes basálticos y viejos.

Métodos geofísicos

Los métodos geofísicos definen las dimensiones y la estructura del campo: área que ocupa, profundidad a la que se encuentra y principales estructuras relacionadas con la permeabilidad. Los estudios que se llevan a cabo son: gravimétricos, magnéticos, termométricos, sísmicos y electromagnéticos.

Estos métodos miden las propiedades físicas de las rocas en el interior de la Tierra, definiendo las condiciones estructurales, la estratigrafía y la presencia de algún acuífero o algún otro fluido.

Métodos geoquímicos

En los métodos geoquímicos se buscan manifestaciones superficiales, como las aguas de los manantiales, las emisiones de las fumarolas, las descargas de gases y las aguas frías superficiales (ríos, lagos, lluvia, etc.). Se analiza la composición química del agua encontrada, la proporción que se tenga de Sodio, Calcio y Potasio nos dirá a qué temperatura estuvo el agua para poder disolver dichas sales en la proporción encontrada, teniendo así, de manera implícita una temperatura tentativa (Hiriart, 1992).

El objetivo de estos métodos es inferir la variación en composición del fluido termal a profundidad, la temperatura del fluido a profundidad, las rocas relacionadas con los fluidos termales a profundidad, el gradiente geotérmico y la profundidad a la cual se presenta la ebullición por primera vez en el sistema; esto incluye determinar la posibilidad de encontrar inversiones de temperatura con la profundidad, la posibilidad de encontrar a profundidad fluidos ácidos, que puedan causar problemas por corrosión en la etapa de explotación, así como confirmar la existencia de fluidos geotérmicos y definir sus características físico-químicas.

1.3 Yacimientos geotérmicos

Para que exista un yacimiento geotérmico se requiere de una fuente de calor (cámara magmática), encima de ella una capa de roca de baja permeabilidad y después una roca con suficiente permeabilidad para hospedar agua en ella. (Hiriart,1992), sobreyaciendo a la roca permeable con el agua debe existir una roca sello, impermeable, para que no se escape el fluido ni el calor por convección. Si las condiciones anteriores se cumplen, entonces encontramos un yacimiento geotérmico

Clasificación de los yacimientos geotérmicos

Los yacimientos geotérmicos pueden ser clasificados conforme al contexto geológico, el nivel de temperatura, su envolvente de fase, el modo de explotación y el tipo de utilización, exponiendo en este trabajo los tres más comunes; de acuerdo a su nivel de temperatura de acuerdo a su envolvente de fase y de acuerdo al modo de explotación.

De acuerdo a su temperatura

Este tipo de clasificación de los yacimientos geotérmicos es la más empleada, y se clasifica en yacimientos de muy baja temperatura, baja temperatura, media temperatura y alta temperatura. Cabe mencionar que dependiendo de la temperatura que tenga el yacimiento serán sus aplicaciones, las cuales se mencionaran a detalle más adelante.

Yacimientos de muy baja temperatura

Se considera un yacimiento de muy baja temperatura aquellos que tienen menos de 30°C. En cualquier punto de las capas superficiales del subsuelo se puede captar y aprovechar el calor almacenado. La radiación solar y las condiciones climáticas influyen sobre la temperatura del subsuelo hasta una profundidad aproximada de 10 metros. A partir de los 10 metros de profundidad y con poca circulación de agua subterránea, el subsuelo es capaz de almacenar el calor, de forma que permanecerá prácticamente constante durante todo el año.

A los 15 metros, el terreno está a una temperatura constante durante todo el año, con un valor ligeramente mayor a la temperatura promedio de la superficie. El valor dependerá de diferentes factores como la cobertura del suelo; es decir, de su vegetación de si tiene y la cantidad que tiene de nieve, así como de las propiedades generales del suelo.

A partir de 15 m de profundidad, la temperatura de las rocas, que reciben el calor terrestre que remonta de las profundidades, no depende de las variaciones estacionales de temperatura, ni del clima, sólo de las condiciones geológicas y geotérmicas.

Por debajo de 20 m de profundidad, la temperatura aumenta a razón de unos 3 °C cada 100 m como consecuencia del gradiente geotérmico. En la mayor parte de las regiones del planeta, las rocas se encuentran a una temperatura de 25 – 30 °C a 500 m de profundidad (Llopis Trillo, 2008)

Yacimientos de baja temperatura

Se consideran Yacimientos de baja temperatura aquellos que se encuentran entre 30 y 90°C, pueden encontrarse en cuencas sedimentarias en las que el gradiente geotérmico sea normal o ligeramente superior. La única condición geológica requerida es la existencia a una profundidad adecuada, entre 1500 y 2500 metros, de formaciones geológicas permeables, capaces de contener y dejar circular fluidos que extraigan el calor de las rocas. La **figura 1.4** ejemplifica este tipo de yacimientos de baja temperatura.

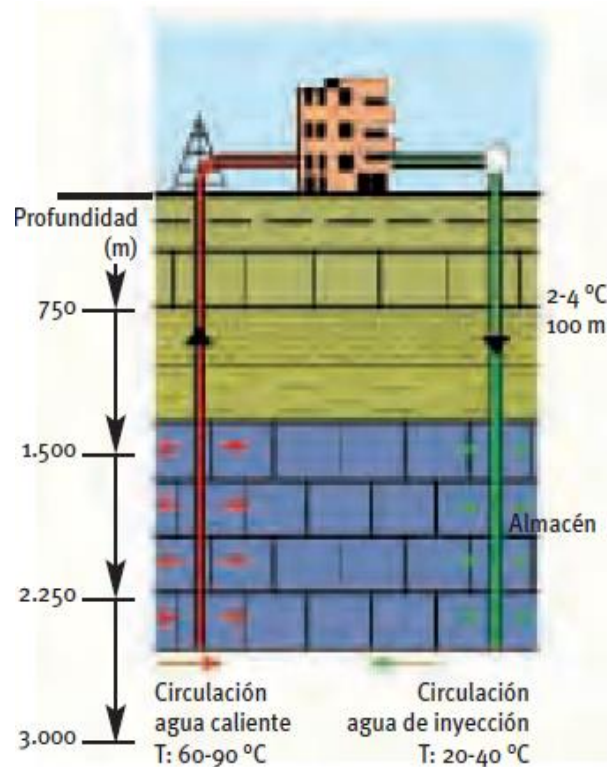


Figura 1.4. Yacimiento geotérmico de baja temperatura (IDGAE, 2008)

Yacimientos de media temperatura

Yacimientos con recursos geotérmicos a temperaturas comprendidas entre 90 y 150°C se encuentran en numerosos lugares del planeta: en cuencas sedimentarias, como los de baja temperatura, pero a profundidades comprendidas entre 2000 y 4000 metros; en zonas de adelgazamiento litosférico; en zonas con elevada concentración de isótopos

radiactivos; o en los ámbitos geológicos que en los yacimientos de alta temperatura, pero a una profundidad menor a 1000 metros.

Este tipo de yacimientos se encuentran en zonas muy localizadas, donde, debido a discontinuidades y fallas, el agua puede subir fácilmente a la superficie, siendo más fácilmente encontrar este tipo de yacimientos.

Tienen una intrusión magmática como fuente de calor, y de un acuífero con buena recarga, no tienen una roca sello sobre el acuífero que mantenga el calor y la presión en el yacimiento

Yacimientos de alta temperatura

Este tipo de yacimientos se encuentran a más de 150°C, por lo que su gradiente suele ser de hasta 30°C cada 100 metros. Generalmente coinciden con alta actividad sísmica, formación de cordilleras en épocas geológicas recientes, actividades volcánicas muy recientes y con regiones volcánicas situadas en los bordes de las placas litosféricas. Se suelen explotar a profundidades entre los 1500 y 3000 metros.

Esta forma en la que se libera la energía de la Tierra es debido a los movimientos de convección de masas de rocas fundidas, magmas procedentes del manto y por desplazamientos de las distintas placas litosféricas. La **figura 1.5** esquematiza este tipo de yacimientos.

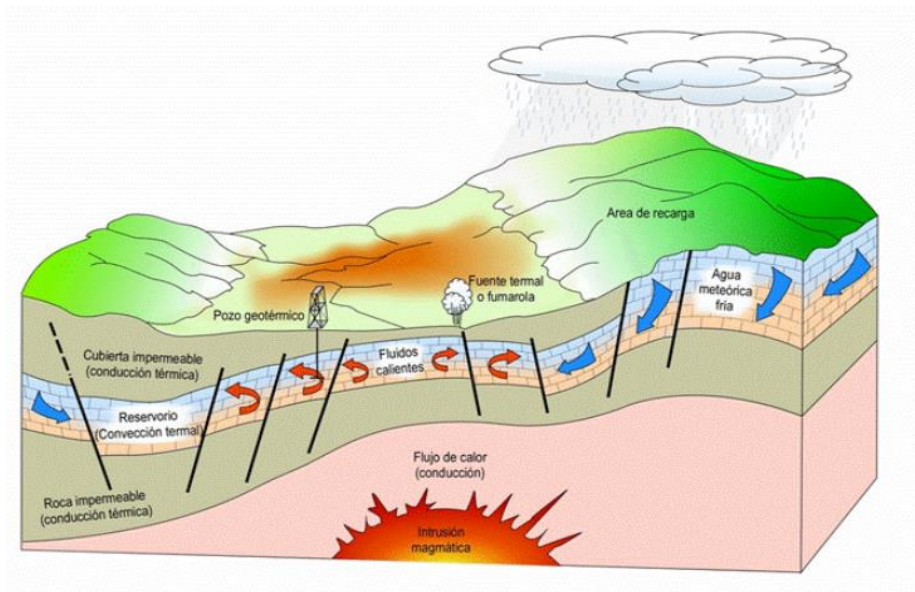


Figura 1.5. Representación esquemática del modelo de un yacimiento geotérmico de alta temperatura (modificado de Dickson y Fanelli, 2004)

Sistemas geotérmicos

Los sistemas geotérmicos dependen de su origen y sus principales características. Existen cinco diferentes sistemas geotérmicos, los sistemas hidrotermales, los sistemas de roca caliente, los magmáticos, los geopresurizados y los sistemas marinos. Dichos sistemas a continuación se desglosan.

Sistemas hidrotermales

Se refiere a soluciones mineralizadas calentadas por contacto con rocas calientes y/o por magmas en enfriamiento, que sufren movimientos de convección en un yacimiento (Hiriart, 2011)

Se encuentran formados por: una fuente de calor, agua (líquido y/o vapor) y la roca en donde se almacena el fluido. El agua de los sistemas hidrotermales se origina en la superficie de la Tierra en forma de lluvia, hielo o nieve. Se filtra lentamente en la corteza terrestre, a través de los poros y fracturas, penetrando a varios kilómetros de profundidad

en donde es calentada por la roca alcanzando en algunas ocasiones temperaturas de hasta 400°C.

En la **figura 1.6** se muestra un ejemplo de un sistema hidrotermal típico, en el cual el magma está en proceso de enfriamiento, es decir, su calor lo está transmitiendo a las capas superiores. En la roca permeable está alojándose el agua, la cual se está calentando. La roca impermeable está impidiendo que el agua y el calor se escape, es decir, la roca impermeable es nuestra roca sello. En la figura se puede observar que existe una falla, la cual permite que se escape el calor, formándose una fumarola, no siempre sucede esto, pero cuando sucede es un buen indicio de que abajo encontraremos un yacimiento geotérmico.

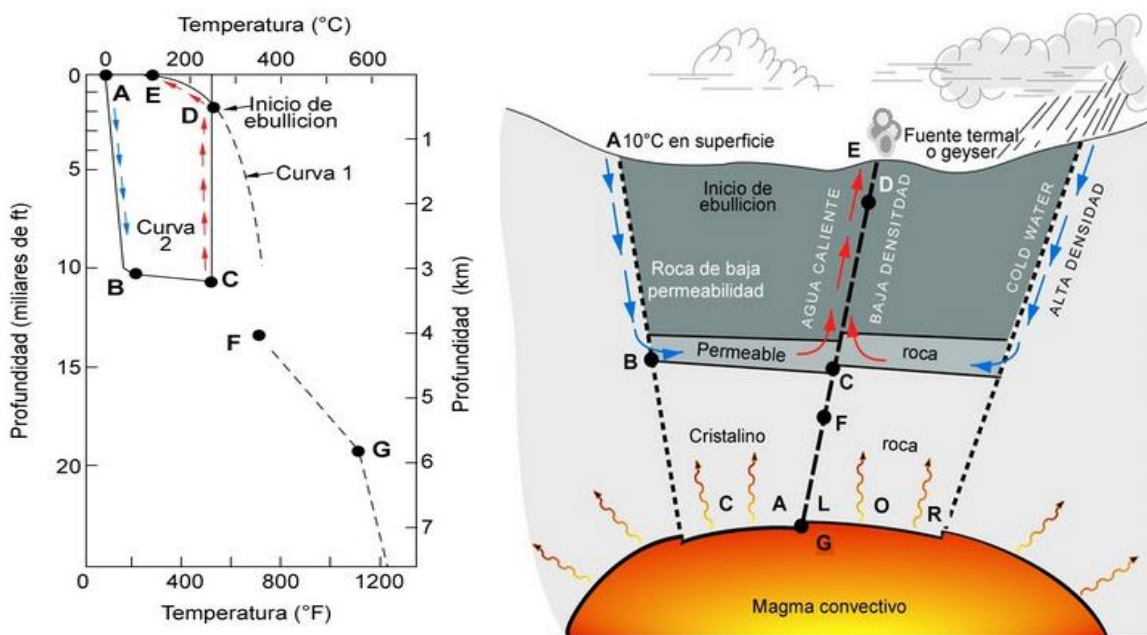


Figura 1.6. Esquematzación de un sistema hidrotermal (White, 1973)

Actualmente son los principales sistemas geotérmicos que se explotan de manera comercial y se pueden clasificar en tres tipos principales: vapor dominante, líquido dominante de alta entalpía y líquido dominante de baja entalpía.

Sistemas magmáticos

Sistemas de roca fundida existentes en aparatos volcánicos activos. No se explotan comercialmente en la actualidad. El atractivo más importante de este tipo de sistemas son las altas temperaturas disponibles (≥ 800 °C).

En el mediano o largo plazo, cuando se cuente con la tecnología y los materiales adecuados para resistir la corrosión y las altas temperaturas, se podrá explotar la enorme cantidad de energía almacenada en las cámaras magmáticas de los volcanes activos.

Centro América y México cuentan con una importante cantidad de volcanes.

Sistemas Geopresurizados

Sistemas que contienen agua y metano disuelto a alta presión (del orden de (9950 psi) y temperaturas moderadas (150 °C).

Existen cuencas sedimentarias, geológicamente jóvenes, en donde el fluido localizado en la formación rocosa subterránea soporta una parte de la carga de las rocas superiores, por lo cual la presión en el yacimiento es considerablemente alta. Los sistemas de este tipo se denominan geopresurizados y se piensa que pueden ser fuentes de energía muy prometedoras en las próximas décadas.

En numerosas ocasiones el agua de estas formaciones está contenida en lechos aislantes de arcilla, por lo que el flujo geotérmico normal puede aumentar su temperatura hasta casi 300 °C. El agua de estos sistemas es generalmente de una salinidad inferior que la de las formaciones normales y, en muchos casos, está saturada con grandes cantidades de gas natural. Por ello, en las formaciones geopresurizadas hay energía acumulada en tres formas:

- Presión hidráulica.
- Agua caliente.
- Metano.

Parece, pues, que el motivo inicial para el desarrollo de los yacimientos geopresurizados será la recuperación del metano. Por ello, un parámetro crítico que puede afectar el potencial comercial de estos sistemas es la solubilidad del metano, que depende de la presión del yacimiento, de la temperatura y de la salinidad del agua.

A pesar de ello, de momento estos sistemas están aún lejos de poder ser sometidos a una explotación comercial rentable.

Sistemas Marinos

Sistemas de alta temperatura existentes en el fondo del mar. No se explotan comercialmente. Estos sistemas han sido poco estudiados.

En México se han identificado estos sistemas en el Golfo de California, en particular en la zona denominada depresión de Wagner. Esta área pudiera ser un gran campo geotérmico con un potencial energético varias veces mayor que el del campo Cerro Prieto.

Sistemas geotérmicos mejorados

A estos sistemas también se le conoce como Sistemas Geotérmicos de roca caliente. Son sistemas rocosos con alto contenido calorífico pero con poca o ninguna agua, esto se debe debido a que la roca tiene muy baja permeabilidad.

A diferencia de los otros tipos de sistemas geotérmicos existen en toda la corteza terrestre.

Son muy abundantes y para su aprovechamiento se requiere de técnicas de estimulación como el fracturamiento hidráulico.

En este caso, se bombea agua a alta presión a través de pozos, causando así su fracturamiento hidráulico. El agua circula en estas fracturas artificiales, extrayendo el calor de la roca circundante que actúa como un yacimiento natural. Este yacimiento es posteriormente alcanzado por un segundo pozo que se emplea para extraer el agua calentada. Por lo tanto, el sistema consiste en: el pozo empleado para fracturamiento hidráulico a través del cual se inyecta el agua fría al yacimiento artificial y el pozo

utilizado para extraer el agua caliente. En la **figura 1.7** se ilustra el proceso de explotación de este sistema, se observa los dos pozos que se utilizan para la explotación de un sistema geotérmico mejorado, un pozo productor y un pozo inyector.

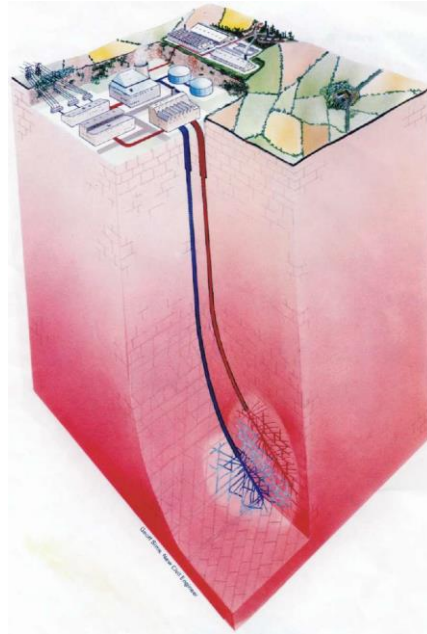


Figura 1.7. Ejemplo de un sistema de roca caliente a escala comercial (Dickson y Fanelli, 2004).

1.4 Aplicaciones de la energía geotérmica

Actualmente, los recursos geotérmicos no solamente son susceptibles de ser aprovechados en la generación de electricidad, sino también en una gran variedad de actividades agrupadas bajo el nombre genérico de usos directos. Entre los mismos se pueden mencionar: la calefacción (Islandia, Estados Unidos, Nueva Zelanda), el procesado de alimentos (Estados Unidos y Filipinas), el lavado y secado de lana (China y Nueva Zelanda), la fermentación (Japón), la industria papelera (Australia, China y Nueva Zelanda), la producción de ácido sulfúrico (Nueva Zelanda), la manufactura de cemento (Islandia y China) y el teñido de telas (Japón), entre otros. Dependiendo de la temperatura que se tenga será la aplicación que se tenga.

La **tabla 1.1** muestra los diferentes usos directos que se pueden obtener a partir de la energía geotérmica y como estos usos varían de acuerdo a la temperatura.

Tabla 1.1 Usos directos de la Energía Geotérmica. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2003)

Temperatura (°C)	Usos directos
180	Evaporación de soluciones altamente concentradas
	Refrigeración por absorción de amoníaco, fabricación de pasta papelera
	Agua pesada mediante un proceso con sulfuro de hidrógeno
160	Secado de alimento para pescado, secado de madera
	Alumina mediante el proceso Bayer
140	Secado de productos agrícolas a altas velocidades, enlatados de alimentos
120	Extracción de sales de evaporación, evaporación en la refinación de azúcar
	Agua dulce por destilación
	Secado y curado de planchas de hormigón ligero
100	Secado de materiales orgánicos, algas, hierba, hortalizas, etcétera
	Lavado y secado de lana
80	Secado de pescado, operaciones intensas de descongelamiento
	Calefacción ambiental
	Refrigeración
60	Zootecnia
	Invernaderos mediante una combinación de calefacción ambiental y de foco
	Cultivo de setas
40	Calentamiento del suelo, balneología
	Piscinas, biodegradación , fermentaciones
	Agua caliente para la industria minera todo el año en climas fríos
	Descongelamiento
20	Criaderos de peces. Piscicultura

Para la generación de energía eléctrica se requieren temperaturas mayores a 180°C y para ello se debe de seleccionar un ciclo termodinámico de acuerdo a las características del fluido y tomando en cuenta las condiciones económicas del proyecto.

Los principales ciclos a utilizar en la generación de energía eléctrica son:

- Ciclo con unidades de contrapresión

El vapor va a la turbina y el agua a reinyección. El vapor es descargado a la atmósfera después de la expansión en la turbina. Es usado en campos con un alto contenido de gas, debido a que la extracción de gas para plantas de condensación puede llegar a ser costosa.

Este tipo de turbinas tienen bajo costo pero también baja eficiencia. Su tamaño es pequeño, generalmente entre 1 a 5 MW y es instalada cerca del pozo (boca de pozo). El consumo de vapor es del orden de 15Kg/KWh .

- Ciclo con unidades de condensación

Este tipo de ciclos se recomiendan en campos geotérmicos dominados por agua, tienen mayor eficiencia debido a que el vapor es condensado a la salida de la turbina, la presión en la cámara de escape baja alrededor de $0.1\text{-}0.12\text{ bar}$, lo que incrementa la entalpía diferencial y la eficiencia del ciclo.

- Ciclo binario

En este ciclo el fluido geotérmico viaja a través de un intercambiador de calor, allí se evapora un fluido secundario de bajo punto de ebullición que impulsa la turbina. Este tipo de unidades tiene alto costo de capacidad instalada pero se puede obtener alta eficiencia cuando el contenido de gas del fluido es alto, en tal caso las plantas con ciclo binario son más económicas que las de ciclo de condensación.

2. Fundamentos teóricos para la estimulación en pozos geotérmicos

Una estimulación se define como la serie de procesos físicos y químicos realizados para facilitar el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y que tiene como objetivo mejorar la productividad o inyectividad del mismo. Esto obliga a conocer con precisión los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción.

En pozos geotérmicos existen dos tipos principales de estimulación: Ácida e hidráulica, las cuales a su vez se subdividen de acuerdo a las especificaciones de cada método. La **Figura 2.1** muestra los diferentes tipos de estimulaciones.

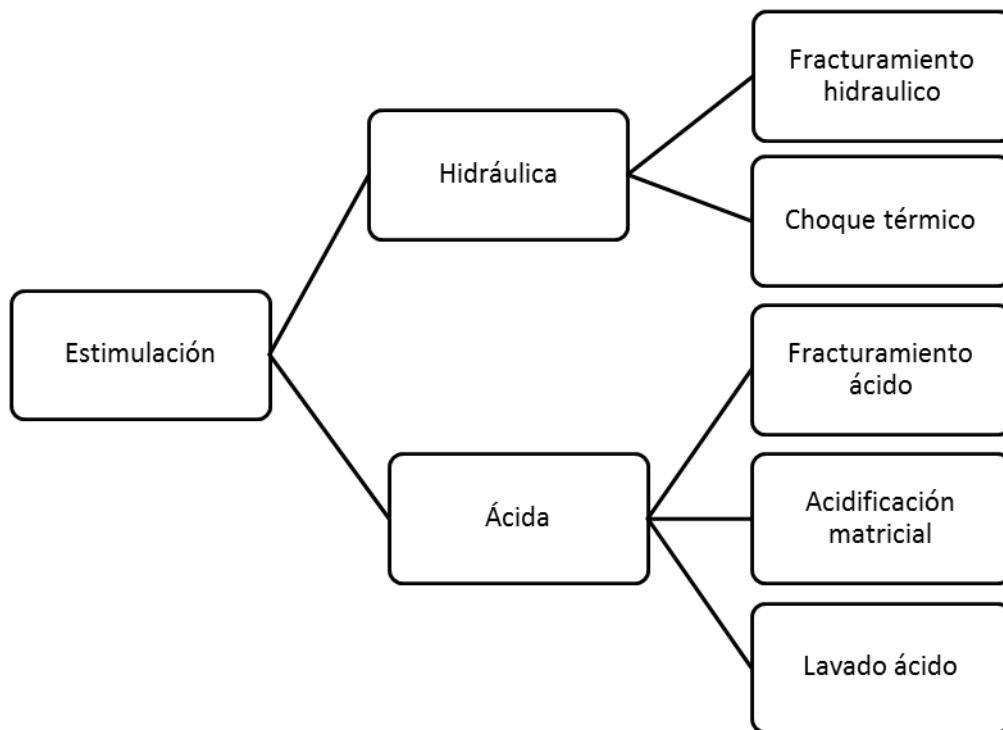


Figura 2. 1. Clasificación de los tipos de estimulación en un yacimiento

La estimulación hidráulica mejora la producción o inyección del flujo de fluidos aumentando el área de contacto de la formación con el pozo, mientras que la

estimulación ácida mejora la capacidad de flujo del yacimiento ya que disuelve minerales presentes en la roca. Otro caso es el lavado ácido del pozo, que mejora las condiciones de producción/inyección al remover las incrustaciones y/o incrustaciones presentes en las tuberías.

