



Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo
Instituto de Investigaciones en Ciencias de la Tierra
“Dr. Víctor Hugo Garduño Monroy”
Maestría en Geociencias y Planificación del Territorio



TESIS

**“Aplicación de un Modelo Analítico-Numérico para Estimar el Posible
Potencial Geotérmico de Pozos Petroleros Abandonados en México”**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**MAESTRÍA EN GEOCIENCIAS Y PLANIFICACIÓN DEL
TERRITORIO**

PRESENTA:

I.M. GUADALUPE ABIGAIL RUEDA AGUILERA

ASESOR:

DR. ORLANDO MIGUEL ESPINOZA OJEDA

MORELIA, MICHOACÁN DE OCAMPO

MAYO, 2023.

DEDICATORIA

La presente tesis está dedicada a Dios, por darme la vida, todo lo puedo en el que me da fortaleza, para seguir adelante.

A mi amado hijo, Carlos Rafael, por ser mi fuente de inspiración, por tu comprensión y tu paciencia, te amo hijo mío.

A mi madre, Concepción y a mi padre, José Rafael, por todo su apoyo. por ser mi ejemplo para seguir, por sus palabras de aliento, los amo.

A mis hermanos, Rafael, David, Christian, Sofía, por su apoyo y compañía. A Gaby, Michelle, Azul y Tereso.

A mis sobrinas Renata y Luna, por todo su amor dado.

Somos lo que hacemos día a día. De modo que la excelencia no es un acto, sino un hábito.

Aristóteles

Cuanto más nos elevamos, menores parecemos a los ojos de aquellos que no saben volar

Friedrich Wilhelm Nietzsche

COMITÉ REVISOR:

Dra. Ana Teresa Mendoza Rosas

Dr. Orlando Miguel Espinoza Ojeda

Dr. Jorge Alejandro Ávila Olivera

Dr. Gerardo León Soto

Dr. Alberto Beltrán Morales

Dr. Efraín Gómez Arias

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Jorge Alejandro Ávila Olivera

1er. Vocal: Dr. Orlando Miguel Espinoza Ojeda

2do. Vocal: Dra. Ana Teresa Mendoza Rosas

3er. Vocal: Dr. Alberto Beltrán Morales

4to. Vocal: Dr. Efraín Gómez Arias

Suplente: Dr. Ángel Gregorio Figueroa Soto

Lugar donde se realizó la tesis:

ACADEMIA DE GEOLOGÍA Y PROCESOS LITOSFÉRICOS: GEOTERMIA.

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES EN CIENCIAS DE LA TIERRA

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. ORLANDO MIGUEL ESPINOZA OJEDA

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de investigación es el producto de muchas mentes. Comenzó a mediados de la década de los noventa como parte del desarrollo internacional en investigaciones acerca del impacto que ha tenido la actividad humana en el medio ambiente, tomando acciones para un futuro sustentable, conociendo las necesidades básicas y ofrecer servicios asequibles y disponibles para todos, siendo tratados con dignidad y respeto.

Le agradezco en primer lugar a Dios, porque en medio de una pandemia, me permitió llegar hasta aquí, me colmó de salud y bendiciones, por darme la bendición de ser madre, porque nunca nos faltó nada durante estos dos años, porque me dio la oportunidad de que mi padre conociera a mi hijo, a pesar de su horrible enfermedad, en la cual lucha día a día por ser feliz. Por darme una madre incondicional, quien nos ha cuidado, porque estuvo a mi lado en el hospital, durante la cuarentena, y durante todo el tiempo que estuve escribiendo este trabajo. Gracias Dios mío, por escucharme todas las noches y no dejarme sola.

Agradezco al Dr. Orlando Miguel Espinoza Ojeda, director de esta investigación, quien me ha dado la oportunidad de trabajar con él y por su apreciada visión, la cual contribuyó a la conclusión de este trabajo, que me llena de orgullo, y en el cual quedará plasmado mi esfuerzo y dedicación; por creer y confiar en mí. Por su orientación, seguimiento y supervisión.

Agradezco a mi comité evaluador, Dres. Alejandro Ávila, Alejandro Zaleta, Efraín Gómez, Alberto Beltrán, Gerardo León, y la Dra. Ana Teresa Mendoza Rosas por sus apreciables contribuciones para mejorar el desarrollo de esta investigación.

Experimento un profundo sentimiento de gratitud por el apoyo brindado durante el desarrollo de la tesis: para con el Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología (CONAHCyT) por el apoyo económico brindado durante estos dos años, para el desarrollo y conclusión de este trabajo; para con el Instituto de Investigaciones en Ciencias de la Tierra (INICIT) y la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH), mi casa de estudios, que me arropo. Gracias por hacer mi sueño profesional realidad, de pertenecer al

campo de la investigación científica en esta universidad tan importante y reconocida a nivel mundial. Gracias por los conocimientos. Gracias por hacerme estos dos años, la mujer que soy ahora y de la cual me siento muy orgullosa.

Doy las gracias a mi hijo Carlos Rafael, por motivarme cada día a terminar este trabajo; que sirva de guía, inspiración y perseverancia en tu vida. Hijo mío, te agradezco y honro por tu infinita paciencia, por todos los momentos que hemos tenido que sacrificar desde que viniste a este mundo. A mis padres, José Rafael y María Concepción, por su apoyo incondicional, por su esfuerzo, por respaldarme en mis compromisos y por sus muestras de amor; a mi hermano José Rafael por apoyarme en los tiempos difíciles y al resto de mi familia por su agradable compañía. Y a todas las personas que con sus constantes palabras me motivaron a perseverar.

TABLA DE CONTENIDO

INDICE DE TABLAS	10
INDICE DE FIGURAS.....	11
NOMENCLATURA Y ACRÓNIMOS	20
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	24
1.1. Objetivo	25
1.2. Justificación	26
1.3. Hipótesis	27
1.4. Estructura de la tesis	27
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE	29
2.1. Máquina térmica de la Tierra.....	29
2.2. Recursos Naturales	32
2.2.1 Petróleo, Gas Natural y Carbón	32
2.2.2 Energía Geotérmica.....	33
2.3. Clasificación de recursos geotérmicos.....	36
2.3.1 Sistemas geopresurizados	40
2.3.2 Sistema geotérmico sedimentario.....	41
2.3.3 Sistemas geotérmicos de roca seca caliente (HDR) o mejorados (con diseño de ingeniería, EGS)	41
2.4. Usos directos del calor	42
2.5. Energía Geotérmica Sustentable.....	44
2.6. Antecedentes de la reutilización de pozos petroleros abandonados	45

2.7.	La Geotermia en México	60
CAPÍTULO 3. MODELOS MATEMÁTICOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR ALREDEDOR DEL BHE -FUNDAMENTOS TEÓRICOS		67
3.1.	Intercambiadores de calor de pozo	67
3.1.1.	<i>Intercambiador de calor coaxial de doble tubo</i>	69
3.2.	Modelos matemáticos	73
3.2.1.	<i>Modelo de fuente cilíndrica</i>	74
3.2.2.	<i>Modelo analítico de fuente de línea infinita de transferencia de calor en el suelo</i>	78
3.2.3.	<i>Determinación de la temperatura del fluido BHE</i>	80
3.2.4.	<i>Modelos Matemáticos de la Resistencia Térmica del Pozo</i>	81
3.3.	Métodos numéricos	82
3.3.1	<i>Método de resistencia eficaz</i>	82
3.4.	Mecánica de funcionamiento y ecuaciones de balance de energía y formación de transferencia de calor	83
3.4.1.	<i>Coefficiente global de transferencia de calor</i>	87
3.4.2.	<i>Coefficiente de transferencia de calor de pozos petroleros abandonados y su resistencia térmica</i>	87
3.4.3.	<i>La influencia de la capacidad calorífica</i>	88
3.4.4.	<i>Cambios de presión de entrada y salida</i>	89
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA		91
4.1.	<i>Base de datos</i>	91
4.2.	<i>Modelo Analítico - Numérico</i>	94
4.3.	<i>Configuración geométrica del modelo</i>	95
4.4.	<i>Análisis Termodinámico</i>	96
4.5.	<i>Transferencia de calor</i>	98
4.6.	<i>Condición de frontera</i>	101
4.7.	<i>Análisis matemático para la inyección de agua en el pozo</i>	102
4.8.	<i>Método numérico de volumen finito</i>	104

<i>CAPITULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</i>	113
<i>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES</i>	125
<i>APENDICE 1. GRAFICAS DE POZOS</i>	126
<i>APENDICE 2 MODELO ANALÍTICO DE FUENTE DE LÍNEA INFINITA Y NUMÉRICO DE VOLUMEN FINITO -- EES</i>	154
<i>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>	162

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tipos y usos de los recursos geotérmicos (Nicholson, 1993).	39
Tabla 2 Producción nacional de energía geotérmica, 2020(CFE).	62
Tabla 3 Parámetros geofísicos térmicos de los pozos analizados en este trabajo (Espinoza-Ojeda et al. 2023).	92
Tabla 4 Valores numéricos de las propiedades termofísicas del BHE, consideradas para el modelo de simulación en el pozo SP.	95
Tabla 5 Valores promedio para el modelo geométrico del BHE (Nian, 2018).	96
Tabla 6 Parámetros operativos del modelo de potencia geotérmica con BHE coaxiales (England, 2015).	102
Tabla 7 Resultados obtenidos con el modelo analítico de fuente de línea infinita.....	118

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación de pozos de hidrocarburos en México (Tomado de CNH).....	27
Figura 2 Convección del manto (tomado de NASA).	30
Figura 3 Flujo de calor del planeta Tierra (mW/m^2) (Tomada de Lucazeau, 2019).	32
Figura 4 Mapa de plantas Geotérmicas (Tomada de ThinkGeoEnergy Research, 2022). ...	34
Figura 5 Ranking mundial de los países con mayor potencia geotérmica instalada en 2021(en MW) (Tomada de Statista 2023).	34
Figura 6 Diagrama de las categorías de recursos geotérmicos (Muffer y Cataldi, 1978). ...	37
Figura 7 Fuentes de energía geotérmica (Tomada de Green Rock Energy, 2009).....	40
Figura 8 Izquierda: Esquema de una cuenca sedimentaria con un yacimiento geotérmico. Derecha: El perfil típico de gradiente geotérmico sedimentario (tomado de ESMAP, 2012).	41
Figura 9 Diagrama generalizado de la producción de electricidad utilizando sistemas geotérmicos mejorados (diseñados) (Tomado de Departamento de Energía de EE. UU.). .	42
Figura 10 Usos de la Energía Geotérmica (tomado de Geo-Heat Center Quarterly Bulletin,, 2007).....	43
Figura 11 Tipos de intercambiadores de calor de tubo en U (Shi et al. 2018).	59
Figura 12 Generación de energía geotérmica (Tomada de CFE).	61
Figura 13 Generación de energía geotérmica en México (Tomado de GLOBAL ENERGY, 2020).	62
Figura 14 Planta de Energía Geotérmica de Cerro Prieto (Tomada de CFE).....	63
Figura 15 Campo Geotérmico Los Azufres (Tomada de TSK).....	64
Figura 16 Campo Geotérmico Los Humeros (Tomada de CFE).....	64

Figura 17 Campo Geotérmico Las Tres Vírgenes (Tomada de CFE).	65
Figura 18 Campo Geotérmico Domo de San Pedro (Tomada de CFE).	65
Figura 19 Diagrama esquemático de un intercambiador de calor de pozo geotérmico típico (BHE) compuesto por un tubo en U cementado en un pozo vertical (Tomada de Chiasson, 2016).	68
Figura 20 Diagrama esquemático de pozo reacondicionado en AOGW con un BHE de doble tubería.	71
Figura 21 Esquema de modelado de diferentes tipos de BHEs con resistencia térmica (Tomada de Nian, 2018).	72
Figura 22 Sección transversal esquemática de un calor típico de pozo de tubería en U doble (Pahud, 2001).	73
Figura 23 Diagramas análogos de temperatura-entropía (T-s) para (a) un ciclo de motor térmico de Carnot y (b) un ciclo de Rankine ideal.	85
Figura 24 Ubicación de los pozos petroleros abandonados utilizados en este trabajo.	94
Figura 25 Propiedades termodinámicas y termofísicas del software EES.	103
Figura 26 Diagrama de pozo: Geometría de la carcasa (Tomada de England, 2015).	105
Figura 27 Diagramas de volumen de control del lado anular y del lado del tubo interno (Tomado de England, 2015).	106
Figura 28 Datos de entrada y resultados numéricos a la solución del modelo analítico de fuente de línea infinita en el pozo SP.	115
Figura 29 Tabla paramétrica de la evolución de la temperatura del fluido en el pozo SP.	115
Figura 30 Comparación entre el perfil de temperatura del fluido y la temperatura geotérmica.	116
Figura 31 Comparación entre el calor producido por el fluido inyectado y la potencia de la bomba.	118

Figura 32 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NO1NM.	126
Figura 33 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NO1NM.	126
Figura 34 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, LP.....	126
Figura 35 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, LP.....	126
Figura 36 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NO.	2
Figura 37 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NO.	2
Figura 38 Perfil de temperatura del fluido y de la formación, SE.....	2
Figura 39 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, SE.....	2
Figura 40 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, SB.	3
Figura 41 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, SB.	3
Figura 42 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, RG.....	3
Figura 43 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, RG.....	3
Figura 44 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB003.....	4
Figura 45 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB003.	4
Figura 46 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB004.....	4
Figura 47 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB004.	4
Figura 48 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB005.....	5
Figura 49 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB005.	5

Figura 50 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB008.....	5
Figura 51 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB008.	5
Figura 52 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB009.....	6
Figura 53 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB009.	6
Figura 54 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB010.....	6
Figura 55 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB010.	6
Figura 56 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB011.....	7
Figura 57 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB011.	7
Figura 58 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB012.....	7
Figura 59 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB012.	7
Figura 60 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB013.....	8
Figura 61 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB013.	8
Figura 62 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB015.....	8
Figura 63 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB015.	8
Figura 64 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB016.....	9
Figura 65 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB016.	9

Figura 66 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MEX0245.	9
Figura 67 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MEX0245. .	9
Figura 68 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MEX0247.	10
Figura 69 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MEX0247.	10
Figura 70 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0008.....	10
Figura 71 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0008...	10
Figura 72 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0009.....	11
Figura 73 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0009...	11
Figura 74 Perfiles de la temperatura del fluido y de la temperatura geotérmica, MX0106.	11
Figura 75 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0106...	11
Figura 76 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0107.....	12
Figura 77 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0107...	12
Figura 78 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0123.....	12
Figura 79 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0123...	12
Figura 80 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0124.....	13
Figura 81 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0126...	13
Figura 82 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0125.....	13
Figura 83 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0125...	13
Figura 84 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0126.....	14
Figura 85 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0126...	14

Figura 86 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0127.....	14
Figura 87 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0127...	14
Figura 88 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0128.....	15
Figura 89 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0128...	15
Figura 90 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0129.....	15
Figura 91 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0129...	15
Figura 92 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0130.....	16
Figura 93 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0130...	16
Figura 94 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0131.....	16
Figura 95 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0131...	16
Figura 96 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0132.....	17
Figura 97 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0132...	17
Figura 98 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0133.....	17
Figura 99 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0133...	17
Figura 100 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0134.....	18
Figura 101 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0134.	18
Figura 102 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0135.....	18
Figura 103 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0135.	18
Figura 104 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0136.....	19
Figura 105 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0136.	19

Figura 106 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0279.....	19
Figura 107 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0279.	19
Figura 108 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0280.....	20
Figura 109 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0280.	20
Figura 110 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0281.....	20
Figura 111 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0281.	20
Figura 112 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0282.....	21
Figura 113 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0282.	21
Figura 114 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0283.....	21
Figura 115 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0283.	21
Figura 116 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NM-00135.	22
Figura 117 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NM-00135.	22
Figura 118 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NM-06002.	22
Figura 119 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NM-06002.	22
Figura 120 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NM-06303.	23
Figura 121 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NM-06303.	23
Figura 122 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00084.....	23
Figura 123 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00084.	23

Figura 124 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00197.....	24
Figura 125 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00197.	24
Figura 126 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00201.....	24
Figura 127 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00201.	24
Figura 128 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00235.....	25
Figura 129 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00235.	25
Figura 130 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00113.....	25
Figura 131 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00113.	25
Figura 132 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00173.....	26
Figura 133 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00173.	26
Figura 134 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00183.....	26
Figura 135 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00183.	26
Figura 136 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00320.....	27
Figura 137 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00320.	27
Figura 138 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00322.....	27
Figura 139 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00322.	27

Figura 140 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00116.....	28
Figura 141 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00116.	28
Figura 142 Ecuaciones de balance de energía y formación de transferencia de calor del modelo analítico numérico en el pozo SP	6
Figura 143 Solución al modelo analítico numérico del pozo SP.....	8
Figura 144 Tabla paramétrica de las propiedades termofísicas del fluido, la potencia consumida y el calor generado en el pozo SP	9

NOMENCLATURA Y ACRÓNIMOS

AOGW. – *Abandoned oil and gas wells*

BHE. – *Borehole heat exchanger*

ORC. – *Organic Rankine Cycles*

PGS. – *Power Generation Systems*

VIT. – *Vacuum insulated tube*

WHE. – *Wellbore heat exchanger*

a_{geo} = *gradiente geotérmico [°C/m]*

A_{casing} = *superficie de la carcasa [m²]*

A_{tubing} = *superficie del tubo [m²]*

b = *temperatura geotérmica de la superficie [°C]*

$c_{p,fluid}$ = *calor específico a presión constante en condiciones de flujo [J/kg°C]*

D_{int} = *diámetro interno del tubo [m]*

D_{casing} = *diámetro interior de la carcasa [m]*

E = *energía interna [kJ/kg]*

$f(t)$ = *función de tiempo de conducción de calor transitorio para tierra, adimensional*

g = *aceleración gravitatoria [m/s²]*

H = *entalpía [kJ/kg]*

h_{fluid} = *coeficiente de transferencia de calor convectivo en condiciones de fluido dentro del tubo [W/m²°C]*

k_{fluid} = *conductividad térmica en condiciones de flujo [W/m°C]*

k_{steel} = *conductividad térmica del acero [W/m°C]*

$k_{concrete}$ = *conductividad térmica del concreto [W/m°C]*

k_e = *conductividad térmica de la Tierra [W/m°C]*

\dot{m} = *flujo másico [kg/s]*

n = *número de volúmenes de control*

Nu_{fluid} = *número de Nusselt en condiciones de flujo, adimensional*

Pr_{fluid} = *número de Prandtl en condiciones de flujo, adimensional*

P_{atm} = *presión atmosférica, [kPa]*

P_{pump} = *Potencia neta requerida por la bomba, [MW]*

Q_{total} = Flujo de calor total, [MW]

$Q_{formation}$ = Calor de la formación rocosa [MW]

Q_{in} = calor de entrada del fluido en condiciones de flujo, [MW]

Q_{out} = calor de salida del fluido en condiciones de flujo, [MW]

Q_{tubing} = transferencia de calor de la tubería, [MW]

r_1 = radio interno del tubo, [m]

r_2 = radio interno de la carcasa, [m]

R_1, R_2, R_3 = resistencias térmicas de las carcacas, [W/m°C]

Re_{fluid} = número de Reynolds en condiciones de flujo, adimensional

$T_{injection}$ = tiempo de inyección, [s]

T_1 = temperatura del fluido en condiciones de flujo, [°C]

T_{earth} = temperatura superficial de la Tierra, [°C]

T_0 = temperatura del fluido inyectado, [°C]

U = coeficiente de transferencia de calor global entre el interior del tubo y el exterior de la carcasa, [W/(m°C)]

v_{fluid} = volumen específico del fluido en condiciones de flujo, [m³/kg]

v_{fluid} = velocidad del fluido en condiciones de flujo, [m/s]

$x_{casing\ wall}$ = espesor de la pared de carcasa, [m]

x_{tubing} = espesor del tubo, [m]

z = profundidad bajo la superficie, [m]

α = difusividad térmica de la roca de formación, [m²/s]

Δx = longitud de volumen de control, [m]

ρ_{fluid} = densidad del fluido en condiciones de flujo, [kg/m³]

ρ_e = densidad de la roca de formación, [kg/m³]

μ_{fluid} = viscosidad dinámica en condiciones de flujo, [kg/ms]

Resumen

Cuando los recursos petroleros se han agotado a un punto inviable económicamente, los pozos son abandonados o simplemente dejan de ser utilizados. Los pozos petroleros abandonados son una fuente de energía geotérmica para la generación sustentable de electricidad o usos directos. El uso de estos para generar energía geotérmica aprovecha las construcciones previamente perforadas a lo que se traduce en un ahorro de inversión de hasta el 50% de un proyecto. A través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se sabe que en el territorio nacional existen aproximadamente 33,000 pozos, los cuales fueron perforados para la exploración y explotación de hidrocarburos. De este gran número de pozos, aproximadamente 15,000 se encuentran abandonados o no son utilizados por la industria petrolera, y están distribuidos en gran parte del país. El objetivo de este proyecto fue evaluar el posible potencial geotérmico de pozos petroleros abandonados; logrando estimar la temperatura de salida y potencial teórico.

Se utilizó una base de datos de 40 pozos petroleros abandonados del centro-norte de México; y se tomó el diseño de un sistema de intercambiador de calor concéntrico de doble tubo (BHE) aplicado en pozos petroleros abandonados en Alberta, Canadá.

De los resultados, se obtuvo que para un pozo con un gradiente de 35.5 °C se estimó una temperatura de recuperación de 166 °C y una potencia teórica de 2.8 MW.

Este estudio muestra que el uso de pozos petroleros abandonados para extraer energía geotérmica con BHE coaxiales es factible en México. El rendimiento de los BHE coaxiales se ve afectado por la dependencia de la temperatura de las propiedades relacionadas con la transferencia de calor del fluido de trabajo y la formación de las rocas, y están controlados por la temperatura de inyección, el caudal de inyección y la conductividad térmica de la tubería aislante.

Palabras clave

Pozos de petróleo y gas abandonados, Energía Geotérmica, Tecnología de Intercambiador de calor, Ciclo Ideal de Rankine, Calor Producido.

Abstract

When oil resources have been depleted to an economically unviable point, the wellbores are abandoned or simply no longer used. Abandoned oil wellbores are a source of geothermal energy for sustainable electricity generation or direct uses. The use of these to generate geothermal energy takes advantage of previously drilled constructions, which translates into investment savings of up to 50% of a project. Through the National Hydrocarbons Commission (CNH) it is known that in the national territory there are approximately 33,000 wellbores, which were drilled for the exploration and exploitation of hydrocarbons. From this large number of wellbores, approximately 15,000 are abandoned or not used by the oil industry, and they are distributed throughout a large part of the country. The objective of this project was to evaluate the possible geothermal potential of abandoned oil wellbores; managing to estimate the outlet temperature and theoretical potential.

A database of 40 abandoned oil wellbores from north-central Mexico was used; and the design of a double borehole concentric heat exchanger (BHE) system applied in abandoned oil wellbores in Alberta, Canada was taken.

From the results, it was obtained that for a wellbore with a gradient of 35.5 °C, a recovery temperature of 166 °C and a theoretical power of 2.8 MW were estimated.

This study shows that the use of abandoned oil wellbores to extract geothermal energy with coaxial BHEs is feasible in Mexico. The performance of coaxial BHEs is affected by the temperature dependence of properties related to heat transfer of the working fluid and rock formation, and is controlled by injection temperature, injection flow rate, and injection pressure. thermal conductivity of the insulating pipe.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Un desafío de ingeniería en las próximas décadas es satisfacer responsablemente nuestras necesidades de energía. El desafío tiene sus raíces en la disminución de los suministros económicamente recuperables de recursos energéticos no renovables, los efectos del cambio climático global y la creciente población. En la actualidad hay una gran dependencia del carbón, el gas natural y la energía nuclear para la generación de electricidad. Los tres no son renovables. Las reservas de carbón y su distribución han generado problemas de salud humana e impacto ambiental. El uso de gas natural ha estado creciendo, porque es competitivo en términos de costos con el carbón y tiene menos efectos ambientales adversos relacionados con la combustión. Comúnmente el gas natural se obtiene de sitios oceánicos de aguas profundas y los depósitos de esquisto, cada uno de los cuales tiene problemas de impacto ambiental asociados con la extracción de gas. El fracking utilizado para obtener gas de los depósitos de esquisto produce enormes cantidades de aguas residuales químicamente contaminadas que pueden afectar la salud humana y el medio ambiente si no se gestionan adecuadamente (Tarbuck & Lutgens, 2005).

El petróleo, el gas natural, y el carbón han alcanzado los picos de producción mundial, lo que significa que se encuentran en períodos de declive. La disminución del suministro hará que estos recursos energéticos no renovables sean cada vez más costosos. En consecuencia, es necesario un cambio total hacia los recursos renovables. Los pozos de petróleo y gas abandonados representan una carga ambiental y económica si no se utilizan. El aumento de los pozos abandonados amenaza contaminar las aguas subterráneas circundantes. Por otro lado, se sabe que la principal desventaja de la energía geotérmica es el alto costo de capital asociado con la perforación de pozos geotérmicos, aproximadamente el 50% del costo total del proyecto geotérmico. La operación de la unidad de perforación se estima para pozos verticales a una tasa de \$860,000 USD por kilómetro de profundidad (Ali, 2019). Los pozos petroleros abandonados son una fuente de potencia geotérmica para la generación sostenible de electricidad/usos directos. El uso de pozos abandonados para generar energía geotérmica

aprovecha las construcciones previamente perforadas lo que significa ahorrar el costo de perforación. La reutilización de los pozos petroleros abandonados reduce de 42 a 95% el costo total del proyecto geotérmico, dependiendo del potencial almacenado.

En este contexto, el motivo principal de este proyecto es realizar una investigación de los antecedentes de la utilización de pozos petroleros abandonados para la producción de electricidad o usos directos geotérmicos; así como seleccionar un modelo analítico con el cual se evalúa el posible potencial geotérmico; y finalmente, analizar pozos petroleros abandonados del norte de México como casos de estudio.

1.1. Objetivo

La finalidad de este proyecto es evaluar el posible potencial geotérmico de pozos petroleros abandonados, ya sea para la generación de energía eléctrica o para usos directos. Esto sería a través del análisis de diversos modelos de intercambiadores de calor insertados en los pozos, los cuales son usados para aprovechar el calor natural de la formación que rodea a los pozos y que se transmite hacia un fluido de trabajo que fluye a través del intercambiador.

Como objetivos particulares en este trabajo, se pueden citar los siguientes:

- Revisión exhaustiva de la bibliografía internacional, en las cuales se aborda el tema del análisis de pozos petroleros abandonados para aprovechamiento de su potencial geotérmico.
- Creación de una base de datos. Compilar y revisar sitios de pozos petroleros en desuso que contengan datos de registros directos de temperatura de fondo de pozo, o en su defecto gradiente geotérmico y/ flujo de calor reportado, así como los tipos de roca que conforman la formación circundante al pozo, y las características mecánicas del revestimiento del pozo (e.g., cemento o acero, propiedades termofísicas, diámetro del pozo, espesores del revestimiento, etc.).
- Analizar los diferentes modelos desarrollados de intercambiadores de calor, aplicados en pozos petroleros.

- Elección de un modelo, para ser aplicado a pozos petroleros abandonados mexicanos.
- Analizar las propiedades termofísicas y de transporte de los posibles fluidos de trabajo (o geofluido).
- Desarrollo de una base de datos del potencial geotérmico estimado de diversas zonas petroleras no comerciales.