Para comprender el proceso de estimular un pozo es necesario explicar cómo se seleccionan los candidatos a estimular y los factores que influyen en dicha decisión, así como el método de estimulación óptimo ya que cada pozo tiene diferentes características. Uno de los factores que influyen en dicha selección es la naturaleza del factor de daño, el cual se determina mediante el análisis de una prueba de presión; otros factores son el índice de producción y la eficiencia de flujo; además la geomecánica de la formación y la mineralogía también influyen en la decisión. Estos puntos se abordarán en el capítulo.

2.1 Aspectos generales del flujo de fluidos

Geometrías de flujo

A continuación se discuten las siguientes geometrías de flujo: Radial, lineal, esférico y bilineal. Identificar la geometría de flujo es importante para analizar correctamente el comportamiento característico del pozo.

- Flujo radial: La geometría del flujo radial se describe como líneas de flujo que convergen en un sistema de cilindros circulares. La **Figura 2.2** esquematiza esta geometría.

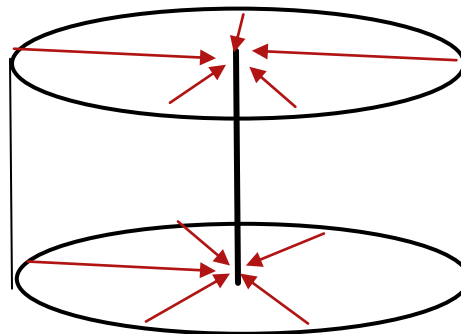


Figura 2.2. Esquemafización del problema de flujo radial

- Flujo lineal: Esta geometría de flujo ocurre cuando las líneas de flujo son paralelas. Este tipo de flujo se presenta en pozos verticales fracturados y en pozos horizontales. La **Figura 2.3** muestra el comportamiento del flujo lineal.

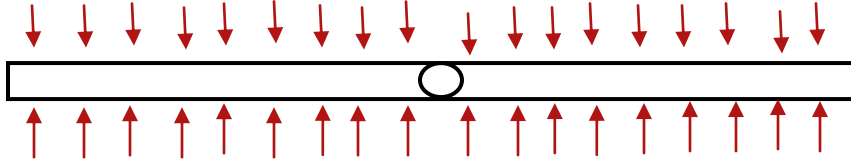


Figura 2.3. Esquemmatización del flujo lineal

- Flujo esférico: Este tipo de flujo se presenta en líneas de flujo que convergen en un solo punto. Generalmente se presenta en pozos con penetración parcial o en formaciones con espesores muy grandes. La **Figura 2.4** esquematiza esta geometría.

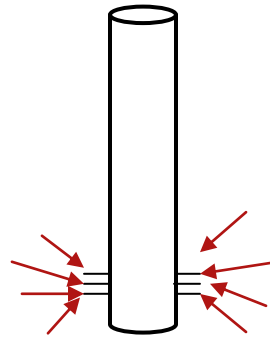


Figura 2.4. Esquemmatización del flujo esférico

- Flujo bilineal: Este régimen de flujo se presenta debido a una caída de presión en las fracturas lo que resulta en líneas de flujo paralelas a la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo del yacimiento convergen a la fractura. La **Figura 2.5** muestra el comportamiento de este flujo.

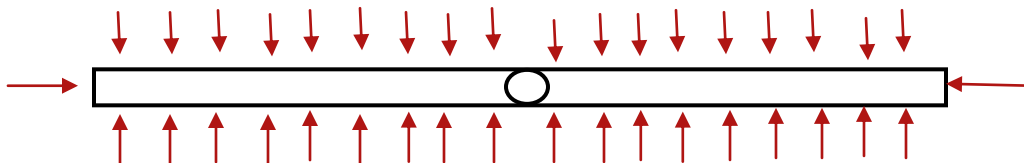


Figura 2.5. Representación de la geometría de flujo bilineal

Estados de flujo

De acuerdo al comportamiento del flujo y su distribución de presión en función del tiempo existen tres tipos de flujo. El flujo transitorio, pseudoestacionario y estacionario.

- Flujo transitorio: Condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante. Se presenta debido a la expansión del fluido en un radio de drene con un incremento continuo.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(x, t) \neq 0. \dots\dots\dots (2.1)$$

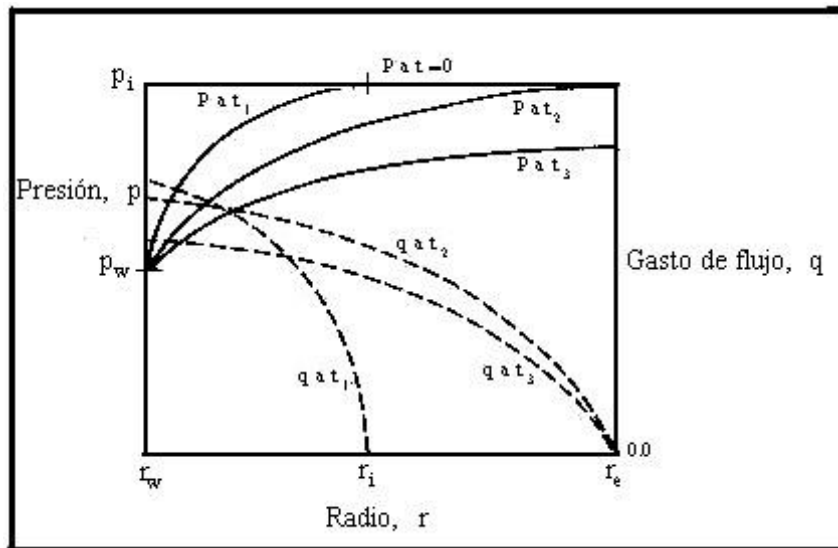


Figura 2.6 .Distribución de la presión y el gasto para flujo transitorio con una presión de pozo, Pw, constante (Slider, 1983)

- Flujo pseudoestacionario: En este periodo el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas donde no hay flujo. La presión a diferentes posiciones en el yacimiento declina linealmente en función del tiempo.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante} . \dots\dots\dots (2.2)$$

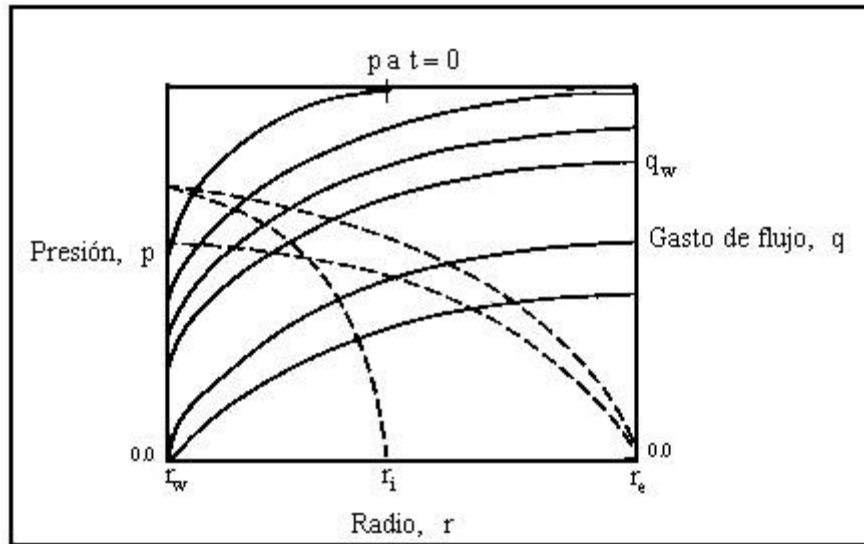


Figura 2.7. Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario (Slider, 1983)

- Flujo estacionario: La presión en cualquier tiempo permanece constante. Estas condiciones pueden ocurrir cuando el fluido producido es completamente sustituido por otro.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0. \dots\dots\dots (2.3)$$

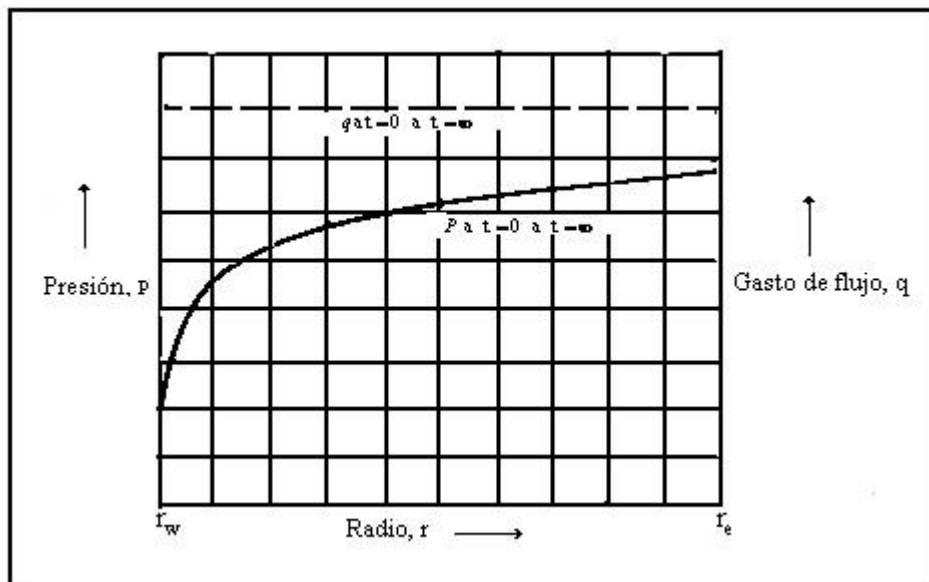


Figura 2.8. Distribución de presión y gasto para flujo estacionario

Ecuaciones fundamentales

El desarrollo de una descripción analítica de un fluido en movimiento, se basa en la expresión de las leyes físicas relacionadas con el flujo de fluidos. Hay tres leyes físicas que se aplican a todos los flujos, independientemente de la naturaleza del fluido que se esté considerando. Estas leyes son: la conservación de la masa, del momento (segunda ley de Newton del movimiento) y de la energía (primera ley de la termodinámica).

Adicionalmente es necesario disponer de una ecuación de estado para representar al fluido, así como de otras relaciones para el medio poroso.

Ecuación de continuidad

Se deriva al aplicar la ley de conservación de masa a un volumen de control por el cual pasa un flujo de fluidos en un medio poroso.

Dicha ecuación en forma diferencial en coordenadas cartesianas está representada por la **ecuación 2.4**.

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)_y}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v)_z}{\partial z} = -\frac{\partial(\phi S_f \rho_f)}{\partial t} \dots\dots\dots (2.4)$$

Ecuación de Darcy

La ley de Darcy es una relación empírica del gasto de un fluido que pasa por un medio poroso, debido a una diferencia de presiones. Para flujo monofásico, esta ley puede ser expresada por la **ecuación 2.5**.

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots (2.5)$$

Ecuaciones de estado

Estas ecuaciones reflejan la relación de la densidad del fluido con respecto a la presión y temperatura del sistema. Por lo tanto, la ecuación de estado variará dependiendo de la compresibilidad del fluido o fluidos presentes en el sistema. El yacimiento es considerado como un medio isotérmico, por tal motivo las ecuaciones de estado están expresadas sólo en función de la presión.

La compresibilidad se define como el cambio que experimenta el volumen o la densidad con el cambio de presión en un tiempo determinado. Su expresión matemática la define la **ecuación 2.6**.

$$c = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots \dots \dots (2.6)$$

FLUIDO LIGERAMENTE COMPRESIBLE

Un fluido ligeramente compresible presenta pequeños cambios en su volumen o densidad cuando son expuestos a determinados cambios de presión. La **ecuación 2.7** representa el comportamiento de un fluido compresible.

$$\rho = \rho_0 [1 + c(p - p_0)] \dots \dots \dots (2.7)$$

FLUIDO INCOMPRESIBLE

Un fluido incompresible es aquel donde el volumen o densidad no cambia con respecto a la presión. La **ecuación 2.8** representa su definición matemática.

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \dots \dots \dots (2.8)$$

FLUIDO COMPRESIBLE

Estos fluidos experimentan grandes cambios en volumen con respecto a cambios de presión. Todos los gases y mezclas de gas-liquido son considerados fluidos compresibles. Matemáticamente puede expresarse como la **ecuación 2.9**.

$$c = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \dots \dots \dots (2.9)$$

Ecuación de difusividad

La ecuación de difusividad surge de la ecuación de continuidad, la ecuación de Darcy y alguna de las ecuaciones de estado.

Consideraciones para su deducción:

- Flujo monofásico laminar
- Fluido incompresible
- No hay fuentes ni sumideros
- El volumen de la roca y de los poros es constante y no es sensible a esfuerzos
- Viscosidad constante
- Medio poroso isotrópico

En el **ANEXO A** se deduce la ecuación de difusividad. En coordenadas cartesianas la ecuación se resume a:

$$\frac{k}{\mu} [\nabla^2 p] = \phi(C_t) \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.10)$$

La **ecuación 2.10** describe el comportamiento de la presión en el espacio y el tiempo cuando un fluido fluye a través de un medio poroso.

Ecuaciones fundamentales para fluidos compresibles

Las propiedades de un fluido compresible (viscosidad y densidad) varían considerablemente con el cambio de la presión, por lo que para describir su comportamiento es necesario adecuar la ecuación 3.10. Para ello se utiliza el concepto de pseudopresión.

Pseudopresión

La variable de pseudopresión considera la viscosidad del gas y la compresibilidad. La ecuación de flujo en términos de pseudopresión se deduce en el ANEXO A, y es representada en la **ecuación 2.11**.

$$\nabla^2 p_p = \frac{\mu(p)\phi C(p)}{k} \frac{\partial p_p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.11)$$

Pseudotiempo

Para un correcto análisis de una prueba de presión para fluidos compresibles también se debe incorporar el término de pseudotiempo, el cual se deduce en el ANEXO A y está representada en la **ecuación 2.12**.

$$\nabla^2 p_p = \frac{\phi}{k} \frac{\partial p_p}{\partial t_a} \dots \dots \dots (2.11)$$

3. 2 Factor Daño (S)

El daño a la formación se define como una caída de presión adicional en las cercanías del pozo (Van Everdingen, 1953), se da por la obstrucción del flujo de fluidos en la matriz de la formación. Es un numero adimensional que puede ser obtenido de una prueba de presión. Si el daño (S) es positivo, la formación está dañada, si S es negativo quiere decir que la formación esta estimulada. La **figura 2.9** muestra la influencia del daño en el

comportamiento de la presión con respecto al radio de dren. Mientras que la **figura 2.10** muestra la permeabilidad dañada (k_s) asociada a un radio dañado (r_s).

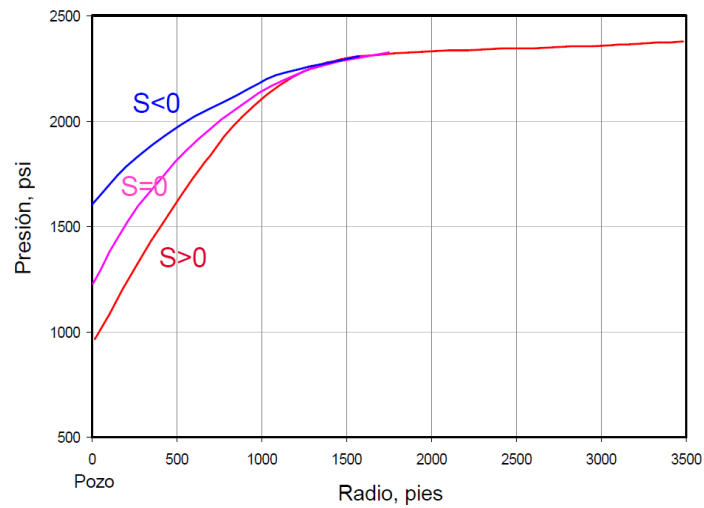


Figura 2.9 influencia del daño (Escobar, 2003)

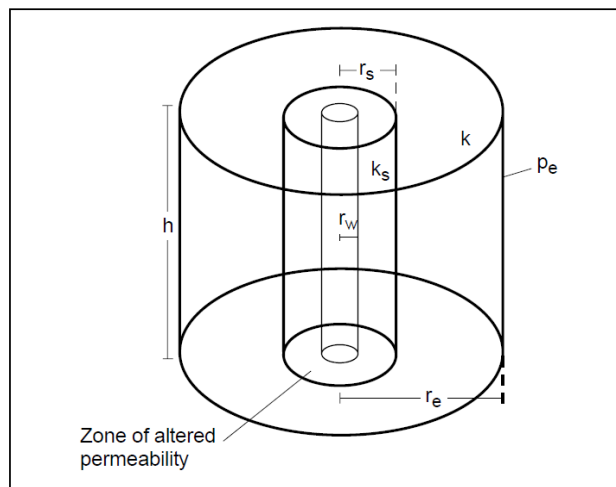


Figura 2.10. Influencia del daño en la permeabilidad y el radio de dren (Economides, 2000)

El daño a la formación puede ocurrir durante cualquier operación del pozo, incluyendo:

- Perforación.
- Cementación.
- La producción.
- Reparación de pozos.
- Estimulación

Atribuir todo el daño a un factor de daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudodaños y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación. Hay 2 contribuciones al daño, la primera está relacionada al daño de formación, actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del daño; la segunda está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por la perforación.

Por lo que el efecto del daño total es un compuesto de diferentes factores, el cual se puede escribir como:

$$S_t = S_{c+\theta} + S_p + S_d + \sum \text{pseudodaños.} \dots \dots \dots (2.13)$$

S_t, daño total

S_{c+θ}, daño causado por penetración parcial y desviación

S_p, daño causado por los disparos y convergencia de flujo en cada uno de los disparos

S_d, efecto del daño real a la formación

Daño causado por penetración parcial y desviación

Heber Cinco Ley estudió los efectos del daño causado por penetración parcial y desviación. Este daño se da cuando el espesor abierto al pozo es menor al espesor total de la formación. Mientras más corto sea el intervalo perforado comparado con el espesor total del yacimiento, más grande será este factor de daño. La **figura 2.11** esquematiza el problema del daño por penetración parcial y desviación.

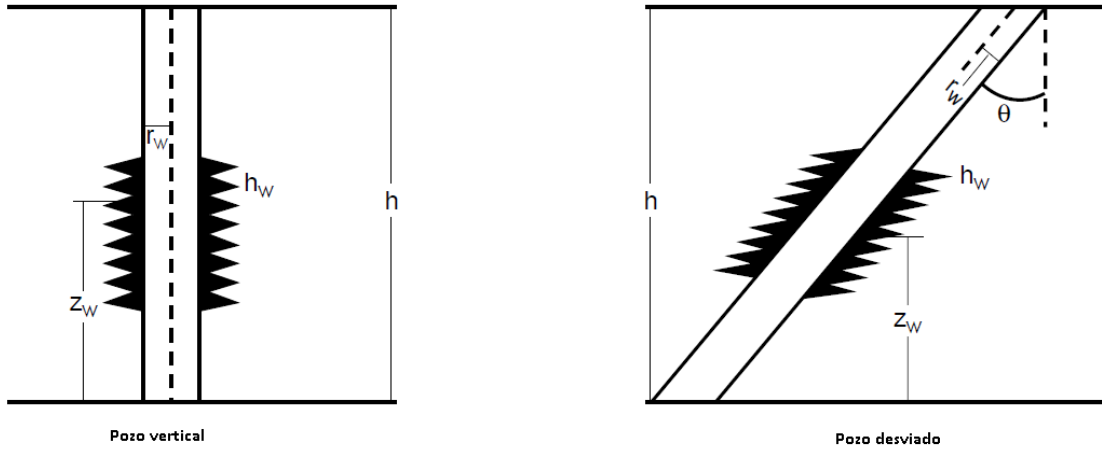


Figura 2.11. Geometría del efecto del daño por penetración parcial y desviación del pozo (modificado de Cinco Ley, 1975)

Donde:

h_w es el espesor disparado .

h espesor de la formación.

r_w radio del pozo

z_w elevación del límite inferior del yacimiento al punto medio de los disparos

θ ángulo de desviación del pozo

Para determinar el daño por penetración parcial y desviación es necesario pasar los parámetros involucrados en términos adimensionales.

$$h_{wD} = h_w / r_w \cdot \dots \dots \dots (2.14)$$

$$Z_{wD} = Z_w / r_w \cdot \dots \dots \dots (2.15)$$

$$h_D = h / r_w \cdot \dots \dots \dots (2.16)$$

$$h_{wD'} = h_w / h \cdot \dots \dots \dots (2.17)$$

Para después entrar a la **tabla 2.1**, en donde se muestra la relación existente entre el radio de penetración y el incremento del efecto del daño, la cual se encuentra en el **ANEXO**

Efecto del daño por disparos y convergencia

Karakas y Tariq desarrollaron un procedimiento para determinar el daño causado por los disparos, el cual da origen a un daño por convergencia (convergen los fluidos hacia el intervalo disparado), la **ecuación 3.20** muestra cómo se compone este factor.

$$s_p = s_H + s_V + s_{wb} \dots\dots\dots(2.18)$$

Donde:

s_H es el efecto del daño por flujo turbulento o laminar en cada uno de los disparos

s_V es el efecto del daño por convergencia de flujo hacia cada disparo

s_{wb} es el efecto del daño del pozo en función del radio de los disparos

Para obtener *s_H*

$$s_H = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)} \dots\dots\dots(2.19)$$

Donde *r'_w(θ)* es el radio efectivo del pozo y está en función del ángulo de perforación de los disparos.

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} l_p/4 & \text{cuando } \theta = 0 \\ \alpha_\theta (r_w + l_p) & \text{cuando } \theta \neq 0 \end{cases} \dots\dots\dots(2.20)$$

Donde *l_p* la longitud de la los disparos y *α_θ* es el ángulo de la fase entre disparos la cual se puede obtener de la **tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Determinación de α_θ en función del ángulo entre disparos (Modificado de Economides, 2000)

Ángulo entre disparos	α_θ
0	0.250
180	0.500
120	0.648
90	0.726
60	0.813
45	0.860

El factor s_v se obtiene después de determinar las siguientes variables adimensionales:

$$h_D = \frac{h}{l_p} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots\dots\dots (2.21)$$

Donde h es la distancia entre los disparos y es exactamente inversamente proporcional a la densidad de disparos

$$r_{pD} = \frac{r_{per}}{2h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right) \dots\dots\dots (2.22)$$

r_{per} Es el radio de los disparos

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w} \dots\dots\dots (2.23)$$

El efecto de pseudodaño S_v es:

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b \dots\dots\dots (2.24)$$

Donde a y b

$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2 \dots\dots\dots (2.25)$$

$$b = b_1 \log r_{pD} + b_2 \dots\dots\dots (2.26)$$

Donde las constantes a_1 , b_1 , a_2 y b_2 se obtienen de la **tabla 2.3**.

Tabla 2.3 Coeficientes para determinar S_w .

Ángulo entre disparos	a_1	a_2	b_1	b_2
0	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672
180	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115
120	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770
90	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935
60	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490
45	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392

Finalmente, el efecto del daño del pozo se puede obtener con la **ecuación 2.27**. Las constantes c_1 y c_2 se pueden obtener de la **tabla 2.4**.

$$S_{wb} = C_1 e^{c_2 r_w D} \dots \dots \dots (2.27)$$

Tabla 2.4. Coeficientes para determinar c_1 y c_2 .

Ángulo entre disparos (°C)	c_1	c_2
0	1.6E-6	2.675
180	2.6E-2	4.532
120	6.6E-3	5.320
90	1.9E-3	6.155
60	3.0E-4	7.509
45	4.6E-5	8.791

Combinando el daño y el efecto de daño por perforación

Karakas y Tariq (1988) muestran el daño y el efecto de daño por perforación, el cual se aproxima de acuerdo a la **ecuación 2.28**.

$$(S_d)_p = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \left(\ln \frac{r_s}{S_p} + S_p\right) = (S_d)_o + \frac{k}{k_s} S_p. \dots\dots\dots (2.28)$$

Donde los disparos de la terminación afectan la zona dañada ($l_p < l_d$), donde r_s es el radio de la zona dañada, y $(S_d)_p$ es la equivalencia al efecto del daño en agujero descubierto.

Para determinar el efecto del daño por los disparos fuera de la zona dañada se puede utilizar la **ecuación 2.29**.

$$(S_d)_p = S_p - S'_p. \dots\dots\dots (2.29)$$

Donde S'_p es el efecto del daño por los disparos evaluado con la modificación de la longitud de los disparos l'_p y la modificación del radio r'_w .

$$l'_p = l_p - \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) l_d. \dots\dots\dots (2.30)$$

$$r'_w = r_w + \left(1 - \frac{k_s}{k}\right) l_d. \dots\dots\dots (2.31)$$

l'_p y r'_w son usados en lugar de l_p y r_w , para calcular S_p en la ecuación 2.18.

2.3 Pruebas de Presión

La manera de cuantificar el daño, discretizarlo y proponer si un pozo es candidato a estimular es mediante una prueba de presión.

El objetivo de las pruebas de presión es determinar los principales parámetros que nos permitan identificar el yacimiento en estudio, como lo son:

- Permeabilidad
- Conductividad hidráulica
- Factor de daño y pseudodaños
- Coeficiente de almacenamiento
- Heterogeneidades, como fallas en la vecindad del pozo y fronteras físicas
- Radio de influencia

Se trata de medir la presión de fondo del pozo y el gasto ante un estímulo. A continuación se enlistan las principales pruebas de presión.

- Decremento de presión
- Incremento de presión
- Gasto variable
- Inyección
- Recuperación

Las pruebas más comunes en yacimientos geotérmicos son las de incremento de presión, inyección-recuperación y gasto variable.

- Existen distintos métodos para el análisis de las pruebas.
- El método de línea recta o de Horner el cual se aplica a yacimientos con características homogéneas
- Curvas tipo (Ramey) para analizar el efecto del pozo y sus vecindades
- Curvas tipo con parámetros para pozos fracturados y de doble porosidad
- El método de la derivada para yacimientos heterogéneos

Pruebas de incremento de presión

Una prueba de incremento de presión consiste en dejar que el pozo estabilice en una condición de producción. Una vez estabilizado se introduce un instrumento de medición de presión en el pozo hasta el intervalo productor y se cierra. Se registran los datos de presión y al final se analizan para realizar un diagnóstico, análisis e interpretación.

Pruebas de Inyección-Recuperación

Este tipo de pruebas consiste en instalar un sensor de presión frente al intervalo permeable e inyectar el pozo durante un tiempo previamente establecido con un gasto contante. Posteriormente se suspende la inyección y se deja el pozo en reposo durante un tiempo previamente establecido también. Como regla se considera que la recuperación debe durar tres veces el tiempo de inyección. La razón de esta regla es porque se requiere que desaparezcan los efectos de almacenaje y que se manifieste la geometría radial o cualquier otra geometría de flujo. Al final de la prueba se realiza un diagnóstico, análisis e interpretación de los datos.

Pruebas de gastos variables

Los métodos para analizar las pruebas de incremento de presión están basados en la suposición de que el gasto es constante, manteniendo, antes de la prueba, el gasto estabilizado y después se cierra totalmente. Sin embargo, el gasto varía con el tiempo, en ocasiones no es grande la variación y se puede considerar constante. Pero hay ocasiones en el que el flujo varía sensiblemente, afectando la presión de fondo. En otras ocasiones no es posible cerrar el pozo para realizar una prueba de incremento de presión y se debe recurrir a otro tipo de pruebas. Ante estas situaciones las pruebas de gasto variable y las técnicas desarrolladas para su análisis son aplicables.

Prueba de dos gastos

Esta prueba es una variante de las de gasto variable pero controlada. En las de gasto variable, el gasto varía por cuestiones del pozo y en la de dos gastos se controla para tener solamente dos gastos y facilitar el análisis. Este tipo de pruebas se hacen en el caso de que no se pueda cerrar el pozo. Muchas veces se cuenta con poco tiempo para realizar la prueba y debe volverse a integrar al sistema de generación eléctrica.

Las de gasto variable no se aplican en geotermia pero las de dos gastos sí, por su simplicidad en el procesamiento de datos.

2.4 Índice de productividad (IPR)

Una vez que un pozo se abre a la producción, se hace necesario evaluar la productividad del mismo, para ello se hace uso del IPR (Inflow Performance Relationship) también conocido como Relación de comportamiento de afluencia. Existen diversos métodos que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

T.V Moore (1939) sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , y la presión estática del yacimiento, p_{ws} a varios gastos. El índice de productividad se simboliza con la letra J.

$$J = \frac{q}{p_y - p_f} \left[\frac{t/h}{bar} \right]. \dots\dots\dots (2.32)$$

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por Gilbert (1954), mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por Muskat (1937).

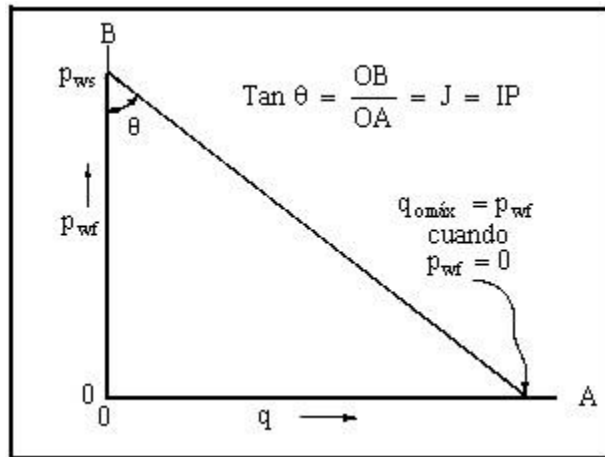


Figura 2.12 Representación gráfica del IP, cuando P_{wf} es mayor que P_b

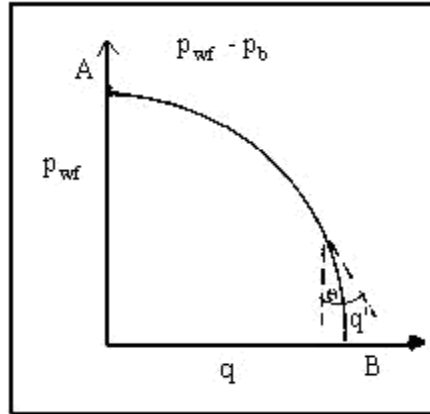


Figura 2.13. Representación gráfica de IPR, cuando Pwf es menor a Pb.

Si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándose en la ecuación de Darcy para flujo radial, el índice de productividad puede expresarse de la siguiente forma:

$$q_w = \frac{7.08k_a k_{rw} h (p_e - p_{wf})}{\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2.33)$$

$$J = IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{7.08k_a k_{rw} h (p_e - p_{wf})}{\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) (p_{ws} - p_{wf})} \dots\dots\dots (2.34)$$

$$J = IP = \frac{7.08k_a k_{rw} h}{\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2.35)$$

2.5 Eficiencia de Flujo

El daño (o mejoramiento) a la formación modifica la eficiencia de flujo, y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo.

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de

la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$

Standing (1970) establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación es decir, $EF \neq 1.0$. Se define matemáticamente la eficiencia de flujo de acuerdo a la **ecuación 2.36**.

$$EF = \frac{\text{Caída de presión ideal}}{\text{Caída de presión real}} = \frac{p_{ws} - p'_{wf}}{p_{ws} - p_{wf}} \dots \dots \dots (2.36)$$

$$EF = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S\right]} \dots \dots \dots (2.37)$$

En donde el daño (S) se obtendrá de una prueba de presión. La ecuación estándar para evaluar el factor de daño, con el método de Horner lo representa la **ecuación 2.38**.

$$S = 1.151 \left(\frac{p_{1hora} - p_{wf}}{m} - \log \frac{k_a}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right) \dots \dots \dots (2.38)$$

En donde el término m, es la pendiente resultante al graficar el ΔP contra el logaritmo del tiempo.

$$m = \frac{162.5 q_w \mu_w B_w}{k_w h} \dots \dots \dots (2.39)$$

Para obtener la caída de presión debido al daño se hace uso de la definición de Δp_s (Everdingen, 1953) la cual está representada por la **ecuación 2.40**.

$$\Delta p_s = \frac{162.5 q_w \mu_w B_w}{k_w h} S \dots \dots \dots (2.40)$$

Si sabemos la caída de presión debido al daño, se puede obtener el término p'_{wf} de la ecuación 2.36, los demás términos de la ecuación se conocen de la prueba de presión, con lo cual se puede obtener la eficiencia de flujo, con ello se tienen bases cuantitativas para saber si es conveniente o no realizar una estimulación.

3. Estimulación ácida e hidráulica

Las técnicas de estimulación de la formación productora nos ayudan a mejorar la capacidad de flujo de un pozo y en consecuencia obtener más producción, se puede hacer inmediatamente al inicio de la producción para disminuir el daño provocado por los fluidos de perforación y terminación, o bien, ya pasado un cierto tiempo y después de notar una pérdida de producción por la presencia de incrustaciones. La disminución de la presión y por lo tanto de la producción es un proceso natural en un yacimiento geotérmico, pero cuando está ligada a una obstrucción en la formación productora o en las tuberías, podemos ponerle fin a este problema.

El diseño de cualquier estimulación debe comenzar con una evaluación exhaustiva de las características de la formación específica. Se debe de determinar qué tipo de estimulación es la adecuada y para ello se analiza la composición química del fluido producido, el daño a la formación, la resistencia a los esfuerzos mecánicos y térmicos de la roca, la temperatura de fondo y la mineralogía del yacimiento.

En este capítulo se plasmarán los principales métodos de estimulación en pozos geotérmicos:

- Métodos hidráulicos
 - Hidrofracturamiento
 - Fracturamiento térmico
- Métodos ácidos
 - Acidificación matricial
 - Lavado ácido

3.1 Hidráulicos

La ventaja de estos métodos es que son más baratos que los métodos ácidos debido a que es agua o fluidos viscosos los que aumentan la capacidad de flujo al fracturar el intervalo

productor. En un pozo geotérmico se puede estimular el intervalo productor al crear fracturas ya sea con bombeo de fluido a presiones mayores a la presión de fractura o mediante la inyección de agua fría, la cual al entrar en contacto con la roca caliente hará un efecto de choque térmico y se vencerá la resistencia de la roca creando canales conductivos. A continuación se describen estos dos métodos, hidrofracturamiento y fracturamiento térmico.

3.1.1 Hidrofracturamiento

Consiste en bombear un fluido viscoso o agua a una presión mayor a la presión de fractura de la formación para así fracturarla. Entra más viscoso sea el fluido más fácil será la propagación de la fractura. Una vez hecha la fractura se procede a bombear apuntalantes, los cuales son partículas que mantiene la fractura abierta. La fractura se cierra sobre el apuntalante cuando cesa el bombeo y mantiene el apuntalante en su lugar durante el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

La mecánica de la roca, la prolongación de la fractura y de la geometría resultante están relacionados con las condiciones y características de esfuerzos cerca del agujero del pozo y de la roca circundante al mismo, así como las propiedades de dicha roca, las características del fluido de fracturación y la manera de cómo dicho fluido es inyectado hacia la formación.

Este método es recomendado cuando la formación tiene baja permeabilidad como es el caso de los Sistemas Geotérmicos Mejorados.

Con el fracturamiento hidráulico, además de crearse nuevos canales, se cambia el patrón de flujo de radial a lineal en tiempos tempranos de producción aumentando la eficacia de flujo y puede abrir fracturas que anteriormente fueron selladas debido a minerales o incrustaciones de sales resultado de la producción de agua geotérmica.

Geomecánica de la Roca

Para entender la preferencia de propagación de la fractura y su geometría resultante es necesario entender los esfuerzos que están involucrados. Las rocas a profundidad están sometidas a 3 diferentes esfuerzos compresivos:

Un esfuerzo vertical hacia abajo o esfuerzo de sobrecarga (S_v) generada por las rocas adyacentes, y dos esfuerzos horizontales (S_{hmin} y S_{hmax}). Estos tres esfuerzos nos darán la pauta de la dirección a la cual se canalizaran las fallas y fracturas. En la **figura 3.1** se muestra los 3 tipos de fallas existentes y su formación de acuerdo al valor de los 3 tipos de esfuerzos a los que se ve sometido la roca.

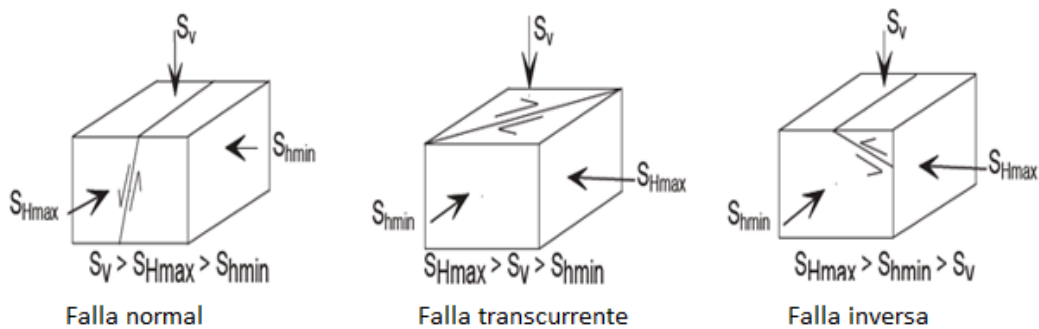


Figura 3.1. Fallas que se forman de acuerdo al valor los 3 esfuerzos principales que actúan en la roca (modificado de Zoback, 2010)

En la **figura 3.2** se muestra la dirección a la cual tiende a formarse una fractura. Las fracturas siempre tienden a propagarse a un plano perpendicular al menor esfuerzo.

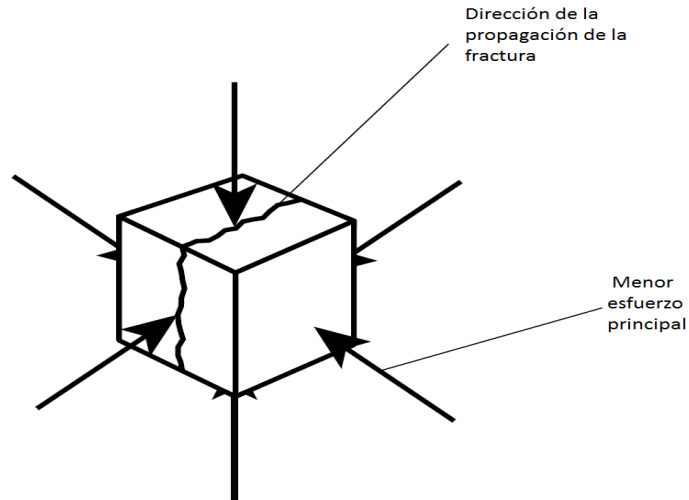


Figura 3.2 Dirección preferencial de la fractura (modificado de Economides,2007)

Para determinar la presión de fractura o la presión de bombeo necesaria para fractura la formación se puede hacer uso de pruebas de mini fracturas. Esta prueba consiste en inyectar un fluido a la formación a gasto constante monitoreando la presión de cabeza. La **figura 3.3** muestra los diferentes parámetros que se pueden obtener al graficar el comportamiento de la presión contra el volumen inyectado o contra el tiempo a un gasto constante de inyección.

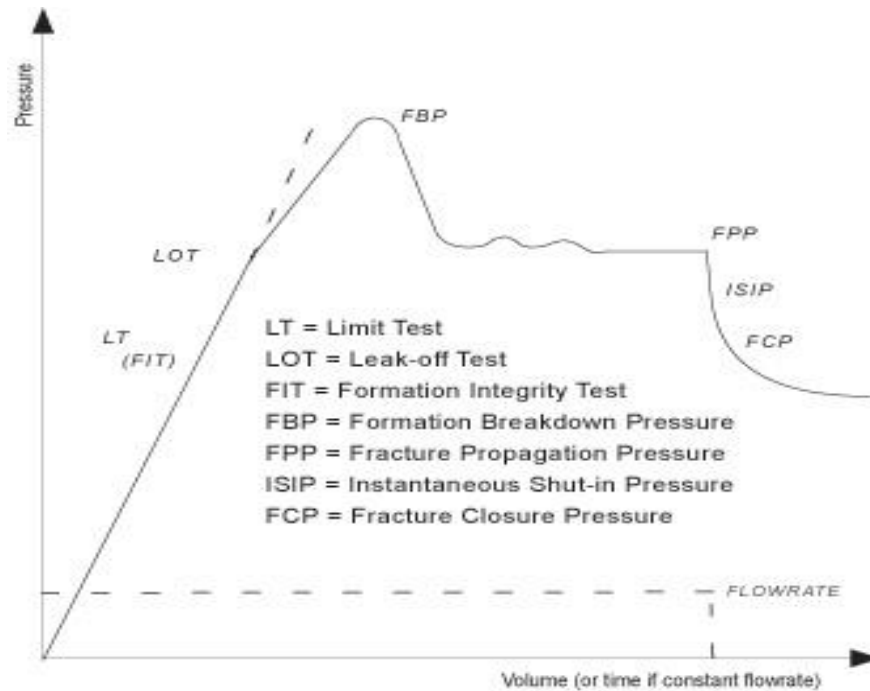


Figura 3.3 Comportamiento de la presión durante una prueba de mini fractura (Zoback, 2010).

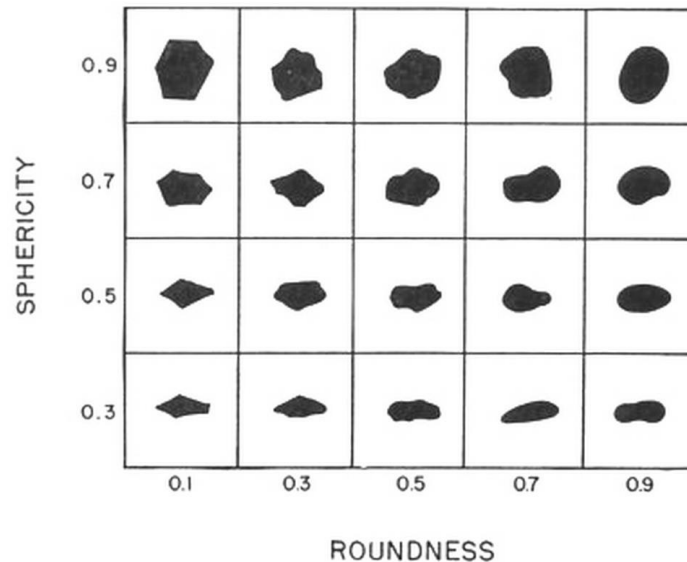
Apuntalantes

Es el material que impide que la fractura se cierre completamente una vez terminando el bombeo y que garantiza una conductividad al canal recién creado. Debe de tener las siguientes características:

- Resistente a los esfuerzos
- Redondez
- Esfericidad

La **tabla 3.1** se utiliza para estimar a redondez y esfericidad de los granos de arena, para que una arena pueda ser considerada buen apuntalante debe de encontrarse en la esquina superior derecha.

Tabla 3.1. Clasificación de los granos de arena de acuerdo a su esfericidad y redondez (Krumbein, Sloss, 1956)



Para elegir el apuntalante es necesario tener en cuenta el volumen de fractura que se necesita lograr, así como la granometría, la cual está en función de la presión de confinamiento a la cual será sometido al apuntalante, la profundidad y el tipo de fluido a producir.

Además de arena, se puede usar el “carbolite”, el cual es hecho de cerámica, tiene una resistencia intermedia y buena redondez y esfericidad. De igual forma existe la “bauxita”, la cual es de material artificial de alta resistencia y buena redondez y esfericidad.

Proceso Operativo

Generalmente al realizar un fracturamiento hidráulico se sigue la siguiente metodología de ejecución.

1. Bombeo de un volumen de precolchón, de salmuera, con objeto de obtener parámetros de la formación y poder optimizar el diseño propuesto. Permite determinar: la presión de fractura, el gradiente de fractura, gasto máximo de fractura, presión de cierre instantáneo y eficiencia de pérdida de fluido; parámetros importantes para el diseño de fracturamiento y la geometría de la fractura.

2. Bombear un colchón de gel lineal como fluido fracturante para generar la ruptura de la roca de la formación y dar las dimensiones de la geometría de la fractura. La **figura 3. 4** muestra la propagación de la fractura durante el bombeo del colchón y la creación de las alas de la fractura.
3. Bombear gel de fractura con agente apuntalante para mantener abierta la fractura generada.

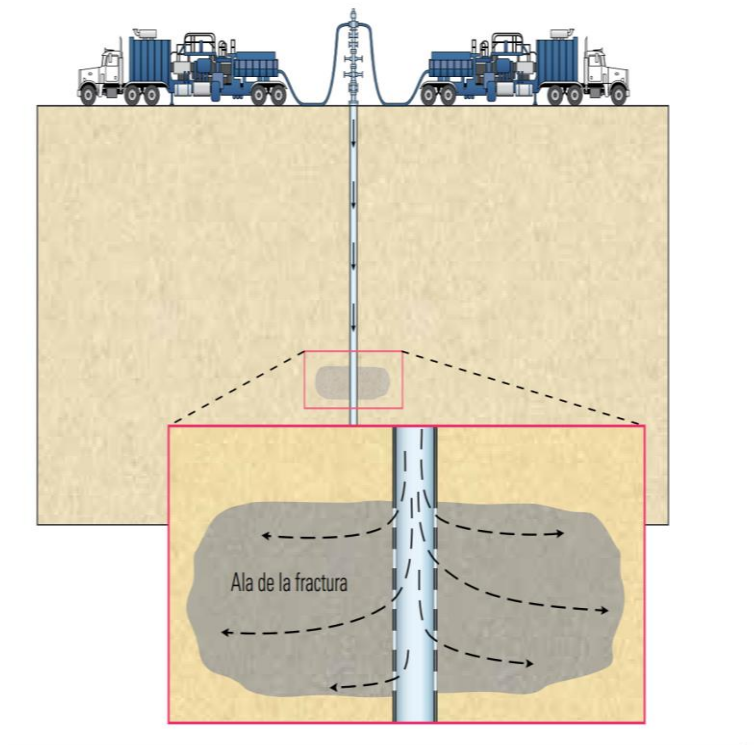


Figura 3.4. Esquemmatización del proceso operativo durante la creación de la fractura. (Oilfield Review, 2011)

En pozos geotérmicos generalmente el fluido que se utiliza durante el fracturamiento hidráulico es salmuera, debido a que garantiza la compatibilidad con el yacimiento y minimiza los costos.

3.1.2 Fracturamiento térmico

El fracturamiento hidráulico de una roca difiere del fracturamiento térmico en que, en el primero las variables fundamentales para el diseño son el esfuerzo aplicado y el módulo de Young, y en el segundo las variables son el coeficiente de dilatación térmica, el módulo de Young y la diferencia de temperaturas.

Se produce un choque térmico mediante la inyección de agua fría. La inyección de agua o de otros fluidos en el yacimiento por largos períodos de tiempo genera esfuerzos debido a una disminución de la temperatura de la formación, así como el incremento de la presión de poros. Dependiendo de la manera como se inyecte y de la temperatura del yacimiento, estos cambios pueden tener un efecto en el estado in-situ de los esfuerzos, lo que es suficiente para dar lugar al inicio de una fractura (Prats, 1981).

A medida que aumenta la profundidad, las rocas son sometidas a grandes esfuerzos de compresión. Por ejemplo para profundidades que superan los 1000 metros el esfuerzo vertical es normalmente mayor al esfuerzo horizontal. La inyección de agua a temperaturas menores que la temperatura del yacimiento produce un enfriamiento que a su vez conlleva a una contracción de la roca en los alrededores del pozo inyector.

Esa contracción genera un componente de esfuerzo de tensión interna, llamado esfuerzo termo-elástico, que reduce el esfuerzo de compresión inicial. La reducción del esfuerzo termo-elástico puede alcanzar 100 KPa/°C.

Los valores del esfuerzo termo-elástico aumentan linealmente con respecto a los cambios de temperatura y depende de la forma de la región enfriada, así como de las propiedades de la roca. En la **figura 3.5** se muestra el efecto térmico de la inyección de agua fría y la orientación de la fractura durante un fracturamiento térmico en pozos geotérmicos.