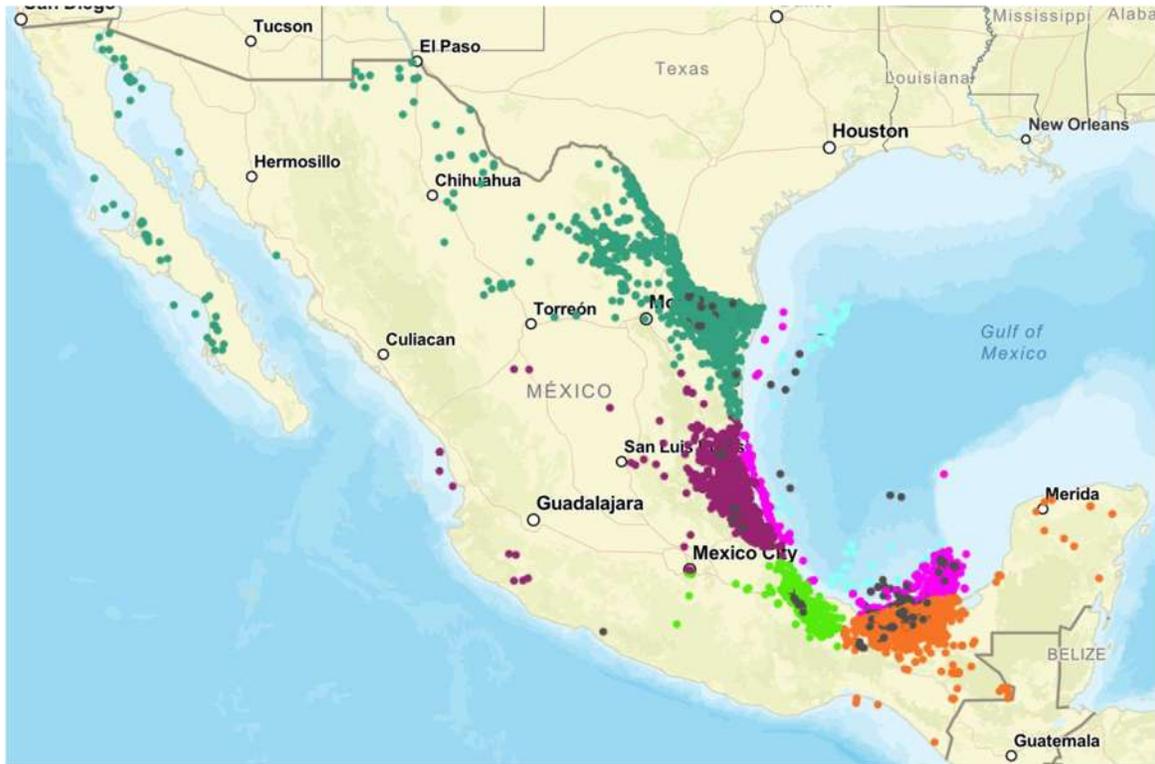
1.2. Justificación

La obtención de energía térmica a partir de pozos petroleros abandonados es una alternativa para su gestión y sustentabilidad, ya que posee un alto valor calorífico que se puede aprovechar en diferentes aplicaciones.

A través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se sabe que en el territorio nacional existen aproximadamente 33,000 pozos petroleros y de gas, los cuales fueron perforados para la exploración y explotación de hidrocarburos (Figura 1). En la zona continental, los pozos petroleros perforados se concentran principalmente en el norte y este del país (Chihuahua, Nuevo León, Coahuila, Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche). De este gran número de pozos, aproximadamente 15,000 se encuentran abandonados o no son utilizados por la industria petrolera, y están distribuidos en gran parte del país.

La instalación de sistemas geotérmicos para la generación de energía a partir de pozos abandonados todavía se encuentra en una etapa temprana de investigación. Es por ello que es altamente necesario analizar el posible recurso geotérmico de zonas petroleras mexicanas en desuso, para determinar si son sitios atractivos para la futura explotación del recurso contenido.

Figura 1 Ubicación de pozos de hidrocarburos en México (Tomado de CNH).



1.3. Hipótesis

A partir de la aplicación de un modelo de intercambiador de calor se pretende calcular el valor calorífico de dicho pozo petrolero para la obtención de energía térmica. Con este análisis teórico se determinará qué zonas petroleras mexicanas en desuso pueden ser atractivas para la explotación energética de acuerdo con el potencial estimado de cada sitio estudiado.

1.4. Estructura de la tesis

A continuación, se hará una breve descripción del contenido de esta tesis, la cual consta de lo siguiente:

- En el Capítulo 1, se introduce a este trabajo de investigación, a través de la descripción de sus alcances, sus objetivos principales, así como el planteamiento de la problemática de este trabajo de investigación.
- En el Capítulo 2, a través de una exhaustiva revisión bibliográfica, se hace una breve descripción de los ambientes sedimentarios de los hidrocarburos, la energía geotérmica y su aprovechamiento en pozos petroleros y de gas abandonados; la transición energética en México desde el 2000 a la actualidad. Además, se describen los modelos de intercambiadores de calor, su funcionamiento, la evaluación y descripción de los procesos de transferencia de calor que intervienen; esto por medio del análisis de las ecuaciones que gobiernan el movimiento del flujo de fluido y la transferencia de calor por conducción y convección a través de los intercambiadores de calor.
- En el Capítulo 3 se describe la metodología desarrollada para la elección del modelo de intercambiador de calor aplicado a pozos petroleros abandonados en México, utilizando datos proporcionados por Petróleos Mexicanos (PEMEX) como casos de estudio; Se analizan las propiedades termofísicas y de transporte de los posibles fluidos de trabajo (o geofluido). Además, se describe la simulación del modelo de intercambiador de calor seleccionado en el Software Engineering Equation Solver (EES). Se describe el procedimiento desarrollado para efectuar de manera analítica la simulación de datos que ayuden a estimar el posible potencial energético de las zonas de estudio.
- En el Capítulo 4, se muestran y se analizan los principales resultados obtenidos, así como el comportamiento energético del modelo de intercambiador de calor seleccionado.
- Finalmente, en el Capítulo 5, se presentan las principales conclusiones de esta investigación, además se hacen sugerencias de trabajo futuro.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Máquina térmica de la Tierra

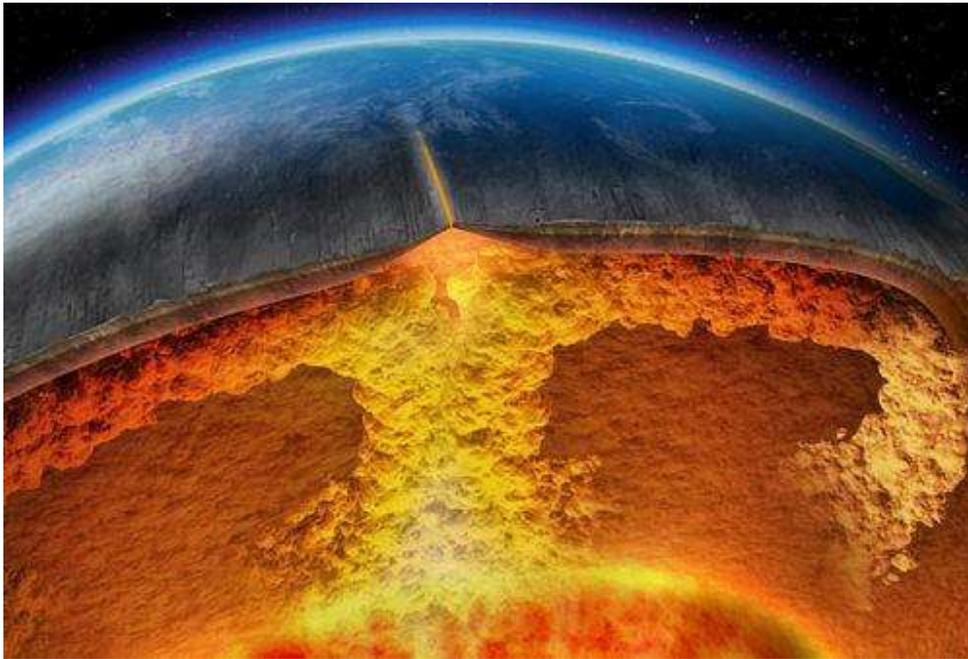
El movimiento de las placas genera las principales estructuras de la corteza terrestre. Los modelos más precisos que pueden explicar los principales aspectos de la tectónica de placas son los siguientes (Wicander & Monroe, 2000):

1. El flujo convectivo del manto rocoso de 2900 kilómetros de espesor (donde las rocas calientes y flotantes ascienden, y el material más frío y denso se hunde) es la fuerza impulsora subyacente que provoca el movimiento de las placas.
2. La convección del manto y la tectónica de placas forman parte del mismo sistema. Las placas oceánicas en subducción conducen la porción fría de la corriente de convección que se mueve hacia abajo, mientras el afloramiento somero de rocas calientes a lo largo de las dorsales oceánicas y las plumas calientes del manto son la rama de flujo ascendente del mecanismo convectivo.
3. Los movimientos lentos de las placas terrestres y el manto son dirigidos, por la distribución desigual del calor en el interior de la Tierra. Esta corriente es el mecanismo que transmite el calor del núcleo de la Tierra y lo hace ascender a través del manto.

El calor procedente del interior de la Tierra hace que las dos capas, el manto y la astenosfera, crezcan y se encojan sin que se produzca una mezcla sustancial. Una pequeña cantidad de material de la capa inferior asciende mientras las plumas del manto generan vulcanismo de puntos calientes en la superficie. La distribución desigual del calor en el interior de la tierra genera convección térmica que acaba produciendo el movimiento de las placas y el manto. Las plumas del manto, que se generan en el límite núcleo-manto, transportan calor desde el núcleo hacia el manto (Wicander & Monroe, 2000).

El flujo convectivo del manto es el proceso más importante que actúa en el interior de la Tierra. Este flujo, térmicamente impulsado, es la fuerza que impulsa las placas litosféricas rígidas a través del planeta, y genera las cordilleras montañosas de la Tierra y la actividad volcánica y sísmica de todo el mundo. Las plumas de rocas super calientes se generan en el límite núcleo-manto, desde donde ascienden lentamente hacia la superficie. Estas plumas ascendentes son la rama caliente del flujo ascendente en el mecanismo convectivo que actúa en el manto (Tarbuck & Lutgens, 2005).

Figura 2 Convección del manto (tomado de NASA).



Existen tres modelos propuestos para la convección del manto; el primer modelo, consiste en dos niveles de convección: una capa de convección delgada por encima de los 660 kilómetros y otra gruesa por debajo; En el segundo modelo de convección del manto, la litosfera oceánica fría desciende a la parte inferior del manto mientras las plumas calientes del manto transportan el calor hacia la superficie. Por último, en el modelo de capa profunda. El calor de la Tierra hace que estos niveles de convección crezcan y se encojan lentamente en modelos complejos sin que se produzca ninguna mezcla sustancial. Algún material del nivel inferior

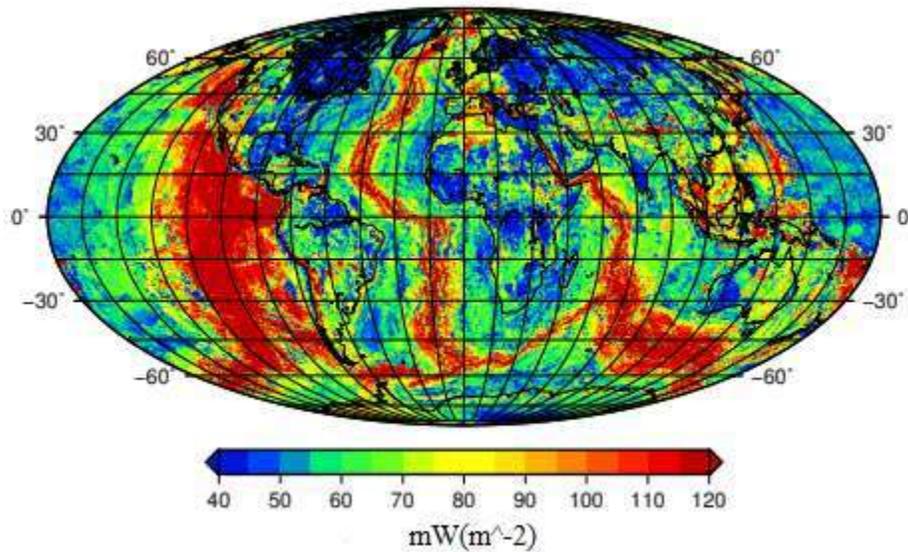
asciende en forma de plumas del manto Las zonas rojas y naranjas indican las corrientes calientes que ascienden (Figura 2).

En este contexto, se sabe que la temperatura aumenta gradualmente con la profundidad a un ritmo conocido como gradiente geotérmico. El gradiente geotérmico varía considerablemente de un lugar a otro. En la corteza, las temperaturas aumentan con rapidez, a una media de 20 °C a 30 °C por kilómetro. Sin embargo, la velocidad de aumento es mucho menor en el manto y en el núcleo. A una profundidad de 100 kilómetros, se calcula que la temperatura supera los 1.200 °C, mientras que en el límite núcleo-manto se calcula que es de 3.500-4.500 °C y puede superar los 6.700 °C en el centro de la Tierra (Wicander & Monroe, 2000). Se conocen tres procesos importantes que han contribuido al calor interno de la Tierra, los cuales son:

1. El calor emitido por la desintegración radiactiva de los isótopos de uranio (U), torio (Th) y potasio (K).
2. El calor liberado cuando el hierro cristalizó para formar el núcleo interno sólido.
3. El calor liberado por la colisión de partículas durante la formación de nuestro planeta.

En la corteza, el flujo de calor se realiza a través del proceso de transferencia de calor por conducción, que ocurre a un ritmo relativamente lento en las rocas de la corteza; la corteza actúa como un aislante (frío en la parte superior y caliente en la parte inferior). En la Figura 3, se observa el flujo de calor del planeta Tierra. Otras regiones de la corteza exhiben un elevado flujo de calor, por intrusiones ígneas superficiales o por concentraciones superiores a la media de materiales radiactivos (Wicander & Monroe, 2000).

Figura 3 Flujo de calor del planeta Tierra (mW/m^2) (Tomada de Lucazeau, 2019).



2.2. Recursos Naturales

2.2.1 Petróleo, Gas Natural y Carbón

El petróleo, el gas natural y el carbón son combustibles fósiles, compuestos de materia orgánica (estructuras vegetales que han experimentado alteración química); producto final del enterramiento de materia vegetal durante millones de años (Gurney et al., 2009).

El carbón, el petróleo y el gas natural son los principales combustibles de nuestra moderna economía industrial. Los hidratos de gas son estructuras químicas compactas compuestas por agua y gas. Se encuentran debajo de zonas de permafrost en los continentes y bajo el fondo oceánico a 525 m. Se crean cuando las bacterias descomponen la materia orgánica atrapada en los sedimentos del fondo oceánico, produciendo gas metano con etano y propano, combinados con el agua del océano, a temperaturas bajas y presiones elevadas, de modo que el gas queda atrapado en moléculas de agua; 20 billones de metros cúbicos de metano están atrapados en sedimentos que contienen hidratos de gas (el doble de carbono de la Tierra) (Ferrari, 2013). Cuando se perfora la cubierta creada por la roca, el petróleo y gas natural,

que están bajo presión, migran desde los espacios porosos de la roca madre hasta el orificio de perforación. La presión del fluido obliga a ascender al petróleo por el orificio de perforación hasta la superficie creando un pozo de petróleo en la superficie. Se necesita una bomba para sacar el petróleo. Las trampas pueden romperse por los movimientos de la Tierra, creando fracturas, que permitan la salida de los fluidos con hidrocarburos (Ferrari, 2013).

La mayor producción de petróleo y gas procede de las rocas más jóvenes, las del Cenozoico. Las rocas del Mesozoico, más antiguas, producen considerablemente menos, seguidas de los estratos aún más antiguos del Paleozoico (Monreal et al., 2011).

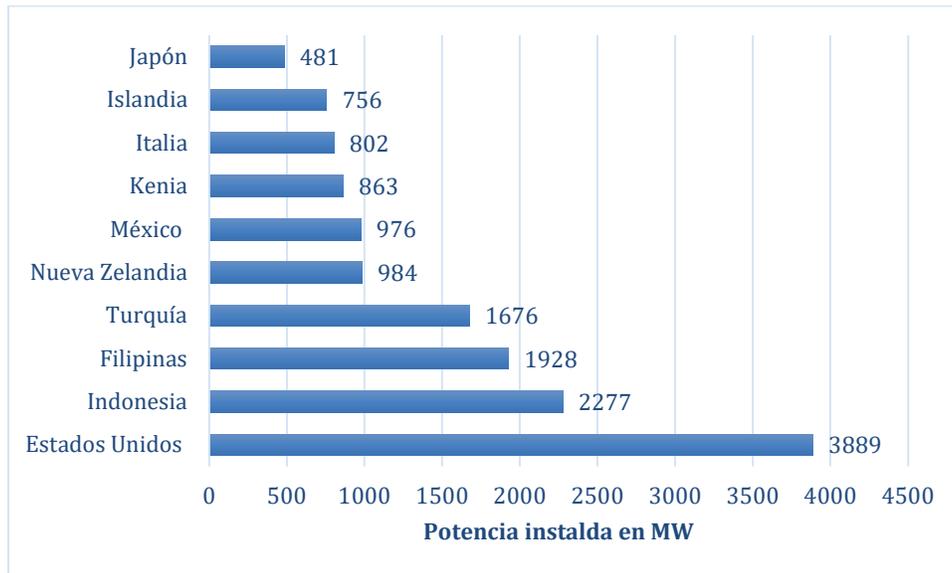
2.2.2 Energía Geotérmica

La energía geotérmica se aprovecha explotando los depósitos subterráneos naturales de vapor y agua caliente. En la Figura 4, se muestra la ubicación de las plantas geotérmicas en el mundo. Los recursos hidrotérmicos (fuentes subterráneas de vapor o fluidos calientes extraíbles), ofrece el potencial de un negocio de energía económicamente atractivo; esto brinda la oportunidad de diversificar fuentes de suministro de electricidad y así reducir el riesgo de futuras alzas a los precios debido al aumento de los costos de los combustibles fósiles. Los depósitos subterráneos de agua caliente aparecen en lugares donde las temperaturas bajo la superficie son elevadas debido a la actividad volcánica relativamente reciente. Se utiliza la energía geotérmica de dos maneras: el vapor y el agua caliente se emplean para generar electricidad y/o como fuente primaria de energía en procesos tecnológicos que requieran calor (DiPippo, 2012). En la Figura 5, se muestra la producción mundial de la energía geotérmica.

Figura 4 Mapa de plantas Geotérmicas (Tomada de ThinkGeoEnergy Research, 2022).



Figura 5 Ranking mundial de los países con mayor potencia geotérmica instalada en 2021(en MW) (Tomada de Statista 2023).



En la Figura 5, se muestran los principales países productores de energía geotérmica en el 2020, donde México ocupó el sexto lugar (Statista, 2022). Los factores geológicos que favorecen un depósito geotérmico de valor comercial son los que a continuación se describen (Chamorro-Camazón, 2009):

1. Una fuente potente de calor, como una gran cámara magmática lo suficientemente profunda como para asegurar una presión adecuada y un enfriamiento lento, pero no tan profunda que no pueda establecerse una circulación natural de agua. Esas cámaras magmáticas se encuentran con más probabilidad en regiones de actividad volcánica reciente.
2. Depósitos grandes y porosos con canales conectados a la fuente de calor, cerca de los cuales el agua puede circular y luego ser almacenada en el depósito.
3. Una roca de poca permeabilidad que impide el flujo de agua y calor a la superficie. Un depósito profundo y bien aislado contiene almacenada mucha más energía que un depósito similar, pero no aislado.

Se ha calculado que 40 países en todo el mundo poseen suficiente potencial geotérmico que podría satisfacer su demanda de electricidad completa. Se han identificado recursos geotérmicos en casi 90 países y más de 70 países ya cuentan con alguna experiencia en el uso de energía geotérmica. Actualmente, en 24 países se produce electricidad proveniente de energía geotérmica. Estados Unidos y Filipinas tienen la mayor capacidad de energía geotérmica instalada; aproximadamente 3,000 y 1,900 MW, respectivamente. Cabe mencionar que Islandia y El Salvador generan hasta el 25% de su energía eléctrica mediante recursos geotérmicos (Orús, 2022). Los principales beneficios de la energía geotérmica se encuentran en su naturaleza renovable y exenta de combustibles fósiles, a un costo relativamente bajo. La energía geotérmica es idealmente idónea para operaciones continuas como una fuente estable de energía de carga base, sin importar el clima y otros fenómenos climáticos. A pesar de sus costos de inversión relativamente altos por kiloWatt instalado, la energía geotérmica tiene un costo bastante competitivo por kiloWatts-hora producido como resultado de su alto factor de disponibilidad y la ausencia de costos de combustibles. Durante la larga vida útil de una planta geotérmica, estos dos factores compensan los altos costos de inversión iniciales (Sanyal et al., 2015)

Las plantas geotérmicas pueden aumentar su escala hasta el tamaño del servicio público (más de 50 MW) sin ocupar mucho terreno o espacio. Desde la perspectiva ambiental global, las emisiones de dióxido de carbono de la generación de la energía geotérmica son muchos más

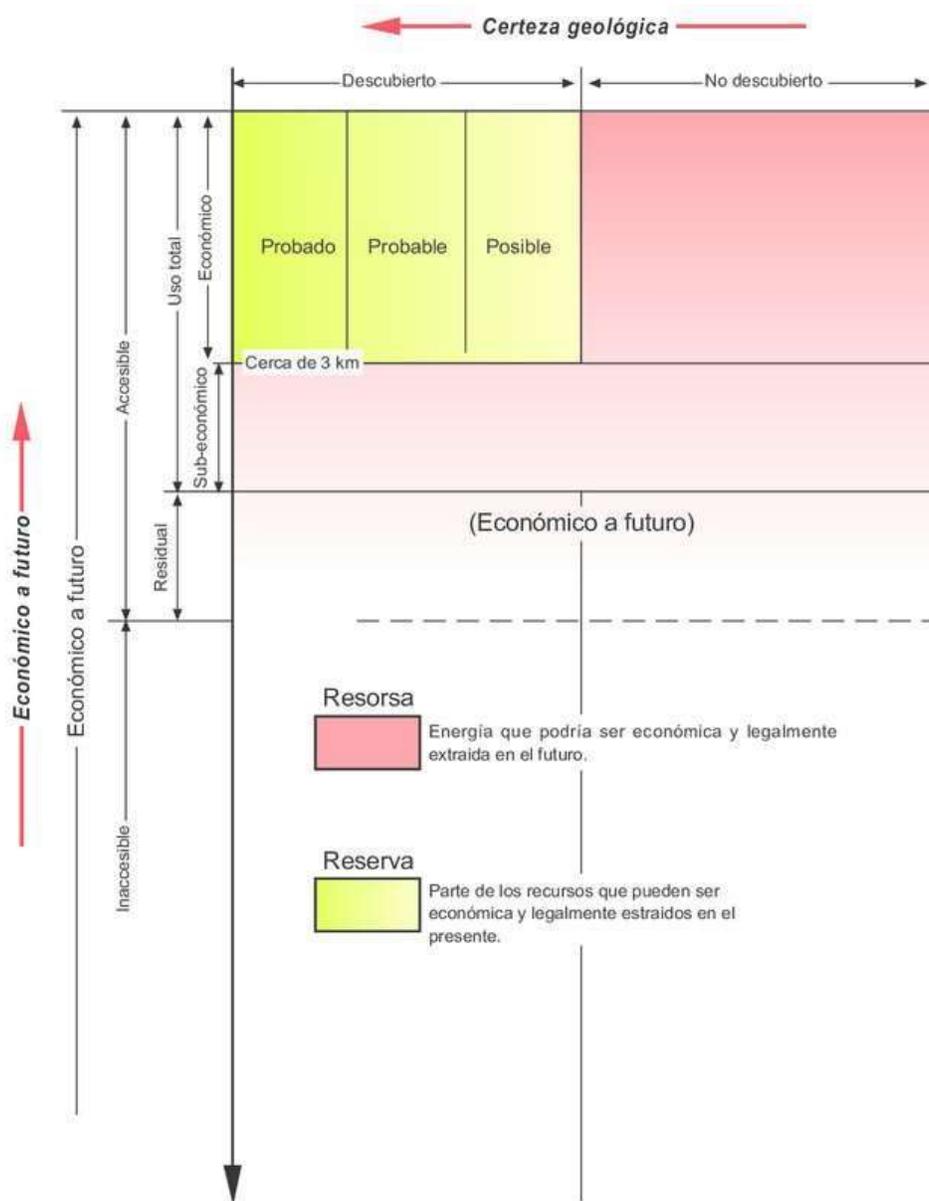
bajas que las que se producen por energía generada de combustibles fósiles en ignición (Sanyal et al., 2015).

2.3. Clasificación de recursos geotérmicos

Los recursos geotérmicos se denominan recursos accesibles base; esto es, toda la energía térmica almacenada hasta una determinada profundidad en la corteza, en una determinada área y calculada a partir de la temperatura media anual de la localidad (Palacio Villa et al., 2019). En estos términos, el recurso accesible base utilizable, que corresponde al recurso que puede ser económica y legalmente extraído en un determinado tiempo futuro (menos de 100 años). Esta categoría incluye el recurso económico identificado (Reserva), aquella parte de los recursos de un área determinada que pueden ser legalmente extraídos, a un costo competitivo con respecto a otras fuentes comerciales de energía, que son conocidos y caracterizados mediante evidencias geológicas, geoquímicas y geofísicas (Sanyal et al., 2015).

Los recursos geotérmicos se pueden clasificar en sistemas convectivos (o hidrotermales), sistemas conductivos y acuíferos profundos, como se muestra en la Figura 6. Los sistemas hidrotermales pueden ser de vapor o de líquido dominante. Los sistemas conductivos incluyen roca caliente y cuerpos magmáticos en un amplio rango de temperaturas. Los acuíferos profundos contienen fluidos circulando en medios porosos o en zonas de fracturas a profundidades generalmente mayores de 3 kilómetros, pero que carecen de una fuente de calor localizada. Estos sistemas pueden subdividirse en sistemas que están a presión hidrostática o en sistemas a presiones mayores que la hidrostática, conocidos como sistemas geo-presurizados (Hochstein, 1988).

Figura 6 Diagrama de las categorías de recursos geotérmicos (Muffer y Cataldi, 1978).



El criterio más común para clasificar los recursos geotérmicos es, el basado en la entalpía de los fluidos geotermales que actúan como medio de transporte desde las rocas calientes en profundidad hasta la superficie (Lindal, 1973). La entalpía, puede considerarse más o menos proporcional a la temperatura, este término se utiliza para expresar el contenido de calor (energía térmica) de los fluidos (Lindal, 1973). Los recursos geotérmicos se dividen en *baja*,

media y alta entalpía, de acuerdo con criterios basados generalmente en la energía contenida en los fluidos y en sus posibles formas de utilización.

Sistemas convectivos (hidrotermal):

- Continental: Temperatura alta (>180 °C), intermedia (180-100 °C) y baja (<100 °C). Usos directos y eléctricos.
- Submarino: Temperatura alta (>130 °C). Uso potencial eléctrico.

Sistemas conductivos:

- Somero (<400m): Temperatura baja (<100 °C). Usos directivos (y GHP, Bombas de Calor Geotérmicas).
- Roca seca caliente: Temperatura alta (>130 °C) e intermedia (130-100 °C). Usos directos y potencial eléctrico.
- Cuerpos de magma: Temperatura alta (>180 °C), intermedia (180-100 °C) y baja (<100 °C). Uso eléctrico.

Sistemas acuíferos profundos

Acuíferos hidrostáticos y Geo-presurizados: Temperatura alta (>130 °C), intermedia (130-100 °C) y baja (<100 °C). Usos directos y potencial eléctrico.

El agua que se encuentra a más de 150°C es de uso eléctrico (alta entalpía); para las fuentes que tienen una temperatura superior a este límite inferior, se usan dos tecnologías diferentes para producir energía eléctrica con potencias mínimas de 1-2 MW, como son los sistemas de conversión directa y los sistemas de expansión súbita (evaporación flash) (Tabla 1). Su costo por kWh es de 50 - 65% del obtenido en una central térmica clásica (Nian et al, 2018).

Tabla 1 Tipos y usos de los recursos geotérmicos (Nicholson, 1993).