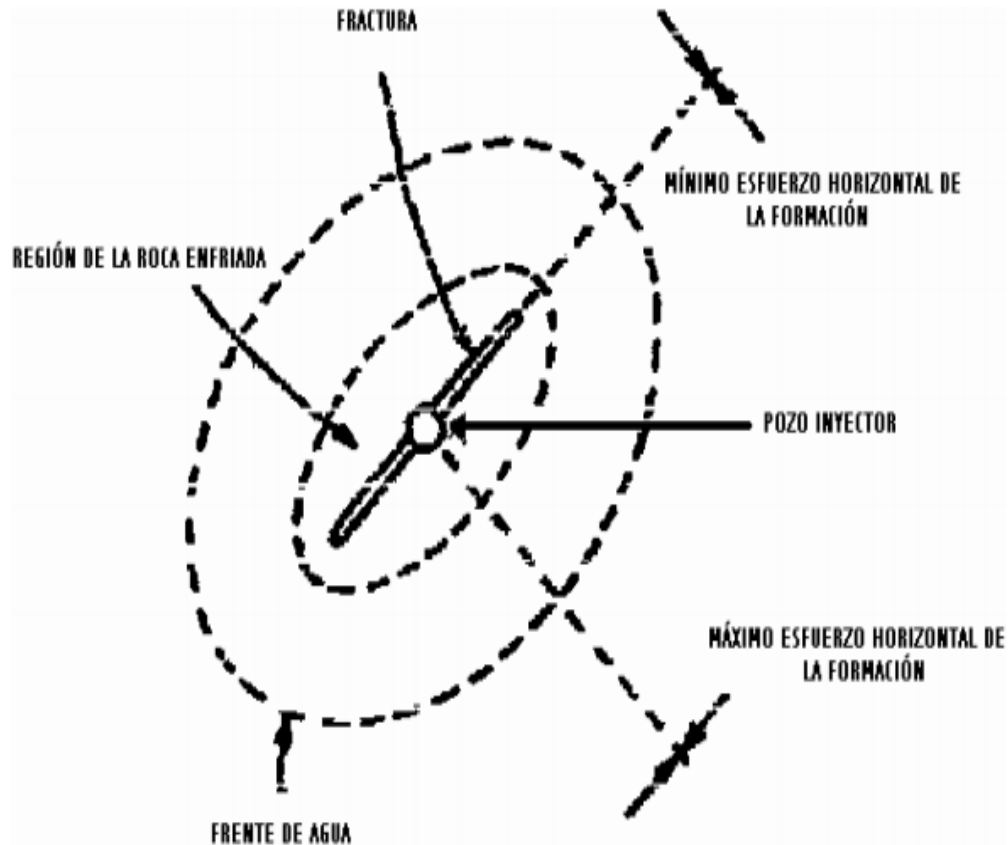


Figura 3.5 Efecto térmico de la inyección de agua fría y la orientación de la fractura (Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, 2004)

La temperatura de inyección del fluido durante la estimulación está entre los 20°C procedente del agua fresca o hasta 165°C proveniente del pozo. La estimulación térmica puede variar desde unas pocas horas después de que los pozos han sido perforados hasta varios meses (GCR Transactions, 2001)

A continuación se muestra la **tabla 3.2** en la cual se compara los resultados de diferentes pozos inyectoros del mundo estimulados por fracturamiento térmico, la cual muestra que se aumentó considerablemente la capacidad de aceptación de los pozos geotérmicos después de la estimulación.

Tabla 3.2 Resultados de estimulación térmica en diferentes pozos inyectoros del mundo (Modificado de GCR Transactions, 2001)

Campo/ Pozos tratados	Inyectividad (Kg/s)	Índice de inyectividad inicial (kg/s)/bar	Índice de inyectividad después de estimulación con fracturamiento térmico
Hellisheidi (HE-08)	50-60	2	6-7
Sumikawa (SA-1; SA-2; SA-4)	3-110	11.1; 13.3; 9.2	18.2; 15.5; 11.2
Los Humeros (H-40)	1.3-3.3	Capacidad de inyección inicial menor a 1.4 kg/s	Capacidad de inyección de 30.5 kg/s
Boulliante (BO-4)	26	0.9	1.4
Salak (Awi-11-60H; Awi 11-5)	60-250	2.01; 1.09	4.03; 2.56
Kawerau (KA43; KA44)	25-60	6.4; 5.5	12.5; 26.9
Rotokawa (RK21; RK23)	11-39	0.75; 4.2	0.83; 10

En la **figura 3.6** se muestra el efecto que se tiene en el fracturamiento térmico en núcleos de 44 milímetros tratados con este tipo de estimulación hidráulica.

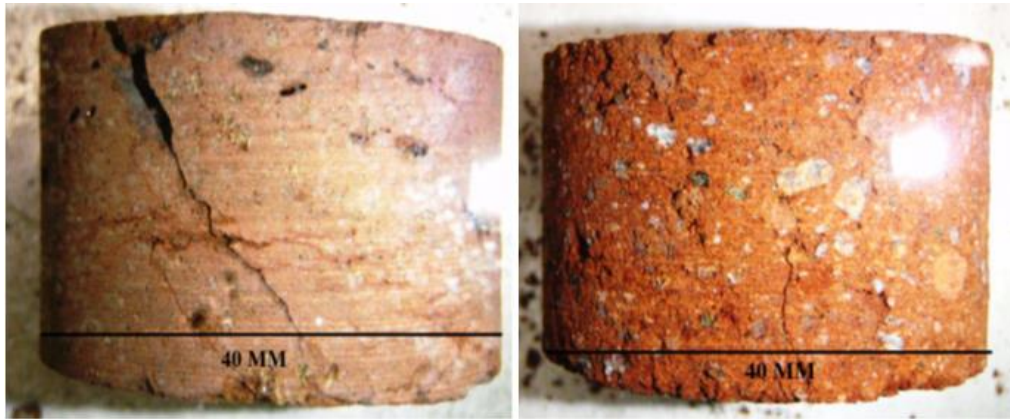


Figura 3.6. Ejemplos de núcleos tratados con fracturamiento térmico.

En el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, en el pozo H-40 se llevó a cabo un fracturamiento térmico siguiendo los procedimientos utilizados en el campo geotérmico de Krafla, Islandia y en el de Bouillante, Francia. El procedimiento consiste en inyectar durante 3 horas el gasto que acepte el pozo, de preferencia mediante bombeo con presiones de cabezal de entre 10 y 12 bar. Al término de ese tiempo se suspende la inyección, se cierra el pozo y se espera 8 horas con el pozo en reposo para que se recupere térmicamente. Se repite la secuencia anterior durante 3 días, monitoreando continuamente la inyectividad del pozo (Geotermia, 2007).

Durante los trabajos de fracturamiento térmico se realizaron pruebas transitorias de presión para monitorear el factor de almacenamiento y el daño. La **tabla 3.3** se muestran los resultados obtenidos

Tabla 3.3 Resultados obtenidos de la estimulación con fracturamiento térmico en el campo geotérmico Los Humeros (Modificado de Geotermia, 2007)

Fecha	Gasto inyectado (t/h)	Nivel Estático (m)	Factor de daño	Radio de investigación (m)
7-10 de Octubre	61	780	1.23	433
12-14 de Octubre	83	837	6.8	450
17-18 de Octubre	108	902	-3.41	165

El nivel estático es el nivel donde llega la columna de fluido, medido desde nivel de terreno. El factor de daño cuando es positivo indica que el pozo se encuentra dañado, si el factor de daño (S) llega a ser negativo representa que el pozo se encuentra estimulado. De acuerdo a los resultados obtenidos el proceso de estimulación por choque térmico fue exitoso.

3.2 Ácidos

Entre los tratamientos ácidos se conocen tres tipos: lavado ácido, acidificación matricial y fracturamiento ácido.

Con el fin de aprovechar al máximo la acidificación, el diseño del tratamiento ácido debe ser abordado como un proceso. El enfoque general es el siguiente:

- Seleccionar un pozo apropiado.
- Diseñar un tratamiento eficaz.
- Supervisar el tratamiento de mejora posterior.

Se utilizan diferentes ácidos en los tratamientos convencionales. Los más comunes son:

- Clorhídrico(HCl)
- Fluorhídrico (HF)
- Acético (CH₃COOH)
- Fórmico (HCOOH)
- Sulfámico (H₂NSO₃H)
- Cloroacético (ClCH₂COOH)

Los factores que controlan la velocidad de reacción del ácido son: área de contacto por unidad de volumen del ácido, presión de formación, temperatura, concentración y tipo de ácido, propiedades físicas y químicas de la formación y la velocidad de flujo del ácido. Estos factores están estrechamente relacionados entre sí.

Cuando se desea hacer un fracturamiento ácido o una aciificación matricial, en general, para una formación carbonatada, el ácido clorhídrico es la mejor opción, ya que al entrar en contacto el ácido y la formación se disuelve la calcita instantáneamente, y con una reacción más lenta se disuelve la clorita, pirita, hematita y la magnetita.

Para una formación de areniscas es recomendable el ácido fluorhídrico ya que instantáneamente se disuelve el feldespato y reacciona más lentamente con el cuarzo, la esmectita, la illita y la sericita, todos ellos minerales generalmente asociados a areniscas.

El conocimiento de la mineralogía de la formación y de la naturaleza del daño es crítico para el diseño de un tratamiento ácido adecuado. Un tratamiento ácido incorrectamente formulado puede hacer que precipiten productos de reacción en la formación, reduciendo la permeabilidad de la roca.

Un lavado ácido generalmente se realiza para eliminar incrustaciones presentes en la tubería.

La ocurrencia de la incrustación depende de varias condiciones, como son la concentración del ácido silícico, la temperatura y el pH de la solución.

A altas temperaturas, como es el caso de los pozos geotérmicos, el ácido ataca más rápidamente por lo que se deben de utilizar aditivos que retarden el efecto.

3.2.1 Lavado ácido

Se refiere a la limpieza del pozo para eliminar incrustaciones en la sección transversal de las tuberías de producción, líneas de descarga y en la cara de la formación productora, es la técnica de estimulación más antigua que sigue empleándose en la actualidad.

El término incrustación se refiere en general al depósito de minerales provenientes del agua geotérmica o salmuera que contiene moléculas en suspensión. Al ir ascendiendo el fluido geotérmico hacia la superficie ocurre vaporización, concentrándose en sales cada vez más la fase líquida hasta que se sobresatura y comienza la precipitación en las paredes

de las tuberías. Cada sistema geotérmico tiene diferentes problemas de incrustación, debido a las características químicas del fluido geotérmico, así como a la presión y temperatura media de yacimiento, y también a las propiedades petrofísicas de la formación productora como permeabilidad y porosidad.

Los minerales que principalmente se encuentran en las incrustaciones son la sílice y la calcita.

La incrustación de sílice es característica de yacimientos de alta temperatura (generalmente temperaturas mayores de 200° C). El depósito ocurre debido a la reducción de solubilidad, ocasionada por la disminución de temperatura del fluido geotérmico, además del efecto de concentración debido al flasheo del fluido. Esta incrustación ocurre en zonas de baja temperatura del equipo en superficie, y en particular en la descarga de los pozos productores y en el sistema de inyección.

La ocurrencia de la incrustación de sílice depende de varias condiciones, como son la concentración del ácido silícico, la temperatura y el pH de la solución. Se ha observado experimentalmente que cuando el pH del agua geotérmica disminuye, la tasa de incrustaciones se reduce. (Revista Mexicana de Geoenergía, 2007).

3.2.2 Matricial

La acidificación matricial consiste en inyectar ácido a la matriz de la formación a una presión menor a la presión de fractura de la roca, disminuyendo al daño mediante la disolución de minerales y la creación de canales o agujeros de gusano lo que provee una trayectoria de flujo que atraviesa el daño de esa región. Esta técnica se extendió con éxito a la industria geotérmica en pozos cuya producción se ha reducido ya sea por obstrucción en los poros y fracturas o por formación de incrustaciones.

Los tratamientos ácidos para las areniscas difieren considerablemente de los tratamientos destinados a rocas carbonatadas. Las rocas carbonatadas se disuelven rápidamente en ácido clorhídrico y los productos de la reacción son solubles en agua.

A diferencia de las reacciones de acidificación en las rocas carbonatadas, las reacciones químicas en las rocas silíceas son sumamente complejas. Las areniscas comprenden granos de cuarzo, arcillas de diverso tipo, feldespatos, ftanita, micas y materiales carbonatados además de otros minerales. El HCl no resulta efectivo para disolver la mayor parte de los componentes de las rocas silíceas. Los tratamientos ácidos de areniscas habitualmente emplean ácido fluorhídrico (HF) combinado con ácido clorhídrico (HCl), ácido fórmico o ácido acético, reiterando que la formulación ácida utilizada en cualquier caso específico depende de la mineralogía de la formación. (Syde et al., 2004)

Las soluciones comúnmente empleadas son HCl al 10% y, para disolver silicatos y sílice, una mezcla de HCl al 12% y de HF al 3% (Malate et al., 1998; Sandrine et al., 2009).

La primera operación durante un proceso de acidificación es el reconocimiento del pozo, bajando ya sea tubería flexible o barra de peso.

Comienza a inyectarse un prelavado, cuyo objetivo es disolver productos ferrosos y material carbonatado que pudiera precipitar minerales insolubles como lo es el CaF_2 . Si hay calcita en el pozo y yacimiento y se inyecta ácido fluorhídrico (HFI), éste reacciona con la calcita y se forma el fluoruro de calcio CaF_2 que es un sólido que ya no puede disolverse por ningún medio. Es por ello que antes se agrega HCl para disolver la calcita y evitar problemas cuando se inyecte el HFI. Este prelavado funciona además como un espaciador entre el lavado principal y la salmuera geotérmica.

Inmediatamente después de la etapa de prelavado, se inyecta una mezcla de ácidos para el lavado principal del pozo. Generalmente se emplea una mezcla de ácidos de HCl y HF, o

bien una formulación retardada tal como el ácido retardado para control de finos Clay-ACID, que es una combinación de ácido fluobórico (HBF₄) y HCl.

Cuando la concentración de HCl con respecto al HF es más alta es porque tiene como finalidad disolver la calcita depositada durante la etapa de producción del pozo en las inmediaciones del agujero, eliminando la resistencia en las paredes de la formación y el daño en sus inmediaciones.

Después de concluir el lavado, se procede a inyectar al llamado post-lavado, para lo cual se utiliza regularmente HCl al 10% o cloruro de amonio (NH₄Cl). El objetivo del post-lavado es eliminar los productos de reacción del tratamiento de la región vecina al pozo, actuar como una transición o separación entre la mezcla de ácidos del lavado principal y la salmuera que después fluirá desde la formación, y reducir así la futura precipitación de minerales indeseables

Finalmente se desplaza agua geotérmica para remover residuos ácidos de las tuberías.

En México, desde el 2000, CFE comenzó a usar técnicas de acidificación matricial para mejorar la producción y aceptación de inyección de pozos en campos geotérmicos. Desde entonces, 18 pozos productores y 4 inyectores han sido acidificados. Como consecuencia de la acidificación, la ganancia de producción e inyección fue equivalente a haber perforado 14 nuevos pozos productores y 2 pozos inyectores. (Flores y Gutiérrez-Negrín, 2011)

En la **tabla 3.4** se muestran los resultados del trabajo de acidificación en campos geotérmicos en México.

Tabla 3.4. Trabajos de acidificación en campos geotérmicos en México; pozos productores (Modificado de Flores y Gutiérrez-Negrín, 2011)

Pozos productores		
Nombre de pozo/año de acidificación	Capacidad de producción (T/h)	Mejora

	Original	Pre- acidificación	Pos- acidificación	%	T/h
Las Tres Vírgenes-13 2002	0	0	21	100	21
Las Tres Vírgenes-11 2002	12	12	35	191	23
Las Tres Vírgenes-04 2004	32	9	42	366	33
Las Tres Vírgenes-13 2004	21	14	28	100	14
Los Azufres-64 2005	6	6	0	0	-
Los Azufres-9AD 2005	22	22	68	209	46
Las Tres Vírgenes-03 2006	25	0	0	0	-
Los Azufres-9ª 2006	15	25	67	168	42
Los Azufres-56R 2006	15	15	70	367	55
Las Tres Vírgenes-4ª 2007	0	0	20	100	20
Las Tres Vírgenes-13D 2006	0	0	20	100	20
Los Azufres-25 2008	40	16	30	88	14
Los Azufres-68D 2008	10	10	64	540	54
Las Tres Vírgenes-6 2010	0	0	25	100	25
Los Humeros-01D 2010	42	6	45	650	39
Los Azufres-57 2010	25	15	0	0	-
Los Azufres-36 2010	44	15	35	133	20
Los Azufres-51 2010	37	17	42	147	25

El pozo en Tres Vírgenes-13 fue acidificado 2 veces; la primera en el 2002 y la segunda en 2004. A un pozo se le puede acidificar más de una vez si las características del sistema roca- fluido lo permite, en este caso ambas fueron exitosas. En Tres Virgenes-03 y en Los Azufres-64 la estimulación no resulto exitosa, debemos de tomar en cuenta varios

factores como una mala elección del pozo a estimular (capacidad natural de producción), mal diseño de la acidificación, o algún problema mecánico.

En la **tabla 3.5** se muestran los resultados de trabajos de acidificación matricial en pozos geotérmicos inyectores en México

Tabla 3.5 Trabajos de acidificación en campos geotérmicos en México; pozos inyectores (Modificado de Flores y Gutiérrez-Negrín, 2011)

Pozos inyectores					
Nombre de pozo/año de acidificación	Capacidad de aceptación (T/h)			Mejora	
	Original	Pre- acidificación	Pos- acidificación	%	T/h
Los Azufres-7 2000	600	750	850	13	100
Los Azufres-15 2000	350	340	450	32	110
Los Azufres-8 2005	290	180	410	127	230
Los Azufres-52 2005	350	70	130	86	60

En general la mejora de los pozos fue desde un 13% hasta 540%, con un promedio de 176%.

Para tener una idea de cómo es que el ácido disuelve los minerales de alteración hidrotermal en la roca, a continuación se muestra la **figura 3.7** en la cual se ilustra un núcleo tratado con ácido y la creación de canales o agujeros de gusano, los cuales aumentan la porosidad, permeabilidad y en consecuencia el flujo de fluidos. Durante ese proceso se bombeo ácido a través de un núcleo de caliza de 2.54 centímetros de diámetro y 30.5 centímetros de longitud a 177°C. Se crearon numerosos agujeros de gusano que forman una red compleja. La imagen de la izquierda muestra la formación de muchos agujeros de gusano. La imagen de la derecha es una secuencia tomográfica computarizada, la cual confirma que la red de agujeros de gusano se extiende a lo largo de

toda la extensión del núcleo, la tomografía del extremo superior izquierdo muestra la entrada del núcleo y las secciones de núcleos siguientes continúan de izquierda a derecha

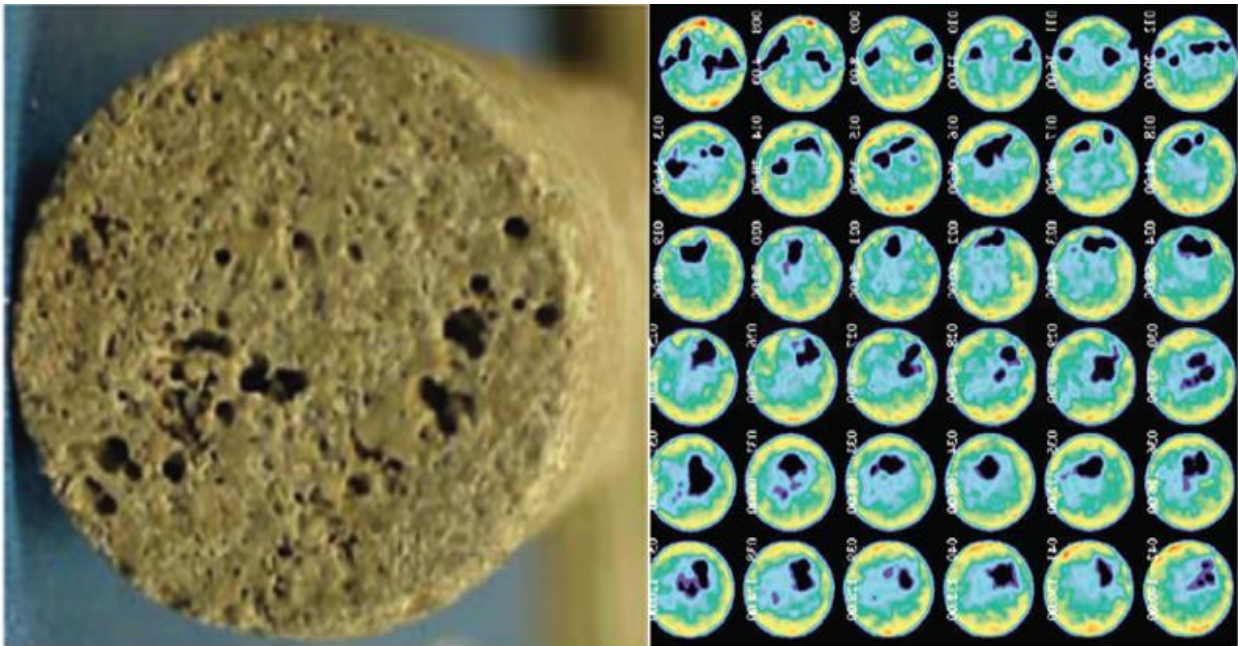


Figura 3.7 Prueba de acidificación en núcleo (Oilfield Review, 2009)

3.2.3 Fracturamiento ácido

Esta técnica consiste en inyectar ácido en la formación previamente fracturada o con fracturas naturales, la inyección se debe de hacer a una presión mayor a la presión de fractura de la formación.

La máxima penetración del ácido se alcanza cuando el primer ácido inyectado se neutraliza o se gasta completamente. El ácido siguiente realizará un lavado adicional en la cara de la fractura, disolviendo minerales que sellan y se encuentran en cara de la fractura principal, además de ampliar la longitud de la fractura.

Algunas veces, el fracturamiento ácido es preferido al fracturamiento hidráulico porque no es necesario el uso de apuntalantes. Adicionalmente, la alta conductividad resultante

del fracturamiento ácido es la técnica más atractiva si comparamos las longitudes de las fracturas que podrían alcanzar.

Esta técnica es ampliamente utilizada para estimular rocas carbonatadas o formaciones que presentan por encima del 85% de solubilidad ácida. Consiste en primero inyectar un fluido viscoso a una presión que sobrepase la presión de fractura de la formación. Continuando con la inyección aumenta la longitud y anchura de la fractura, e inyectando el ácido, éste reacciona a lo largo de la fractura para crear un canal que se extiende profundamente en la formación. La clave del éxito es la penetración del ácido a lo largo de la fractura. Sin embargo, los volúmenes de un tratamiento de fracturamiento ácido son mucho mayores que un tratamiento de acidificación matricial.

Como el ácido fluye a lo largo de la fractura, la cara de la fractura se disuelve de una manera no uniforme, creando conductividad o canales que permanecen abiertos cuando las fracturas se cierran. La longitud efectiva de la fractura es función del tipo de ácido usado, la velocidad de reacción del ácido y el fluido perdido en la formación.

Si el ácido pasa muy rápido, la zona estimulada en la fractura será poca debido a que el ácido no tendrá el tiempo de residencia suficiente para estar en contacto con los minerales y disolverlos. El mayor problema de la acidificación de fractura es el desarrollo de agujeros de gusano en la cara de la fractura, estos agujeros de gusano aumentan la superficie reactiva, causan excesiva pérdida de fluido y hacen que el ácido pase más rápido. Hasta cierto punto, este problema se puede vencer usando aditivos inertes para pérdida de fluido o usando ácidos viscosos

En la **figura 3.7**. Se muestra un diagrama de flujo para la ejecución de un tratamiento de estimulación.

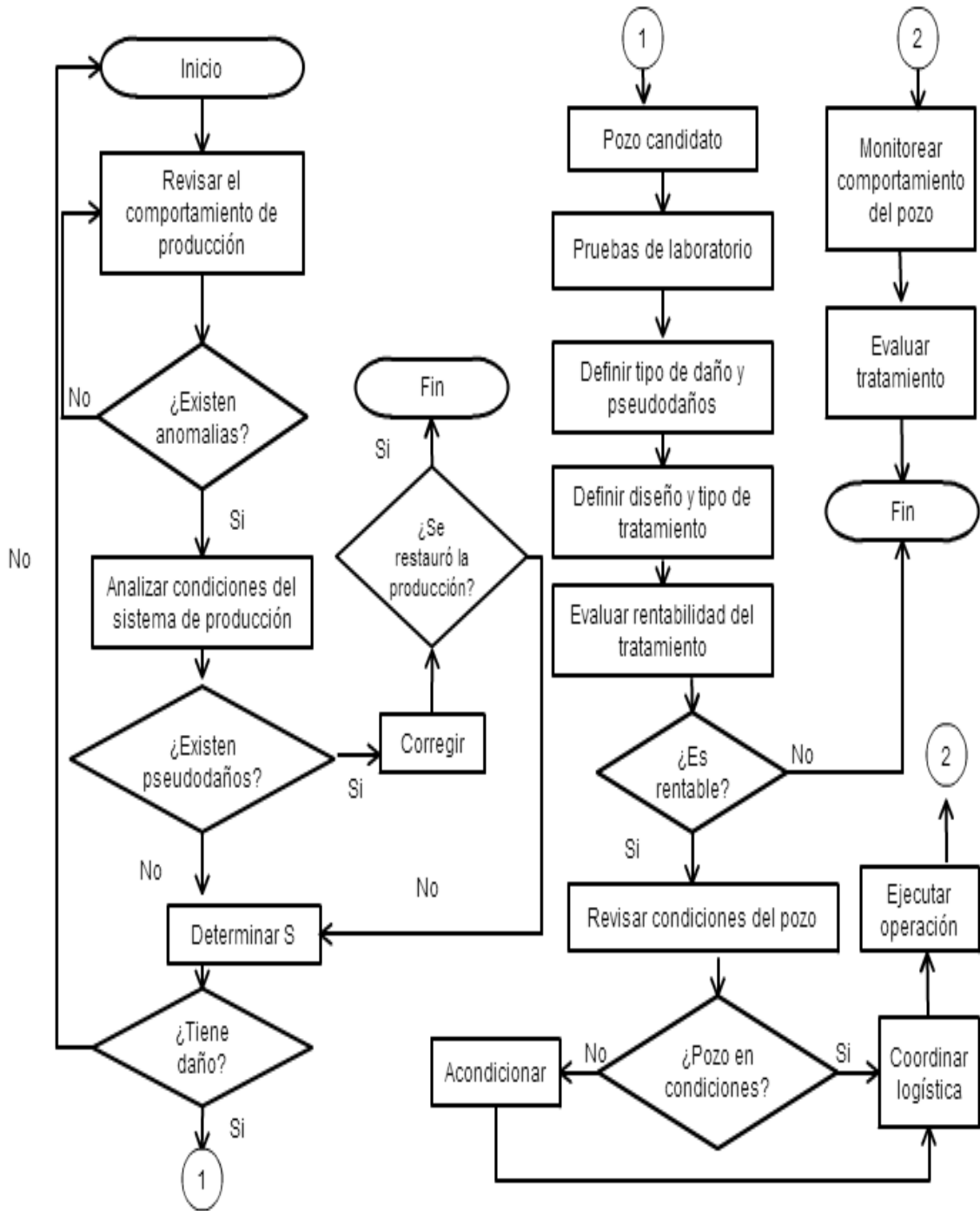


Figura 3.8. Diagrama de flujo a seguir para la ejecución de un tratamiento de estimulación (Modificado de PEMEX. 2008)

V. Antecedentes del Proyecto

El pozo ejemplo pertenece a un sistema geotérmico hidrotermal de alta temperatura al Norte del País, el cual se aloja en litología granodiorítica. Estructuralmente el proyecto se encuentra en un graben llamado Tepic-Zacoalco que representa el límite entre la Faja Volcánica Transmexicana y la Sierra Madre Oriental. .

La **figura 4.1** muestra la litología que atraviesa el pozo ejemplo y la geología estructural de la zona, mientras en la **figura 4.2** se muestra la simbología utilizada, la cual incluye: Litología, ubicación de fallas, ubicación del pozo ejemplo, así como la capa sello y la capa del yacimiento.

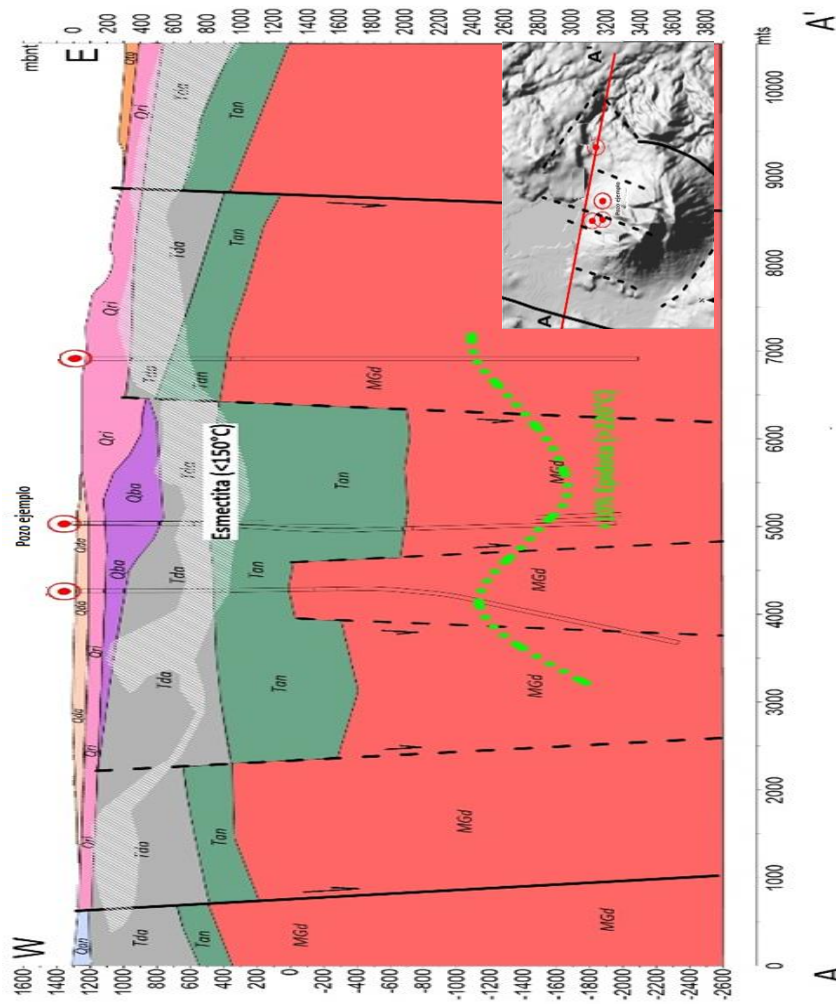


Figura 4.1. Litología que atraviesa el pozo ejemplo y la geología estructural de la zona.

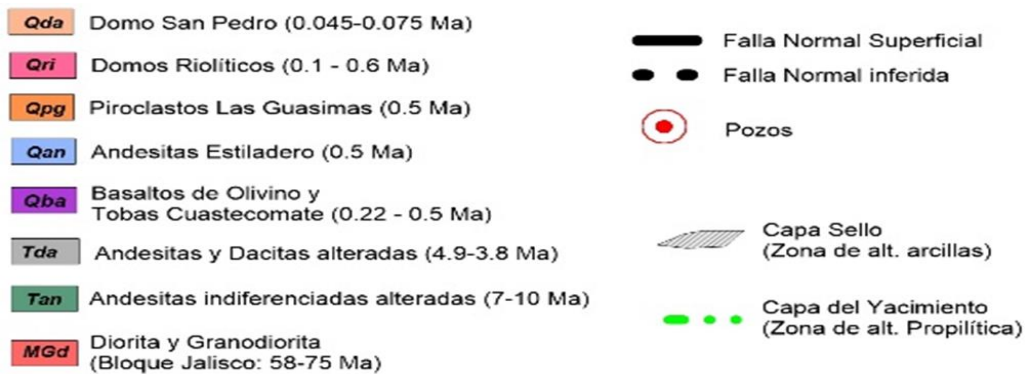


Figura 4.2. Simbología de la litología que atraviesa el pozo ejemplo y la geología estructural

La roca del yacimiento del sistema geotérmico hidrotermal es Granito batolítico del Cretácico Superior. La roca sello se ha identificado como andesitas alteradas. Los límites laterales del sistema geotérmico E y W son las estructuras NNE-SSW correspondientes a las Fallas Las Tetillas y Los Lobos, las cuales se identifican en la **figura 4.3**, además de identificar el pozo ejemplo entre dos fallas conductoras.

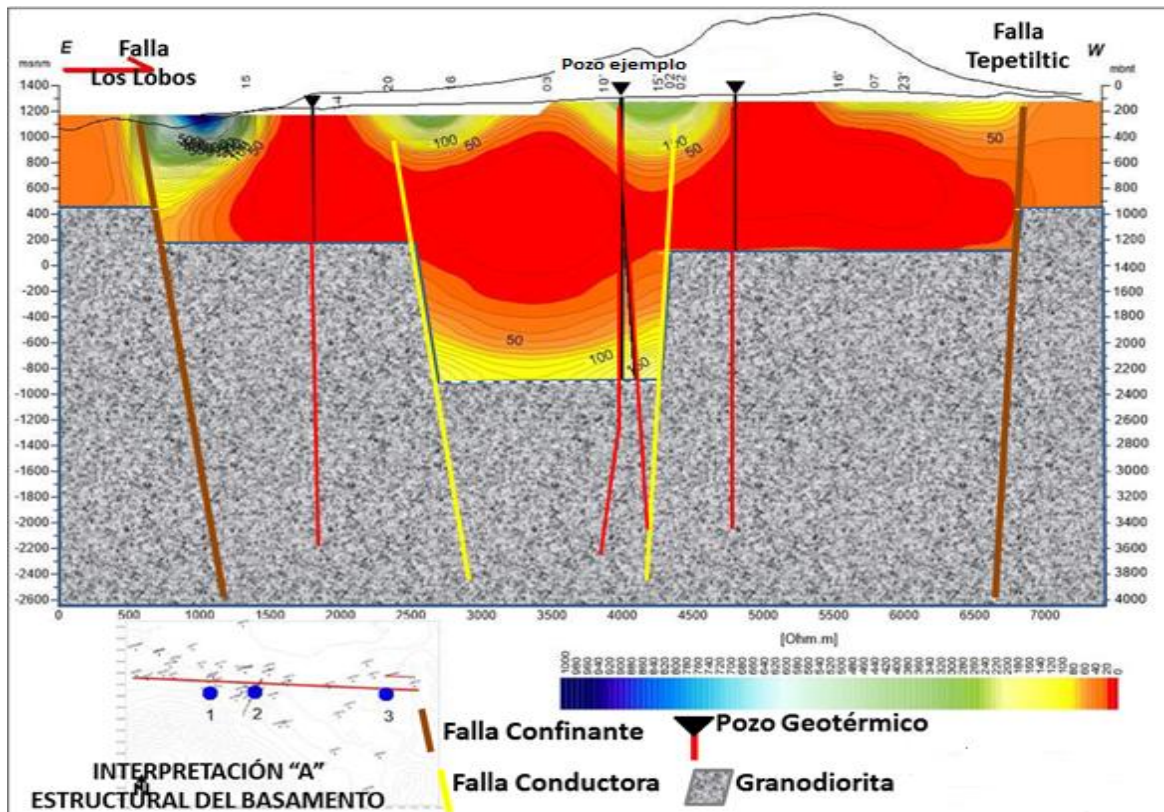


Figura 4.3. Delimitación del yacimiento por dos fallas confinantes y ubicación del pozo ejemplo entre dos fallas conductoras.

El pozo ejemplo se perforó en dos etapas. En la primera etapa se perforo hasta alcanzar los 2433 metros bajo nivel de terreno (mBNT). En la segunda etapa se alcanzó una profundidad final de 3415mBNT. De 1153.48 a 2192.96mBNT se encuentra terminado con liner ranurado de 7" Φ y de 2192.96 a 3415mBNT (fondo de pozo) en agujero descubierto de 6" Φ , en la **figura 4.4** se muestra el estado mecánico del pozo ejemplo.

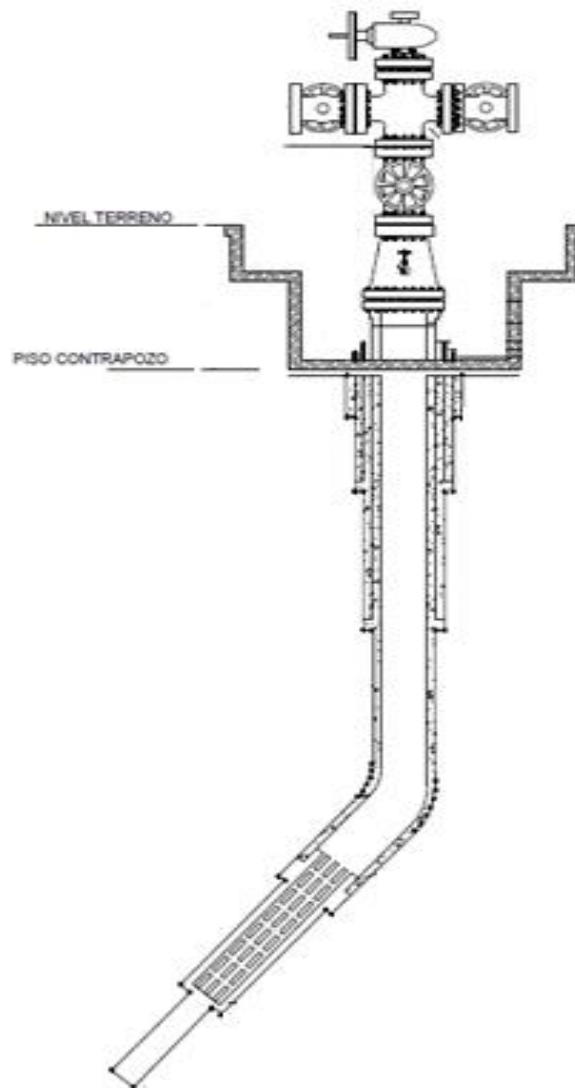


Figura 4.4. Estado mecánico del pozo ejemplo

Al finalizar la primera etapa de perforación se realizó un registro presión-temperatura en el pozo en condiciones estáticas para conocer las condiciones del pozo.

Los datos del perfil de presión se ajustaron a una línea recta para calcular el nivel estático, es decir, para conocer la profundidad a la cual se encuentra el espejo de agua, el cual se localiza aproximadamente a 23 m de profundidad, lo cual indica baja aceptación de la formación. La **figura 4.5** muestra el comportamiento del registro de presión.

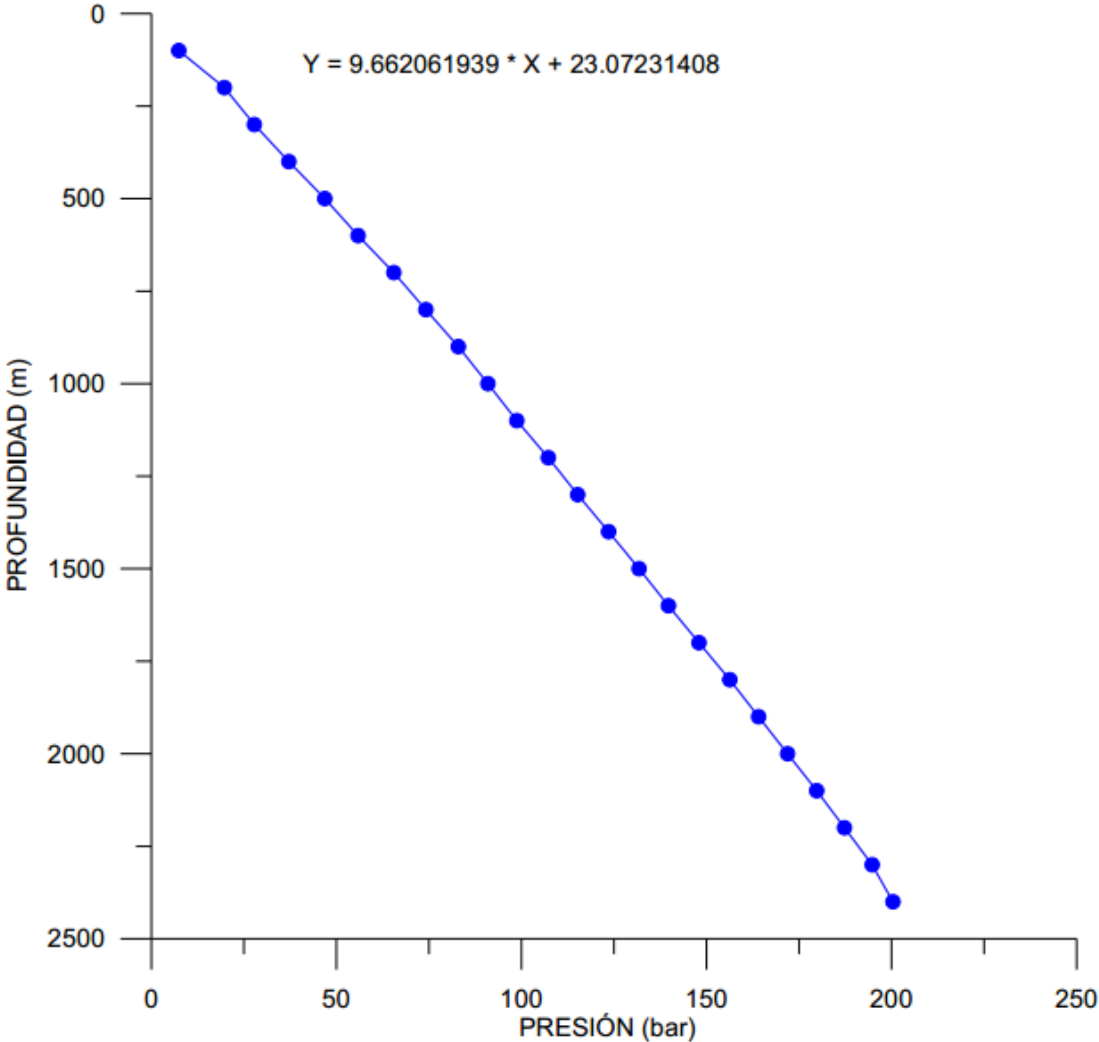


Figura 4.5. Perfil de presión del pozo ejemplo en condiciones estáticas

El perfil de temperatura muestra comportamiento conductivo en toda la columna de líquido. No se define alguna zona de aceptación de la formación. En la **figura 4.6** se

muestra el perfil de temperatura.

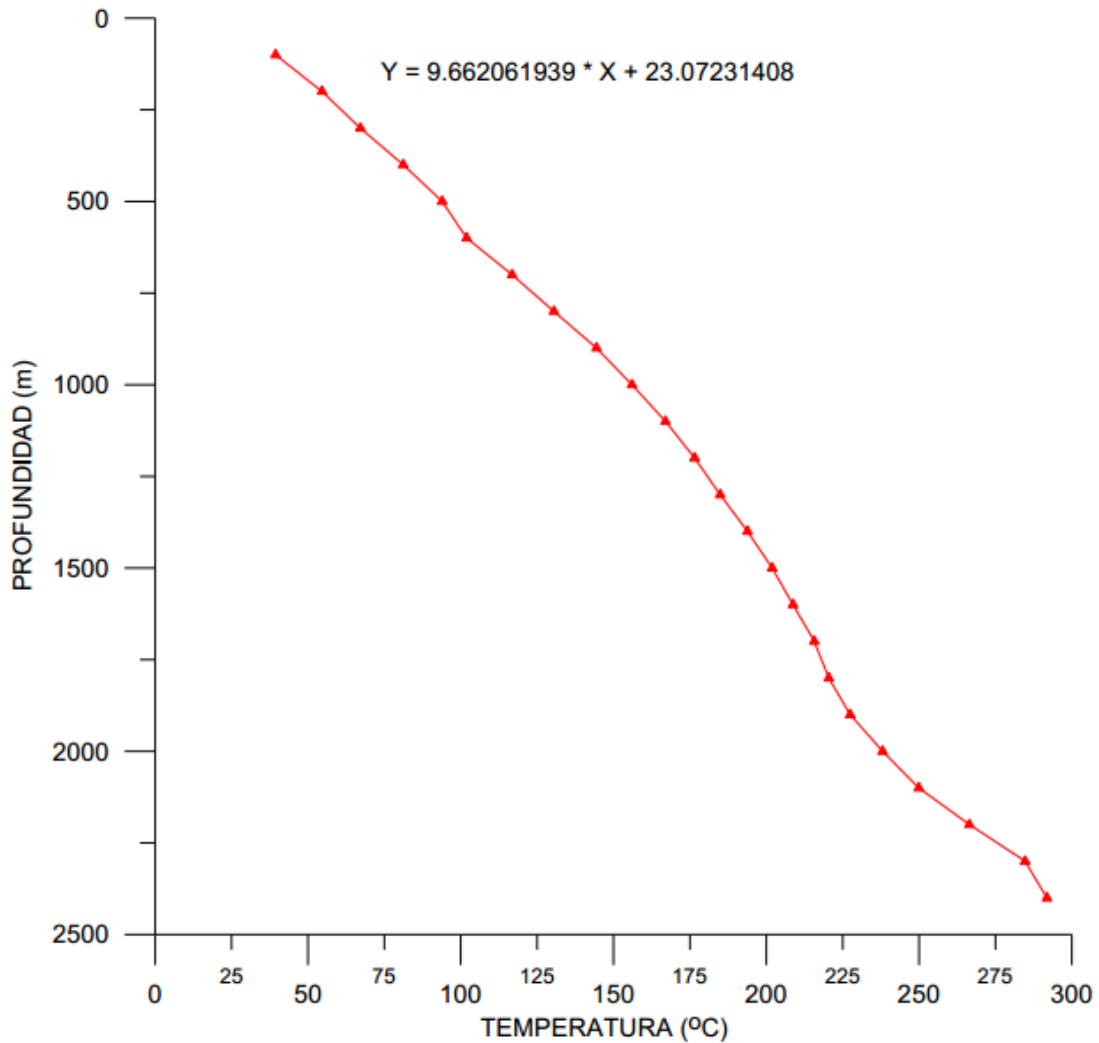


Figura 4.6. Perfil de temperatura del pozo ejemplo en condiciones estáticas.

Al graficar los datos de presión vs temperatura y comparándola con la curva de saturación del agua, también llamada curva de Clapeyron se identifica que la columna de líquido dentro del pozo se localiza termodinámicamente en la región de líquido subenfriado. La **figura 4.7** muestra mediante la línea azul la ubicación termodinámica del fluido.

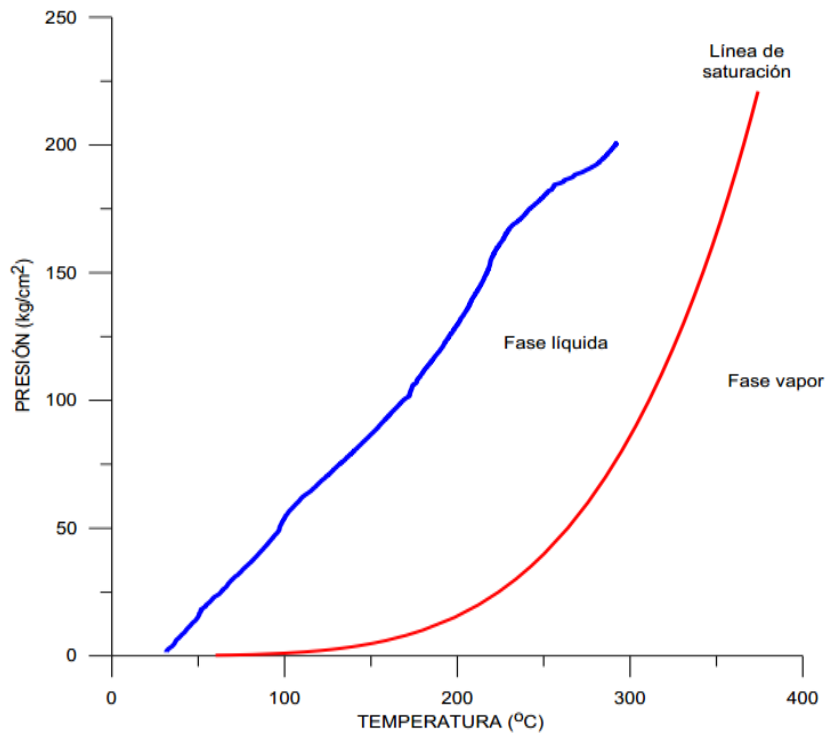


Figura 4.7. Curva de Clapeyron en el pozo ejemplo.

Para caracterizar el yacimiento se realizó una prueba de presión de inyección-recuperación, en la cual se bajó a 2000m de profundidad y se inyectó a tres gastos, 126 galones por minuto (GPM), 210 GPM y 294 GPM.

Para el análisis de los datos de la prueba se utilizó el software Pansystem, y se aplicó el modelo de yacimiento radial homogéneo actuando infinitamente. Se analizó cada etapa de inyección y recuperación, en ninguna etapa se alcanzó la geometría de flujo radial debido al corto tiempo de inyección, por lo que el análisis se realizó utilizando la técnica de curvas tipo, en la **tabla 4.3** se muestran los resultados promedio de la prueba de presión, así como el valor promedio del índice de inyectividad calculado en cada etapa.

Tabla 4.3. Resultados de la prueba de inyección-recuperación en el pozo ejemplo.