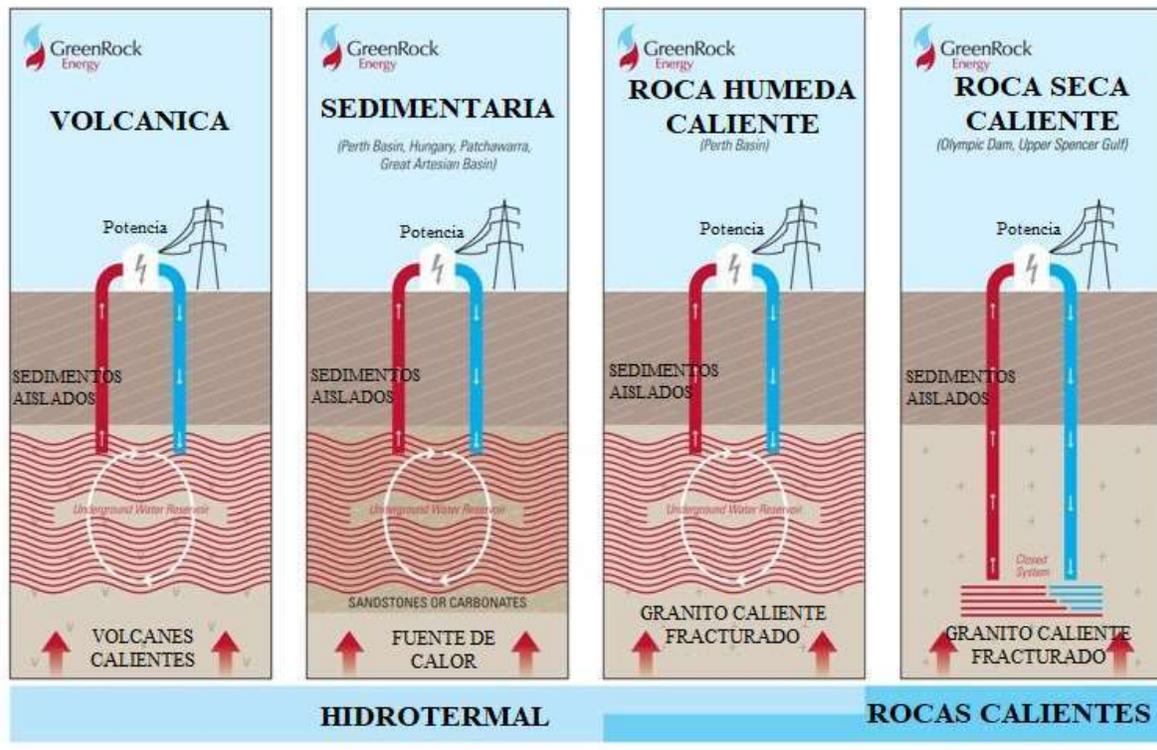
TIPO DE RECURSO BASADO EN LA TEMPERATURA	UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLOGÍA	USO/TECNOLOGÍA
Recurso de baja entalpía: <150°C	Existe en la mayoría de los países (el gradiente de temperatura promedio de 30°C/km significa que los recursos de aprox. 150°C se pueden encontrar en profundidades cercanas a 5 km)	Usos directos (calefacción de espacios y procesos, etc.) y, según la ubicación y la tarifa de energía ofrecida, generación de energía con central eléctrica binaria
Recurso de entalpía intermedia: 150-200°C	En forma global principalmente en geología sedimentaria o adyacente a recursos de alta temperatura	Generación de energía con centrales eléctricas binarias, ORC o tecnología Kalina
Recursos de alta entalpía: >200°C	Globalmente alrededor de los límites de las placas tectónicas, en zonas calientes y áreas volcánicas	Generación de energía con tecnología convencional de vapor, flash, doble flash o vapor seco

En el contexto de cómo se obtiene esta energía, se definen las siguientes categorías de recursos geotérmicos:

- Recursos hidrotermales;
- Sistemas geotérmicos mejorados/diseñados;
- Sistemas geotérmicos no convencionales o avanzados.

El tipo de recurso geotérmico determinará la utilización de la energía geotérmica en la superficie (Figura 7).

Figura 7 Fuentes de energía geotérmica (Tomada de Green Rock Energy, 2009).



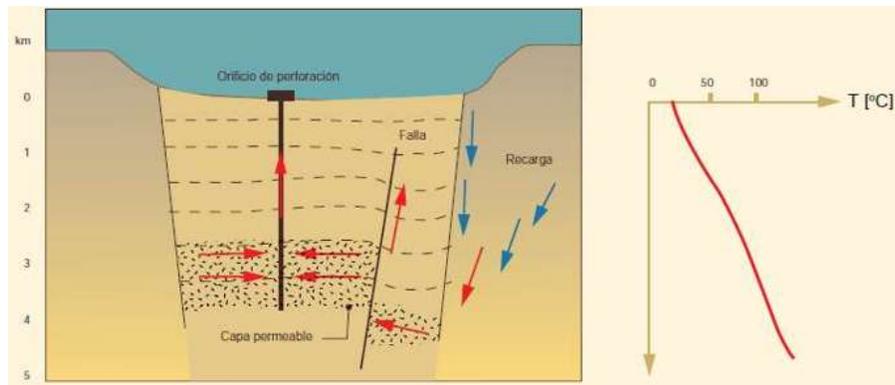
2.3.1 Sistemas geopresurizados

Los *sistemas geopresurizados* son análogos a yacimientos de petróleo y gas en los que el fluido atrapado en trampas estratigráficas puede tener presiones cercanas a los valores litostáticos. Tales sistemas son por lo general bastante profundos; se encuentran habitualmente en grandes cuencas sedimentarias (p. ej., Golfo de México, Canadá, EUA) a profundidades de 3 a 7 km. Los reservorios geopresurizados consisten en rocas sedimentarias permeables, intercaladas en estratos impermeables; el agua presurizada permanece atrapada desde el momento de la deposición de los sedimentos. La presión del agua caliente es cercana a la presión litostática, excediendo por mucho la presión hidrostática. Los reservorios geopresurizados también pueden contener cantidades significativas de metano y podrían producir energía térmica e hidráulica (aguas calientes presurizadas) (Dickson y Fanelli, 2004).

2.3.2 Sistema geotérmico sedimentario

Se encuentran en muchas de las principales cuencas sedimentarias del mundo. Estos sistemas le deben su existencia a la formación de capas sedimentarias permeables a grandes profundidades (> 1 km) y gradientes geotérmicos arriba del promedio (> 30 °C/km). Estos sistemas son conductivos en naturaleza, aun cuando las fracturas y fallas desempeñan un papel en algunos casos. Algunos sistemas convectivos (tal como sistemas convectivos de fracturas controladas) pueden, sin embargo, estar arraigados en rocas sedimentarias (Santoyo y Torres, 2010).

Figura 8 Izquierda: Esquema de una cuenca sedimentaria con un yacimiento geotérmico. Derecha: El perfil típico de gradiente geotérmico sedimentario (tomado de ESMAP, 2012).

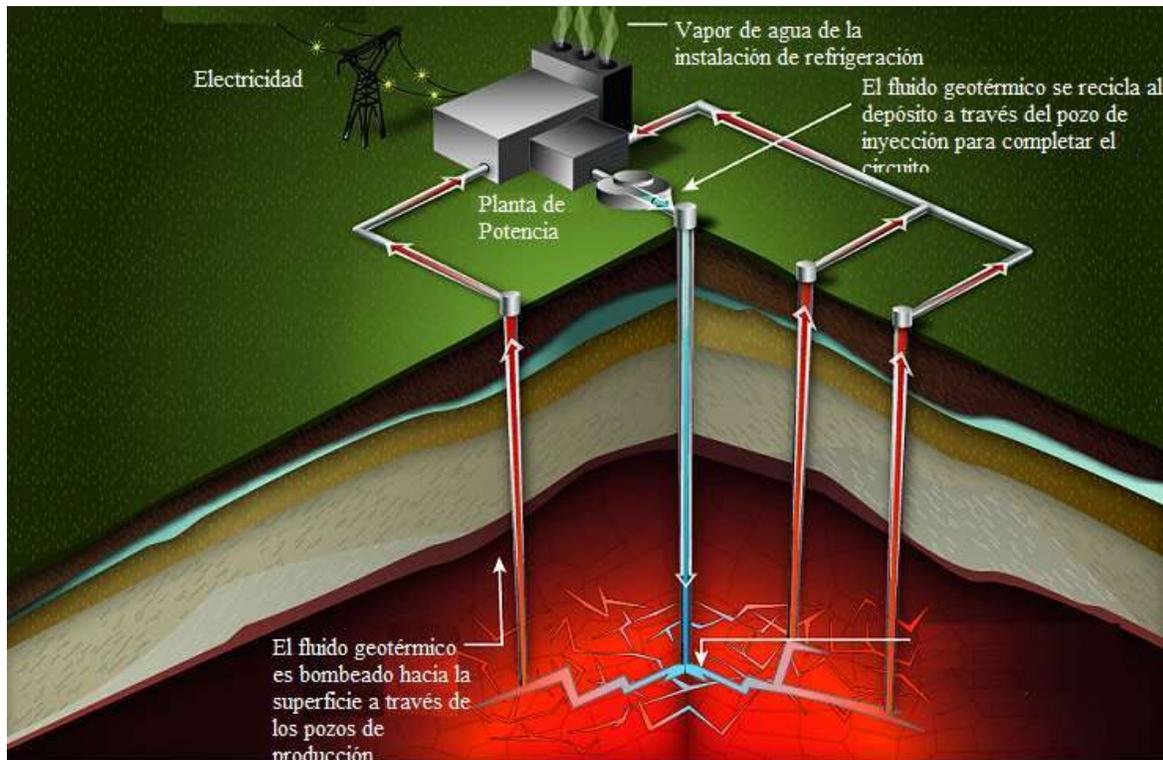


2.3.3 Sistemas geotérmicos de roca seca caliente (HDR) o mejorados (con diseño de ingeniería, EGS)

Estos sistemas consisten en volúmenes de roca que se han calentado mediante volcanismo o flujo de calor anormalmente alto, pero que tienen baja permeabilidad o son prácticamente impermeables; por lo tanto, no se pueden explotar de forma convencional. Sin embargo, se han conducido experimentos en una serie de ubicaciones para usar hidro-fracturado, que se conoce también como “fracturado hidráulico”, para intentar crear yacimientos artificiales en tales sistemas o para mejorar las redes de fracturas ya existentes (Santoyo y Torres, 2010).

Tales sistemas se usan la mayoría de las veces a través de dobles de producción o de reinyección.

Figura 9 Diagrama generalizado de la producción de electricidad utilizando sistemas geotérmicos mejorados (diseñados) (Tomado de Departamento de Energía de EE. UU.).



2.4. Usos directos del calor

El uso directo del calor es una de las formas más antiguas, versátiles y comunes de la utilización de la energía geotérmica. De todos los usos directos, las bombas de calor geotérmico tienen la mayor capacidad global instalada con el 71% (49,898 MWt) y el mayor uso de energía con el 55.3% (325,028 TJ/año), y se usan en 48 países para calefacción y enfriamiento de espacios en cualquier tipo de edificio, pues se pueden instalar en prácticamente cualquier parte del mundo. EUA, China, Suecia, Alemania y Francia son los países con mayor uso de BCG (Lund and Toth, 2020).

La generación de electricidad es la forma de utilización más importante de los recursos geotérmicos de alta temperatura ($> 150^{\circ}\text{C}$). Los recursos de temperatura media a baja ($< 150^{\circ}\text{C}$), son apropiados para muchos tipos diferentes de utilización. El diagrama clásico de Lindal (1973), que muestra los posibles usos de los fluidos geotermales de diferentes temperaturas, aún se mantiene válido, pero la generación de electricidad mediante plantas de ciclo binario puede actualmente permitir la utilización de fluidos sobre 85°C .

Figura 10 Usos de la Energía Geotérmica (tomado de Geo-Heat Center Quarterly Bulletin,, 2007).



El límite inferior de 20°C está solamente sobrepasado en condiciones muy particulares, especialmente mediante el uso de bombas de calor. El diagrama de Lindal enfatiza dos aspectos importantes de la utilización de los recursos geotérmicos (Gudmundsson, 1988):

- Con usos combinados y en línea es posible mejorar la factibilidad de un proyecto geotérmico
- La temperatura del recurso puede limitar los posibles usos. Los diseños existentes para procesos termales pueden modificarse para la utilización de los fluidos geotermales en ciertos casos, ampliando así su campo de aplicaciones.

2.5. Energía Geotérmica Sustentable

La energía geotérmica es calificada como *renovable y sustentable*. Renovable corresponde a que la fuente de energía es inagotable, mientras que sustentable se refiere a la forma como el recurso es utilizado. Durante la explotación de un sistema geotérmico natural, la recarga de energía tiene lugar por el ingreso de agua termal al mismo ritmo como se extrae el recurso (Cataldi, 2001). En el caso de las rocas secas calientes y de algunos acuíferos de agua caliente en cuencas sedimentarias, la recarga de energía se produce solamente por conducción térmica; debido a lo lento de la tasa de este último proceso, las rocas secas calientes y algunos reservorios sedimentarios como recursos deberían ser considerados energéticos finitos (Stefansson, 2000).

La *sustentabilidad del consumo* de un recurso depende de su abundancia inicial, de la tasa de generación y de su tasa de consumo. El consumo puede ser sustentable en cualquier período durante el cual un recurso se va creando con mayor rapidez de la que está siendo explotado. El término desarrollo sustentable es empleado por la Comisión Mundial del Desarrollo y Medio Ambiente para indicar que el desarrollo “.....satisface las necesidades de la actual generación sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones” (Cataldi, 2001). El desarrollo sustentable implica que un determinado recurso energético pueda encontrar un

recurso de reemplazo que permita abastecer a futuras generaciones, a pesar de que ese recurso en particular haya sido agotado. Estudios de sustentabilidad geotermal deberían estar orientados hacia alcanzar y mantener un cierto nivel total de producción geotérmica a nivel nacional o regional, para generación de electricidad y usos directos del calor, por un cierto período, unos 300 años, mediante el ingreso de nuevos sistemas geotérmicos a medida que otros se van agotando (Wright, 1998).

2.6. Antecedentes de la reutilización de pozos petroleros abandonados

A continuación, se hace una descripción resumida de la revisión bibliográfica de trabajos de investigación en relación con el uso de pozos petroleros abandonados como fuente de energía geotérmica:

1. Gringarten y Sauty (1975) investigaron la evolución transitoria de temperatura de un acuífero bombeado durante la reinyección de agua. Se considera un acuífero horizontal de espesor constante con capas inferiores y superiores impermeables. Se supone que el flujo está en estado estacionario, descuidando así el corto período transitorio durante la reinyección. La dirección del flujo es arbitraria. El transporte de calor transitorio se resuelve semi-analíticamente para el canal de corriente curvado entre los dos pozos, utilizando el concepto de función de corriente y teniendo en cuenta el flujo de calor de la roca. Los resultados se dan en forma adimensional. Demostraron que el enfoque también es válido para el transporte de calor bidimensional si se descuida el transporte de calor perpendicular a las líneas de corriente. Debido al intercambio de calor, puede producirse una amortiguación considerable de los cambios de temperatura.
2. Werner y Kley (1977) desarrollaron un modelo tridimensional de diferencia finita, utilizando coordenadas cilíndricas para el estudio del almacenamiento de calor en acuíferos. Se asumió la velocidad del flujo radial y se tuvieron en cuenta los efectos de la dispersión. Fueron capaces de simular aproximadamente un experimento hidrotermal cerca de Krefeld (Alemania). El laboratorio Lawrence Berkeley

(Lippmann et al. 1977) desarrolló el código CCC, que significa conducción, convección y consolidación, para simular el transporte acoplado de calor y momento en medios porosos heterogéneos, anisótropos, no isotérmicos de una, dos y tres dimensiones. Tsang et al. (1981) utilizaron este código para simular los experimentos de la Universidad de Auburn (Estados Unidos). Modelaron dos ciclos de almacenamiento estacional de energía térmica del acuífero (ATES). Las temperaturas de producción simuladas y los factores de recuperación de energía corresponden con los datos principales.

3. Mercer et al. (1982) revisaron una serie de soluciones analíticas y técnicas de simulación para el almacenamiento de energía térmica de acuíferos; desarrollaron un modelo bidimensional transitorio para la simulación del flujo de agua de área (horizontal) y el transporte de calor en un acuífero saturado, utilizando la técnica del elemento finito de Galerkin. La viscosidad del agua y la densidad del agua se tomaron como dependientes de la temperatura. Utilizaron el modelo para evaluar el sistema geotérmico de agua caliente Wairakei (Nueva Zelanda), sin tener en cuenta los procesos de cambio de fase. Sus resultados correspondían en general con los datos principales. Doughty et al. (1982) presentaron un enfoque de parámetros adimensionales para predecir el comportamiento térmico de un sistema ATES. El análisis se enfocó al flujo radial en un acuífero horizontal limitado por capas impermeables que descuidan los efectos de flotabilidad. La ecuación de transporte de calor se integró numéricamente utilizando un enfoque explícito de diferencia finita. Sauty et al. (1982) presentaron un estudio teórico sobre el comportamiento térmico de un sistema de almacenamiento de agua caliente en un acuífero utilizando un solo pozo. Desarrollaron un modelo axialmente simétrico, lo resolvieron aplicando un esquema de diferencia finita y lo compararon con soluciones analíticas. Se despreciaron los efectos de flotabilidad. El modelo se utilizó para evaluar la temperatura del pozo durante los períodos de producción para ciclos simétricos (volumen de producción y tasa de flujo iguales al volumen de inyección y la tasa de consumo). Utilizaron tanto un esquema conductivo totalmente implícito como un esquema advectivo explícito aguas arriba.

4. Eskilson y Claesson (1988), y Hellström (1991), desarrollaron soluciones analíticas para Borehole Heat Exchangers para la resistencia térmica de BHE; se desarrolló el software EED (Earth Energy Designer, actual Versión 3.16, BLOCON 2008) para el diseño de BHE. El software permite el cálculo de la temperatura media del fluido en BHE, que están integrados en un medio con propiedades dadas (conductividad térmica, capacidad térmica, temperatura media de la superficie del suelo, flujo de calor geotérmico) para una carga térmica dada y un diseño BHE (diámetro y longitud del pozo, tipo de configuración), o el cálculo de la longitud requerida del pozo para temperaturas mínimas y máximas dadas del fluido dentro del BHE. Otras herramientas de software alternativas son GLHEPRO (versión actual 4.0, 2007) o EWS (Huber 2008, versión actual 4.0), los cuales se basan en la teoría de la fuente de calor en coordenadas cilíndricas.
5. Gallagher (1998), desarrolló un modelo térmico para predecir el volumen de hidrocarburos y la evaluación de recursos geotérmicos de pozos petroleros, ajustando los datos a dicho modelo, para estimar una función de flujo de calor y ajustar los datos de calibración del indicador térmico disponible. Las técnicas de modelado directo se utilizan para simular la historia térmica de una roca generadora en particular en una cuenca sedimentaria.
6. Barbacki; (2000) investigó los requerimientos y condiciones geológicas e hidrológicas necesarias para el uso de pozos de gas y petróleo abandonados en Polonia por recuperación de calor geotérmico. Los resultados del análisis geológico permiten seleccionar pozos aptos para la extracción de calor geotérmico, que tengan una temperatura estable y tasa de producción constante, condiciones adecuadas para la reinyección del agua; Para esto, es necesario determinar las condiciones estructurales y estratigráficas del yacimiento y del campo, las condiciones de explotación (tipos de fluidos, condiciones del agua, ciclo de producción, fluctuación de presiones), los parámetros geotérmicos (gradiente de temperatura, presión del yacimiento, posibilidad de producción) y las condiciones hidrológicas (análisis y descripción de la zona de infiltración y el área de afloramiento de los horizontes del yacimiento, dirección de la migración de fluidos, química de fluidos).

7. Khoury et al. (2000) presentaron herramientas de elementos finitos eficientes para el análisis computacional del flujo de calor tridimensional en estado estacionario y transitorio en sistemas geotérmicos. Asumieron que la temperatura no tiene influencia en el flujo de agua subterránea. Formularon elementos finitos de tubos de calor unidimensionales, que pueden simular un flujo de calor pseudotridimensional en un BHE vertical que consiste en material de entrada de tubería, salida de tubería y lechada. Se formularon elementos finitos tridimensionales para acuíferos saturados, que pueden estar en contacto con elementos finitos de tubos de calor. Su método fue ampliado por Bauer et al. (2011) y Diersch et al. (2011) e incorporado en el software FEFLOW (Danish Institute of Applied Hydraulics, DHI - digitalización, modelado y visualización de sistemas de agua WASY 2010). Deng et al. (2005) sugirieron y probaron un modelo numérico simplificado para la simulación de intercambiadores de calor de pozo de columna parada. Woods y Ortega (2011) investigaron numéricamente la respuesta térmica de una línea de pozos de columna en pie y compararon estos resultados con modelos analíticos.
8. Kujawa et al. (2006) estudiaron la utilización de pozos geológicos profundos existentes para adquisiciones de energía geotérmica, en Polonia. Propusieron un intercambiador de calor de doble tubo utilizando agua como fluido de trabajo, y establecieron un modelo computacional de transferencia de calor entre el intercambiador de calor y la formación. Se analizaron las influencias de los diferentes materiales de aislamiento y el flujo másico en el rendimiento del intercambiador de calor de doble tubería. Se supone que la temperatura del depósito cambia linealmente con la profundidad del intercambiador. El intercambio de calor también tiene lugar en la pared interior del canal que es una barrera entre dos flujos a contracorriente del fluido circulante. El fluido calentado que fluye hacia arriba a través de la tubería interior conduce una parte del calor al agua más fría que fluye hacia abajo a través del canal exterior en forma de anillo. En un caso especial, cuando la tubería interior está perfectamente aislada, no se produce intercambio de calor entre los flujos de fluido.

9. Lamarche y Beauchamp (2007) presentaron una solución analítica para el análisis a corto plazo de BHEs con tubos cilíndricos concéntricos. Basándose en simulaciones numéricas, demostraron que la solución también es una buena aproximación para la configuración del tubo en “U”.
10. Davis y Michaelides (2009) investigaron la producción de potencia geotérmica de pozos de petróleo abandonados en Texas, (EUA). Mediante un modelo computacional simularon la inyección de isobutano como fluido de trabajo en un intercambiador de calor de doble tubería. Las ecuaciones de conservación para este modelo son ecuaciones de continuidad, momento y energía. Calcularon la producción de energía geotérmica de los pozos de petróleo abandonados considerando los gradientes geotérmicos locales y las profundidades de los pozos. También concluyeron que la cantidad de energía extraída depende de la temperatura del fondo del pozo, la presión de inyección, la velocidad del fluido, el tamaño de la tubería y el espesor del aislamiento de la tubería.
11. Lee y Lam (2008) realizaron simulaciones por computadora para sistemas BHE utilizando el enfoque de diferencias finitas. Fuera del pozo, el transporte de calor está restringido a la conducción de calor. Dentro del pozo, se incorpora flujo en los tubos.
12. Lazzari et al. (2010) investigaron el rendimiento a largo plazo de los BHE con un movimiento insignificante del agua subterránea por elementos finitos utilizando el paquete de software Computer Solutions (COMSOL).
13. Hecht-Méndez et al. (2010) utilizaron MT3DMS (Zheng y Wang 1999) para simular el transporte de calor en sistemas geotérmicos cerrados, asumiendo que los efectos de flotabilidad y la dependencia de la temperatura de la viscosidad del agua son insignificantes. Compararon sus resultados con los de soluciones analíticas y soluciones numéricas utilizando SEAWAT (Langevin et al. 2008) y encontraron un buen ajuste.
14. Kim et al. (2010) investigaron numéricamente el rendimiento de los sistemas ATES en acuíferos confinados (sistemas abiertos). Formularon un modelo tridimensional de

flujo de acuíferos y transporte de calor con elementos finitos, asumiendo una densidad y viscosidad constantes del agua, utilizando COMSOL. Llegaron a la conclusión de que la interferencia térmica de un sistema ATES (que afecta principalmente al rendimiento del sistema) depende de la distancia entre los dos pozos, la conductividad hidráulica del acuífero y la velocidad de producción/inyección. La interacción térmica de los grupos de pozos de bombeo e inyección con flujo de agua subterránea regional ausente fue investigada numéricamente por Gao et al. (2013). Asumieron que las propiedades del material no dependen de la temperatura.

15. Woods y Ortega (2011) formularon un modelo analítico para investigar la respuesta térmica de una línea de pozos de columna en pie y compararon los resultados con los obtenidos de las simulaciones numéricas.
16. Glück (2011) desarrolló un software de ingeniería para la simulación numérica de intercambiadores de calor subterráneos. Los campos de temperatura axialmente simétricos transitorios y de estado estacionario debido a la conducción de calor se calculan utilizando el método de volumen finito. Los procesos térmicos dentro del BHE con tubos de entrada y salida (configuración de tubo en U simple y doble) integrados en el material de lechada están restringidos a condiciones de estado cuasiestacionario y se evalúan utilizando el concepto de coeficientes de transferencia de calor. Al evaluar un radio efectivo de un solo BHE, se aproximan los campos de temperatura regulares de BHE.
17. Jalaluddin y Miyara (2012) investigaron numéricamente el rendimiento de varios tipos de BHE verticales en modos de operación continua y discontinua con el software ANSYS Fluent. A su vez, Park et al. (2012) investigaron la transferencia de calor de BHE helicoidales experimental, analítica y numéricamente.
18. Cheng et al. (2013), desarrollaron un modelo de simulación numérica transitoria basado en transferencia de calor, mediante las ecuaciones de momento y energía del fluido de trabajo; para un intercambiador de calor de doble tubería insertado en pozos de petróleo y gas abandonados en China, así estimar la generación de potencia geotérmica. Utilizando isobutano como fluido de trabajo, lo hicieron circular a través

del intercambiador de calor, el cual es calentado por la formación geológica y conducido a una turbina para generar electricidad. Optimizaron la velocidad de entrada del fluido inyectado para maximizar la potencia neta del pozo.

19. Majorowicz et al. (2013) investigaron el almacenamiento de calor geotérmico profundo, en una cuenca en el norte de Alberta, Canadá. Modelando un intercambiador de calor subterráneo fracturado artificialmente para producir energía geotérmica. En este estudio, se evaluó el rendimiento térmico e hidráulico de tres pozos paralelos para diferentes sistemas de fractura hidráulica y configuraciones de pozos. Los resultados que obtuvieron concluyen que no hay suficiente calor para que sea factible usarlo económica y comercialmente para calentar el agua utilizada para separar el petróleo extraído de la arena. Sin embargo, se puede producir una temperatura mayor de agua que circula a través de un intercambiador de calor subterráneo creado artificialmente en granitos a unos 4-5 km por debajo de la superficie.
20. Templenton et al. (2014), desarrollaron un modelo de transferencia de calor para determinar el rendimiento de un intercambiador de calor de doble tubería adaptado a un pozo de petróleo abandonado. El modelo propuesto se comparó con un modelo analítico de transferencia de calor y dos modelos numéricos, para determinar la confiabilidad y precisión del modelo propuesto. El modelo propuesto hace uso de la ley de difusión de Fourier junto con términos para dar cuenta del estado no estacionario del modelo y la transferencia de calor por convección. Estas tres propiedades se combinaron con la ecuación de conservación de energía y se simularon con el modelador de elementos finitos FlexPDE. El modelo propuesto se desarrolló con una temperatura de entrada constante y una configuración de potencia constante. El modelo de temperatura de entrada constante se utilizó para determinar los efectos del aislamiento, la temperatura del fluido de entrada, la tasa de flujo másico, la conductividad térmica de la masa rocosa, el gradiente geotérmico y el flujo vertical de agua subterránea. El *modelo de fuente cilíndrica* es una solución analítica para la transferencia de calor que se origina en un intercambiador de calor de forma cilíndrica a un medio circundante infinito. El modelo de fuente cilíndrica es útil

debido a la velocidad a la que se puede resolver, sin embargo, la precisión de los resultados es débil ya que el modelo asume que el intercambiador de calor opera como una fuente/sumidero de energía constante.

21. Kharseh et al (2015) evaluaron la utilización de pozos de petróleo abandonados, el rendimiento y economía para un sistema binario de energía geotérmica para generación de electricidad comercial. Se construyó un modelo computacional para simular los rendimientos termodinámicos y económicos de los ciclos orgánicos de Rankine. Desde una perspectiva química, la mayoría de los geofluidos de alta temperatura contienen gases no condensables, compuestos peligrosos, iones corrosivos y materiales insolubles. Desde un punto de vista mecánico y en el caso de una temperatura geotérmica relativamente baja, se necesitan fluidos secundarios no acuosos con bajos puntos de ebullición. Para superar estos problemas, se considera un ciclo binario. El geofluido, que se extrae del pozo, pasa a través del sistema de intercambio de calor donde el calor se transfiere al fluido de trabajo. Después del sistema de intercambiador de calor, el geofluido se utiliza en el ciclo de proceso de petróleo / gas o se reinyecta en el pozo nuevamente. En este estudio, se construyó el modelo computacional basado en EES (Engineering Equation Solver) para simular la operación de la planta de energía geotérmica. El modelo base EES contiene dos tipos de parámetros. El primer tipo de parámetros depende de las condiciones de trabajo, como el caudal de geofluidos, la temperatura del geofluido y la temperatura del refrigerante en la entrada del condensador. Esto último depende de la ubicación de la planta geotérmica, ya que el refrigerante puede ser agua de mar o aire ambiente. El segundo tipo de parámetros depende de la selección del fluido de trabajo. El objetivo principal del análisis termodinámico es determinar el fluido de trabajo óptimo y el diseño del ORC para las condiciones de trabajo. El fluido de trabajo óptimo se define como el fluido que da el mejor rendimiento de la planta. De la literatura se puede encontrar que los refrigerantes R32, R114, R134a, isobutano, isopentano y n-pentano son buenos fluidos de trabajo candidatos comúnmente utilizados en plantas de energía binarias. El diseño óptimo del ORC es determinar el diseño adecuado de los

intercambiadores de calor utilizados en la ebullición y condensación para el mejor rendimiento.

22. Noorollahi et al. (2015) simularon numéricamente dos pozos de petróleo en Irán, utilizando una técnica 3D para la extracción de calor. Se simuló la transferencia de calor entre el fluido inyectado en el pozo y la roca caliente circundante. Se consideró la geometría del revestimiento del pozo y un gradiente. Los resultados de la simulación se optimizaron para parámetros tales como las tasas de flujo y las temperaturas de los fluidos de entrada y salida. Los resultados revelaron que, además del gradiente térmico y la tasa de flujo másico de entrada, la geometría del revestimiento del pozo y el tamaño de las tuberías de inyección y extracción eran esenciales para la tasa de extracción de calor de salida. Se examinó un estudio de factibilidad para la generación de electricidad y la utilización del calor a partir del fluido extraído usando un ciclo binario. Se investigó el impacto del consumo de energía de la bomba de inyección y de la presión operativa del fluido en la producción de energía neta. Todos los modelos de simulación se llevaron a cabo utilizando el software ANSYS Fluent, que utiliza el método de diferencias finitas de volumen de control (CVFDM). Se seleccionó el método de resolución basado en la presión debido a la baja velocidad y el flujo incompresible. La convección en las ecuaciones de gobierno se modeló con el esquema de capa límite de segundo orden y las ecuaciones de conservación para este modelo fueron energía, cantidad de movimiento y continuidad.
23. Almonti (2016), desarrolló un método eficaz para hacerlo mediante el uso de un sistema de circuito cerrado con tecnología asociada de BHE; los fluidos portadores de calor en los sistemas de circuito cerrado circulan dentro de los BHE, sin que se extraigan fluidos del suelo de las rocas circundantes. Además, debido a la continua variabilidad espacial de las formaciones geológicas asociadas con los pozos profundos de petróleo y gas en los campos petroleros, se deben considerar los parámetros termofísicos de los estratos geológicos que rodean el pozo, así como la profundidad y el espesor de los estratos, para lograr resultados precisos y realistas. La suposición de que los parámetros termofísicos (conductividad térmica, capacidad

calorífica volumétrica y densidad de la roca) son valores constantes, se han aplicado al modelo. El uso final del calor potencialmente extraído sería en posibles aplicaciones directas por medio de un sistema de planta en cascada, que proporciona cantidades específicas de energía térmica a los ciclos de producción en los distritos manufactureros, agrícolas y recreativos cercanos a los campos petroleros. En este trabajo, con el fin de evaluar y analizar los perfiles de temperatura del fluido seleccionado (agua) asociado a una tecnología BHE de doble tubo coaxial, se implementaron en MATLAB los modelos simplificados y se aplicaron a los casos de estudio seleccionados.

24. Caulk y Tomac (2017), investigaron sobre la idoneidad de los pozos abandonados para sistemas geotérmicos mejorados (EGS) y aplicaciones de intercambiador de calor de pozo profundo (BHE) de baja temperatura. Tanto las tecnologías EGS como BHE recolectan el calor de la Tierra sin las limitaciones de ubicación de los sistemas hidrotermales. La viabilidad de reutilizar pozos de petróleo y gas abandonados como BHE profundos se investigó mediante el modelado matemático del flujo de fluido a través de una configuración coaxial de BHE profundo. Además, se hizo un modelo de la transferencia de calor por convección y conducción entre el fluido incompresible y la matriz rocosa circundante. Se parametrizó el modelo BHE de acuerdo con las características del pozo y flujo de calor. Las soluciones numéricas de las ecuaciones para el flujo de fluidos y el transporte de calor se resuelven utilizando el método de elementos finitos en el software COMSOL Multiphysics. Las ecuaciones que rigen el modelo incluyen Navier-Stokes para el flujo de fluidos a través del BHE y la conservación de la energía para la transferencia de calor por convección y conducción. Suponiendo que el fluido es incompresible.
25. Banks (2018), identificaron, mapearon y modelaron el potencial de producción de energía de depósitos geotérmicos, a partir de datos geotécnicos e hidrogeológicos de registros de pozos y núcleos de rocas de los acuíferos sedimentarios calientes en las partes central y norte de las estribaciones de Alberta, Canadá; utilizando un método volumétrico (calor in situ). Primero obtuvieron datos de temperatura, presión y porosidad de la parte superior y del fondo del pozo; usando los datos anteriores

crearon mapas de contorno de la distribución de estas propiedades en cada una de las formaciones objetivo en toda la región de estudio. Luego crearon cuadrículas tridimensionales de la estratigrafía subyacente a cada radio de búsqueda específico en la región de estudio. Los volúmenes de formación derivados de las cuadrículas estratigráficas se combinaron luego con datos de temperatura y porosidad para realizar una evaluación volumétrica de la energía térmica total disponible de cada formación dentro de cada área. Estas evaluaciones volumétricas se utilizaron para determinar el potencial de energía térmica y eléctrica, la tasa de flujo requerida por unidad de potencia y el potencial por unidad de volumen del yacimiento.

26. Biletskyi (2018), desarrolló una metodología de investigación que se basa en la recolección y procesamiento estadístico de datos geofísicos de los yacimientos de petróleo y gas de la Depresión Dnieper Donetsk (DDD), el uso de ecuaciones de balance de energía y masa; y el esquema tecnológico principal del sistema geotérmico, así como el análisis del potencial geotérmico de los pozos de petróleo y gas en la zona experimental. Se han considerado los aspectos tecnológicos y ecológicos del uso del calor geotérmico de los depósitos agotados de los pozos DDD, que se revelaron en los depósitos carboníferos. Se utilizan las ecuaciones de balance para los flujos de energía y masa del refrigerante primario e intermedio.
27. Nian y Cheng (2018) investigaron sobre la utilización geotérmica de pozos de petróleo y gas abandonados en China; mediante métodos de simulación térmica y generación de energía, así como la selección de fluidos de trabajo para el sistema geotérmico (Abandoned oil and gas wells, AOGW). Resumieron y discutieron modelos de transferencia de calor del sistema geotérmico AOGW, que involucran la transferencia de calor de pozo y la conducción de calor transitorio en la formación circundante. El BHE de doble tubería fue introducido por Kujawa (2015), para la extracción de calor de AOGW, que se deriva del BHE coaxial, el tipo más simple de BHE geotérmicos. Además, compararon tres centrales eléctricas diferentes y se examinaron los factores de influencia. Resumieron los criterios óptimos de selección de fluidos de trabajo y determinaron cuáles son los más confiables para diferentes pozos.

28. Sui et al. (2018), investigaron las aplicaciones existentes en la extracción de energía geotérmica utilizando pozos de petróleo abandonados, así como la importancia de las propiedades de los fluidos de trabajo, la arquitectura del pozo y los parámetros operativos (tasa de circulación, temperatura de entrada, etc.) en la producción de energía geotérmica; la rentabilidad de proyectos para la extracción de calor de los pozos geotérmicos. Para poder estimar adecuadamente las temperaturas de salida de los fluidos extraídos, consideraron las regiones de trabajo separadas, ya que el fluido experimenta diferentes influencias durante una circulación completa. A su vez, cada parte influye en la temperatura del pozo, la temperatura del fluido, la temperatura de la carcasa, etc. Por lo tanto, dividieron el sistema en cinco regiones: tubería de perforación (geostring), pared de tubería de perforación (pared de geostring), región anular, interfaz entre el anillo y la formación, y formación.
29. Wang et al. (2018), investigaron sobre el desarrollo geotérmico de campos petroleros, características de los recursos geotérmicos de los yacimientos petrolíferos, los métodos de extracción geotérmica, las técnicas de utilización geotérmica, los desarrollos actuales y los desafíos de dicho proyecto geotérmico de yacimientos petrolíferos. Propusieron un marco integrado de evaluación y gestión de riesgos/oportunidades para mejorar los resultados de diversos proyectos geotérmicos de yacimientos petrolíferos en la práctica.
30. Westphal y Weijermars (2018), desarrollaron una herramienta integral de toma de decisiones para la evaluación probabilística del valor actual neto económico de los pozos de hidrocarburos abandonados reutilizados en sistemas geotérmicos mejorados; y seleccionando soluciones específicas para posibles estructuras de acuerdos comerciales requeridas para la negociación y la implementación del proyecto. El caso de prueba en este estudio fue en el campus Texas A&M RELLIS,
31. Ali (2019), investigó y evaluó la sostenibilidad de la generación de energía en pozos de petróleo y gas abandonados en Alberta, Canadá, para reemplazar los recursos convencionales, mediante indicadores económicos, estimación de costos, y ambientales; a través de una configuración de intercambiador de calor de doble

tubería en ciclos binarios, ciclo Orgánico de Rankine (ORC) y ciclo de Kalina, usando isbotano, isopentano, R134a, R245fa, para ORC; para el ciclo Kalina uso una mezcla de agua y amoníaco. Además, se evaluó el impacto ambiental del fluido de trabajo, así como la optimización, la selección del diseño y los parámetros críticos del sistema, para diferentes tipos de pozos.

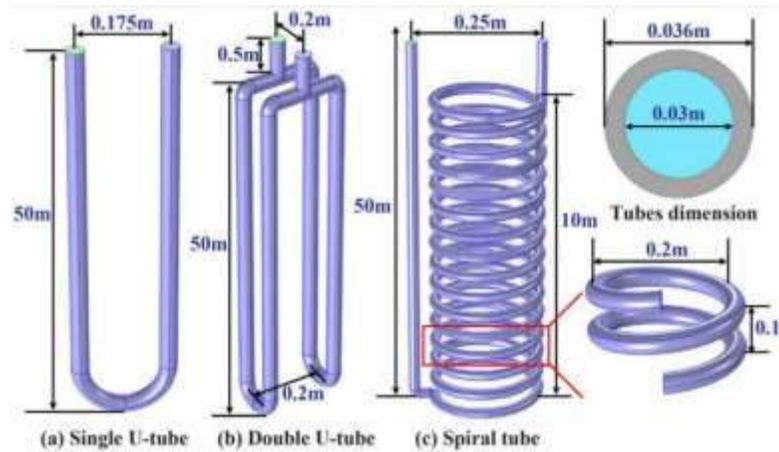
32. Feyzullayev (2019), procesaron numéricamente más de 700 datos de campo (producción inicial de petróleo y gas de los pozos, temperatura y profundidad de cada yacimiento, densidad de hidrocarburos líquidos, relación HC gas-líquido, etc.) de 54 campos terrestres y marinos para proporcionar representaciones gráfico-estadísticas.
33. Mehmood et al. (2019), propusieron un método eficiente, económico y ecológico para extraer energía geotérmica de pozos de gas abandonados y generar electricidad. Construyeron un modelo matemático de un proceso de acoplamiento térmico e hidráulico, y se generó un modelo numérico 3D para estudiar el proceso de extracción de energía geotérmica al convertir un yacimiento de gas abandonado en un yacimiento geotérmico. Usando el modelo, la extracción de calor y el flujo de fluidos se analizó durante un período de 50 años. Se estableció un modelo numérico geotérmico 3D para estudiar los procesos de recuperación térmica. Al asumir un no equilibrio térmico local, el modelo geotérmico utiliza ecuaciones de energía para construir el campo de temperatura del fluido existente dentro de una matriz de roca fracturada. El campo de temperatura se puede usar para describir el proceso de transferencia de calor. Después de aplicar las condiciones iniciales y de contorno, se realizó el análisis de acoplamiento térmico e hidráulico y se construyó un modelo computacional 3D basado en parámetros geológicos reales. Se empleó COMSOL Multiphysics para resolver el modelo numéricamente y se utilizó el método de elementos finitos.
34. Hu et al. (2019), desarrollaron un modelo de simulación confiable para demostrar la viabilidad de extraer energía geotérmica con intercambiadores de calor de pozo coaxial profundo en pozos de petróleo abandonados en la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá. El modelo fue construido con COMSOL Multiphysics y se

verificaron con resultados analíticos. Se encontró que la dependencia de la temperatura del fluido de trabajo (agua) y las propiedades termofísicas de las rocas del yacimiento afectan significativamente el rendimiento a largo plazo del intercambiador de calor. El rendimiento del intercambiador de calor se puede controlar variando el caudal de inyección, la temperatura de inyección y la conductividad térmica de la tubería aislante.

35. Chmielowska et al. (2020), investigaron la adecuación de pozos tras la explotación de yacimientos de hidrocarburos para la explotación de recursos geotérmicos; y otras tecnologías potenciales basadas en la utilización de la energía geotérmica obtenida mediante intercambiadores de calor de pozo. Investigaron la evaluación de almacenamiento de energía solar utilizando el intercambiador de calor de pozo concéntrico, la implementación del sistema de desalinización de agua de mar, como tecnologías para la explotación de recursos geotérmicos. Así como la readaptación de pozos después de la explotación de hidrocarburos para un intercambiador de calor de pozo profundo (deep borehole heat exchanger, DBHE) con la tecnología de Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS).
36. Ding (2020), el estudio utilizó el “método de almacenamiento de calor” en “Especificaciones de exploración geológica para litología”. Establecieron un modelo de evaluación de recursos geotérmicos utilizando ocho parámetros, como la temperatura de formación, la temperatura del cabezal del pozo, la salinidad, el espesor del cuerpo de arena, la permeabilidad, el factor de presión, la productividad de un solo pozo y la porosidad.
37. Kaplanoglu et al. (2020), examinaron los métodos utilizados para generar energía geotérmica a partir de campos petroleros abandonados; como los intercambiadores de calor de fondo de pozo para extraer calor sin producir fluido geotérmico, lo que reduce las emisiones de gases a la atmósfera y la necesidad de energía para la reinyección, desde los pozos de petróleo abandonados para generar electricidad o aplicaciones de uso directo (Figura 11). Hay dos tipos de métodos de producción de energía geotérmica. Uno de estos métodos es el ciclo térmico. Dado que los recursos

geotérmicos en el yacimiento petrolífero se clasifican como energía geotérmica de entalpía media a baja, el ciclo binario que utiliza el ciclo orgánico de Rankine (ORC) se usa para la producción de energía geotérmica en los yacimientos petrolíferos. Otro método que se cree que puede acelerar el crecimiento de la energía geotérmica es la tecnología de producción termoeléctrica.

Figura 11 Tipos de intercambiadores de calor de tubo en U (Shi et al. 2018).



38. Gizzi et al. (2021), aplicaron un modelo simplificado de BHE coaxial de circuito cerrado a tres pozos de hidrocarburos diferentes ubicados en diferentes campos petroleros. El objetivo principal fue analizar los mecanismos de intercambio de calor, enfatizando las diferencias en la cantidad de energía térmica extraída y considerando diferentes contextos geológicos y de depósito. Se realizó un análisis de la temperatura del fluido a la salida a medida que variaba el caudal de entrada. A partir de los resultados obtenidos de los pozos analizados y suponiendo un modo de explotación en cascada del calor acumulado, hipotetizaron el posible uso del recurso, considerando la infraestructura existente y las tecnologías disponibles.

2.7. La Geotermia en México

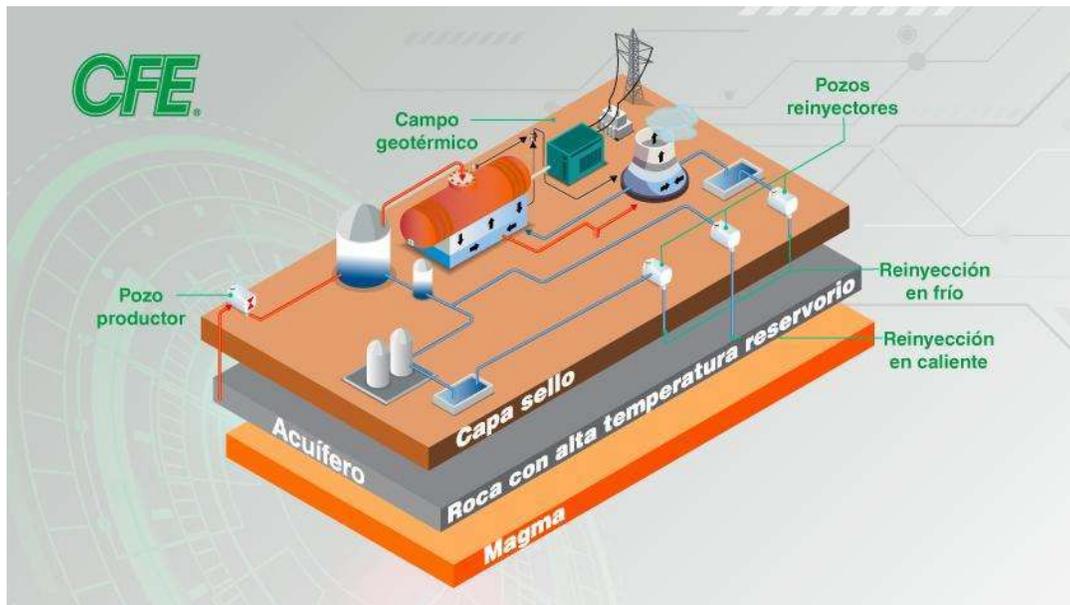
La geotermia es una energía renovable, abundante y cuya explotación representa casi un nulo impacto en el medio ambiente. El objetivo principal de la geotermia es el aprovechamiento del calor natural existente en el interior de la tierra. Este calor proviene de las formaciones rocosas del planeta y de la desintegración de minerales radiactivos de la litosfera y es transportado a través de las rocas por conducción y convección mediante fluidos hacia la superficie terrestre. La geotermia es una fuente de energía limpia, flexible, confiable y abundante que ofrece ventajas económicas y ambientales sobre los combustibles fósiles. Los recursos geotérmicos se clasifican en recursos de alta, mediana y baja entalpía. Por su ubicación pueden ser continentales o submarinos. Por la existencia de fluidos geotérmicos pueden ser hidrotermales o de roca seca caliente.

El calor natural de la Tierra que fluye desde su interior, a través de las rocas, tiene gran potencial en México y es susceptible de aprovecharse para generar electricidad, así como para otro tipo de usos directos: calefacción, climatización, secado, calentamiento de agua, refrigeración, aplicaciones agroindustriales, etcétera (Figura 12). Nuestro país se encuentra en una de las regiones geográficas cuya capacidad generativa en energía geotérmica es comparable o superior a otros lugares del mundo. Los recursos geotérmicos para la generación de electricidad en México se empezaron a aprovechar desde 1959, en el campo de Pathé en Hidalgo. La capacidad instalada nos coloca debajo de países como Estados Unidos, Filipinas e Indonesia.

Tanto en México como en el resto del mundo, se genera energía eléctrica a través de recursos hidrotermales de alta temperatura ($>200^{\circ}\text{C}$), utilizando plantas de flash de vapor a condensación, contrapresión o de vapor seco. En México, el factor de planta de la geotermia es muy cercano al 90%. En cambio, el de la solar o eólica es del 20 o 30%. De manera que la principal ventaja de la energía geotérmica es la no dependencia de condiciones climáticas. México es el séptimo lugar a nivel mundial en generación de energía geotérmica. Actualmente se encuentran bajo explotación comercial cinco campos geotérmicos que generan 6.041 GWh, lo que representa 1.84 % de la electricidad a nivel nacional. Cuatro centrales o plantas están a cargo de la CFE y la quinta, Domo de San Pedro en el municipio

de San Pedro Lagunillas (Nayarit), corresponde al Grupo Dragón de origen privado (MRTGEO-SENER, 2020) (Figura 13).

Figura 12 Generación de energía geotérmica (Tomada de CFE).



Esta generación de energía geotérmica puede satisfacer la demanda de electricidad de unos dos millones de hogares mexicanos promedio. De este 1.84%, 926 MW son generados por la Comisión Federal de Electricidad, CFE y 25 MW por el sector privado (Tabla 2). México posee uno de los campos geotérmicos más grandes del mundo, Cerro Prieto, ubicado al sur de Mexicali, Baja California, con una capacidad instalada de energía geotérmica, de 570 MWe. Su operación inició en 1973, está dividido en cuatro zonas de explotación. Tiene 443 pozos, 152 son productores, 22 inyectores. Esta producción representa cerca del 40 % de la demanda del sistema eléctrico de Baja California.

Tabla 2 Producción nacional de energía geotérmica, 2020(CFE).

Capacidad Geotérmica Nacional		
Campo Geotérmico	Capacidad instalada (MW)	Capacidad eléctrica (MW)
Cerro Prieto, B.C.	570	570
Los Azufres, Mich.	247.9	225
Los Humeros, Pue.	110.7	95.7
Las Tres Vírgenes, B.C.S.	10	10
Domo San Pedro, Nay.	35.5	25.5
TOTALES	973.9	926.2

Figura 13 Generación de energía geotérmica en México (Tomado de GLOBAL ENERGY, 2020).



Figura 14 Planta de Energía Geotérmica de Cerro Prieto (Tomada de CFE).



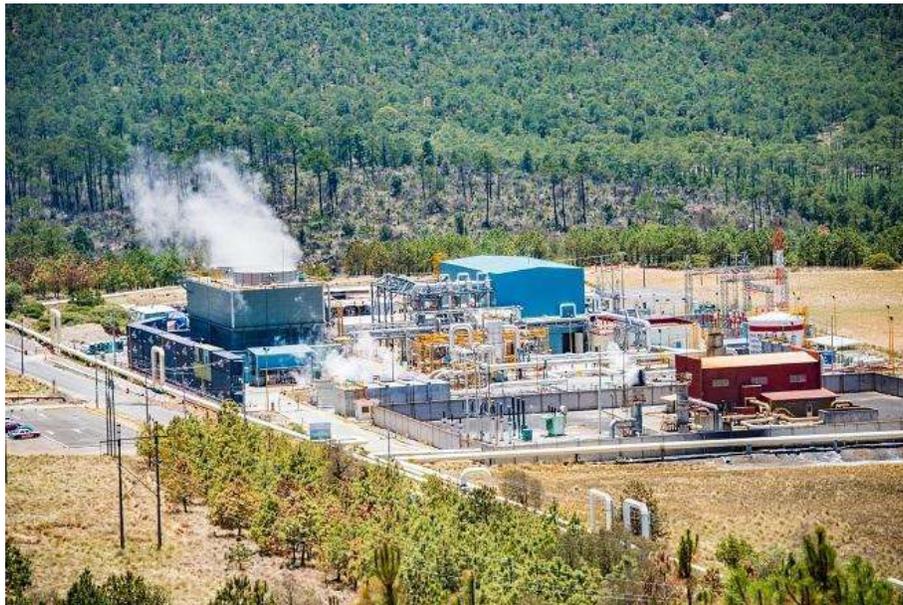
En segundo lugar, se encuentra Los Azufres, Michoacán de Ocampo, (Figura 15), la cual cuenta con 15 unidades de generación y una capacidad instalada de 247.9 MW. Desde el inicio de su explotación se han extraído alrededor de 600 millones de toneladas de fluido, de las cuales, 68 % corresponden a vapor y 32 % a salmuera. Los Azufres posee 48 pozos productores, 26 en la zona norte, 22 al sur y de entre ambos, seis son inyectores. Más otros 34 pozos catalogados de distintas maneras: exploratorios, con baja de activo fijo, en estudio, en evaluación, etcétera. Igualmente se encuentra en proceso de construcción una segunda fase de explotación con capacidad de 25 MW en la entidad de Michoacán.

Los Humeros, Puebla, (Figura 16), es el tercer campo geotérmico más importante de México. Se sitúa en la porción oriental del Cinturón o Faja Volcánica Transmexicana, Puebla de Zaragoza. Por medio de nueve unidades generadoras y una capacidad instalada de 340 GWh, en 2020 se extrajeron siete mil 16 millones de toneladas de fluido, 85% de vapor y 15% de salmuera. Su producción de vapor promedio se ha mantenido estable con entre 25 y 30 t/h. Conserva 27 pozos productores y cuatro inyectores.

Figura 15 Campo Geotérmico Los Azufres (Tomada de TSK).



Figura 16 Campo Geotérmico Los Humeros (Tomada de CFE).



Finalmente, Las Tres Vírgenes, Baja California Sur (Figura 17), con 55 GWh, respectivamente; donde sólo existen cinco pozos productores y tres inyectores. Su capacidad instalada es de 10 MW, con dos unidades a contrapresión de cinco MW cada una.

Figura 17 Campo Geotérmico Las Tres Vírgenes (Tomada de CFE).



Respecto al sector privado, el Domo San Pedro, Nayarit (Figura 18), se encuentra actualmente produciendo 25 Mwe.

Figura 18 Campo Geotérmico Domo de San Pedro (Tomada de CFE).



En los últimos cuatro años la industria geotérmica se ha incentivado, en parte debido a la creación de la Ley de Energía Geotérmica. Anteriormente se carecía de una regulación que brindara seguridad jurídica a las inversiones y sólo la CFE invertía en geotermia.

Actualmente, la energía geotérmica en México representa el 5.71% del total de las energías limpias; el 7.01% del total de energías limpias renovables, esto es 5,744 MWh; el 1.46% del total de las centrales eléctricas. Actualmente, se predice una evolución constante de la generación geotermoeléctrica de 5 TWh desde el 2022 hasta el año 2034. Considerando todos los escenarios, la evolución de la capacidad instalada de la tecnología geotermoeléctrica, se considera un crecimiento del 2030 al 2050 de 851 a 1,351 MW, respectivamente. Las reservas geotérmicas probadas y probables en los cinco campos geotérmicos en explotación y en un sexto campo aún no explotado, denominado Cerritos Colorados, han sido estimadas en unos 430 MW adicionales (Cacho Carranza, 2020)

Por su parte, los recursos de tipo hidrotermal, que se clasifican en recursos medidos, indicados e inferidos, suman otros 1200 MW, tomando en cuenta únicamente recursos de más de 150 °C de temperatura. Estos recursos, contenidos en diversas zonas geotérmicas del país, de las cuales ya se han identificado al menos 20 de ellas, si pudieran ser desarrolladas por inversionistas privados bajo el marco de la nueva Ley de Energía Geotérmica (LEG), sea solos o en asociación público-privada con la CFE (CeMIEGeo, 2020), Adicionalmente, existió un acuerdo de cooperación con la Unión Europea; (Proyecto Gemex, Cooperación en investigación geotérmica Europa-México para desarrollo de sistemas geotérmicos mejorados y sistemas geotérmicos supercalientes, para la investigación de yacimientos super calientes y de roca seca caliente).