Parámetro	Valor
Permeabilidad	4.78
Kh (d-m)	478.79

Coeficiente de almacenaje (m ³ /kg/cm ²)	0.03905
Factor de daño	-1.219621
Índice de inyectividad (m ³ /h)/bar)	1.45

Diagnóstico:

- Debido a la corta duración de la prueba no se logró desarrollar la geometría de flujo radial. No fue posible aplicar la técnica semilog para el cálculo de la permeabilidad.
- La cara de la formación no presenta daño. Los ajustes con curva tipo de las seis etapas analizadas, coinciden en el umbral de las regiones de pozo no dañado y estimulado. Lo que le da mayor certidumbre a los resultados.
- La formación circundante al pozo tiene baja permeabilidad. La permeabilidad y la conductividad de la formación tienen valores bajos, en concordancia con lo observado en el perfil de presión (nivel estático a 23 m).
- El pozo tiene baja capacidad de aceptación/producción de fluidos. El índice de inyectividad calculado en las tres etapas es bajo.
- Se decide profundizar el pozo para encontrar zonas de mayor permeabilidad.

En la segunda etapa de perforación (profundización) se alcanzó una profundidad final de 3415mBNT. De 1153.48 a 2192.96mBNT. El intervalo productor fue definido mediante los registros de temperatura, los ROP, y la mineralogía. La zona de aporte principal fue identificada a 3296 m. En la **figura 4.9** se muestran los parámetros que influyeron en la determinación del intervalo productor.

El ROP (velocidad de penetración) indica el avance que perfora la barrena y es inversamente proporcional a la resistencia que opone la formación a ser penetrada, por lo

que a mayores valores de ROP mas porosa es la formación ya que opone menos resistencia al avance.

La epidota es un mineral de origen secundario que se forma cuando las rocas ricas en calcio, aluminio y/o hierro sufren metamorfismo, comúnmente asociado a alteraciones hidrotermales en la vecindad de regiones geotérmicas; por lo anterior la concentración de epidota en las muestras de recorte extraídas durante la perforación puede ser considerada como un indicador de las zonas con mayor alteración hidrotermal, en otras palabras, las zonas con potencial importante de aporte de fluido geotérmico.

Los registros de temperatura realizados durante la perforación son el indicador más convincente de las zonas permeables, ya que en éstas zonas el perfil de temperatura tiende a desviarse a la izquierda, síntoma de que el fluido de perforación se canaliza hacia las zonas permeables, además, la transferencia de calor se da por convección debido a la presencia de fluido, y no solo por conducción, lo que también se refleja en los perfiles de temperatura.

De la figura 4.9 también podemos concluir que la producción o inyección de fluidos del yacimiento al pozo está dada a través de la terminación en agujero descubierto.

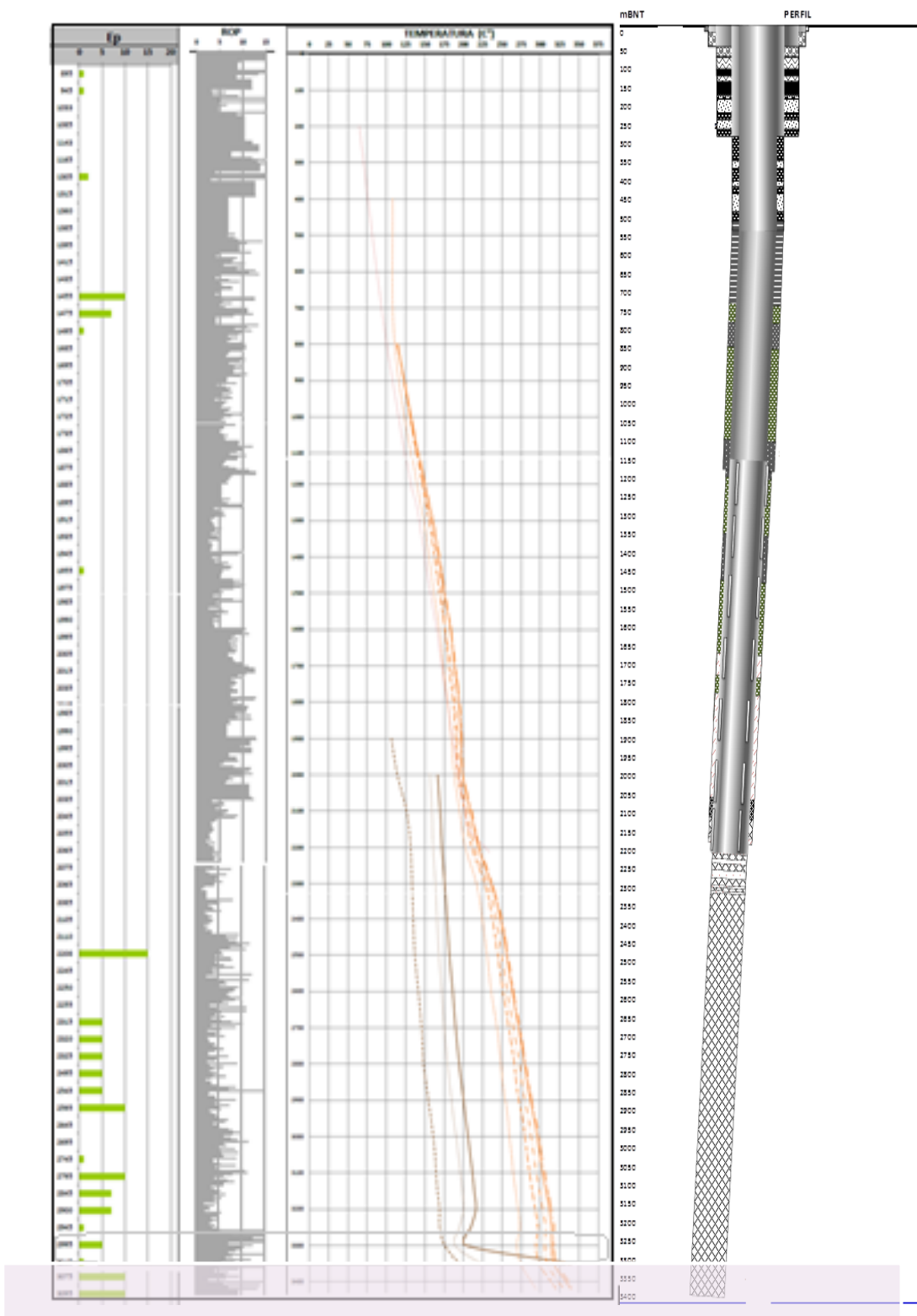


Figura 4.9 Determinación del intervalo productor con los registros de temperatura, ROP, y porcentaje de epidota.

VI. Definición del problema

El pozo fue abierto a evaluación durante 37 días por placa orificio de 2" Φ registrando los siguientes parámetros en condiciones estables:

Pc= 296 psi

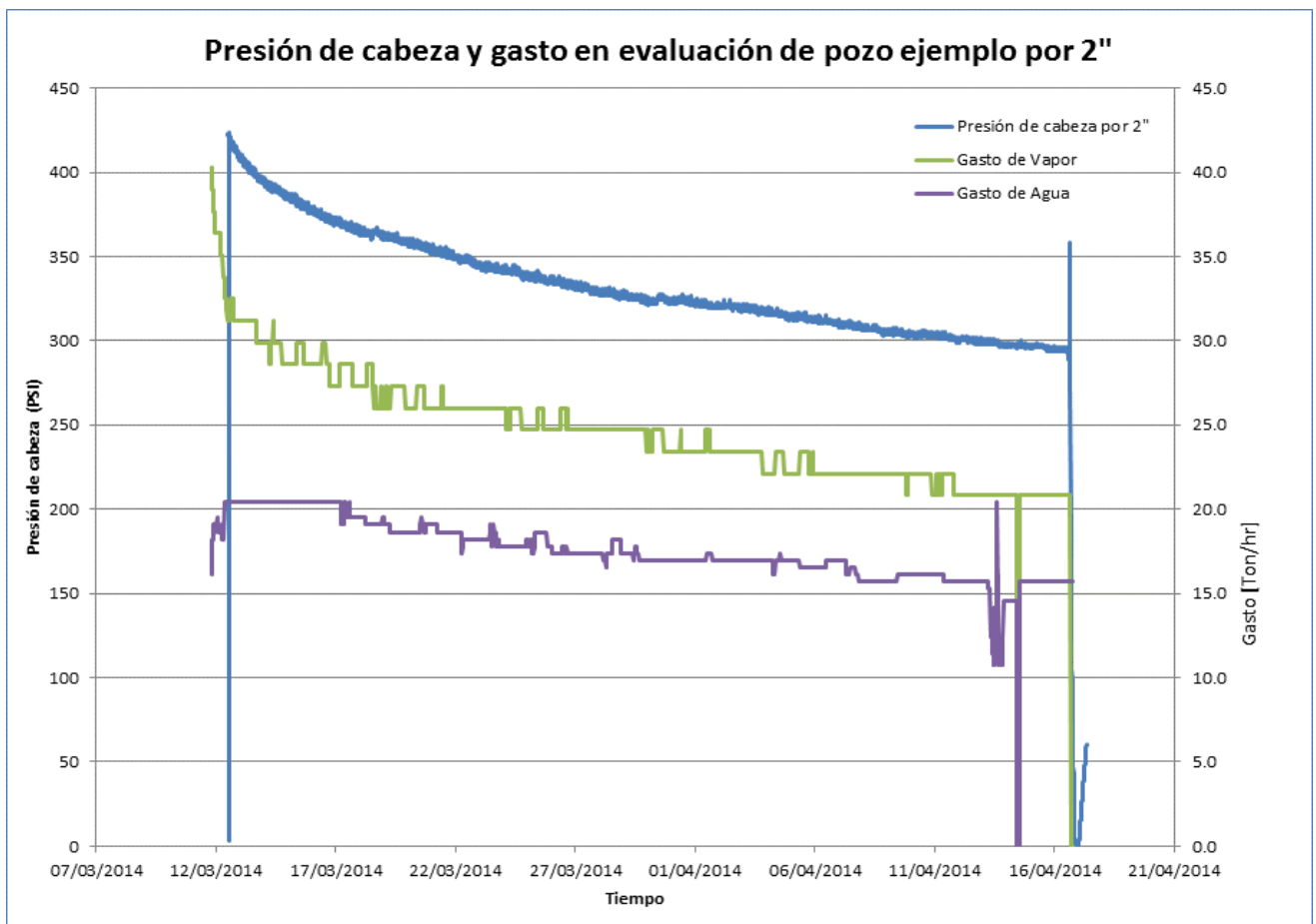
Entalpía de la mezcla=1692 Jk/kg

Calidad= 0.47

Gasto de vapor= 20.8 Ton/hr

Gato de agua= 15.7 Ton/hr

La **figura 4.10** muestra el comportamiento de la presión de cabeza del pozo ejemplo, así como los gastos registrados de agua y vapor.



El gasto de vapor en condiciones estables de 20 Ton/hr no cubría el pronóstico de producción por lo que se decidió evaluar la posibilidad de realizar una estimulación y con ello incrementar la producción. El pozo fue cerrado debido a la evaluación a otros pozos.

VII. Metodología utilizada

La metodología utilizada para determinar la viabilidad de realizar una estimulación en el pozo ejemplo consistió en primer lugar realizar una prueba de incremento de presión para caracterizar el yacimiento y determinar el daño en la pared de la formación, para posteriormente discretizarlo.

Análisis de prueba de incremento de presión

El pozo fue abierto a producción por placa orificio de 4"Φ, durante 48 horas. La **tabla 4.7** muestra los resultados de producción al evaluarse el pozo con esta condición de flujo y antes del cierre.

Tabla 4.7 Datos promedio de producción por placa orificio de 4"Φ

Presión de cabezal kg/cm ²	Vapor T/h	Agua t/h	Mezcla t/h	Densidad de la mezcla Kg/m ³	Mezcla M ³ /día
10.48	31.2	54.7	85.9	610.46	3377

Posteriormente se realizó la prueba de incremento, la sonda se bajó a una profundidad de 2220m y tuvo una duración de 21:25 horas.

La **figura 4.12** Muestran los datos de presión de fondo y producción de la prueba

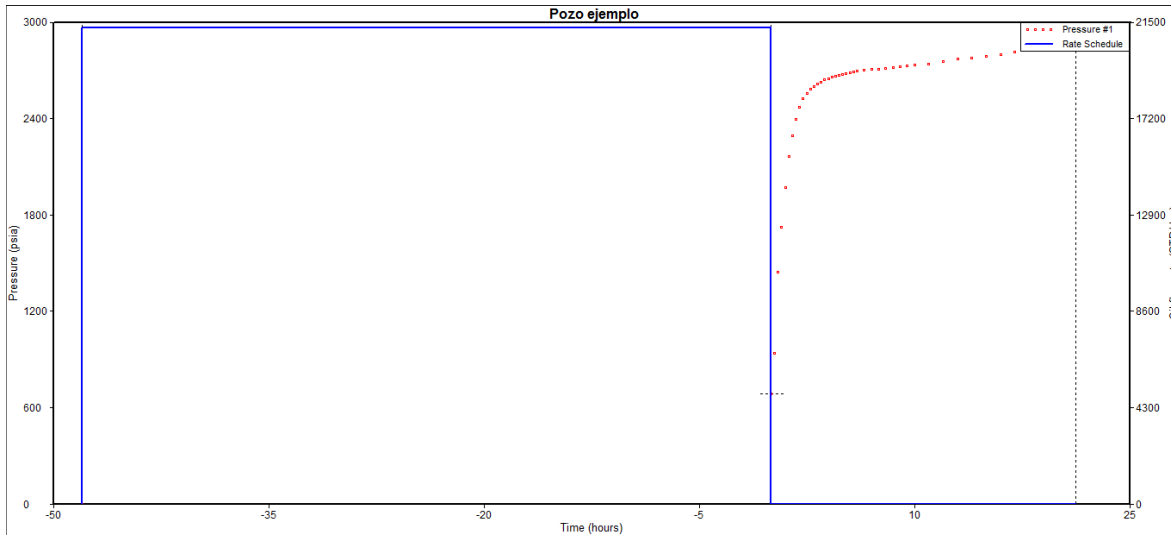


Figura 4.12 Datos de presión de fondo (línea punteada roja) y producción antes del cierre (línea azul)

Los datos de entrada en Pansystem se muestran en la **tabla 4.8**

Espesor de la formación	328 ft
Porosidad	0.12
Saturación del agua	1
Radio del pozo	0.24928 ft
Presión a 2150m	3882.06 psi
Temperatura a 2150m	572 °F
Salinidad del agua	3000 ppm
Compresibilidad de la formación (calculado por Pansystem)	$4.5080e^{-6}(\text{psi})^{-1}$
Compresibilidad del agua (calculado por Pansystem)	$9.8416e^{-6}(\text{psi})^{-1}$
Compresibilidad total del sistema (calculado por Pansystem)	$1.435e^{-5}(\text{psi})^{-1}$
Densidad del agua (calculado por Pansystem)	0.876774 g/cm ³
Viscosidad del agua (calculado por Pansystem)	0.147966 cp
Factor de volumen (calculado por Pansystem)	1.29512 RB/STB

Cabe señalar que los datos calculados por PanSystem pueden tener un pequeño margen de error debido a que las correlaciones que utiliza el software están limitadas en cuanto a la temperatura. La **figura 4.12** muestra el gráfico diagnóstico Log-Log de la prueba, en la cual no es posible definir una geometría de flujo debido a la corta duración de la prueba.

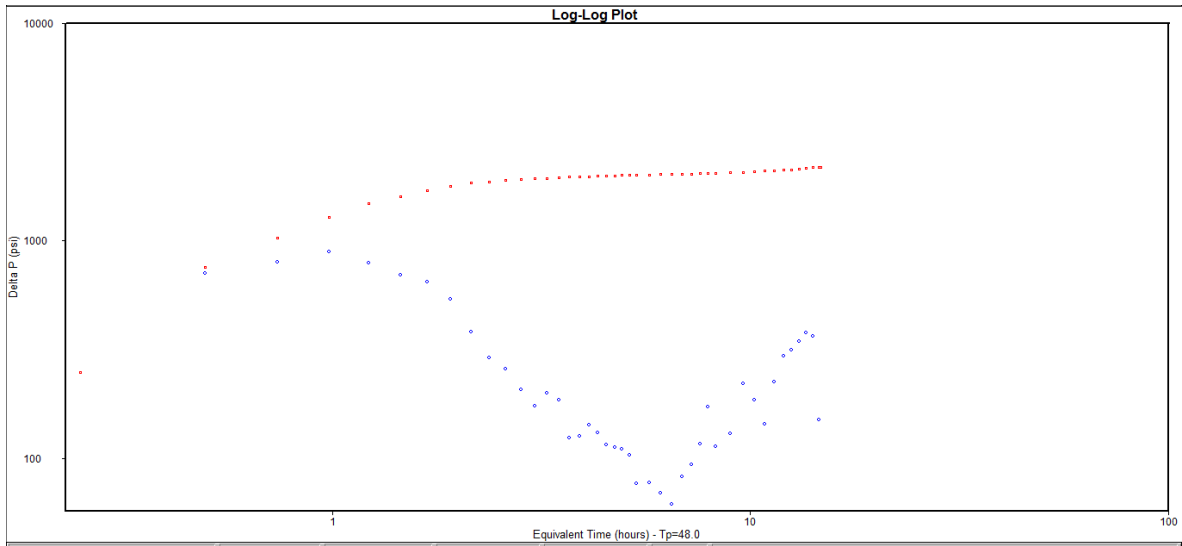


Figura 4.12. Gráfico diagnostico log-log de la prueba de incremento.

Los datos fueron analizados mediante curvas tipo. La **figura 4.13** muestra los datos en bruto gráficos para el análisis por curvas tipo.

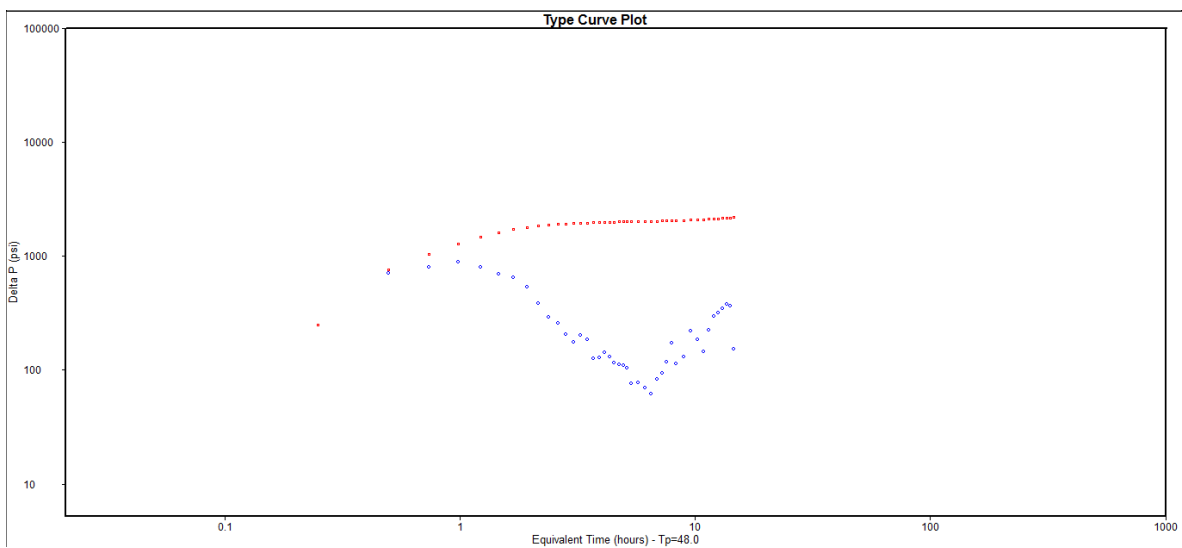


Figura 4.13. Gráfico de los datos en bruto para el análisis por curvas tipo.

Se realizo el mejor ajuste para los datos gráficos, los resultados se muestran en la **figura 4.14** y **tabla 4.8**. Al no encontrarse un buen ajuste se procedió a realizar un tratamiento a los datos, el cual consistió en un suavizado de datos.

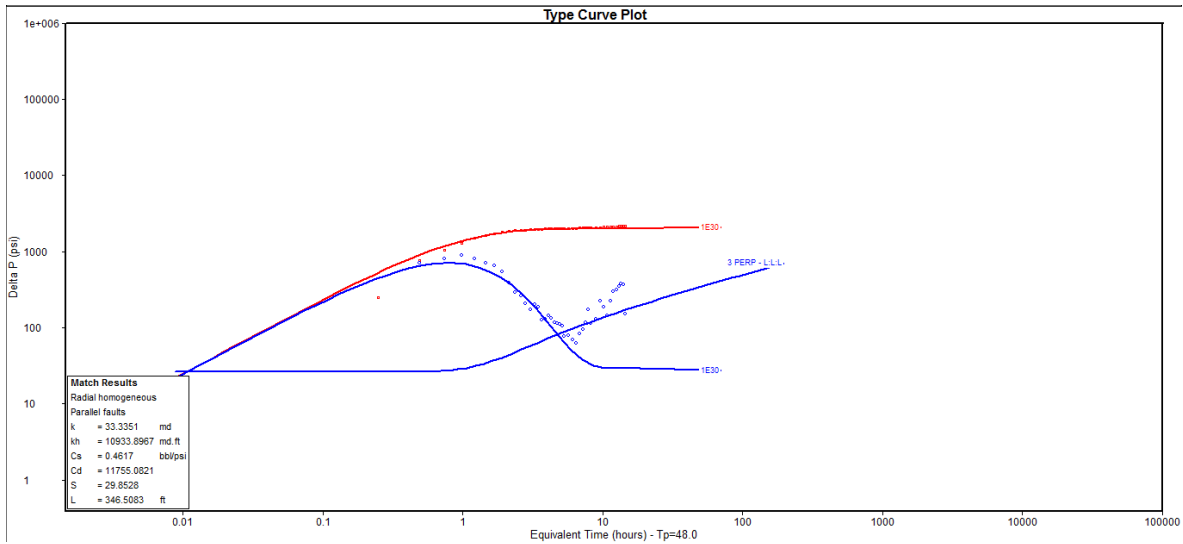


Tabla 4.8. Resultados del análisis de la prueba de incremento de presión en el pozo ejemplo

Parámetro		Unidades
Permeabilidad (k)	32.31	md
Conductividad de la formación (kh)	3231	md-m
Coficiente de almacenaje (Cs)	1.184	m ³ /kg/cm ²
Factor de daño (S)	29.79	adimensional
Distancia de las fallas (L)	102.8	m
Radio de investigación	450	m

Discretización del daño.

Debido a que el pozo está terminado en agujero descubierto y no existe penetración parcial, la discretización del daño solo se realizó por desviación, para ello se utilizaron las correlaciones realizadas por el Dr Heber Cinco Ley, las cuales se muestran en el Anexo B de este trabajo.

Diagnostico

- Las características permeables de la nueva zona productora ($k=32$ md), intersectada al haber profundizado 1000 más el pozo, mejoraron notablemente, en 5.81 veces más respecto a cuándo el pozo estaba a 2347 m ($k=4.7$ md).
- En ambas pruebas (inyección-recuperación e incremento de presión) los efectos de almacenaje y las heterogeneidades de la zona no permitieron que se definiera con claridad alguna geometría de flujo para el análisis especializado (radial, lineal, bilineal, pseudo-estacionario), por lo que fue necesario realizar el análisis con ajuste a Curvas Tipo.
- Ambas pruebas se analizaron con los modelos de yacimiento homogéneo con almacenaje y daño y frontera de fallas paralelas (sin flujo), lográndose los mejores ajustes con las curvas tipo. El modelo de frontera se seleccionó en base al comportamiento de la derivada de la presión al término de los efectos de almacenaje.
- Se realizó la simulación numérica de ambas pruebas para confirmar los resultados de los ajustes con curvas tipo, lográndose buena concordancia entre ambos resultados.
- La diferencia del daño en la cara de la formación entre la prueba de inyección y la de incremento de presión, 6 y 29 respectivamente, es posible que se deba a que en la segunda prueba, al abrirse a producción el pozo, aún habría material producto de la perforación y que migró hacia el pozo.
- Debido a los resultados de la prueba de presión (un daño muy alto de 29 y una baja permeabilidad de 32.31mD) además de un índice de inyectividad bajo (de 2.93

(m³/hr)/bar) se concluye que el pozo ejemplo es un pozo candidato a ser estimulado.

Trabajos Pre- acidificación

Se estudió detalladamente la alteración hidrotermal de la formación productora (se analizaron 20 ventillas), la **tabla 4.9** muestra los resultados en porcentaje de la alteración hidrotermal presente en la ventillas.

Tabla 4.9 Porcentajes de minerales de alteración hidrotermal presente en las ventillas analizadas.

Cuarzo	Cacita	Clorita	Pirita	Epidota	Ilita	Hematita	Feldespatos K	Biotita	Ser/Mv	Actinolitita
6.72	14.4	19.2	0.96	14.4	19.2	4.8	9.6	0.96	0.00	1.92

Antes de que se intervenga el pozo se realizan registros de calibración con el fin de verificar las condiciones mecánicas del pozo. El diámetro del globo de calibración depende del diámetro de la tubería de revestimiento.