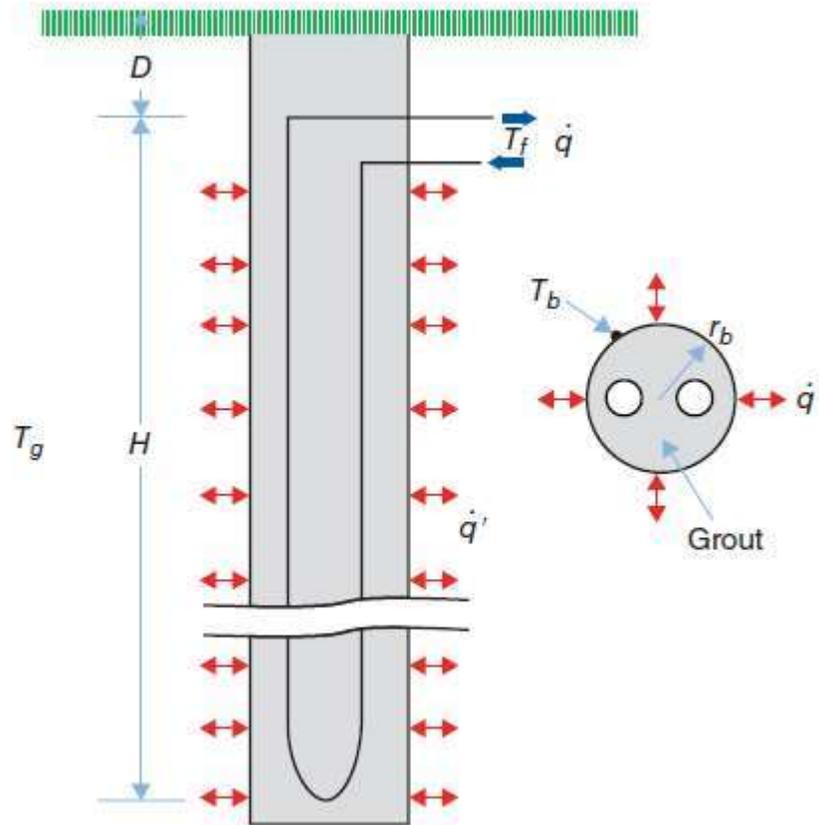
CAPÍTULO 3. MODELOS MATEMÁTICOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR ALREDEDOR DEL BHE -FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1. Intercambiadores de calor de pozo

El intercambiador de calor de pozo (BHE) se refiere a un conjunto de tubería de circuito cerrado instalado en un pozo vertical sobre cierta profundidad para fines de intercambio de calor con la Tierra, como se muestra en la Figura 19. La parte superior del BHE está enterrada a cierta profundidad, desde la superficie del suelo. Las construcciones típicas consisten en un tubo en U inyectado en un pozo, tubo en U doble, tubo concéntrico y pozos llenos de agua subterránea. Los BHE están diseñados para extraer una determinada cantidad de energía térmica por unidad de profundidad, mediante el bombeo de un fluido, con una temperatura media, a través del intercambiador de calor. La transferencia de calor se produce desde el suelo al fluido.

Desde los estudios pioneros de investigación y desarrollo en la década de 1970 con respecto a los BHE del tipo vertical acoplado a tierra, la configuración denominada "tubo en U" se ha convertido en el método preferido para la construcción de intercambiadores de calor. En estos tipos de sistemas, el intercambiador de calor del suelo generalmente consta de una serie de perforaciones verticales, cada una de las cuales contiene una tubería en forma de U de polietileno de alta densidad, a través de la cual circula un fluido de intercambio de calor. Dependiendo de las condiciones geológicas, los pozos para intercambiadores de calor de un tubo en U generalmente se perforan a profundidades nominales que van desde 50 a 100 m, con diámetros del orden de 5 pulgadas. El espacio anular del pozo generalmente se rellena con una lechada a base de bentonita para facilitar el sellado de los acuíferos y mejorar el área de contacto para la transferencia de calor.

Figura 19 Diagrama esquemático de un intercambiador de calor de pozo geotérmico típico (BHE) compuesto por un tubo en U cementado en un pozo vertical (Tomada de Chiasson, 2016).



Algunos otros tipos posibles de BHE vertical son el tubo en U doble y la configuración concéntrica (o coaxial). La construcción básica de un tubo en U doble consta de dos tubos en U simples instalados en un pozo y conectados en un circuito de flujo en serie o en paralelo. La ventaja en el rendimiento térmico del BHE en U doble sobre el tubo en U simple es que un segundo canal para el flujo del fluido de transferencia de calor reemplaza una región del pozo que de otro modo se llenaría con lechada.

Los primeros usos de los BHE fueron pioneros para aplicaciones geotérmicas de uso directo a fines de la década de 1920 en Klamath Falls. Estos se emplearon en pozos de agua y, por lo tanto, se consideran un tipo especial de aplicación de intercambio de calor de agua subterránea. Las primeras aplicaciones comerciales de intercambio geotérmico de baja temperatura para bombas de calor de fuente de agua están documentadas a partir de la década de 1940, con sistemas de circuito abierto que utilizan pozos de agua subterránea en Portland,

Oregón. Adler et al. (1951) investigaron parte de la base teórica para programas de diseño posteriores. Sin embargo, fue la crisis del petróleo de principios de la década de 1970 la que incentivó más el desarrollo de fuentes alternativas de energía, como la solar, la eólica y la geotermia. Se inició una investigación sobre el uso del suelo mismo como fuente/sumidero de calor para las bombas de calor. El terreno es globalmente disponible, y la temperatura (excepto en los pocos metros superiores) se mantiene estable. Los programas de investigación y desarrollo comenzaron simultáneamente en Suecia y en los Estados Unidos en la década de 1970 hacia el uso de BHE de circuito cerrado (Chiasson, 2016).

Los investigadores han revisado continuamente los métodos matemáticos para los análisis térmicos de BHE, y entre mediados y finales de la década de 2000 se observó un enfoque de investigación particular en los refinamientos de los procedimientos de diseño e instalación, particularmente en relación con los sistemas híbridos y los diseños sostenibles. La tecnología de bombas de calor continúa mejorando, lo que afecta la forma en que se diseñan los BHE.

La instalación y operación exitosa de BHE verticales requieren algunas consideraciones teóricas, pero siempre están limitadas por la práctica. Después de perforar el pozo hasta la profundidad deseada, se inserta el BHE y se cementa en su lugar. En segundo lugar, los recortes de suelo y roca no constituyen un material de relleno de ingeniería y, por lo tanto, no se puede garantizar que proporcionen un sello de pozo adecuado o un medio de transferencia de calor alrededor de la tubería en U. La transferencia de calor se maximiza cuando se usa una lechada que tiene una conductividad térmica relativamente alta en relación con el suelo/roca circundante, tiene una viscosidad razonablemente baja durante el encaje, es fácil de bombear, llena el espacio anular y reduce la posibilidad de vacíos, se adhiere a la pared de la tubería por buen contacto térmico, muestra poca o ninguna sedimentación o contracción después de la colocación y retiene las características térmicas a largo plazo.

3.1.1. Intercambiador de calor coaxial de doble tubo

Un intercambiador de calor coaxial de doble tubo es diseñado para la extracción o inyección de energía térmica desde/hacia el suelo. Un intercambiador de calor de pozo normalmente se

acopla a una bomba de calor, proporcionando una fuente de calor que es independiente de la temperatura del aire exterior (Pahud & Matthey, 2001). Los ejemplos de almacenamiento de calor con BHE, llamados almacenes de conductos de tierra son numerosos y se extienden por todo el mundo. Están diseñados para fines de calefacción, refrigeración o ambos. Un BHE generalmente se perfora a una profundidad entre 20 y 300 m con un diámetro de 10 ± 15 cm. Las tuberías se insertan dentro del pozo para que un portador de calor pueda circular e intercambiar calor con el suelo circundante.

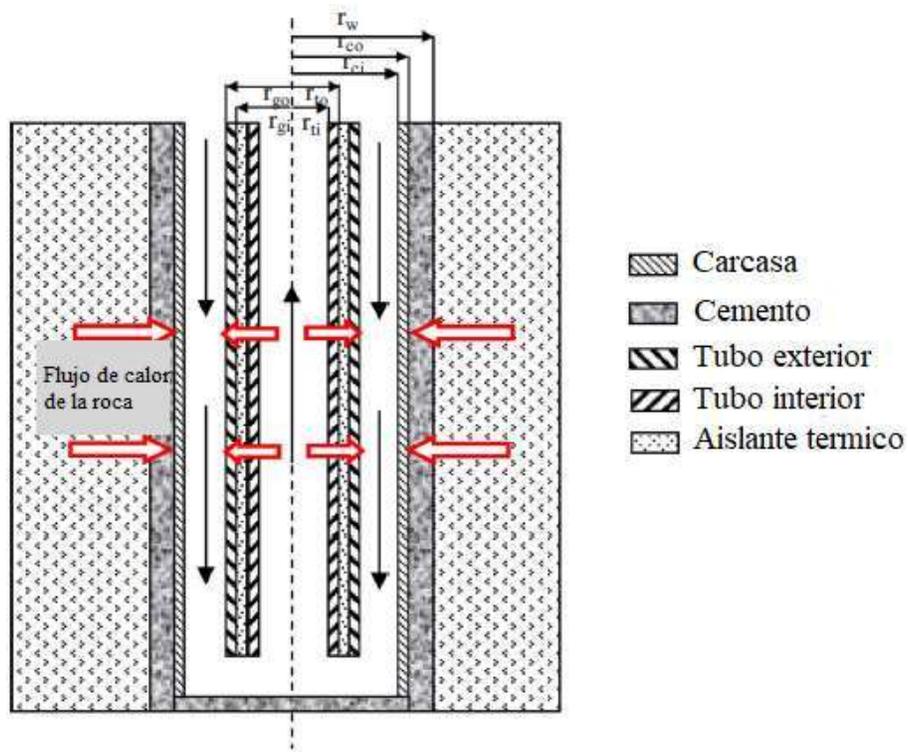
En el intercambiador de calor, el fluido portador de calor circulante se inyecta en la tubería exterior (tubería de inyección) y se calienta mediante la formación circundante en su descenso, el cemento y la carcasa generalmente se usan como escudo evitando que el fluido se toque con la formación (Figura 20). Al llegar al fondo del pozo, el flujo de fluido se invertirá y luego ascenderá a lo largo de la tubería interior (tubería de inyección). La capa de aislamiento entre el exterior y el interior del tubo; evita la pérdida de calor del fluido en el tubo interno, es decir, evita la transferencia de calor por conducción del fluido entre las paredes interna y externa del fluido. Luego, el fluido circulante se extrae de la boca del pozo y se bombea al sistema de generación de energía (Power Generation Systems: PGS, por sus siglas en inglés), generando energía directamente o disipando el calor a los fluidos de trabajo de PGS para producir electricidad. Luego, el fluido enfriado fluye desde PGS y regresa a la tubería externa de BHE coaxial, formando un circuito cerrado. A diferencia del sistema geotérmico convencional, en el sistema geotérmico AOGW, al sellar el orificio inferior del pozo con un BHE coaxial, el fluido portador de calor circula en un circuito cerrado dentro del intercambiador de calor, no se extraen fluidos de tierra de las rocas circundantes y el fluido de trabajo tampoco toca directamente con las rocas (Nian & Cheng, 2018).

Kujawa et al. (2006) fueron los pioneros en la utilización geotérmica de AOGW, basándose en su estudio previo sobre el BHE geotérmico, inicialmente propusieron un modelo que introduce un intercambiador de calor de doble tubería para modernizar AOGW para la producción geotérmica. Propusieron un BHE coaxial, donde el fluido portador de calor circula en un circuito cerrado, no se extraen fluidos del depósito térmico y el fluido de trabajo

no toca directamente con las rocas. Encontraron que el caudal del fluido de trabajo, la temperatura de entrada y la profundidad de aislamiento de la tubería interior tenían una influencia importante en la extracción de calor.

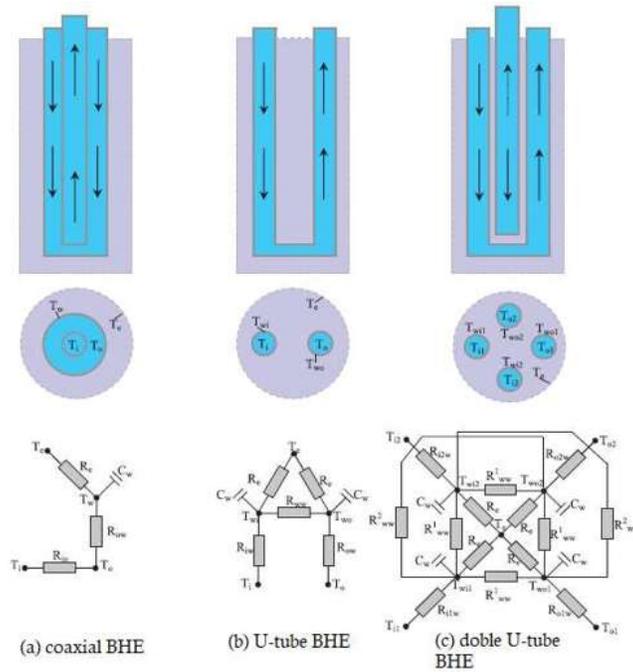
Los BHE son el equipo más utilizado en el sistema geotérmico, como en la calefacción geotérmica distinta, el sistema de bomba de calor geotérmica y la generación de energía geotérmica, etc. El BHE incluye tres tipos: BHE coaxial, BHE de tubería en U y BHE de doble tubería en U (Nian & Cheng, 2018).

Figura 20 Diagrama esquemático de pozo reacondicionado en AOGW con un BHE de doble tubería.



La Figura 20 ilustra la configuración general del pozo de BHE de doble tubería fijada en AOGW.

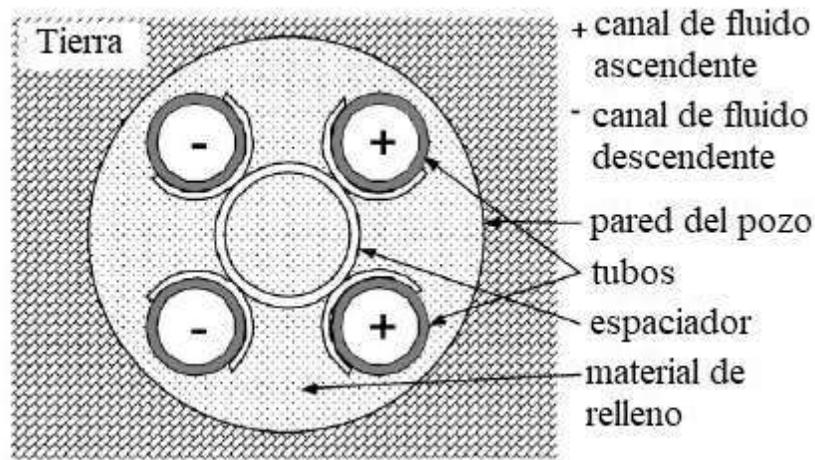
Figura 21 Esquema de modelado de diferentes tipos de BHEs con resistencia térmica (Tomada de Nian, 2018).



La Figura 21 muestra tres distintas configuraciones de BHE con el correspondiente modelo de red de resistencias al calor entre cada tubería y rocas circundantes. Los pozos de petróleo equipados con un solo pozo que incluye: tubería, carcasa y cemento, utilizan tubería en U o doble tubería en U para modernizar AOGW.

Un intercambiador de calor de doble tubo en U está hecho de dos tubos de plástico, de modo que el fluido se conduce hacia abajo hasta la parte inferior y luego hacia arriba (Figura 22). Se introduce un material de relleno entre las tuberías y la pared del pozo, con el fin de garantizar un buen contacto térmico con el suelo. En algunos casos, el material de relleno también tiene que evitar la circulación vertical de las aguas subterráneas.

Figura 22 Sección transversal esquemática de un calor típico de pozo de tubería en U doble (Pahud, 2001).



Eskilson (1987) y Hellström (1991) proporcionan un análisis térmico detallado de los pozos de extracción de calor y describen parámetros importantes en su desempeño. Los cinco parámetros más importantes identificados en el desempeño de un BHE son:

- la conductividad térmica del suelo/roca
- la resistencia térmica del pozo
- la temperatura terrestre no perturbada
- la extracción de calor
- la tasa de flujo másico del fluido portador de calor

3.2. Modelos matemáticos

La distribución de temperatura en el suelo puede describirse mediante la ecuación de difusión de calor diferencial parcial expresada en coordenadas cilíndricas:

$$\alpha \left[\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \phi^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right] + G = \frac{\partial T}{\partial t} \quad (3.1)$$

donde T es la temperatura, α es la difusividad térmica, r es la coordenada radial, z es la coordenada vertical, t es el tiempo y G es un término general fuente/sumidero.

Existen variaciones de dos modelos analíticos para calcular la distribución de temperatura en la Tierra alrededor de un BHE, y algunas se han incorporado al software de diseño disponible comercialmente. Los modelos analíticos de conducción radial de calor alrededor de un pozo vertical incluyen los *modelos de fuente de línea* y *de fuente cilíndrica* que proporcionan las soluciones al problema de transferencia de calor radial, calculando la resistencia térmica del pozo en estado estacionario, y transitorio en formación; aplicando la llamada *solución de fuente de línea*; y son soluciones a formas ligeramente variables de la Ecuación anterior con condiciones de contorno diferentes. Los modelos matemáticos para simular la transferencia de calor de formación se obtuvieron de los trabajos de Carslaw (1959), utilizados en la recuperación de calor en los sistemas geotérmicos BHE.

3.2.1. Modelo de fuente cilíndrica

En el *modelo de fuente cilíndrica*, el pozo se asume como una fuente de calor de cilindro con longitud infinita. El modelo de fuente cilíndrica, originalmente desarrollado y evaluado por Carslaw y Jaeger (1947), se considera una mejor representación de la geometría cilíndrica de un pozo y fue propuesto por Ingersoll et al. (1954) como método para dimensionar intercambiadores de calor enterrados. La solución al modelo de fuente de cilindro contiene integrales que pueden ser difíciles de evaluar. Junto con la complejidad del modelo de fuente cilíndrica y el hecho de que los modelos de fuente lineal brindan una representación más cercana de los datos de campo, adoptaremos el modelo de fuente lineal como nuestro estándar para modelar la transferencia de calor alrededor de BHE verticales con fines prácticos. En el modelo, se asume la conducción de calor vertical despreciable. El gradiente de temperatura vertical es muy pequeño en comparación con el cambio de temperatura radial en la formación; para el pozo de petróleo profundo, la suposición es válida. El modelo unidimensional de conducción de calor de formación con coordenadas cilíndricas se puede expresar como:

$$\frac{\partial^2 T_e}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_e}{\partial r} = \frac{(\rho c)_e}{\lambda e} \frac{\partial T_e}{\partial \tau} \quad (3.2)$$

Donde T_e , es la temperatura de distribución del fluido, λ_e , es la conductividad térmica del fluido, τ es el tiempo y $(\rho c)_e$, es la capacidad de calor volumétrica del fluido.

El límite y las condiciones iniciales:

$$\frac{dQ}{dz} = -2\pi\lambda_e r_w \left. \frac{\partial T_e}{\partial r} \right|_{r=r_w}, (\tau \geq 0, r = r_w) \quad (3.3)$$

$$T_e = T_{ei} = T_0 + az, (\tau \geq 0, r \rightarrow \infty) \quad (3.4)$$

$$T_e = T_{ei}, (\infty \geq r \geq r_w, \tau = 0) \quad (3.5)$$

Donde T_{ei} representa la temperatura de formación a la distancia infinita del eje del pozo; T_0 , la temperatura superficial de formación; $\frac{dQ}{dz}$, el flujo de calor respecto a la profundidad; r_w , el radio del pozo; a , el gradiente geotérmico y z , la profundidad del pozo.

Al calcular la ecuación diferencial parcial anterior con el uso de la transformada de Laplace, Carslaw y Jaeger (1959) realizaron una solución analítica para la temperatura de formación de la siguiente manera:

$$T_e(r_D, \tau_D) = T_{ei} + \frac{G(r_D, \tau_D)}{\lambda_e} \cdot \frac{dQ}{dz} \quad (3.6)$$

donde:

$$G(r_D, \tau_D) = \frac{1}{\pi^2} \int_0^\infty \frac{1-e^{-u^2\tau_D}}{u^3} \cdot \frac{Y_1(u)J_0(ur_D) - Y_0(ur_D)J_1(u)}{J_1^2(u) + Y_1^2(u)} du \quad (3.7.a)$$

r_D, τ_D son la distancia radial y el tiempo adimensionales,

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (3.7.b)$$

$$\tau_D = \frac{\alpha_e \tau}{r_w^2} \quad (3.7.c)$$

donde α es la difusividad térmica para la formación:

$$\alpha_e = \lambda_e (\rho c)_e \quad (3.7.d)$$

$G(r_D, \tau_D)$ es una función importante en el sistema BHE para simular la transferencia de calor al suelo. Al establecer $r = r_w$, la temperatura de formación en la interfaz del pozo/formación T_w se puede obtener como:

$$T_w = T_{ei} + \frac{dQ}{\pi^2 \lambda_e} \int_0^\infty \frac{1 - e^{(-\tau_D u^2)}}{u^2} \cdot \frac{Y_1(u)J_0(u) - Y_0(u)J_1(u)}{J_1^2(u) + Y_1^2(u)} du \quad (3.8)$$

Donde Y_0 , representa la función de Bessel de orden cero de segundo tipo; J_0 , la función de Bessel de orden cero de primer tipo; Y_1 , la función de Bessel de primer orden de segundo tipo; J_1 , función de Bessel de primer orden de primer tipo; u , la variable para la integración; T_w , la temperatura de la interfaz entre el intercambiador de calor y de la roca.

El gradiente de temperatura disminuye con el tiempo en la interfaz del pozo/formación $r = r_w$.

Ramey (1962) presenta la función de conducción de calor transitorio $f(t)$ para caracterizar el flujo de calor transitorio en formación, que es análoga a la ecuación de difusión de presión para el flujo de fluido transitorio. La pérdida de calor desde la formación hasta el pozo se puede calcular con la función $f(t)$:

$$\frac{dQ}{dz} = \frac{2\pi k_e (T_w - T_{ei})}{f(t)} \quad (3.9)$$

Combinando las ecuaciones anteriores, la solución analítica de $f(t)$ puede ser obtenida:

$$f(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^\infty \frac{1 - e^{(-\tau_D u^2)}}{u^2} \cdot \frac{Y_1(u)J_0(u) - Y_0(u)J_1(u)}{J_1^2(u) + Y_1^2(u)} du \quad (3.10.a)$$

La función de conducción de calor transitorio $f(t)$ está determinada por el tiempo adimensional τ_D . Para $f(t)$ como función de τ_D se puede ajustar a partir de las soluciones de la ecuación anterior y algunos modelos ajustados existentes como soluciones aproximadas:

$$\text{Ecuación de Ramey (1962): } f(t) = \ln \ln (2\sqrt{\tau_D}) - 0.2886 \quad (3.10.b)$$

$$\text{Ecuación de Chiu (1991): } f(t) = 0.982 \ln \ln (1 + 1.81\sqrt{\tau_D}) \quad (3.10.c)$$

$$\text{Ecuación de Butler (1991): } f(t) = e^{[0.000629(\ln \tau_D)^3 - 0.0203(\ln \tau_D)^2 + 0.308 \ln \tau_D + 0.015]} \quad (3.10.d)$$

Ecuación de Hasan (1994):

$$f(t) = \{1.1281\sqrt{\tau_D}[1 - 0.3\sqrt{\tau_D}], \tau_D \leq 1.5(3.10e) [0.4063 + 0.5\ln(\tau_D)] \left[1 + \frac{0.6}{\tau_D}\right], \tau_D > 1.5\} \quad (3.10.e)$$

Cheng (2013) obtuvo una función de conducción de calor transitorio para la formación considerando la capacidad calorífica del pozo como:

$$f(t) = \frac{16\omega^2}{\pi^2} \int_0^\infty \frac{1 - e^{-\tau_D u^2}}{u^3 \Delta(u, \omega)} du \quad (3.11)$$

La ecuación aproximada correspondiente se da como:

$$f(t) = [0.2352 + \ln(\tau_D + 0.6481)] \left(1 + \frac{0.0767}{\tau_D}\right) - \frac{0.0017e^{-\frac{\omega}{3.342}}}{\tau_D} \quad (3.12)$$

Las funciones de conducción de calor se obtienen con la suposición de una transferencia de calor constante en el pozo y un flujo de calor constante desde la formación.

Cheng et al. (2013) encontraron que el tiempo y la capacidad calorífica del pozo tienen una influencia significativa en la transferencia de calor de formación. Los componentes del pozo absorben la extracción de calor del entorno, reduciendo la extracción de calor a fluido y rompiendo la transferencia de calor constante en el pozo. El efecto de la capacidad calorífica del pozo se puede modelar considerando la condición de límite en la interfaz del pozo/formación:

$$-2\pi\lambda_e r_w \frac{\partial T_e}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \pi r_w^2 (\rho c)_w \frac{\partial T_w}{\partial \tau} + \frac{dQ}{dz}, (\tau \geq 0, r = r_w) \quad (3.13)$$

donde,

$$\Delta(u, \omega) = [uJ_0(u) - \omega J_1(u)]^2 + [uY_0(u) - \omega Y_1(u)]^2 \quad (3.14)$$

ω , es la relación entre la capacidad calorífica de formación y la capacidad calorífica del pozo,

$$\omega = \frac{(\rho c)_e}{(\rho c)_w} \quad (3.15)$$

que refleja el efecto de la capacidad calorífica del pozo sobre $f(t)$. La capacidad calorífica del pozo tiene una influencia significativa en la conducción transitoria de calor de la formación, durante tiempos cortos, y la influencia se vuelve débil con el tiempo. La solución de *Ramey* puede ser factible para la simulación de ingeniería cuando el tiempo de ejecución es mayor de 7 días. La precisión de las fórmulas de Chiu (1991) y Butler (1991) obtiene un nivel similar, y de los cuatro modelos aproximados anteriores, la solución de *Hasan* (1994) concuerda mejor con la rigurosa $f(t)$ mediante el uso de la función por partes. El método analítico de la función de conducción de calor $f(t)$ se utiliza en la recuperación de petróleo crudo de la ingeniería petrolera para contabilizar la transferencia de calor de formación. La función G se utiliza en el diseño BHE del sistema geotérmico para simular la transferencia de calor de formación.

3.2.2. Modelo analítico de fuente de línea infinita de transferencia de calor en el suelo

El *modelo de fuente de línea* trata la transferencia de calor radial en un plano perpendicular al pozo vertical, donde el pozo es una fuente de línea con salida de calor constante y rodeado por una formación infinita. Hay dos tipos de modelos de fuente de línea utilizados en el diseño de BHE:

- el modelo de fuente de línea infinita
- el modelo de fuente de línea finita.

En ambos modelos de conducción radial de calor, el término de la coordenada vertical $\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ no es aplicable. En los modelos de fuente de línea infinita, se hace una suposición simplificada de que $\frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = 0$ y, por lo tanto, solo se considera la transferencia de calor radial en el suelo. Tal modelo es válido bajo ciertas restricciones de tiempo y profundidad del pozo, pero después de largos períodos de tiempo y/o con pozos cortos, la transferencia de calor alrededor de un BHE adquiere una componente vertical significativa y $\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ debe tenerse en cuenta; de ahí la necesidad de un modelo fuente de línea finita. Kelvin (1882) describió

originalmente un modelo de fuente de línea infinita (comúnmente conocido como modelo de fuente de línea de Kelvin), que se considera una solución clásica para calcular la distribución de temperatura alrededor de una línea vertical imaginaria en un medio sólido semi-infinito, inicialmente en una temperatura uniforme. Eskilson (1987) realizó una importante contribución adicional al desarrollar modelos matemáticos para describir la distribución de temperatura alrededor de fuentes lineales finitas.

Soluciones de fuente de línea infinita. Son soluciones generales de la ecuación 3.1 cuando $\frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = 0$ y $\frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \phi^2}$ no es aplicable. Las condiciones de frontera del modelo de línea fuente en la pared de la formación o en el pozo exterior está dado como:

$$T(r, t) = T(r, 0) = T_g \quad (3.16)$$

$$T(r, t) = T(\infty, t) = T_g \quad (3.17)$$

$$-2\pi\lambda_e r \left. \frac{\partial T_e}{\partial r} \right|_{R=0} = \frac{dQ}{dz}, (\tau \geq 0, R = 0) \quad (3.18)$$

Ingersoll y Plass (1948) e Ingersoll et al. (1954) proporcionan una adaptación del modelo de fuente lineal de Kelvin para uso práctico con BHE, exactamente análoga a la solución de Theis (1935) para flujo radial a un pozo:

$$\Delta T_r = \frac{q'}{4\pi} \int_u^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = \frac{q'}{4\pi} W(u) = \frac{q'}{4\pi} \left(\ln \left(\frac{4\alpha}{r^2} \right) - \gamma \right) \quad (3.19)$$

u representa la variable de integración que está definida como:

$$u = \frac{r^2}{4\alpha t} \quad (3.20)$$

donde γ es la constante de Euler (0.5772). La ecuación (3.19) tienen un límite inferior de tiempo en el que el pulso de calor no ha alcanzado el radio r de interés y un límite superior de tiempo para garantizar el flujo de calor radial desde la fuente lineal. Eskilson (1987) define estos límites de tiempo como:

$$5r^2/\alpha < t < t_s/10 \quad (3.21)$$

donde t_s es una escala de tiempo característica (también conocida como tiempo de estado estable) equivalente a $H^2/9\alpha$.

Cuando la conducción de calor en formación se simplifica como unidimensional, la solución de la temperatura de formación para el modelo de línea fuente se da como:

$$T_e(r, \tau) = T_{ei} + \frac{1}{4\pi\lambda_e} \cdot \frac{dQ}{dz} \frac{e^{(-u)}}{u} du + \frac{dQ}{dz} \frac{G(r, \tau)}{\lambda_e} \quad (3.22)$$

Para el τ_D más grande, la función G integral infinita en la ecuación anterior puede aproximarse mediante:

$$G(r, \tau) = \frac{1}{4\pi} \left(\ln \frac{4\alpha_e \tau}{r_b^2} - \gamma \right) \quad (3.23)$$

Las dos ecuaciones anteriores, han sido ampliamente utilizadas en la simulación de transferencia de calor para el diseño de BHE debido a su simplicidad.

3.2.3. Determinación de la temperatura del fluido BHE

Para calcular el cambio de temperatura en un momento dado en el fluido BHE, primero debemos calcular la temperatura en la pared del pozo sustituyendo el valor del radio del pozo en las ecuaciones anteriores y calculando la resistencia térmica del suelo. A continuación, debemos tener en cuenta la resistencia térmica de los elementos del pozo (como la configuración de la tubería dentro del pozo, la lechada del pozo y las propiedades térmicas del fluido) utilizando la denominada resistencia térmica del pozo:

$$\Delta T_f = q' R'_g + q' R'_b \quad (3.24)$$

Luego, la temperatura promedio del fluido BHE se calcula simplemente sumando el cambio en la temperatura del fluido ΔT_f a la temperatura del suelo en reposo:

$$T_{f,avg} = \Delta T_f + T_g \quad (3.25)$$

3.2.4. Modelos Matemáticos de la Resistencia Térmica del Pozo

Los enfoques de diseño actuales de BHE aproximan la resistencia térmica del pozo como un valor de estado estable, ignorando así los efectos de almacenamiento térmico del fluido portador de calor, la tubería y la lechada. Se ha demostrado que esta es una aproximación razonable cuando las relaciones r_b/H son pequeñas, del orden de 0.0005 según lo determinado por Eskilson (1987). El objetivo principal en el diseño de BHE es minimizar la resistencia térmica del pozo dentro de límites prácticos. La resistencia térmica del pozo relaciona la tasa de calor aplicada a la temperatura promedio del fluido que circula en un BHE con la temperatura promedio de la pared del pozo:

$$R'_b = \frac{T_f - T_b}{q} \quad (3.26)$$

donde R_b es la resistencia térmica del pozo por unidad de longitud, T_f es la temperatura promedio del fluido, T_b es la temperatura promedio en la pared del pozo y q es el pulso térmico por unidad de longitud. El propósito de un BHE es transferir calor hacia (o desde) la Tierra, y los materiales de construcción del pozo presentan una resistencia a la transferencia de calor; el calor primero debe transferirse por convección en el fluido, luego por conducción a través de la tubería y luego a través del material de relleno del pozo. En los pozos con lechada, la resistencia térmica de la lechada es esencialmente un problema de geometría. La resistencia térmica del pozo también depende del tipo y disposición de los canales de flujo en el pozo. El cálculo de la resistencia térmica del pozo en estado estacionario para los BHE, independientemente del método de cálculo, consta esencialmente de dos partes:

- la resistencia de la tubería
- la resistencia de la lechada o del relleno.

El material de construcción más común para los BHE es el polietileno de alta densidad (HDPE) o el polietileno de alta densidad termoplástico (PEHD) fabricado a partir del proceso de refinación del petróleo. Conocido por su gran relación entre resistencia y densidad, el HDPE se usa comúnmente en la producción de tuberías resistentes a la corrosión, geomembranas y madera plástica. Muchos fabricantes de tuberías de HDPE utilizan el

método de relación de dimensión estándar (SDR) para clasificar la presión de las tuberías. El SDR es la relación entre el diámetro de la tubería y el espesor de la pared. Por lo tanto, el GRADO también se utiliza para describir el espesor de la pared de la tubería. SDR 11 es un espesor de pared de tubería común para BHE y es similar al Cedula 40. SDR 11 significa que el diámetro exterior de la tubería es 11 veces el espesor de la pared. Con una relación SDR alta, la pared de la tubería es relativamente delgada en comparación con el diámetro de la tubería. Como consecuencia, una tubería con alto SDR tiene una clasificación de presión más baja y una tubería con SDR bajo tiene una clasificación de presión más alta. HDPE sobrevive como el estándar de la industria debido a su capacidad de fusionarse térmicamente en el campo, lo que da como resultado una unión fuerte y confiable. El polietileno reticulado (PEX) también está ganando fuerza en el mercado.

3.3. Métodos numéricos

Los métodos numéricos se utilizan para simular la transferencia de calor multidimensional con *diferencia finita*, *volumen finito* y *métodos de elementos finitos*. El modelo de transferencia de calor multidimensional está más cerca de la verdadera situación de formación, y utilizando un método numérico se pueden obtener cambios transitorios de distribución de temperatura en formación en diferentes condiciones. El método numérico muestra la utilidad en la optimización y el diseño, o el desarrollo de modelos matemáticos más simples. En el campo del diseño BHE, se han desarrollado algunos programas de simulación numérica y software de diseño.

3.3.1 Método de resistencia eficaz

Este método es semi analítico, que especifica la resistencia térmica transitoria para investigar la transferencia de calor de la formación. Durante la extracción de calor de la formación, la temperatura de formación del pozo cercano cambia significativamente y la temperatura de la formación tiende a permanecer sin cambios lejos del pozo. Hay un radio de influencia r_{in} y cuando $r > r_{in}$ la temperatura de formación T_e no se altera y es igual a T_{ei} . El radio de

influencia también representa la distancia de desplazamiento del frente de temperatura. En el rango de $r < r_{in}$, si la transferencia de calor de la formación se asumiera equivalente a la conducción constante de calor, la resistencia térmica efectiva en la formación podría modelarse mediante la ecuación de Fourier:

$$R = \frac{1}{2\pi\lambda_e} \ln \frac{r_i}{r_w} \quad (3.27)$$

Durante la extracción de calor de la formación, la influencia del radio aumenta con el tiempo, basado en la solución analítica de la ecuación de transferencia de calor dada en Carslaw y Jaeger (1959), se sugiere un modelo empírico para el caso de que el radio de influencia podría extenderse a una distancia del pozo como:

$$r_i = 2\sqrt{\alpha_e \tau_{max}} \quad (3.28)$$

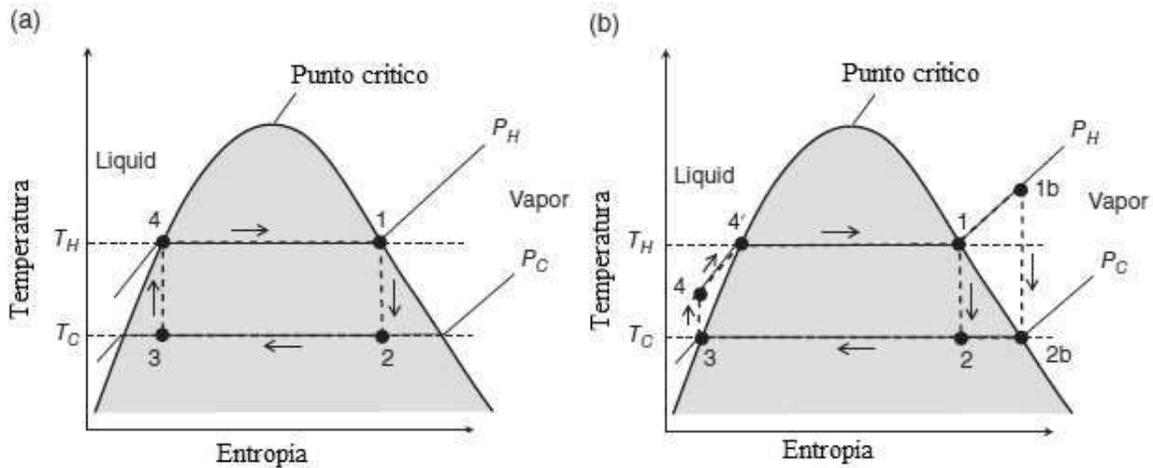
donde τ_{max} es la duración del proceso de simulación; se encontró que el radio de influencia depende de la difusividad térmica de la formación y del tiempo transcurrido. R_e y r_{in} están influenciados por los parámetros de flujo de fluidos y las propiedades del pozo, como el caudal, las propiedades térmicas de la tubería y el cemento, etc. El radio de influencia anterior se construye independientemente de cuánta energía térmica se extraiga de la formación, y la resistencia térmica efectiva solo representa la resistencia térmica media de la formación en condiciones de conducción de calor constante. El método de resistencia térmica eficaz se aplica a la simulación de la conducción de calor de formación debido a su fórmula simplificada.

3.4. Mecánica de funcionamiento y ecuaciones de balance de energía y formación de transferencia de calor

El fluido de trabajo se inyecta en el tubo exterior, extrayendo calor de las rocas circundantes. Simultáneamente, el fluido de trabajo, en el exterior del tubo, también es calentado por el mismo, que se encuentra circulando hacia arriba, en el interior del tubo, y produce flujo de calor a través del aislamiento. Debido a que el tamaño radial del pozo es mucho menor que la profundidad del pozo, la transferencia de calor radial siempre se puede despreciar.

En un ciclo general de máquina térmica de Carnot, hay cuatro procesos termodinámicamente reversibles ideales. Las transferencias de calor en los yacimientos de alta y baja temperatura (T_H y T_C) ocurren isotérmicamente, y los procesos hacia y desde los yacimientos de alta y baja temperatura ocurren adiabáticamente. El ciclo de Rankine ideal representa esencialmente un paso "intermedio" desde el ciclo del motor térmico de Carnot hacia un ciclo real. Sienta las bases para un ciclo de motor térmico práctico, pero conserva las transferencias de calor perfectas y los procesos isoentrópicos del ciclo de Carnot. Por lo tanto, el ciclo de Rankine ideal no es alcanzable. El ciclo de Carnot requiere expansión y compresión isotérmicas que involucran calor y trabajo simultáneos, que son difíciles de lograr en la práctica. Para lograr los procesos isotérmicos en T_H y T_C se implementan estos procesos en una condición de cambio de fase. Por lo tanto, al igual que con los ciclos de compresión de vapor, el ciclo de Carnot se mueve debajo del domo líquido-vapor para compararlo con el ciclo de Rankine ideal. Similar al ciclo de compresión de vapor, el ciclo de Rankine en realidad opera entre dos presiones correspondientes a la temperatura de ebullición y condensación del fluido de trabajo; más la expansión de dos fases no se puede lograr fácilmente en el ciclo de Rankine y, por lo tanto, el proceso 1-2 se saca del domo de vapor para representar la expansión "seca" (Figura 23). El *ciclo de Rankine* tiene algunas variantes, según el *fluido de trabajo*. La condición de entrada a la turbina puede ser vapor saturado o vapor sobrecalentado.

Figura 23 Diagramas análogos de temperatura-entropía (T-s) para (a) un ciclo de motor térmico de Carnot y (b) un ciclo de Rankine ideal.



El resultado deseado es que sea un vapor casi saturado a medida que su presión disminuye a la presión de condensación del fluido de trabajo. La ecuación de balance de energía del fluido en la tubería exterior está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial((\rho c)_f A_0 T_{f0})}{\partial \tau} + \frac{\partial((\rho c)_f A_0 v_f T_{f0})}{\partial z} = -\frac{dQ}{dz} + \frac{dQ_{l0}}{dz} \quad (3.29)$$

donde A_0 y v_f son el área de la tubería exterior y la velocidad del fluido, T_{f0} es la temperatura del fluido en la tubería exterior, dQ/dz es la extracción de calor de la formación (Wm^{-1}). Aunque el aislamiento se utiliza para evitar la pérdida de calor del fluido interno de la tubería, hay transferencia de calor entre las dos tuberías; el dQ_{l0}/dz representa el flujo de calor de la tubería interior a la tubería exterior. La ecuación de energía para la tubería interna está dada como:

$$\frac{\partial((\rho c)_f A_1 T_{f1})}{\partial \tau} + \frac{\partial((\rho c)_f A_1 v_f T_{f1})}{\partial z} = -\frac{dQ}{dz} + \frac{dQ_{l0}}{dz} \quad (3.30)$$

La extracción de calor de la formación es igual al flujo de calor a través de la superficie exterior del pozo al fluido inyectado, por lo que se obtiene mediante:

$$\frac{dQ}{dz} = 2\pi r_w U_{0w} (T_{f0} - T_w) = \frac{T_{f0} - T_w}{R_{0w}} \quad (3.31)$$

donde U_{ow} es el coeficiente de transferencia de calor entre el fluido de la tubería y el pozo exteriores, R_{ow} es la resistencia entre la tubería exterior y las rocas circundantes.

$$R_{ow} = \frac{1}{2\pi r_w U_{ow}} \quad (3.32)$$

Los modelos de coeficiente de transferencia de calor se adoptan en ingeniería petrolera, mientras que los métodos de resistencia térmica se aplican en el sistema geotérmico.

r_w es el radio del pozo exterior y T_w es la temperatura exterior del pozo, T_w se puede tratar como la temperatura de formación en la interfaz del pozo/formación o la temperatura de la pared de formación. dQ_{io}/dz está determinado por la diferencia de temperatura entre el fluido de tubería exterior y el fluido de tubería interna, y la resistencia térmica del aislamiento:

$$\frac{dQ_{io}}{dz} = 2\pi r_{io} U_{io} (T_{fl} - T_{f0}) = \frac{T_l - T_0}{R_{io}} \quad (3.33)$$

donde U_{io} es el coeficiente de transferencia de calor entre la tubería exterior y la tubería interior, R_{io} es la resistencia térmica entre la tubería exterior y la tubería interior

$$R_{io} = \frac{1}{2\pi r_{io} U_{io}} \quad (3.34)$$

Se asume una transferencia de calor y un flujo de calor constantes en los componentes del pozo (aislamiento, carcasa, cemento); La transferencia de calor en el pozo es más rápida que la de la formación a mayor escala y tarda menos tiempo en alcanzar un estado estable.

La temperatura del fluido del pozo y la tasa de extracción de calor, dependen de la temperatura de formación en la interfaz del pozo/formación T_w , que está determinada por la transferencia de calor de la formación. La conducción de calor domina la formación donde la transferencia de calor debe tratarse como un proceso transitorio. Los métodos de simulación para la conducción de calor en formación incluyen métodos numéricos, métodos analíticos y método de resistencia térmica (Ramey, 1962).

3.4.1. Coeficiente global de transferencia de calor

Se define en términos de la resistencia térmica total a la transferencia de calor entre la interacción de diferentes tipos de materiales (fluidos y sólidos) (Ramey, 1962). Para una pared que separa dos corrientes de fluido, el coeficiente de transferencia de calor general es:

$$\frac{1}{UA} = \frac{1}{U_C A_C} = \frac{1}{U_h A_h} = \frac{1}{(hA)_c} + R_W + \frac{1}{(hA)_h} \quad (3.35)$$

3.4.2. Coeficiente de transferencia de calor de pozos petroleros abandonados y su resistencia térmica

Para el BHE de doble tubería, la resistencia térmica del pozo se da entre la tubería exterior y la tubería interna, y la resistencia entre la tubería exterior y las rocas circundantes:

$$R_{\text{pozo}} = R_{\text{entreelinterioryexterjordeltubo}} + R_{\text{entrelextoriordeltuboyelextoriordelpozo}} \quad (3.36)$$

La resistencia térmica total del sistema geotérmico AOGW se puede expresar como:

$$R_t = R_{\text{delasrocas}} + R_{\text{pozo}} \quad (3.37)$$

La resistencia térmica es equivalente al coeficiente de transferencia de calor para la simulación de transferencia de calor de pozo (R_{io}). Basado en el modelo de Willhite (1967), la resistencia al calor R_{io} se puede expresar como:

$$R_{io} = \frac{1}{2\pi r_{io} U_{io}} = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1}{r_{ti} h_f} + \frac{\ln \frac{r_{to}}{r_{ti}}}{\lambda_{tub}} + \frac{\ln \frac{r_{gi}}{r_{to}}}{\lambda_{il}} + \frac{\ln \frac{r_{go}}{r_{gi}}}{\lambda_{tub}} + \frac{1}{r_{go} h_f} \right] \quad (3.38)$$

R_{ow} es la resistencia entre la tubería exterior y el pozo puede ser calculado como:

$$R_{ow} = \frac{1}{2\pi r_w u_{ow}} = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1}{r_{ci} h_f} + \frac{\ln \frac{r_{co}}{r_{ci}}}{\lambda_{cas}} + \frac{\ln \frac{r_w}{r_{co}}}{\lambda_{cem}} \right] \quad (3.39)$$

h_f es el coeficiente de transferencia de calor convectivo, igual a $\frac{(\lambda_f Nu)}{d_e}$, d_e es el tamaño de la función. El coeficiente de transferencia de calor se calcula mediante el número de Nusselt (Nu), que se puede evaluar a través de las ecuaciones teniendo en cuenta el número de Reynolds (Re), que determina el flujo laminar y turbulento. Las siguientes ecuaciones empíricas se utilizan para determinar el coeficiente global de transferencia de calor, U con diferentes rangos de aplicación:

$$\text{Sieder - Tate: } Nu = 1.86 \left(\frac{Re Pr}{\frac{L}{D}} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\eta_f}{\eta_w} \right)^{0.14} \quad (Re < 2300, \text{ flujo laminar}) \quad (2.40a)$$

$$\text{Gnielinski: } Nu = \frac{\left(\frac{f}{8}\right)(Re-10) Pr}{1+12.7\sqrt{\frac{f}{8}}(Pr^{\frac{2}{3}}-1)} \left[1 + \left(\frac{D}{L}\right)^{\frac{2}{3}} \right] \quad (2300 \leq Re \leq 10^6) \quad (2.40b)$$

$$\text{Dittus - Boelter: } Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \quad (Re \geq 10^6, \text{ flujo turbulento}) \quad (2.40c)$$

L y D son la longitud de la tubería y el diámetro interior de la tubería; Re y Pr son el número de Reynolds y el número de Prandtl; η_f y η_w son la viscosidad dinámica del fluido y de la pared de tubos. La ecuación de Dittus-Boelter (1930) se desarrolló para modelar la transferencia de calor convectiva para tubos circulares lisos y puede ser precisa cuando se usa para modelar un flujo a través de una tubería expuesta a un gradiente de alta temperatura, y también cuando se aplica a tubos no circulares como anillos. La correlación de Gnielinski (1976) es aplicable al flujo de transición.

3.4.3. La influencia de la capacidad calorífica

Las expresiones anteriores para la resistencia del pozo son de estado estacionario. Solo con la suposición de una transferencia de calor constante en BHE, la resistencia térmica se puede tomar como constante y se puede despreciar la capacidad calorífica del pozo. Cuanto mayor sea el área de sección transversal y la capacidad calorífica del intercambiador de calor, menos válida se vuelve esta suposición durante el corto tiempo de ejecución, ya que puede tomar un

tiempo considerable alcanzar el estado estacionario térmico. El sistema de generación de energía geotérmica que utiliza AOGW funciona durante mucho tiempo y, en comparación con la conducción de calor transitorio a largo plazo en la formación circundante, la transferencia de calor en el pozo puede tender a estabilizarse rápidamente. La resistencia del pozo puede determinarse mediante conductividad térmica y geometría. Tanto la temperatura de salida como la extracción geotérmica de la formación dependen de la configuración geométrica del pozo, especialmente para el aislamiento.

3.4.4. Cambios de presión de entrada y salida

El aumento de presión total que debe generar una bomba para mover un fluido a través de un sistema de tuberías/ductos es la suma del aumento de presión requerido para cumplir con las condiciones de entrada y salida, y el aumento de presión para superar la fricción en el sistema de tuberías. La bomba debe generar un aumento de presión para cumplir con las condiciones de entrada y salida siempre que las presiones, las velocidades del fluido o las elevaciones sean diferentes entre la entrada y la salida del sistema de tuberías. El aumento de presión total requerido para compensar las diferentes condiciones de entrada y salida es la suma de $\Delta P_{\text{estática}}$, $\Delta P_{\text{velocidad}}$ y $\Delta P_{\text{elevación}}$. Si las presiones, velocidades y/o elevaciones de entrada y salida son las mismas, el término correspondiente se reducirá a cero. Si las presiones, velocidades y/o elevaciones de los fluidos de entrada y salida son diferentes, se deben evaluar los términos correspondientes. Es importante tener en cuenta los siguientes puntos al evaluar los términos de presión para flujos internos:

- En los sistemas de circuito cerrado, el fluido se bombea a través de un circuito continuo y, por lo tanto, la entrada y la salida del sistema están en el mismo lugar. Por lo tanto, la presión, la velocidad y la elevación de la entrada y la salida son idénticas, y los cambios en la presión estática, de velocidad y de elevación son cero.
- En los sistemas de circuito abierto, el fluido se bombea desde un lugar a otro. En sistemas abiertos, se debe considerar el cambio entre las presiones estática, de

elevación y de velocidad entre la entrada y la salida del sistema; sin embargo, una definición cuidadosa de las ubicaciones de entrada y salida puede minimizar la complejidad de los cálculos. Con frecuencia es posible definir las ubicaciones de entrada y salida para que las presiones de entrada y salida sean iguales, lo que da como resultado un cambio en la presión estática igual a cero.

- Para el flujo incompresible, como el flujo de agua a través de una tubería, la velocidad del fluido es inversamente proporcional al cuadrado del diámetro de la tubería. Por lo tanto, si el diámetro de la tubería permanece constante, las velocidades de entrada y salida son iguales y el cambio en la presión de velocidad, $\Delta P_{\text{velocidad}}$, es cero.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

El objetivo general de este trabajo de tesis es aplicar un modelo de simulación confiable para demostrar la factibilidad de extraer energía geotérmica de pozos petroleros profundos abandonados en México, utilizando un intercambiador de calor de doble tubo concéntrico (BHE's coaxiales), de acuerdo con los modelos descritos en el Capítulo 2.

Por lo tanto, para lograr con éxito los objetivos y metas de este proyecto, se procedió a aplicar las siguientes tareas científicas:

1. Creación de base de datos. Esta base de datos contiene parámetros geofísicos térmicos de pozos petroleros en desuso, así como las coordenadas de ubicación geográfica, geología, y si existe información disponible, diseño mecánico de cada pozo.
2. Modelo analítico-numérico para determinar el potencial geotérmico de pozos. De acuerdo con la investigación de las tecnologías desarrolladas para la obtención de energía geotérmica de pozos petroleros abandonados, se utilizarán los siguientes métodos: el *método analítico del modelo de fuente de línea* y el *método numérico de volumen finito*; propuestos por Kujawa et al (2006) y England (2015), respectivamente.

A continuación, se describen las actividades antes mencionadas.

4.1. Base de datos

En la Tabla 3 se muestran datos de 56 pozos petroleros abandonados, compilados de Espinoza-Ojeda et al. (2023), cuya ubicación se muestra en el mapa de la Figura 24. Estos pozos se extienden principalmente en Chihuahua y al norte de Durango. Para determinar la distribución de temperatura de los pozos petroleros abandonados, esta se obtiene a partir de la Ecuación 3.1, utilizando los valores de gradientes geotérmicos de la Tabla 6:

$$T(z) = a(z) + b \quad (4.1)$$

donde z es la profundidad de la formación (m); $T(z)$ es la variación de la temperatura en función de la profundidad z (°C); a es el gradiente geotérmico (°C/m); b es la temperatura de la superficie (°C).

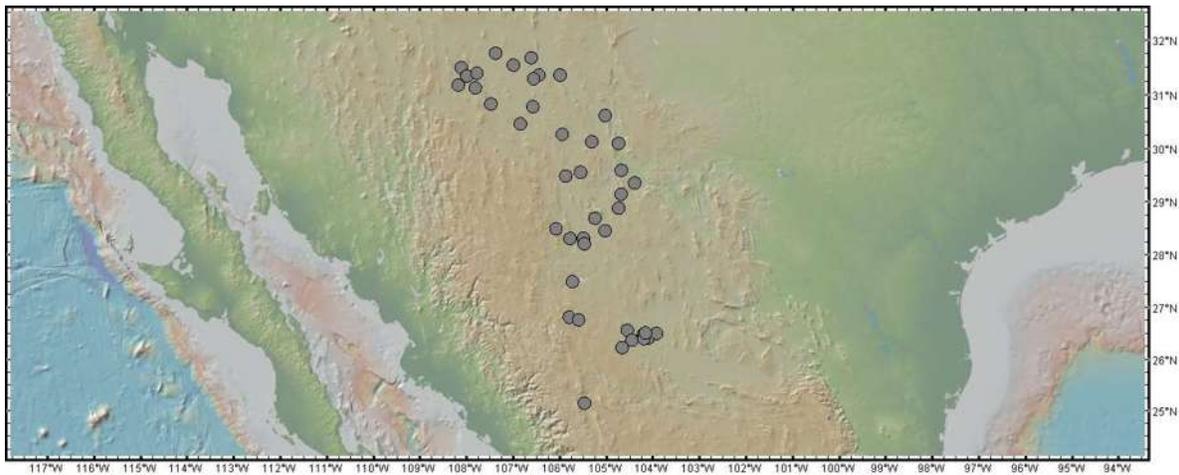
Tabla 3 Parámetros geofísicos térmicos de los pozos analizados en este trabajo (Espinoza-Ojeda et al. 2023).