La **tabla 4.10** muestra los resultados de la calibración en el pozo ejemplo, señalando la máxima profundidad con la cual se llegó con los globos de diámetro de 1 ¼", 3" y 5".

Tabla 4.10. Resultados de la calibración al pozo ejemplo

Globo	Diámetro	Profundidad
	5"	1515
3"	3415	
1 ¼"	3415	

En la **figura 4.10** se compara la máxima profundidad con la cual se llegó con la calibración con el estado mecánico del pozo.

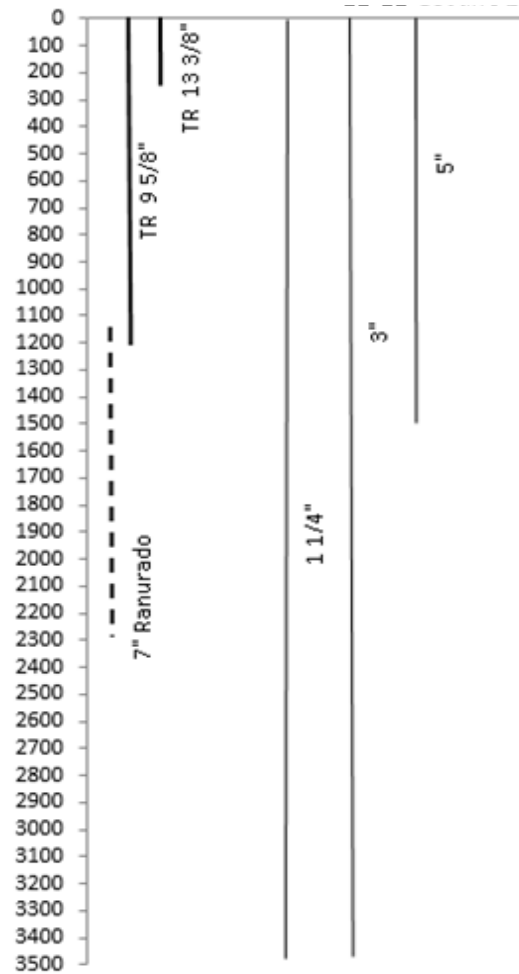


Figura 4.10 Resultados de la calibración del pozo ejemplo comparando el estado mecánico

Una vez verificado las condiciones mecánicas del pozo se corrió un registro de Presión-Temperatura para determinar las características termodinámicas del pozo. La **figura 4.11** muestra los perfiles de presión y temperatura del pozo ejemplo, la línea roja representa el comportamiento de la presión a profundidad, mientras que la línea negra representa el comportamiento de la temperatura mientras aumenta la profundidad.

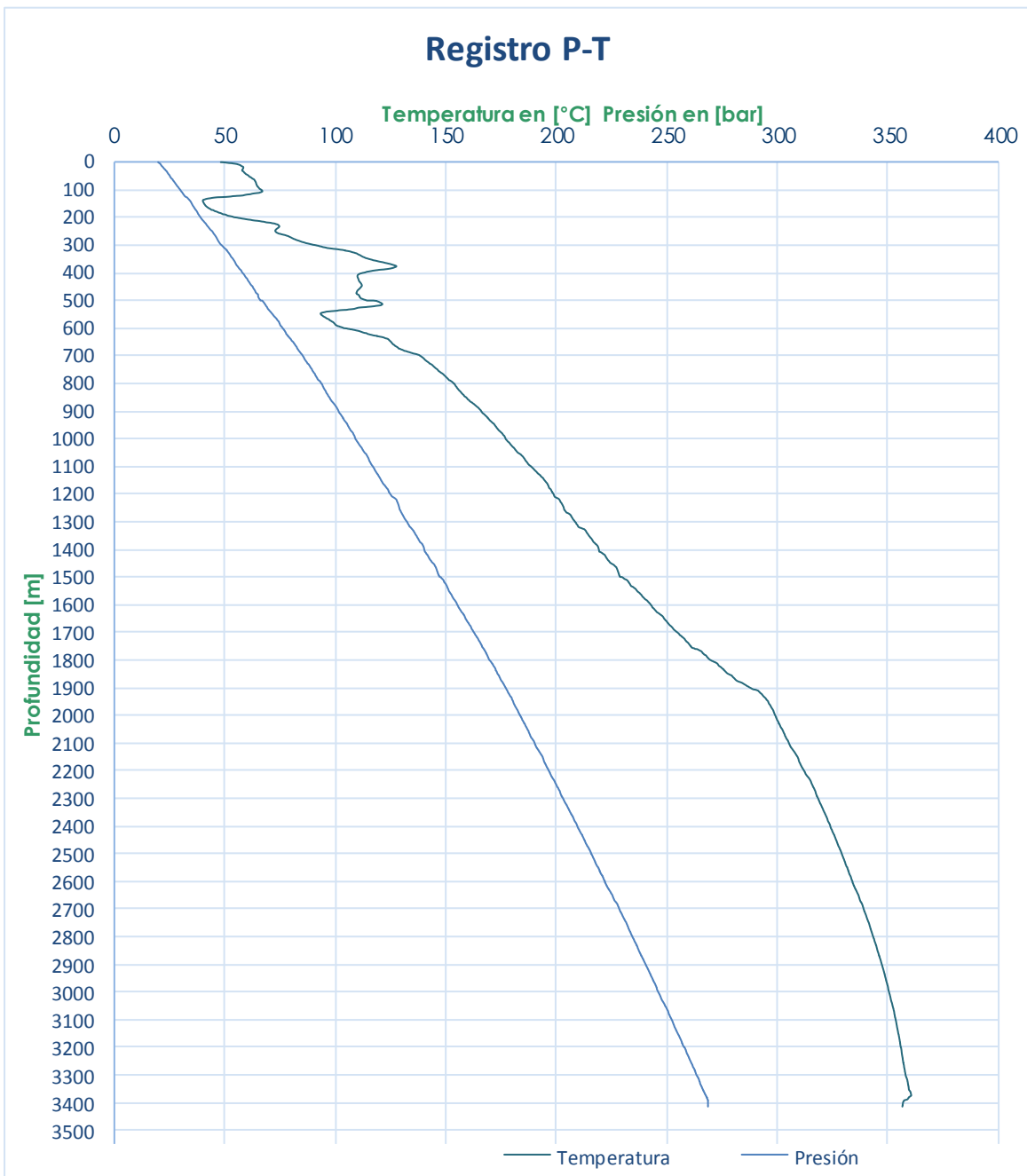


Figura 4.11 Registros de presión y temperatura en el pozo ejemplo.

Obteniendo una presión de fondo (3415m) de 268.8 [bar] y una temperatura de 360.8 [°C]

Para que el ácido no reaccione antes de lo programado es necesario tener como mínimo una temperatura de fondo de menos de 190 [°C] por lo que el siguiente paso es el enfriamiento del pozo.

Los trabajos de bombeo para enfriamiento duraron 12 días. Durante las maniobras de enfriamiento del pozo se corrieron 4 registros PT con el objetivo de determinar y monitorear las condiciones termodinámicas del pozo antes, durante y después de las operaciones.

La **figura 4.12** muestra el comportamiento de la presión y la temperatura con las siguientes características de ejecución:

- Registro 01 PT - Se paró inyección se tomó registro con 0 hrs de reposo
- Registro 02 PT - Registro con 17 hrs de reposo
- Registro 03 PT - Registro durante prueba de inyección
- Registro 04 PT – Registro con 0 hrs de reposo después de parar inyección

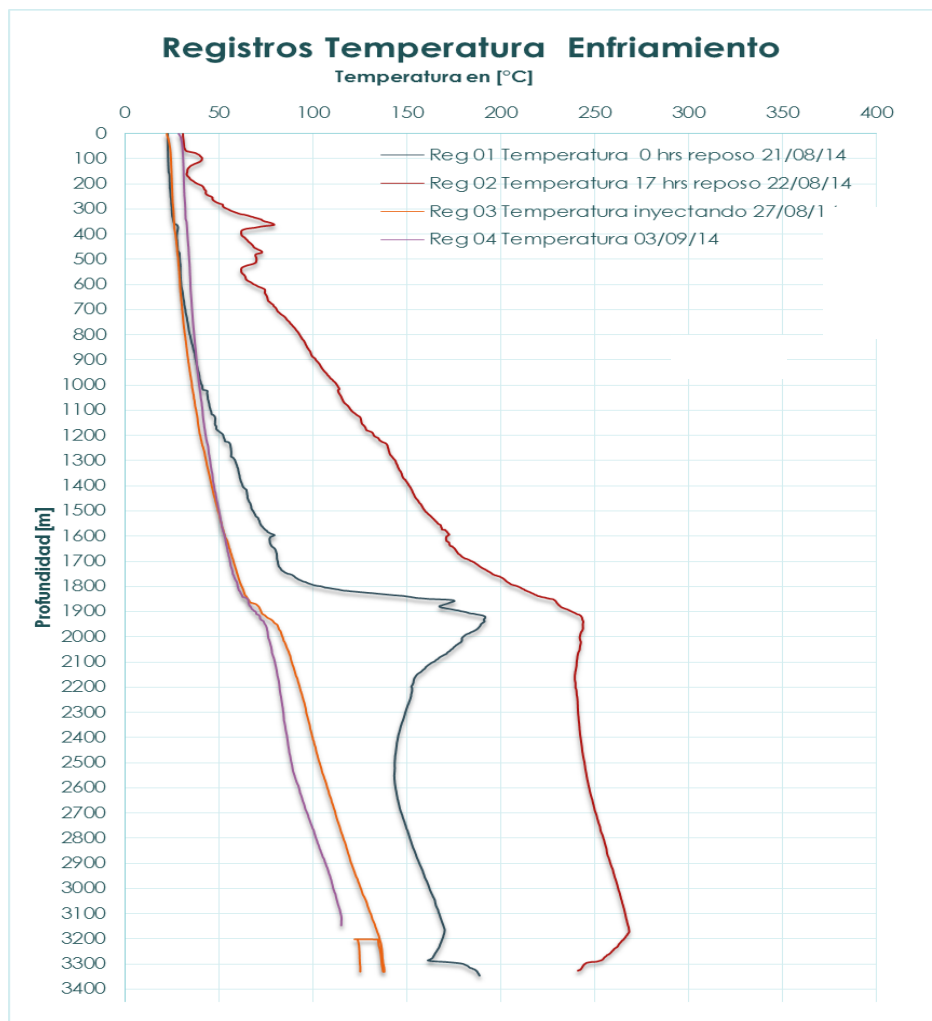


Figura 4.12. Registros de temperatura después de enfriamiento del pozo ejemplo

Prueba de aceptación antes de la acidificación:

Para determinar la eficacia del tratamiento, antes de la acidificación se realizó una prueba de aceptación, para determinar de forma cualitativa la permeabilidad, al saber cuánto fluido es capaz de aceptar el pozo.

Se realizaron 3 inyecciones continuas con el gasto aumentando hasta alcanzar el 80% de la presión de seguridad del árbol de válvulas (3000 PSI).

Durante la primera inyección se bombearon 86 m³/h de salmuera, alcanzando una presión de cabezal de 2400 PSI.

En la segunda inyección se bombeo de igual forma 86 m³/h, alcanzando una presión de cabezal de 2178 PSI.

Finalmente en la tercera y última inyección se bombeo 82 m³/h alcanzando en el cabezal los 2055 PSI. La **figura 4.13** muestra al comportamiento de las inyecciones durante la prueba de aceptación.

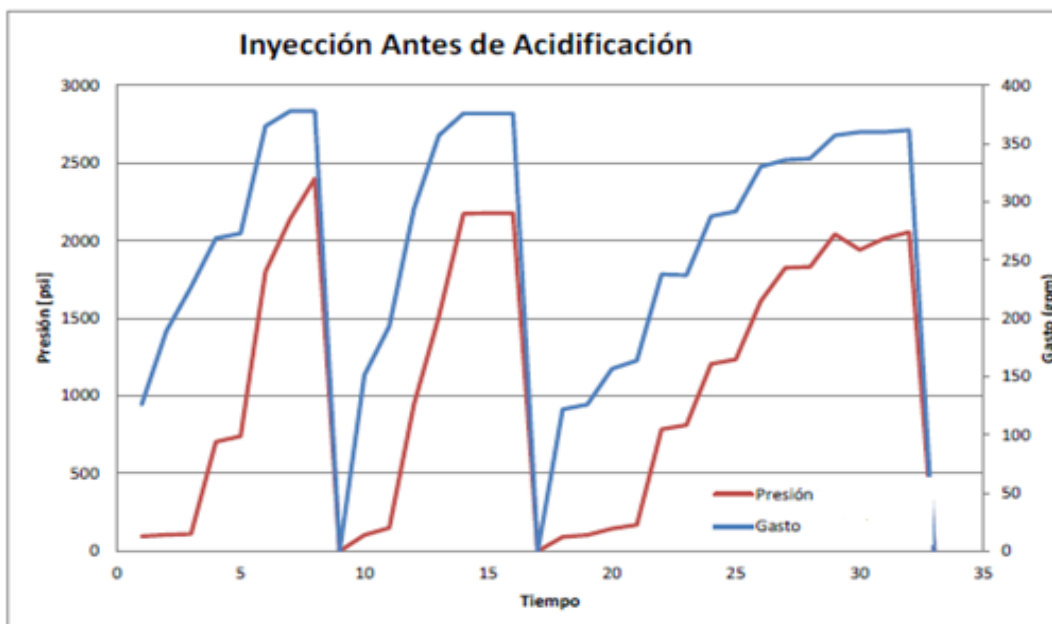


Figura 4.13. Prueba de aceptación al pozo ejemplo antes de trabajos de estimulación

Acidificación

La zona de interés para realizar una estimulación ácida en el pozo ejemplo tiene un rango de 3 150 a 3 400 mBNT. Esta zona presenta un porcentaje importante de alteración hidrotermal que puede ser susceptible a la estimulación ácida.

Diseño de la Operación.

1.- El presente diseño se realizó tomando en base a la información de yacimiento proporcionada, básicamente el estado mecánico del pozo, así como parámetros petrofísicos, evaluación geológica, evaluación de presiones y temperatura de fondo.

2.- Se realizaron las siguientes etapas: fluido pre-lavador, lavador principal, fluido post-lavador y una etapa de sobre-desplazamiento.

3.- El sistema ácido propuesto con volúmenes optimizados presenta la misma penetración en longitud en los cuatro intervalos seleccionados.

4.- Se propone sobre-desplazar al sistema ácido con 20,30 ó 40 m³ de agua geotérmica para aprovechar al máximo la reactividad del ácido con el yacimiento, optimizando de esta manera la generación de conductividad en el yacimiento y su penetración.

a).- Dado el valor de gradiente de fractura reportado, se está proponiendo el tratamiento ácido con un gasto entre 15 y 18 bpm.

b).- Se inicia inyectando a formación el fluido de prelavado.

c).- Se inyecta el tratamiento lavador principal.

d).- El sistema de lavado final o se inyecta preferentemente a un gasto de inyección de 4 bpm ó mayor si es posible.

e).- Se desplaza con Agua Geotérmica a un gasto constante.

f).- Se inyecta divergente ácido gelificado.

La **tabla 4.11** muestra el diseño de la operación.

Tabla 4.11 Diseño de fracturamiento ácido.

Intervalo	Volumen de prelavado (m3)	Volumen de lavado principal (m3)	Volumen de lavado final (m3)	Volumen de Sobre desplazamiento (m3)	Volumen de Gel Diverter
3300-3400	8	30	6	30	10
3250-3300	8	29	6	30	10
3200-3250	8	30	6	30	10
3150-3200	7	28	6	30	10

VIII. Participación profesional

Mi participación de en este proceso de estimulación al pozo ejemplo consistió en analizar la prueba de incremento de presión mediante curvas tipo y un suavizado de datos, así como la discretización del daño, la recopilación de datos necesarios para el diseño de la estimulación y los reportes correspondientes.

Este análisis es la base para decidir si es conveniente, desde un punto de vista técnico, realizar algún tipo de estimulación.

IX. Resultados y aportaciones

Prueba de aceptación después de la acidificación

Una vez terminados los trabajos de acidificación, se realizó una prueba de aceptación para determinar la eficacia de la estimulación, con los siguientes parámetros:

Gasto= 119 (m³/h)

Presión de cabeza= 2297 (PSI)

La **figura 4.19** muestra el comportamiento de la presión con respecto al tiempo durante la prueba de aceptación después del fracturamiento ácido.

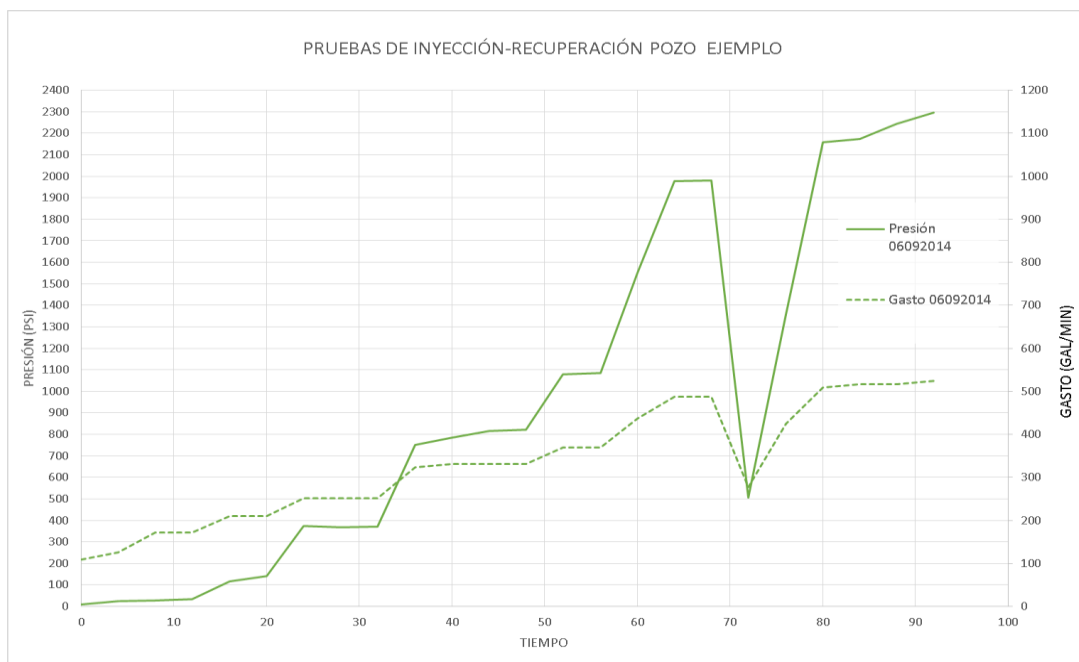


Figura 4.19 Comportamiento de la presión en prueba de aceptación.

De la **figura 4.20**, se puede concluir que la estimulación ácida mejoró las condiciones del pozo. En la primera prueba de aceptación (antes de la inyección) el gasto máximo fue de 378 gpm, represionando el pozo a 2400 PSI, mientras que en la segunda prueba el gasto aumento a 535 gpm a la misma presión (2400 PSI).

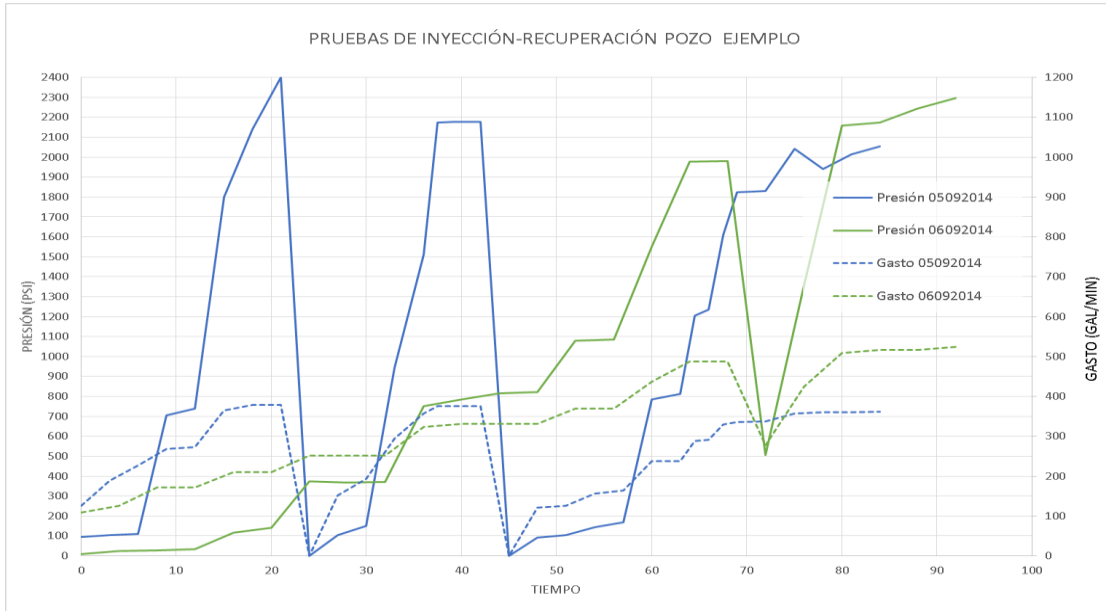


Figura 4.20. Comparación de la primera y segunda prueba de aceptación

Posterior a la estimulación y a la prueba de aceptación se abrió el pozo a evaluación por orificio de 2". La figura 4.21 muestra el comparativo del comportamiento del pozo antes y después del tratamiento de estimulación.

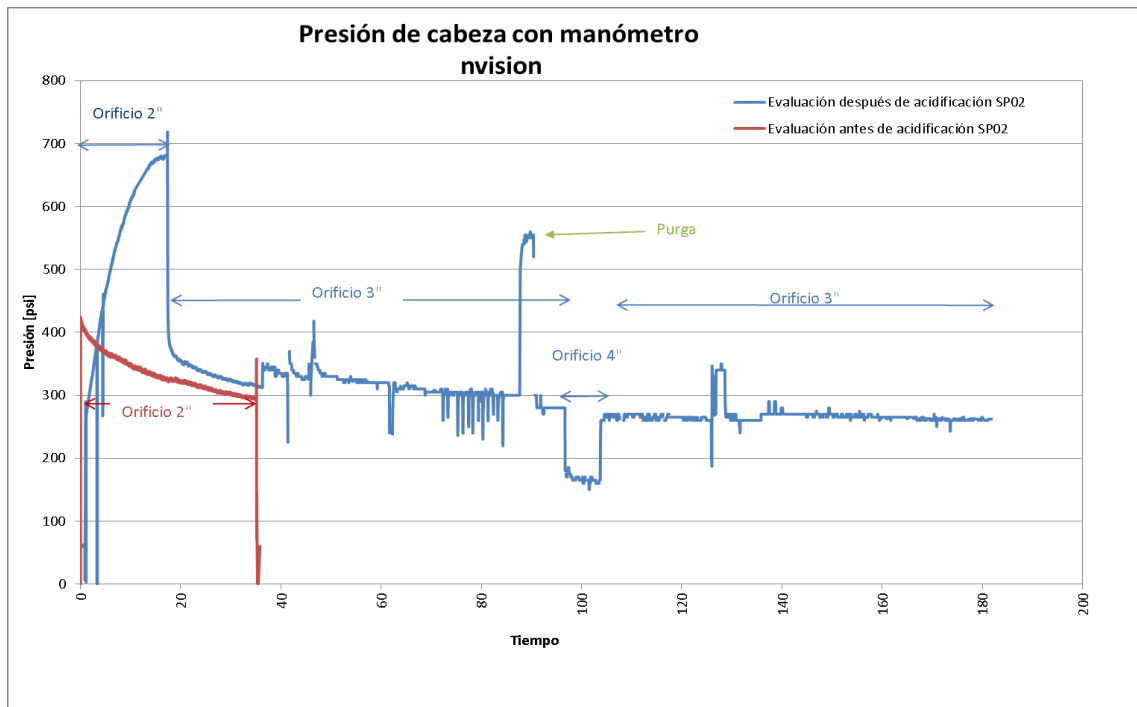


Figura 4.21. Comportamiento de la presión antes y después de estimulación

El comportamiento de la presión antes de la estimulación es bajo en comparación del valor de presión que se logró alcanzar al abrir el pozo después de las labores de estimulación. Durante la evaluación del pozo antes de ser estimulado, se registró una producción de vapor de 20.8 Ton/hr por orificio de 2". Mientras que la evaluación del pozo después de las labores de acidificación arrojó una producción de 41.5 Ton/hr, evaluado por orificio de 2"

X. Conclusiones

- La producción de energía geotérmica es un tema que compete al ingeniero petrolero, ya que yacimientos, perforación y explotación son muy similares. Esta energía tiene gran potencial, es limpia y está probada a nivel industrial.
- Una estimulación se realiza para facilitar el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y que tiene como objetivo mejorar la productividad o inyectividad del mismo. Esto obliga a conocer con precisión los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción.
- Uno de los factores que influyen en la selección de un pozo candidato a estimular es la naturaleza del factor de daño, el cual se determina mediante el análisis de una prueba de presión; otros factores son el índice de producción y la eficiencia de flujo.
- El diseño de una estimulación debe de tener en cuenta varios factores, entre los que se encuentran la geología, mineralogía, geomecánica, temperatura, historial de perforación y de producción, análisis de la terminación y estado mecánico, así como los fluidos producidos, todo ello para garantizar un buen diseño de estimulación y obtener buenos resultados.