POZO	Profundidad (m)	GG (°C/m)	CONDUCTIVIDAD TÉRMICA (W/m K)	FLUJO DE CALOR ($\frac{mW}{m^2}$)
1 – SP	3000	0.0161	3.18	51.508
2 – NO1NM	3000	0.0490	3.43	169.000
3 – LP	3000	0.0079	2.89	23.032
4 – NO	3000	0.0351	2.43	99.665
5 – SE	3000	0.0345	3.07	106.365
6 – SB	3000	0.0350	2.74	95.896
7 – RG	3000	0.0177	3.43	60.720
8 – MXPUB003	3000	0.0376	3.21	118.014
9 – MXPUB004	3000	0.0297	2.97	89.111
10 – MXPUB005	3000	0.0383	2.91	113.385
11 – MXPUB008	3000	0.0401	3.14	124.942
12 – MXPUB009	3000	0.0374	2.60	96.060
13 – MXPUB010	3000	0.0405	2.63	105.531
14 – MXPUB011	3000	0.0378	3.25	110.229
15 – MXPUB012	3000	0.0392	3.01	108.613
16 – MXPUB013	3000	0.0406	4.93	122.555
17 – MXPUB014	3000	0.0381	2.88	112.680
18 – MXPUB015	3000	0.0374	2.93	109.712
19 – MEX0245	3000	0.0314	3.70	108.500

20 – MEX0247	3000	0.0525	1.94	101.900
21 – HE-1	3000	0.2143	1.78	364.286
22 – SA-1	3000	0.0449	2.52	126.732
23 – MEX0106	3000	0.0373	2.24	70.357
24 – MEX0107	3000	0.0380	2.16	68.379
25 – MEX0123	3000	0.0350	2.80	97.950
26 – MEX0124	3000	0.0358	2.05	74.136
27 – MEX0125	3000	0.0442	1.79	73.886
28 – MEX0126	3000	0.0351	1.89	65.013
29 – MEX0127	3000	0.0370	2.38	73.941
30 – MEX0128	3000	0.0354	2.09	74.888
31 – MEX0129	3000	0.0404	2.08	84.786
32 – MEX0130	3000	0.0352	2.01	69.711
33 – MEX0131	3000	0.0357	3.24	119.764
34 – MEX0132	3000	0.0418	2.08	86.278
35 – MEX0133	3000	0.0337	2.28	77.551
36 – MEX0134	3000	0.0336	2.67	96.862
37 – MEX0135	3000	0.0348	2.25	79.168
38 – MEX0136	3000	0.0290	2.33	68.745
39 – MEOQUI-1	3000	0.0486	2.50	86.789
40 – PILARES-1	3000	0.0305	2.50	76.287
41 – PULPITO-1	3000	0.0369	2.50	92.346
42 – SUECO-1	3000	0.0337	2.50	84.213
43 – ESCALON-1	3000	0.0347	2.50	73.888
44 – NM-00135	3000	0.0492	2.50	170.000
45 – NM-06002	3000	0.0596	2.50	74.900
46 – NM-06303	3000	0.0560	2.50	83.680
47 – TX-00084	3000	0.0340	2.50	68.000
48 – TX-00197	3000	0.0160	2.50	32.000

49 – TX-00201	3000	0.0190	2.50	38.000
50 – TX-00235	3000	0.0910	2.50	182.000
51 – TX-00113	3000	0.0190	2.50	51.300
52 – TX-00173	3000	0.0570	2.50	165.300
53 – TX-00183	3000	0.0740	2.50	148.000
54 – TX-00320	3000	0.0273	2.50	54.600
55 – TX-00322	3000	0.0728	2.50	138.320
56 – TX-00116	3000	0.0210	2.50	42.000

Figura 24 Ubicación de los pozos petroleros abandonados utilizados en este trabajo.



4.2. Modelo Analítico - Numérico

Este modelo se basa en que el fluido se inyecta en un pozo que está entubado hasta la parte superior, a velocidad y temperatura superficiales conocidas; para determinar la temperatura del fluido inyectado en función de la profundidad y el tiempo. Se asume que la transferencia de calor en el pozo es de estado estable, mientras que la transferencia de calor a la tierra será de conducción radial inestable. Se tienen en cuenta las resistencias al calor en el pozo.

Los materiales internos incluyen el acero de revestimiento del pozo, una tubería/tubo con aislamiento térmico, el fluido de trabajo y la roca del yacimiento. Hu et al. (2019) suponen

que las propiedades del acero de la carcasa y la tubería aislante son independientes de la temperatura (Tabla 4).

Tabla 4 Valores numéricos de las propiedades termofísicas del BHE, consideradas para el modelo de simulación en el pozo SP.

PARÁMETRO FÍSICO	STAINLESS STEEL AISI 302	POLIESTIRENO	CEMENTO
Densidad ($\frac{kg}{m^3}$)	7942	102.2	1860
Conductividad térmica $\left[\frac{W}{(m \cdot K)}\right]$	15.06	0.03926	0.72
Calor específico $\left[\frac{kJ}{kg \cdot K}\right]$	479.4	1308	780
Difusividad térmica [m ² /s]	0.000003956	2.938E-07	7.581E-08

Las propiedades dependientes de la temperatura del fluido de trabajo (agua) y las rocas del yacimiento se consideran en las simulaciones EES.

4.3. Configuración geométrica del modelo

La configuración geométrica del modelo incluye el tamaño y el diseño del pozo geotérmico. La profundidad de los pozos abandonados en Chihuahua y Durango oscila entre 64 m y 6509 m. La profundidad del BHE se estableció en 3000 m como valor promedio, de acuerdo con las profundidades reportadas de los pozos (Espinoza-Ojeda et al., 2023). A continuación, se muestran los valores para la extensión lateral del yacimiento que rodea el pozo, la extensión de la zona de producción geotérmica debajo del fondo del pozo y la longitud de la sección aislada del anillo (Tabla 5).

Tabla 5 Valores promedio para el modelo geométrico del BHE (Nian, 2018).

PARÁMETRO	VALOR
Profundidad (m)	3000
Radio interno del tubo del BHE (m)	0.0779
Radio externo del tubo del BHE (m)	0.1033
Radio interno del revestimiento del BHE, (m)	0.108
Radio externo del revestimiento del BHE, (m)	0.154
Radio del pozo, (m)	0.33
Espesor del aislante térmico. (m)	0.0309
Espesor de tubería, (m)	0.0254
Equivalente de rugosidad absoluto, (m)	0.00026
Velocidad de inyección, (m/s)	2
Tiempo de operación, (días)	300

4.4. Análisis Termodinámico

El proceso de transferencia de calor y flujo de fluido presente en el BHE, así como la interacción entre la formación y el pozo, se describe a través de las ecuaciones de continuidad, momento y energía.

Para el flujo descendente, el diámetro hidráulico se da en términos del radio exterior, el aislamiento espesor, y el radio exterior; se expresa de la siguiente manera:

$$d_h = 2\sqrt{R^2 + (r + t)^2} \quad (4.1)$$

Para el flujo ascendente, el fluido se transporta en una tubería redonda y el diámetro hidráulico es igual al diámetro de la tubería interna:

$$d_h = 2r \quad (4.2)$$

El factor de fricción se calcula mediante la ecuación de Haaland (1983):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log_{10} \left[\left(\frac{\varepsilon}{d_h} \right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re} \right] \quad (4.3)$$

donde el número de Reynolds es:

$$Re = \frac{\rho V d_h}{\mu} \quad (4.4)$$

Y la rugosidad equivalente para la tubería de acero inoxidable es $\varepsilon = 0.26 \text{ mm}$. La ecuación de energía es la Primera Ley de la Termodinámica para un sistema abierto. La tasa de trabajo externo en la tubería es siempre cero y el calor que entra da como resultado el cambio de entalpía, que incluye la energía cinética y potencial. La tasa de transferencia de calor de la roca a fluido en la tubería exterior es:

$$\dot{Q} = 2\pi R h (T_w(z) - T_1) \Delta z \quad (4.5)$$

Y el coeficiente de transferencia de calor por convección es:

$$h = 0.023 k \frac{Re^{0.8} Pr^{0.4}}{d_h} \quad (4.6)$$

La tubería interior tiene un aislamiento de espesor t . Por tanto, la transferencia de calor en la sección interior es:

$$\dot{Q}_{ti} = 2\pi r U (T_3 - T_{out}) \Delta z = \dot{m} (h_3 - h_4) = \dot{m} c_p (T_3 - T_{out}) \quad (4.7)$$

El coeficiente general U considera la resistencia térmica neta al flujo de calor dada por el fluido dentro del tubo, la pared del tubo, los fluidos o sólidos en el anillo y la pared de la carcasa. El efecto de la transferencia de calor por radiación de la tubería a la carcasa y la resistencia al flujo de calor causado por el aislamiento en la tubería o carcasa también pueden incluirse en el coeficiente general. El coeficiente de transferencia de calor total para la tubería interior es:

$$U = \frac{1}{\frac{r+t}{r} \times \frac{1}{h_i} \times \frac{r+t}{r+t} \times \frac{t}{k} \times h_o \frac{1}{h_o}} \quad (4.8)$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección, h_i , para las tuberías internas y externas se calculan a partir del número de Nusselt como sigue:

$$Nu_{ti} = \frac{h_i 2r}{k} \quad (4.9)$$

Entonces, se puede tomar en consideración la tasa de transferencia de calor de la tubería interior a la tubería exterior; y, por lo tanto, derivar la siguiente expresión para la tasa de transferencia de calor a la parte descendente del sistema:

$$\dot{Q}_{io} = \dot{Q} + \dot{Q}_{ti} \quad (4.10)$$

Se asume que las dimensiones del pozo son constantes. La temperatura del fluido inyectado al pozo también es constante a 25°C, y que no se ve afectada por ninguna otra condición. Se parametriza la temperatura del fondo del pozo, la presión de inyección y el caudal, y en los cálculos se evaluó su efecto sobre la potencia total producida.

4.5. *Transferencia de calor*

Los procesos de transferencia de calor en un BHE coaxial son tres: *conducción de calor a través del medio sólido, convección forzada en el fluido y transferencia de calor a través de las paredes de la tubería*. La transferencia de calor en los medios sólidos ocurre en las rocas del yacimiento que rodean al pozo abandonado. El calor se transfiere a través del fluido en la tubería mediante convección forzada. El calor se transfiere a través de la capa delgada (tubería) entre el fluido inyectado y el producido, así como entre la roca circundante y el flujo de inyección (a través del revestimiento del pozo) por conducción.

Ecuación de transferencia de calor a través de la roca:

$$\rho_r C_r \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (k_r \cdot \nabla T) + Q \quad (4.11)$$

donde ρ_r es la densidad de la roca [$\frac{kg}{m^3}$]; C_r es el calor específico de la roca [$\frac{J}{kg \cdot K}$]; T es la temperatura (K); k_r es la conductividad térmica [$\frac{W}{m \cdot K}$]; y Q es el flujo de calor ($\frac{W}{m^2}$). Se emplea agua como fluido de trabajo para la explotación de energía geotérmica debido a su alto calor específico y estabilidad térmica. La transferencia de calor en el agua que circula a través del tubo y el anillo se realiza mediante convección forzada. La ecuación de conservación de energía para un fluido en una tubería es:

$$\rho_w C_w \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_w C_w u \cdot \nabla T = \alpha_w T \left(\frac{\partial v}{\partial t} + u \cdot \nabla P \right) + \nabla \cdot (k \nabla T) + \tau : \nabla u + Q_c \quad (4.12)$$

donde ρ_w es la densidad del agua ($\frac{kg}{m^3}$); C_w es el calor específico del agua [J / (kg · K)]; u es el vector de velocidad (m / s); P es la presión (Pa); α_w es el coeficiente de expansión térmica (1 / K); τ es el tensor de tensión viscoso (Pa); y Q_c es la generación de calor interna ($\frac{W}{m^3}$). La transferencia de calor a través del tubo interior y el revestimiento exterior del pozo se calculó utilizando una condición de límite de capa térmica gruesa. En este caso, se desprecia el flujo de calor tangencial y solo se considera el flujo de calor a través del espesor de la capa.

$$q_2 = \frac{T_{il} - T_{ol}}{\frac{d_{tl}}{k_l}} \quad (4.13)$$

donde T_{il} es la temperatura en el interior de la capa (K); T_{ol} es la temperatura en el exterior de la capa (K); d_{tl} es el espesor de la capa fina (m); k_l es la conductividad térmica de la capa fina [W/(m·K)]; q_2 es el vector de flujo de calor en el exterior de la capa ($\frac{W}{m^2}$); y q_1 es el flujo de calor en el interior de la capa, que es simplemente lo opuesto a q_2 ($\frac{W}{m^2}$). El agua líquida se presuriza aún más por el peso de la columna y alcanza presiones supercríticas en el fondo del pozo. A medida que se invierte la dirección del flujo, el fluido se mueve hacia arriba y se reduce la presión estática. Sin embargo, debido a la adición de calor y al aumento de temperatura, la densidad del fluido en la dirección ascendente es menor. Aunque las pérdidas de presión por fricción siempre están presentes, la despresurización del fluido

ascendente ocurre a velocidades más bajas que la presurización en la parte descendente. Durante el ascenso, el agua pasa del estado de vapor supercrítico a vapor sobrecalentado.

El aumento de la entalpía estática en las etapas superiores del pozo se debe al hecho de que la entalpía del agua aumenta significativamente cuando se reduce la presión. Sin embargo, dado que la entropía también aumenta significativamente, este aumento de la entalpía se acompaña de una disminución de la exergía. La potencia del pozo geotérmico es una función del caudal de inyección, el calor específico del fluido en circulación y la diferencia de temperatura entre el fluido de trabajo inyectado y el producido, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P = WC_w(T_p - T_i) \quad (4.14)$$

donde P es la potencia del pozo geotérmico (W); T_p es la temperatura de producción (°C); y T_i es la temperatura de inyección (°C). Se utilizó una ecuación analítica desarrollada por Ramey para determinar la validez del sistema BHE propuesto. La ecuación de Ramey se emplea ampliamente para describir la distribución de temperatura en los pozos. Suponiendo que el flujo dentro del pozo es un *flujo monofásico*, se calcula la distribución de temperatura de un fluido en un pozo en función de la profundidad y el gradiente geotérmico. La consideración del calor transferido desde el fluido inyectado a la formación conduce a las siguientes ecuaciones.

Las propiedades térmicas del agua y la roca son asumidas constantes. Todas las propiedades de la roca y el agua se consideran como propiedades independientes de la temperatura. Como la ecuación de Ramey no considera la transferencia de calor del tubo de producción al anillo de inyección, el tubo en el centro se considera perfectamente aislado. En estas condiciones, no se produce el intercambio de calor entre el agua a ambos lados del tubo. Estas ecuaciones se desarrollaron bajo el supuesto de que las propiedades termofísicas de la tierra y de los fluidos del pozo no varían con la temperatura, que el calor se transferirá radialmente en la formación y que la transmisión de calor en el pozo es rápida en comparación con el flujo de calor en la formación y, por lo tanto, se puede representar mediante soluciones de estado estacionario. Los coeficientes de transferencia de calor locales que aparecen en las

ecuaciones anteriores se pueden encontrar a partir de correlaciones de transferencia de calor para el tipo particular de flujo, es decir, convección turbulenta, aerodinámica o libre. Si el anillo está bajo vacío, el coeficiente de transferencia de calor local para el anillo será insignificante, pero el calor puede ser transferido de la tubería a la carcasa por radiación. La radiación puede ser importante si el anillo está bajo vacío o lleno de gas. Si es así, el coeficiente de transferencia de calor local para el anillo debe aumentarse por la contribución de radiación. También es posible que alguna o todas las superficies de la tubería y la carcasa están cubiertas por incrustaciones y cera. Este efecto se puede incluir en la ecuación mediante la adición de términos como los de transferencia a través de películas de fluido.

En muchos casos, el anillo entre la carcasa y el agujero se cementa. Debido a que la conductividad del cemento puede ser menor que la de la tierra circundante, un término similar al de la resistencia de la tubería o la pared de la carcasa debe aparecer en el coeficiente de transferencia de calor general. El espesor del anillo relleno de cemento debe usarse con el área media logarítmica del cemento. En este caso, la temperatura T , se refiere a la temperatura de la superficie exterior del cemento y se debe utilizar un radio correspondiente para evaluar $f(t)$. En este caso, el coeficiente de transferencia de calor general se puede asumir infinito. El problema entonces se convierte simplemente en encontrar la función de tiempo adecuada $f(t)$.

4.6. Condición de frontera

El primer grupo de condiciones de frontera son los parámetros operativos del fluido de trabajo y el tiempo de funcionamiento. En el modelo propuesto, el agua circula continuamente en el sistema BHE coaxial cerrado. El rendimiento del pozo geotérmico se controla mediante los parámetros operativos del agua en circulación, como se muestra en la Tabla 6. Estos valores promedio fueron tomados de England (2015).

Tabla 6 Parámetros operativos del modelo de potencia geotérmica con BHE coaxiales (England, 2015).

PARÁMETRO	VALOR
Tasa de inyección, [kg/s]	6
Temperatura de inyección, [°C]	25

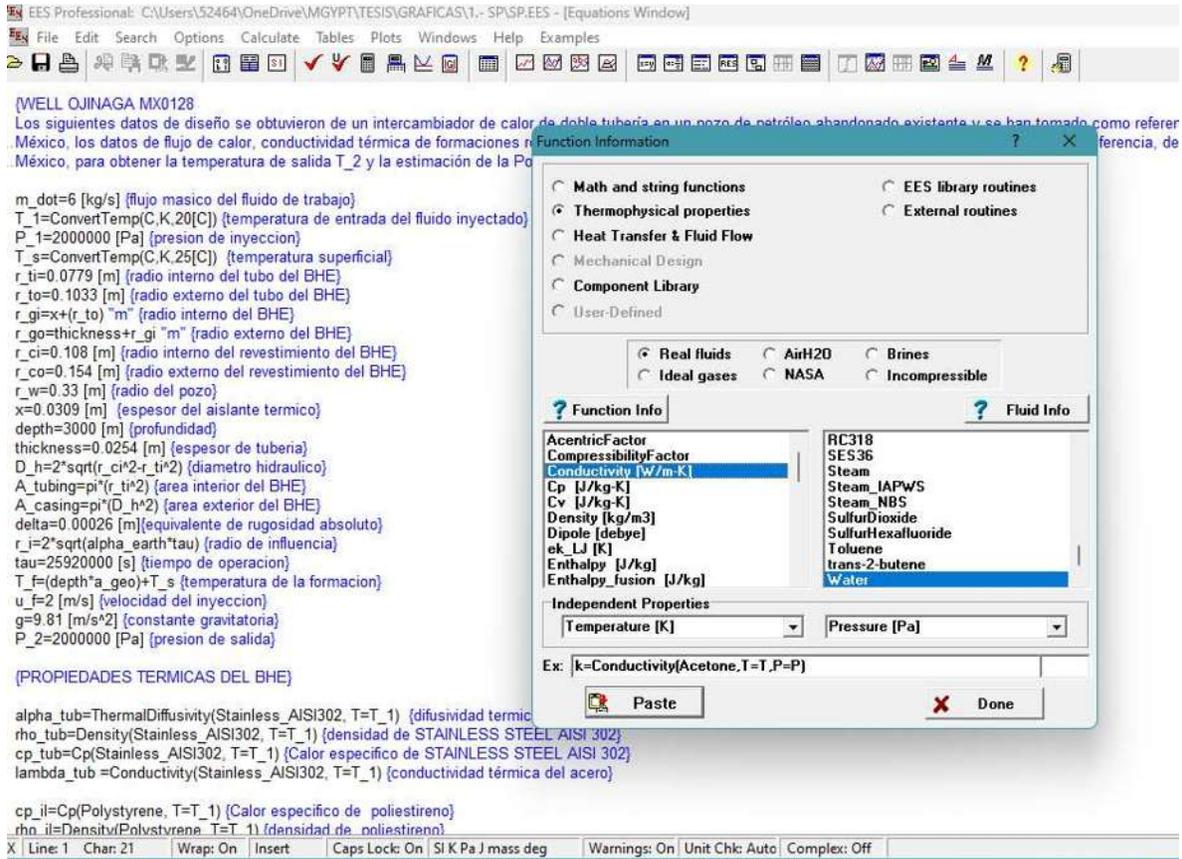
Se usa una tasa de inyección de $6 \frac{kg}{s}$ y una temperatura de inyección de 25 °C. El tiempo de duración de la predicción de la producción geotérmica es de 300 días.

La temperatura inicial del fluido de trabajo y del yacimiento geotérmico se establecieron iguales. Se desprecia la transferencia de calor por radiación hacia y desde el suelo; el suelo se ve como un límite térmicamente aislante sin radiación ni transferencia de calor.

4.7. Análisis matemático para la inyección de agua en el pozo

Debido a la falta de datos sobre la perforación, construcción y terminación de los pozos analizados en este trabajo, para la implementación de los modelos antes mencionados y poder estimar el potencial geotérmico de estos pozos, se procedió a utilizar valores promedio que han sido usados en otros estudios similares. Las propiedades termofísicas, la viscosidad, la conductividad térmica, el número de Prandtl, el calor específico del acero, del poliestireno, del agua inyectada y del cemento fueron tomadas de la librería del software EES (Figura 25), especificando como propiedades independientes, la temperatura y presión de inyección del fluido, T_1 , P_1 , en la entrada, así como T_2 , P_2 , temperatura del fluido a la salida del pozo. Posteriormente, se ingresaron las ecuaciones descritas para el modelo analítico de fuente línea infinita, para obtener la solución, a la temperatura de salida del fluido.

Figura 25 Propiedades termodinámicas y termofísicas del software EES.



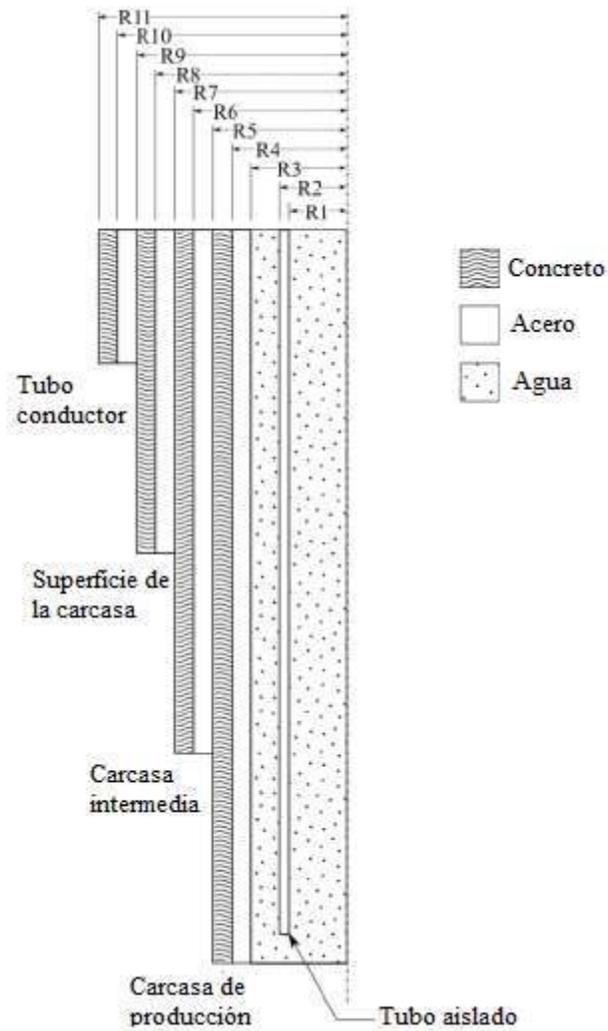
Se idealiza este proceso termodinámico a presión constante, es decir, la presión de entrada es igual a la presión de salida, $P_1=P_2$. Además, se tomaron los datos de diseño de pozos petroleros abandonados existentes usados por Nian (2018). Para los datos de flujo de calor, la conductividad térmica de las formaciones rocosas y el gradiente geotérmico de los pozos petroleros abandonados seleccionados, fueron tomados de Espinoza Ojeda et al. (2023) para estimar la temperatura máxima en el fondo del pozo petrolero y la potencia neta. A continuación, como ejemplo de aplicación, se describen los parámetros requeridos para la estimación del potencial geotérmico del pozo SP.

4.8. Método numérico de volumen finito

En 2015, England desarrolló un modelo en donde supone que el fluido caliente llegará a la superficie con pérdidas mínimas de temperatura; para ello, determinaron la pérdida de calor desde el tubo central hasta el fluido frío que fluye por el anillo, y el sistema se analiza como un intercambiador de calor de carcasa y tubo. El modelo ha mostrado que, con el uso de tubos aislados al vacío, el fluido perderá un calor mínimo, llegando a la superficie con casi la misma temperatura que ha alcanzado en el fondo. Este modelo muestra que el agua que fluye por el anillo refleja el aumento de temperatura de la pared del anillo causado por el gradiente geotérmico de la formación. Además, este modelo despreja la resistencia térmica causada por la carcasa del pozo que separa el fluido de la formación.

El proceso de perforación de un pozo de petróleo se realiza en etapas llamadas programa de revestimiento. La carcasa es la capa de tubería de acero y cemento. El pozo se perfora a una profundidad y se recubre, luego se perfora a una profundidad más grande con una broca más pequeña y se vuelve a entubar. Un programa de carcasa contiene de tres a cuatro cadenas de carcasa (Figura 26). En la primera cadena de carcasa instalada es la tubería conductora, la tubería conductora se utiliza para mantener el pozo abierto y permitir que los fluidos de perforación regresen a la superficie. La carcasa superficial se utiliza para proteger el agua superficial de la contaminación. La profundidad a la que se instala la carcasa de la superficie es de entre 200 y 600 m. La carcasa intermedia también está cementada en posición. La carcasa de producción generalmente se extiende hasta el fondo del pozo, aunque en algunos pozos se deja abierta y sin revestimiento una sección de orificio perforado o se cuelga un revestimiento perforado en el orificio abierto. En los pozos donde la carcasa de producción corre hasta el fondo del pozo, se necesitan perforaciones en la carcasa para abrir el pozo a las formaciones de retención de petróleo. La prueba se realiza utilizando un modelo de volumen de control, asumiendo que el líquido anular se calentaba a la misma velocidad que la formación.

Figura 26 Diagrama de pozo: Geometría de la carcasa (Tomada de England, 2015).



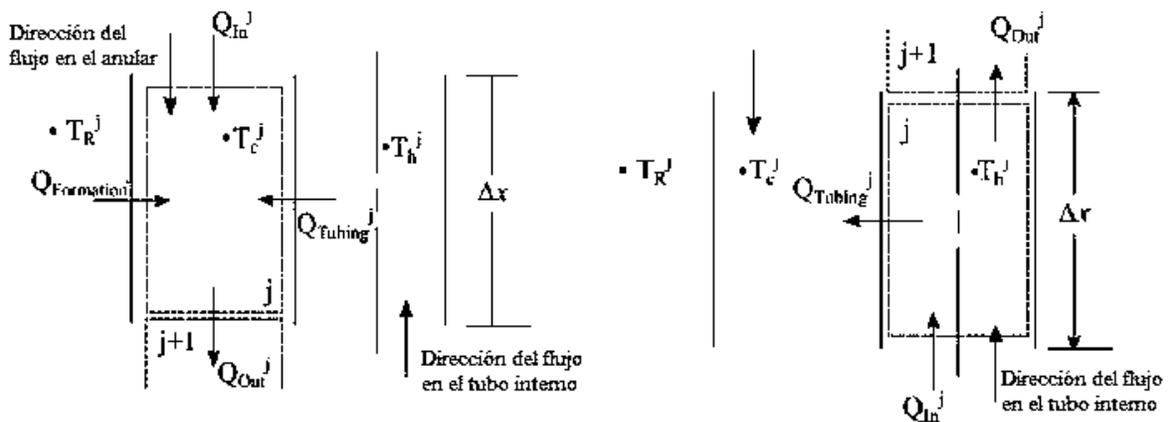
La función del modelo es obtener la transferencia de calor del agua de producción al agua de inyección a través de la pared del tubo. La densidad, la viscosidad dinámica, el calor específico y la conductividad térmica del fluido de trabajo se calcularon utilizando las temperaturas del fluido de cada volumen de control. Se utiliza una temperatura de salida estimada por cada volumen de control para calcular la temperatura máxima del fluido.