- El factor temperatura es uno muy importante en el diseño de estimulación en pozos geotérmicos, ya que el fracturamiento se puede dar con mayor facilidad al cambiar el estado de esfuerzos termo-elásticos, mientras que el uso de ácidos en formaciones con una gran alteración hidrotermal implica tener que enfriar el pozo.
- El pozo ejemplo fue un candidato a estimular debido a los resultados que arrojaron las pruebas de presión, además de su historial y características de producción. Se seleccionó el método de fracturamiento ácido debido a que durante la segunda prueba de aceptación se fracturo la formación y en el análisis mineralógico se observó un gran porcentaje de alteración hidrotermal.
- La estimulación al pozo ejemplo fue exitosa, de producir 20.8 Ton/hr de vapor, paso a producir 41.5 Ton/hr de vapor, aumentando 164% la producción del pozo.

X1. Bibliografía

- Arellano, V. M., Barragán, R.M., Birkle, P., y Torres, V. Comportamiento Geoquímico de las Manifestaciones Geotérmicas en el Flanco Oriental del Volcán El Nevado del Ruiz (Río Claro-Las Nereidas), Colombia. Ingeniería Hidráulica en México, Vol. XII, Núm. 3. 1997.
- Alonso, F. R. Sistemas Geotérmicos de Roca Seca y Caliente: una Fuente de Energía no Convencional. Tesis de Maestría Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. 1993.
- Álvarez, Estudios para recuperar la capacidad de aceptación en pozos inyectoros del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. 1993.
- Barragán, R.M., Arellano, V.M., Birkle, P. and Portugal, E. Chemical Description Spring Waters From the Tutupaca and Río Calientes (Perú) Geothermal Zones. International Journal of Energy Research Vol. 23, 1999.
- Bidner, Propiedades de la roca y los fluidos es reservorios de petróleo, Universidad de Buenos Aires, Julio 2001.
- Camacho Hernández. Zonas de alteración hidrotermal y condiciones actuales del yacimiento: un enfoque para determinar zonas productoras al oriente del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. 1993.
- Escobar. Análisis Moderno de Presiones en Pozos. Neiva, Huila, Noviembre de 2003.

- Flores, Gutiérrez-Negrín. Geothermal activity and development in México, Morelia Michoacán, 2011.
- Flores, Magaly, Revista Mexicana de Geoenergía. Vol.12, No.3, 1997.
- Flores, Tovar , Fracturamiento térmico del pozo H-40 del campo geotérmico de Los Humeros, Pue Geotermia, revista mexicana de geoenergía. Volumen 20, No1, Enero-Junio 2007.
- GCR Transactions. Thermal Stimulation of Geothermal Reservoir and Laboratory Investigation of Thermally Induced Fractures, Vol. 35, 2001
- Gidley, Holditch, Nierode, Veatch. Recent Advances in Hydraulic Fracturing, SPE, Monograph Volume 12, USA, 1989.
- Hiriart Le Bert, Evaluación de la Energía Geotérmica en México, Mayo 2011
- Hiriart Le Bert, La energía geotérmica, Revista “Energía geotérmica”, 1992.
- Horner, D. R. Pressure Build-ups in Wells, Third World Pet. Cong., E. J. Brill, Leiden (1951) , 503-521. Also, Reprint Series, No. 9 — Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas ,1967.
- Llopis Trillo, Rodrigo Angulo. Guía de la Energía Geotérmica, Universidad Politécnica de Madrid.
- Mary H. Dickson y Mario Fanelli. ¿Qué es la Energía Geotérmica? Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia, 2004.

- Revista Mexicana de Geoenergía Vol.20 No.1 Control de incrustación en instalaciones superficiales del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS Enero-Junio 2007.
- Rodríguez, Evolución del sector CP-I del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, y alternativas de explotación, 1993.
- Serrano, Dufour, Geotermia, la renovable más desconocida y con más potencial. ; Javier ,2 Febrero, 2009.
- SPE. Well Completion, No.5. Tulsa 1970.
- Schlumberger, Tecnologías para alta presión y alta temperatura. Oilfield Review, Invierno 2008/2009.
- Syed Ali, Pruebas virtuales: La clave de un proceso de estimulación, Chevron Texaco, Houston, Texas, EUA.
- Tarbuck, Lutgens.: Ciencias de la Tierra, Introducción a la geología física, 8a edición Pearson Education SA., Madrid, España, 2005.
- Tariq, S. M. y Ramey, H. J., Jr. Drawdown Behavior of a Well with Storage and Skin Effect Communicating with Layers of Different Radii and Other Characteristics, paper S.P.E. 7453, presented at the 53rd Annual Fall Meeting, Houston, Tex., Oct. 1-3, 1978.

- Lozano Cardona. Energías Renovables, Secretaria de Economía, México, Mayo 2013.
- CFE, Informe Anual 2012.
- Universidad central de Venezuela. Estudio del efecto térmico de la inyección de agua fría en yacimientos de petróleo., Facultad de ingeniería, Caracas, junio 2004.
- Van Everdingen, A. F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well. , AIME (1953) 198, 171-176. , 2008.
- Zoback, Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, USA, 2010.

XI. ANEXOS

ANEXO A

1. Deducción de la ecuación de continuidad

Se describe el movimiento másico a partir de la conservación de la materia

$$m_e - m_s = m_{ac} \dots \dots \dots (1.1)$$

$$m_{ex} + m_{ey} + m_{ez} - m_{sx} - m_{sy} - m_{sz} = m_{ac} \dots \dots \dots (1.2)$$

Donde

m_{ex} , m_{ey} , m_{ez} , m_{sx} , m_{sy} y m_{sz} Son flujos másicos.

m_{ac} Es masa acumulada.

$$m = V_b \phi S_f \rho_f \dots \dots \dots (1.3)$$

$$V_b = \Delta x \Delta y \Delta z \dots \dots \dots (1.4)$$

$$m_{en} = \dot{m}_{en} \Delta t = q_e \rho_f = v_{en} A_{en} \rho_f \Delta t \dots \dots \dots (1.5)$$

$$m_{sn} = v_{sn} A_{sn} \rho_f \dots \dots \dots (1.6)$$

$$m_{ac} = V_b \phi S_f \rho_f |_{t+\Delta t} - V_b \phi S_f \rho_f |_{t} \dots \dots \dots (1.7)$$

Sustituyendo (1.5), (1.6) y (1.7) en ecuación (1.2)

$$\begin{aligned} v_x A_x \rho_x \Delta t |_x + v_y A_y \rho_y \Delta t |_y + v_z A_z \rho_z \Delta t |_z - v_x A_x \rho_x \Delta t |_{x+\Delta x} - v_y A_y \rho_y \Delta t |_{y+\Delta y} - \\ v_z A_z \rho_z \Delta t |_{z+\Delta z} \\ = V_b \phi S_f \rho_f |_{t+\Delta t} - V_b \phi S_f \rho_f |_{t} \dots \dots \dots (1.8) \end{aligned}$$

Sustituyendo ecuación 4 y considerando que:

$$A_x = \Delta_y \Delta_z \dots \dots \dots (1.9)$$

$$A_y = \Delta_x \Delta_z \dots \dots \dots (1.10)$$

$$A_z = \Delta_y \Delta_x \dots \dots \dots (1.11)$$

$$\begin{aligned} \frac{v_x \Delta_y \Delta_z \rho_x |_x - v_x \Delta_y \Delta_z \rho_x |_{x+\Delta x}}{\Delta x \Delta y \Delta z} + \frac{v_y \Delta_x \Delta_z \rho_y |_y - v_y \Delta_x \Delta_z \rho_y |_{y+\Delta y}}{\Delta x \Delta y \Delta z} \\ + \frac{v_z \Delta_y \Delta_x \rho_z |_z - v_z \Delta_y \Delta_x \rho_z |_{z+\Delta z}}{\Delta x \Delta y \Delta z} = \frac{\phi S_f \rho_f |_{t+\Delta t} - \phi S_f \rho_f |_{t}}{\Delta t} \dots \dots \dots (1.12) \end{aligned}$$

La definición de derivada se ejemplifica en la ecuación 1.13.

$$\frac{\partial f(x)}{\partial x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{f(x + \Delta x) - f(x)}{\Delta x} \dots \dots \dots (1.13)$$

Aplicando la ecuación 1.13 en la ecuación 1.12 obtenemos la ecuación de continuidad. La ecuación 1.14 es la ecuación de continuidad de la materia en forma diferencial en coordenadas cartesianas.

$$\frac{\partial(\rho v)_x}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)_y}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v)_z}{\partial z} = -\frac{\partial(\phi S_f \rho_f)}{\partial t} \dots \dots \dots (1.14)$$

El operador nabra se define matemáticamente de acuerdo a la ecuación 1.15

$$\nabla \cdot \bar{F}(x) = \frac{\partial F_x}{\partial x} + \frac{\partial F_y}{\partial y} + \frac{\partial F_z}{\partial z} \dots \dots \dots (1.15)$$

Adecuando la ecuación 1.14 y 1.15 y suponiendo que la saturación del fluido es del 100%, se genera la expresión 1.16.

$$\nabla \cdot \rho v = -\frac{\partial(\phi \rho_f)}{\partial t} \dots \dots \dots (1.16)$$

Para obtener la ecuación de difusividad, se necesita una ecuación de transporte representativa de las variaciones en la cantidad de momentum, como lo es la ecuación de Darcy.

$$v = \frac{k}{\mu} \nabla p \dots \dots \dots (1.17)$$

Y una ecuación que describa el comportamiento en función de la presión, temperatura y volumen como lo son las ecuaciones de estado, para este análisis se utilizó la ecuación de estado que describe el comportamiento de un fluido ligeramente compresible.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \dots \dots \dots (1.18)$$

Sustituyendo la velocidad de la ecuación 1.16 con la ecuación de transporte 1.17.

$$\nabla \cdot \rho \frac{k}{\mu} \nabla p = -\frac{\partial(\phi \rho_f)}{\partial t} \dots \dots \dots (1.19)$$

$$\frac{k}{\mu} [\nabla^2 p \rho + \nabla p \nabla \cdot \rho] = \rho \frac{\partial(\phi)}{\partial t} + \phi \frac{\partial(\rho_f)}{\partial t} \dots \dots \dots (1.20)$$

Desarrollando el término $\nabla p \cdot \nabla \rho$ de la ecuación 1.20.

$$\nabla p \nabla \cdot \rho = \nabla p \nabla p \cdot \frac{\partial \rho}{\partial p} = (\nabla p)^2 \cdot \frac{\partial \rho}{\partial p} \dots \dots \dots (1.21)$$

$$\nabla p \cdot \frac{\partial \rho}{\partial p} = \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial p}{\partial z} \right) \cdot \frac{\partial \rho}{\partial p} = \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial y} + \frac{\partial \rho}{\partial z} \dots \dots \dots (1.22)$$

Al despejar $\frac{\partial \rho}{\partial p}$ de la ecuación 1.18, y sustituir 1.21 en 1.20.

$$\frac{k}{\mu} [\nabla^2 p \rho + (\nabla p)^2 \cdot \rho C] = \rho \frac{\partial(\phi)}{\partial t} + \phi \frac{\partial(\rho_f)}{\partial t} \dots \dots \dots (1.23)$$

Multiplicando $\frac{\partial p}{\partial p}$ en la ecuación 1.23, queda la ecuación 1.24.

$$\frac{k}{\mu} [\nabla^2 p \rho + (\nabla p)^2 \cdot \rho C] = \rho \frac{\partial(p)}{\partial t} \cdot \frac{\partial(\phi)}{\partial p} + \phi \frac{\partial(p)}{\partial t} \cdot \frac{\partial(\rho_f)}{\partial p} \dots \dots \dots (1.24)$$

Se tiene la definición de compresibilidad de la formación representada en la ecuación 1.25.

$$C_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \dots \dots \dots (1.25)$$

Al despejar $\frac{\partial \phi}{\partial p}$ de la ecuación 1.25 y $\frac{\partial \rho}{\partial p}$ de la ecuación 1.18 y sustituyendo en 1.24.

$$\frac{k}{\mu} [\nabla^2 p + (\nabla p)^2 \cdot C] = \phi (C_f + C) \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (1.26)$$

El término $(\nabla p)^2 \cdot C$ de la ecuación 1.26, debido a que se manejan fluidos laminares, con bajos valores de nuero de Reynols, de la ecuación 1.17 se puede deducir que ∇p es muy pequeño, al elevarlo al cuadrado se vuelve más pequeño y al multiplicarlo por una

compresibilidad baja, como la que se tiene en fluidos ligeramente compresibles, se vuelve tan pequeña que puede considerarse despreciable.

El término $C_f + C$ de la ecuación 1.26 se puede definir como compresibilidad total C_t , quedando finalmente la ecuación de difusividad, representada en la ecuación 1.27.

$$\frac{k}{\mu} [\nabla^2 p] = \phi(C_t) \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (1.27)$$

2. Deducción del término del pseudopresión que incorpora las variables de compresibilidad y viscosidad del gas.

Se parte de la ecuación de estado para los fluidos compresibles.

$$pV = znRT \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde $n = \frac{m}{M}$

Al incorporar la densidad $\rho = \frac{m}{V}$ en la ecuación 2.1, eliminando términos semejantes y despejando la densidad.

$$\rho = \frac{pM}{zRT} \dots \dots \dots (2.2)$$

Sustituyendo la ecuación 2.2 y la 1.17 en la ecuación de continuidad 1.16.

$$\nabla \cdot \frac{pM}{zRT} \frac{k}{\mu} \nabla p = - \frac{\partial \left(\phi \frac{pM}{zRT} \right)}{\partial t} \dots \dots \dots (2.3)$$

Eliminando términos semejantes.

$$\nabla \cdot \frac{p}{zT} \frac{k}{\mu} \nabla p = - \frac{\partial \left(\phi \frac{p}{zT} \right)}{\partial t} \dots \dots \dots (2.4)$$

De la definición de pseudopresión e integrando, queda la ecuación 2.5.

$$p_p = \frac{2k}{\mu z} \int p dp = \frac{2kp^2}{\mu z} \dots \dots \dots (2.5)$$

Si se aplica el producto punto en la expresión $\nabla \cdot p_p$

$$\nabla \cdot p_p = \left(\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial p}{\partial z} \right) \cdot \frac{\partial p}{\partial p_p} = \nabla p \dots \dots \dots (2.6)$$

Incorporando la definición de pseudopresión.

$$\nabla p_p = \nabla p \cdot \frac{\partial p_p}{\partial p} = \nabla p \cdot \frac{\partial}{\partial p} \left(2 \int_{p_0}^p \frac{kp}{\mu z} dp \right) \dots \dots \dots (2.7)$$

$$\nabla p \cdot \frac{2kp}{\mu z} = \nabla p_p \dots \dots \dots (2.8)$$

$$\nabla \cdot \nabla p_p = 2 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) \phi + 2 \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} \dots \dots \dots (2.9)$$

De la definición de compresibilidad del gas.

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \dots \dots \dots (2.10)$$

$$C_g = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} = \frac{zRT}{pM} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{pM}{zRT} \right) = \frac{z}{p} \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{z} \right) \dots \dots \dots (2.11)$$

$$\nabla^2 p_p = 2 \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) \phi + 2 \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} \dots \dots \dots (2.12)$$

$$\nabla^2 p_p = 2\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z} \right) \cdot \frac{\partial p}{\partial p} + 2 \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} \dots \dots \dots (2.13)$$

$$\nabla^2 p_p = 2\phi \frac{\partial(p/z)}{\partial p} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + 2 \frac{p}{z} \frac{\partial \phi}{\partial t} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.14)$$

$$\nabla^2 p_p = 2\phi \frac{p}{z} C_g \cdot \frac{\partial p}{\partial t} + 2 \frac{p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \cdot \frac{\partial \phi}{\partial p} \dots \dots \dots (2.15)$$

Sabiendo que $\frac{\partial \phi}{\partial p} = \phi C_f$

$$\nabla^2 p_p = 2\phi \frac{p}{z} (C_g + C_f) \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.16)$$

$$C_g + C_f = C_t \dots \dots \dots (2.17)$$

$$\nabla^2 p_p = \frac{2C_t \phi p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k\mu}{k\mu} \frac{2C_t \phi p}{z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.18)$$

Para que finalmente obtengamos la ecuación 2.19.

$$\nabla^2 p_p = \frac{C_t \phi \mu \partial p_p}{k \partial t} \dots \dots \dots (2.19)$$

3. Deducción del término del pseudotiempo que incorpora las variables de compresibilidad y viscosidad del gas.

De la definición de pseudotiempo.

$$t_a = \int_0^t \frac{dt}{\mu(p) C_t(p)} \dots \dots \dots (3.1)$$

De 2.19 y multiplicando por la unidad.

$$\nabla^2 p_p = \frac{C_t \phi \mu \partial p_p}{k \partial t} \cdot \frac{\partial t_a}{\partial t_a} \dots \dots \dots (3.2)$$

$$\nabla^2 p_p = \frac{C_t \phi \mu \partial p_p}{k \partial t_a} \cdot \frac{\partial t_a}{\partial t} \dots \dots \dots (3.3)$$

$$\frac{\partial t_a}{\partial t} = \frac{1}{\mu C_t} \dots \dots \dots (3.4)$$

Obteniendo la expresión 3.5 la cual incorpora la pseudopresión y el pseudotiempo.

$$\nabla^2 p_p = \frac{\phi}{k} \frac{\partial p_p}{\partial t_a} \dots \dots \dots (3.5)$$

ANEXO B

Tabla 3.1 Factores de pseudodaños por penetración parcial y desviación (modificado de Cinco-Ley, 1975)

θ_w (°)	z_{wD}/h_D	$\frac{h_{wD} \cos \theta_w}{h_D}$	S_{z+s}	S_z	S_s
$h_D=100$					
0	0.95	0.1	20.81	20.81	0
15			20.385	20.81	-0.425
30			18.948	20.81	-1.861
45			16.51	20.81	-4.299
60			12.662	20.81	-8.147
75			6.735	20.81	-14.074
0	0.8	0.1	15.809	15.809	0
15			15.449	15.809	-0.36
30			14.185	15.809	-1.623
45			12.127	15.809	-3.682
60			8.944	15.809	-6.864
75			4.214	15.809	-11.594
0	0.6	0.1	15.257	15.257	0
15			14.898	15.257	-0.359
30			13.636	15.257	-1.621
45			11.583	15.257	-3.674
60			8.415	15.257	-6.842

75			3.739	15.257	-11.517
0	0.5	0.1	15.213	15.213	0
15			14.854	15.213	-0.359
30			13.592	15.213	-1.620
45			11.54	15.213	-3.673
60			8.372	15.213	-6.841
75			3.699	15.213	-11.514
0	0.875	0.25	8.641	8.641	0
15			8.359	8.641	-0.282
30			7.487	8.641	-1.154
45			5.968	8.641	-2.673
60			3.717	8.641	-4.924
75			0.464	8.641	-8.177
0	0.75	0.25	7.002	7.002	0
15			6.75	7.002	-0.251
30			5.969	7.002	-1.032
45			4.613	7.002	-2.388
60			2.629	7.002	-4.372
75			-0.203	7.002	-7.206

0	0.6	0.25	6.658	6.658	0
15			6.403	6.658	-0.249
30			5.633	6.658	-1.024
45			4.29	6.658	-2.447
60			2.337	6.658	-4.32
75			-0.418	6.658	-7.076
0	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15			6.361	6.611	-0.249
30			5.587	6.611	-1.023
45			4.245	6.611	-2.365
60			2.295	6.611	-4.315
75			-0.451	6.611	-7.062
0	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15			2.878	3.067	-0.189
30			2.308	3.067	-0.759
45			1.338	3.067	-1.729
60			-0.082	3.067	-3.150
75			-2.119	3.067	-5.187
0	0.6	0.5	2.43	2.43	0
15			2.254	2.43	-0.176
30			1.73	2.43	-0.700
45			0.838	2.43	-1.592
60			-0.466	2.43	-2.897
75			-2.341	2.43	-4.772

0	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15			2.149	2.369	-0.175
30			1.672	2.369	-0.697
45			0.785	2.369	-1.584
60			-0.509	2.369	-2.879
75			-2.368	2.369	-4.738
0	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15			0.778	0.924	-0.145
30			0.337	0.924	-0.587
45			-0.411	0.924	-1.336
60			-1.507	0.924	-2.432
75			-3.099	0.924	-4.024
0	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15			0.554	0.694	-0.139
30			0.134	0.694	-0.560
45			-0.581	0.694	-1.275
60			-1.632	0.694	-2.326
75			-3.170	0.694	-3.864
0	0.5	1	0	0	0
15			-0.128	0	-0.128
30			-0.517	0	-0.517
45			-1.178	0	-1.178
60			-2.149	0	-2.149
75			-3.577	0	-3.577

$\theta_w(^{\circ})$	z_{wD}/h_D	$\frac{h_{wD} \cos \theta_w}{h_D}$	S_{z+s}	S_z	S_B
$h_D=1000$					
0	0.95	0.1	41.521	41.521	0
15			40.343	41.521	-1.178
30			36.798	41.521	-4.722
45			30.844	41.521	-10.677
60			22.334	41.521	-19.187
75			10.755	41.521	-30.766
0	0.8	0.1	35.84	35.84	0
15			34.744	35.84	-1.095
30			31.457	35.84	-4.382
45			25.973	35.84	-9.867
60			18.241	35.84	-17.599
75			8.003	35.84	-27.837
0	0.6	0.1	35.29	35.29	0
15			34.195	35.29	-1.095
30			30.91	35.29	-4.380
45			25.43	35.29	-9.860
60			17.71	35.29	-17.580
75			7.522	35.29	-27.768
0	0.5	0.1	35.246	35.246	0
15			34.151	35.246	-1.095
30			30.866	35.246	-4.380
45			25.386	35.246	-9.860

60			17.667	35.246	-17.579
75			7.481	35.246	-27.765
15	15.136	15.733	-0.597		
30			13.344	15.733	-2.389
45			10.366	15.733	-5.367
60			6.183	15.733	-9.550
75			0.632	15.733	-15.101
0	0.75	0.25	14.04	14.04	0
15			13.471	14.04	-0.569
30			11.77	14.04	-2.270
45			8.959	14.04	-5.081
60			5.047	14.04	-8.993
75			-0.069	14.04	-14.109
0	0.6	0.25	13.701	13.701	0
15			13.133	13.701	-0.568
30			11.437	13.701	-2.264
45			8.638	13.701	-5.063
60			4.753	13.701	-8.948
75			-0.288	13.701	-13.989
0	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15			13.087	13.655	-0.568
30			11.391	13.655	-2.264
45			8.593	13.655	-5.062
60			4.711	13.655	-8.944
75			-0.321	13.655	-13.976

0	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15			5.119	5.467	-0.348
30			4.08	5.467	-1.387
45			2.363	5.467	-3.104
60			-0.031	5.467	-5.498
75			-3.203	5.467	-8.670
0	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15			4.502	4.837	-0.335
30			3.503	4.837	-1.334
45			1.858	4.837	-2.979
60			-0.424	4.837	-5.261
75			-3.431	4.837	-8.268
0	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15			4.443	4.777	-0.334
30			3.446	4.777	-1.331
45			1.806	4.777	-2.971
60			-0.467	4.777	-5.244
75			-3.458	4.777	-8.235
0	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15			1.483	1.735	-0.252
30			0.731	1.735	-1.004
45			-0.512	1.735	-2.247
60			-2.253	1.735	-3.988
75			-4.595	1.735	-6.330
0	0.5	0.75	1.508	1.508	0

15			1.262	1.508	-0.246
30			0.528	1.508	-0.980
45			-0.683	1.508	-2.191
60			-2.380	1.508	-3.888
75			-4.665	1.508	-6.173
0	0.5	1	0	0	0
15			-0.206	0	-0.206
30			-0.824	0	-0.824
45			-1.850	0	-1.850
60			-3.298	0	-3.298
75			-5.282	0	-5.282
15			20.385	20.81	-0.425