El número de Reynolds, el número de Prandtl, el factor de fricción de Darcy-Weisbach y el número de Nusselt se calculan de acuerdo con las propiedades del agua a la temperatura mayor del fluido en cada volumen de control. El número de Nusselt se utiliza para encontrar

el coeficiente de transferencia de calor para la resistencia térmica tanto en el lado caliente (junto a la formación rocosa) como en el frío de la pared del tubo (sección interna del pozo). Estos valores de resistencia térmica incluyendo de la propia pared del tubo se utilizan para calcular la pérdida de calor del fluido caliente al fluido frío.

El modelo final no incluye la naturaleza transitoria del sistema. Los valores generados por el modelo sólo son válidos en la etapa inicial de operación. Se necesitan parámetros adicionales de variación de tiempo para predecir el cambio de temperatura de las formaciones rocosas; además se necesitan propiedades térmicas de cada estrato rocoso por el que pasa el pozo. El pozo se puede dividir en un número finito de volúmenes de control vertical, separando el anillo y el tubo como se ve en la Figura 27. La magnitud de la temperatura del fluido en cada volumen de control se puede resolver en orden siguiendo la dirección del flujo, desde el volumen de control del anillo superior hasta el volumen de control del anillo inferior.

Figura 27 Diagramas de volumen de control del lado anular y del lado del tubo interno (Tomado de England, 2015).



El fluido de retorno sube por el tubo central desde el volumen de control inferior hasta el volumen de control del tubo en la parte superficial. Para la primera iteración que resuelve la temperatura del fluido anular, se supone que la temperatura de entrada del fluido de cada volumen de control del anillo y el tubo interno es la temperatura de salida del volumen de control anterior. La magnitud de la temperatura del volumen de control de la sección superficial del tubo se considera como la temperatura de salida. El número de volúmenes de

control, n , utilizados para el pozo de prueba es de 12000, lo que resulta en un Δx de 0.25 m. El efecto de la generación de calor interno causado por la fricción se ha asumido insignificante en este modelo.

La temperatura del fluido en cada volumen de control se resuelve a través de un balance de energía térmica. Cada volumen de control de anillo tiene tres flujos de calor entrantes y un flujo de salida como se ve en la Figura 27. T_R es la temperatura de formación (roca), T_C es la temperatura del flujo frío en el lado del anillo, T_H es la temperatura del flujo caliente dentro del tubo y j es el volumen de control actual. Este modelo hace la suposición inicial de que la superficie interior de la carcasa del pozo está en equilibrio térmico con la formación rocosa. El sistema geotérmico se divide en n -volúmenes de control de longitud Δx . Al considerar el j -ésimo volumen de control del sistema, el balance de energía en estado estacionario del fluido anular se puede escribir como:

$$Q_{in} + Q_{formation} + Q_{tubing} + Q_{out} = 0 \quad (4.15)$$

donde,

$$Q_{in} = \dot{m} c_{PC}^{j-1} T_C^{j-1} \quad (4.16)$$

$$Q_{formation} = h_C^j A_C (T_R^j - T_C^j) \quad (4.17)$$

$$Q_{tubing} = u_t^j A_t (T_H^j - T_C^j) \quad (4.18)$$

$$Q_{out} = \dot{m} c_{PC}^j T_C^j \quad (4.19)$$

El balance de energía en estado estacionario del fluido en el anular puede ser expandido como:

$$\dot{m} c_{PC}^{j-1} T_C^{j-1} + h_C^j A_C (T_R^j - T_C^j) + u_t^j A_t (T_H^j - T_C^j) - \dot{m} c_{PC}^j T_C^j = 0 \quad (4.20)$$

El valor de la temperatura máxima del fluido en el anular para el j -ésimo volumen de control es necesario para resolver el siguiente volumen de control. Reorganizando la ecuación anterior, la temperatura del fluido se puede resolver como:

$$T_C^j = \frac{h_C^j A_C T_R^j + m^j c_{P_C}^{j-1} T_C^{j-1} + u_t^j A_t T_H^j}{h_C^j A_C + m^j c_{P_C}^j + u_t^j A_t} \quad (4.21)$$

donde A_t es el área superficial de la pared exterior del tubo,

$$A_t = 2\pi R_2 \Delta x \quad (4.22)$$

Y A_C es la superficie interior de la pared de la carcasa,

$$A_C = 2\pi R_3 \Delta x \quad (4.23)$$

La transmitancia térmica. u_t del volumen de control j –ésimo se encuentra combinando la resistencia de convección lateral del anillo, la resistencia de la pared del tubo y la resistencia de convección del lado del tubo.

$$Q_{tubing} = \frac{T_H^j - T_C^j}{\Sigma R} = u_t^j A_t (T_H^j - T_C^j) \quad (4.24)$$

Resolviendo para $u_t^j A_t$

$$u_t^j A_t = \frac{1}{\Sigma R} = \left[\frac{1}{2\pi R_2 \Delta x h_C^j} + \frac{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)}{2\pi k_t x} + \frac{1}{2\pi R_1 \Delta x h_H^j} \right]^{-1} \quad (4.25)$$

Para resolver tanto la temperatura como la transmitancia térmica, es necesario conocer el coeficiente de transferencia de calor tanto del fluido caliente, h_H , como del fluido frío, h_C . Los coeficientes de transferencia de calor se pueden encontrar utilizando el número de Nusselt (Nu), la conductividad térmica del fluido (k_f) y el diámetro hidráulico (D_h).

$$h = \frac{k_f^j}{D_h} Nu^j \quad (4.26)$$

Nu , el número de Nusselt, es el coeficiente de transferencia de calor por convección adimensional que muestra la relación entre la convección y la conducción dentro de una capa de fluido, un número de Nusselt más grande es el resultado de una convección más efectiva dentro de la capa de fluido (England, 2016). Los valores necesarios para resolver el número de Nusselt son el número de Reynolds (Re), el número de Prandtl (Pr) y el factor de fricción

de Darcy-Weisbach (f). Se utilizan la ecuación de Dittus-Boelter, la ecuación de Gnielski y una relación exacta para el flujo laminar.

El número de Reynolds es un número adimensional que representa la relación entre las fuerzas de inercia y la fuerza viscosa, su valor es útil para describir el tipo de flujo, ya sea laminar, de transición o turbulento (England, 2016). El número de Reynolds, Re , se resuelve como:

$$Re = \frac{\rho V_{avg} D_h}{\mu} = \frac{\dot{m} D}{A \mu} \quad (4.27)$$

Cuando se resuelve para el volumen de control del anillo, la ecuación se convierte en:

$$Re_{annulus} = \frac{\dot{m} D_h}{A_{annulus} \mu_C^j} \quad (4.28)$$

Y para el volumen de control de tuberías,

$$Re_{tubing} = \frac{\dot{m} D}{A_{tubing} \mu_H^j} \quad (4.29)$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido, D y D_h es el diámetro y el diámetro hidráulico respectivamente; A_{tubing} y $A_{annulus}$ son las áreas de sección transversal. El diámetro hidráulico es la diferencia entre los diámetros exterior e interior del anillo, en este caso el diámetro interior de la carcasa y el diámetro exterior del tubo aislado al vacío.

$$D_h = D_3 - D_2 = 2(R_3 - R_2) \quad (4.30)$$

El número de Prandtl representa la relación entre la difusividad del momento y la difusividad térmica y se calcula como:

$$Pr = \frac{\mu_C^j c_p^j}{k^j} \quad (4.31)$$

El factor de fricción de Darcy-Weisbach (Sui, 2018) se puede calcular utilizando la ecuación de Colebrook-White (Sui, 2018). La ecuación de Colebrook-White combina la pared lisa y las relaciones totalmente ásperas en una fórmula interpolada, resolver la ecuación requiere un método iterativo.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{e^j}{3.7 D_{eff}} + \frac{2.51}{Re^j \sqrt{f}} \right) \quad (4.32)$$

D_{eff} es un diámetro hidráulico modificado para su uso en flujo anular concéntrico, el diámetro hidráulico anular se multiplica por un factor correccional ζ . Este factor de corrección sólo es válido cuando se usa para calcular factores de fricción, el diámetro hidráulico regular debe usarse para todos los demás cálculos.

$$D_{eff} = \frac{D_h}{\zeta} \quad (4.33)$$

donde,

$$\zeta = \frac{(R_3 - R_2)^2 \left((R_3)^2 - (R_2)^2 \right)^2}{(R_3)^4 - (R_2)^4 - \frac{\left((R_3)^2 - (R_2)^2 \right)^2}{\ln\left(\frac{R_3}{R_2}\right)}} \quad (4.34)$$

Similar a resolver la temperatura del fluido en j -ésimo volumen de control del anillo. El balance energético del volumen de control dentro del tubo es:

$$\dot{m} c_{P_H}^{j+1} T_H^{j+1} = u_t^j A_t (T_H^j - T_C^j) + \dot{m} c_{P_H}^j T_H^j \quad (4.35)$$

Resolviendo para la temperatura del fluido de los j -ésimos volúmenes de control:

$$T_H^j = \frac{\dot{m} c_{P_H}^{j+1} T_H^{j+1} + u_t^j A_t T_C^j}{u_t^j A_t + \dot{m} c_{P_H}^j} \quad (4.36)$$

Una vez que se conocen todas las temperaturas del fluido para el sistema de volumen de control, el flujo de calor total del sistema se puede encontrar utilizando la ecuación:

$$\dot{Q}_{total} = \dot{m} (c_{P_H}^1 T_H^1 - c_{P_H}^1 T_H^1 - c_{P_C}^1 T_C^1) \quad (4.37)$$

La potencia de bombeo requerida se encuentra evaluando primero la pérdida de carga de cada volumen de control tanto en el anillo como en la tubería con las ecuaciones:

$$h_{f_{annulus}}^j = f_{annulus}^j \frac{\Delta x (V_{annulus}^j)^2}{2g D_h} \quad (4.38)$$

$$h_{f_{tubing}}^j = f_{tubing}^j \frac{\Delta x (V_{tubing}^j)^2}{2gD} \quad (4.39)$$

donde $V_{annulus}^j$ es la velocidad media del fluido del j -ésimo volumen de control para el anillo es:

$$V_{annulus}^j = \frac{\dot{m}}{\rho_C^j A_{annulus}} \quad (4.40)$$

Y para el lado de la tubería:

$$V_{tubing}^j = \frac{\dot{m}}{\rho_C^j A_{tubing}} \quad (4.41)$$

Para resolver la potencia de bombeo requerida:

$$P_{pump} = \dot{m} \left(\sum_{j=1}^n h_{f_{annulus}}^j + \sum_{j=1}^n h_{f_{tubing}}^j \right) g \quad (4.42)$$

Utilizando los mismos parámetros de entrada, calculó utilizando el software EES, la temperatura de salida del fluido de retorno al agua fría entrante, así como el flujo de calor.

La adición de la resistencia térmica de la carcasa del pozo en el modelo aumentará la precisión de las temperaturas del fluido modelado. Esta adición elimina la suposición de que la superficie interior de la carcasa del pozo es la misma que la temperatura de la formación. La suposición ahora es que la superficie del exterior de la carcasa del pozo y la formación están en equilibrio térmico. Para que la inclusión de la carcasa del pozo actúe como una resistencia térmica, $Q_{formation}$ ahora se convierte en,

$$Q_{formation} = \frac{T_R^i - T_C^j}{\Sigma R} = u_C^j A_C (T_R^j - T_C^j) \quad (4.43)$$

donde,

$$u_C^j A_C = \frac{1}{\Sigma R} = \left(\frac{\ln \frac{R_{11} + l}{R_{10}} + \ln \frac{R_9 + l}{R_8} + \ln \frac{R_7 + l}{R_6} + \ln \frac{R_5}{R_4}}{2\pi \Delta x k_{concrete}} + \frac{\ln \frac{R_{10} + l}{R_9} + \ln \frac{R_8 + l}{R_7} + \ln \frac{R_6 + l}{R_5} + \ln \frac{R_4 + l}{R_3} + \ln \frac{R_2}{R_1}}{2\pi \Delta x k_{steel}} + \frac{1}{h_C^j A_C} \right) \quad (4.44)$$

donde, R_{11} a R_3 son los radios de las diferentes capas de carcasa. R_3 es la superficie interna de la carcasa, y R_{11} es la superficie externa en contacto con la formación. Para resolver la

temperatura del fluido máxima con la inclusión de la resistencia térmica de la carcasa del pozo, la ecuación ahora se convierte en:

$$T_C^j = \frac{u_C^j A_C T_R^j + m^j c_{P_C}^{j-1} T_C^{j-1} + u^j A_t T_H^j}{u_C^j A_C + m^j c_{P_C}^j + u_C^j A_t} \quad (4.45)$$

CAPITULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se describen los resultados obtenidos de acuerdo con la metodología propuesta para este proyecto de investigación. El modelo se ha diseñado en el software comercial Engineering Equation Solver (EES).

En la Tabla 3 se resumen los datos compilados de 56 pozos ubicados en el norte de México. En la Figura 24 se muestra la ubicación de los pozos antes mencionados. El noreste de Chihuahua, un área tectónica considerable sin actividad volcánica cenozoica se caracteriza por tener un flujo de calor promedio de 73 mW/m^2 . Hacia el oeste, en el centro norte de Chihuahua, se tiene un valor promedio de flujo de calor de 85 mW/m^2 . Más al oeste, en el noroeste de Chihuahua, se estiman flujos de calor del orden de $\sim 105 \text{ mW/m}^2$. No se observan flujos de calor muy altos $>\sim 250 \text{ mW/m}^2$ o flujos de calor bajos $<\sim 70 \text{ mW/m}^2$ en el centro norte ni en el noroeste de Chihuahua. Las fuentes potenciales de magma en la corteza del área de estudio no son tan jóvenes y calientes como las fuentes asociadas con los volcanes a lo largo de la grieta del Río Grande en Nuevo México; aunque los flujos de calor $>\sim 105 \text{ mW/m}^2$ sugieren fuentes magmáticas de la corteza (Reiter & Tovar, 1982).

Un área levantada con exposición de rocas del Proterozoico y Paleozoico, hacia la parte central del cinturón plegado de Chihuahua representa el extremo sur del cinturón cordillerano de pliegues y fallas, que se desarrolló en los depósitos Jurásicos y Cretácicos que rellenan la cuenca de Chihuahua. Al oriente de la sierra, se encuentra un homoclinal fallado con inclinación hacia el noreste, cortado de manera oblicua, de noroeste a sureste, por el lineamiento o cizalla de Plomosas, una zona de cizalla lateral izquierda en el basamento de la región. Las capas más antiguas que afloran en la Sierra Plomosa son calizas, lutitas y algunas areniscas que corresponden al Ordovícico y fueron identificadas inicialmente como rocas pre-carboníferas. Su litología está constituida por calizas de color gris a café claro en estratos medios a gruesos, silicificados y/o recrystalizados, con escasos óxidos de fierro diseminados y en fracturas al oriente de la sierra y hasta la rivera del Río Conchos, existen afloramientos extensos de gravas parcialmente compactadas, y se consideran del Mioceno al

Cuaternario, son polimicticas, con fragmentos de calizas, riolitas, areniscas, y granitos en forma de clastos pequeños en horizontes arenosos (Barboza-Gudiño et al., 2016). En este contexto, como ejemplo ilustrativo, se hará una descripción detallada de la aplicación del modelo de fuente de línea al pozo petrolero abandonado SP para estimar su posible potencial geotérmico. Los valores elegidos para esta prueba inicial no se relacionan con ningún pozo específico, sino que se generalizan en función del diseño. Para ello, se considera el diagrama esquemático de un pozo petrolero (Figura 20), lo cual toma en cuenta la configuración de los revestimientos, así como el análisis de transferencia de calor que hay desde la formación rocosa al fluido de trabajo que fluye dentro del pozo. El diseño se considera de la siguiente manera: la formación rocosa, el revestimiento de cemento, el tubo exterior, el aislante térmico y el tubo interno. De acuerdo con la descripción anterior, se inyectará el fluido de trabajo, agua, entre el revestimiento de cemento y el tubo exterior; y retornará hacia la salida por medio del anular del tubo interno. En la inyección del fluido de trabajo y su retorno hacia la salida del pozo petrolero se calcula, la transferencia de calor por convección y conducción de la siguiente manera.

Primero, se ingresan los valores de las propiedades termofísicas del fluido en el BHE y de la configuración geométrica de las Tablas 4 y 5, como se describen en la sección transversal del diagrama esquemático de la Figura 20; y las ecuaciones desarrolladas en el Capítulo 3 y 4, para el modelo analítico de fuente de línea infinita, y se obtuvo la temperatura de salida del fluido del BHE en SP, T_2 , producida por la transferencia de calor desde la inyección hasta el retorno del fluido de trabajo, así como la potencia de la bomba y el calor generado por el fluido. En la Figura 28 se puede observar la solución al modelo analítico de fuente de línea infinita, para el pozo SP.

Figura 28 Datos de entrada y resultados numéricos a la solución del modelo analítico de fuente de línea infinita en el pozo SP.

Unit Settings: SI K Pa J mass deg

$\alpha_{cem} = 7.581E-08$ [m ² /s]	$\alpha_{earth} = 1.151$ [m ² /s]	$\alpha_d = 2.938E-07$ [m ² /s]	$\alpha_{lub} = 0.000003956$ [m ² /s]	$A_{casing} = 0.07032$ [m ²]	$\alpha_{geo} = 0.0161$ [°C/m]
$A_{tubing} = 0.01906$ [m ²]	beta = 10.85	cp = 4217 [J/kg-K]	cp ₁ = 4177 [kJ/kg-K]	cP _{cem} = 780 [J/kg-K]	cP _{earth} = 0.93 [kJ/kg-K]
cp ₁ = 1308 [J/kg-K]	cp _{lub} = 479.4 [J/kg-K]	$\delta = 0.00026$ [m]	depth = 3000 [m]	D _h = 0.1496 [m]	f _r = 0.02647
g = 9.81 [m/s ²]	h = 432526 [W/m ² -K]	h ₁ = 85712 [W/m ² -K]	h ₂ = 298077 [W/m ² -K]	$\lambda = 0.651$ [W/m-K]	$\lambda_1 = 0.5868$ [W/m-K]
$\lambda_{cas} = 44.5$ [W/m-K]	$\lambda_{cem} = 0.72$ [W/m-K]	$\lambda_{earth} = 3.18$ [W/m-K]	$\lambda_d = 0.03926$ [W/m-K]	$\lambda_{lub} = 15.06$ [W/m-K]	$\mu = 0.0002741$ [lbm/ft-h]
$\mu_1 = 0.001001$ [kg/m-s]	$\dot{m} = 6$ [kg/s]	Pr = 1.776 [J-lbm-m/kg-ft-h-W]	Pr ₁ = 7.127 [kJ/s-W]	P ₁ = 2.000E+06 [Pa]	P ₂ = 2.000E+06 [Pa]
P ₁ = 2.879E+07 [kg/m-s ²]	Q_{fluid} = 1.274E+06 [W]	Q _{formacion} = 51.51 [W/m ²]	Re = 37754 [kg-ft-h/s-m-lbm]	Re ₁ = 4058	$\rho = 978.1$ [kg/m ³]
$\rho_1 = 999.1$ [kg/m ³]	$\rho_{cem} = 1860$ [kg/m ³]	$\rho_{earth} = 2.97$ [kg/m ³]	$\rho_g = 102.2$ [kg/m ³]	$\rho_{lub} = 7942$ [kg/m ³]	r _{cd} = 0.108 [m]
r _{co} = 0.154 [m]	R _{earth} = 0.5209 [m-K/W]	r _g = 0.1342 [m]	r _{go} = 0.1596 [m]	r _i = 10926 [m]	R _{eo} = 1.066 [m-K/W]
R _{ow} = 1.673 [m-K/W]	r _{ji} = 0.1033 [m]	r _{total} = 3.259 [m-K/W]	R _{total} = 3.259 [m-K/W]	r _w = 0.33 [m]	R _{well} = 2.738 [m-K/W]
$\tau = 2.592E+07$ [s]	$\tau_D = 1.172E+09$	$\tau_r = 346.1$ [kg/m ² -s ²]	thickness = 0.0254 [m]	T ₁ = 293.2 [K]	T₂ = 343.977 [K]
T _r = 346.5 [K]	T _s = 298.2 [K]	U _{earth} = 1.92 [W/m-K]	u _r = 2 [m/s]	U _o = 0.9384 [W/m-K]	U _{ow} = 0.5978 [W/m-K]
U _{total} = 0.3068 [W/m-K]	U _{well} = 0.3652 [W/m-K]	W_{pump} = 188276 [W]	x = 0.0309 [m]		

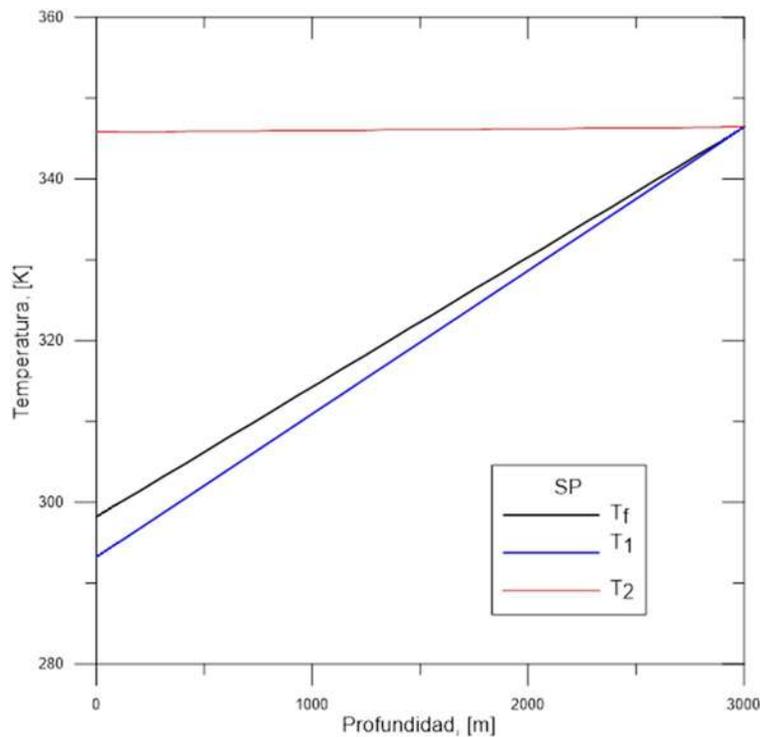
Posteriormente, se realizó una tabla paramétrica (Figura 29), con la profundidad, temperatura del fluido, potencia de la bomba y el calor producido por el fluido circulando; para proceder a realizar las gráficas del perfil de temperatura del fluido y de temperatura geotérmica con respecto la profundidad del BHE, así como de la potencia de la bomba y del calor producido con respecto la temperatura del fluido.

Figura 29 Tabla paramétrica de la evolución de la temperatura del fluido en el pozo SP.

depth [m]	T _r [K]	T ₂ [K]	W _{pump} [W]	Q _{out} [W]	ΔT_f
413.8	304.9	300.552	25969	175724	344.3
517.2	306.5	302.390	32461	219655	344.4
620.7	308.2	304.228	38954	263586	344.5
724.1	309.9	306.066	45446	307517	344.6
827.6	311.5	307.903	51938	351448	344.7
931	313.2	309.741	58430	395379	344.8
1034	314.9	311.579	64923	439310	344.8
1138	316.5	313.417	71415	483241	344.9
1241	318.2	315.255	77907	527172	345
1345	319.9	317.093	84400	571103	345.1
1448	321.5	318.931	90892	615034	345.2
1552	323.2	320.769	97384	658966	345.3
1655	324.8	322.607	103876	702897	345.4
1759	326.5	324.445	110369	746828	345.5
1862	328.2	326.283	116861	790759	345.5
1966	329.8	328.121	123353	834690	345.6
2069	331.5	329.959	129846	878621	345.7
2172	333.2	331.797	136338	922552	345.8
2276	334.8	333.634	142830	966483	345.9
2379	336.5	335.472	149322	1.010E+06	346
2483	338.2	337.310	155815	1.054E+06	346.1
2586	339.8	339.148	162307	1.098E+06	346.2
2690	341.5	340.986	168799	1.142E+06	346.2
2793	343.2	342.824	175291	1.186E+06	346.3
2897	344.8	344.662	181784	1.230E+06	346.4
3000	346.5	346.500	188276	1.274E+06	346.5

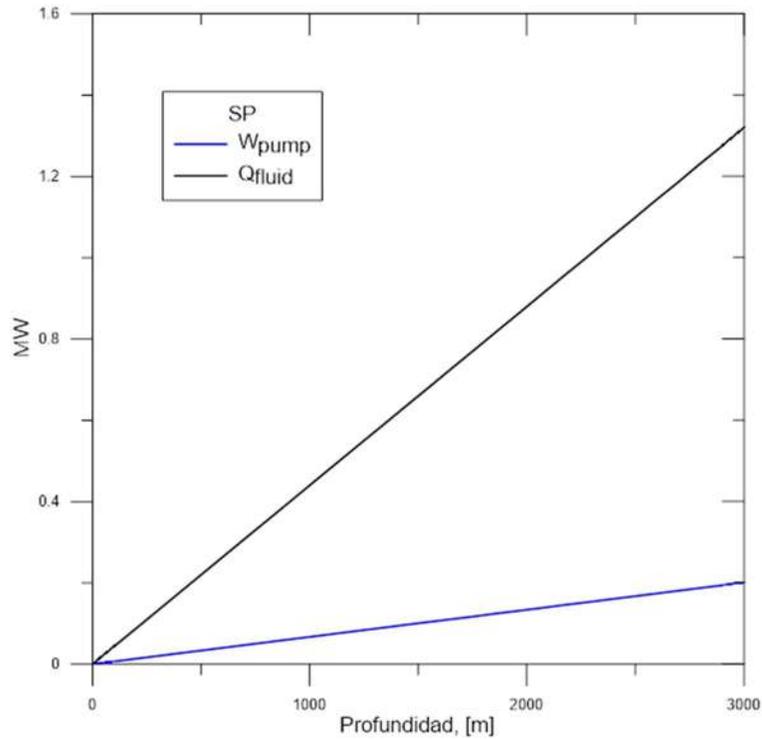
En la Figura 30, se muestran los perfiles de temperatura del fluido a la salida del BHE, $T_2 = 343.98 \text{ K}$, y la temperatura geotérmica $T_f = 346.5 \text{ K}$, con respecto la profundidad de dicho pozo SP (3000 m). A partir de los perfiles obtenidos, se pueden comparar y se observa que, para el modelo de línea fuente que se utilizó, hay una pérdida de temperatura del fluido retornando desde el fondo del pozo a la superficie, de $2.52 \text{ }^\circ\text{C}$, dando resultados muy similares a los trabajos que se han investigado hasta ahora. De acuerdo con la clasificación de los recursos geotérmicos, con base a la entalpía producida (temperatura de salida), este pozo es de mediana entalpía; por lo cual se puede concluir, que su aprovechamiento, no es económicamente viable para la producción de electricidad, sin embargo, se puede usar indirectamente en otras aplicaciones, anteriormente mencionadas, Se observó el mismo comportamiento para la temperatura de salida del fluido, en los demás pozos que se analizaron; las gráficas para el resto de los pozos petroleros considerados, se muestran en el Apéndice 1.

Figura 30 Comparación entre el perfil de temperatura del fluido y la temperatura geotérmica.



En la Figura 31, se obtuvo la comparación del perfil de potencia de la bomba, así como el calor producido por el fluido inyectado, en el intercambiador de calor del pozo petrolero SP; dando resultados muy similares a los trabajos que se han investigado hasta ahora. Se observa que la línea de la potencia de la bomba y del calor del fluido generado se comporta de manera lineal y van incrementando en función de la profundidad. Conforme el fluido se va transportando hasta la profundidad máxima de 3,000 m, y posteriormente retorna hacia la superficie, se obtiene una potencia de bombeo, $W_{\text{pump}} = 188276 \text{ W}$ y un calor generado por el fluido, $Q_{\text{fluid}} = 1.274 \times 10^6 \text{ W}$. Se puede concluir, del análisis comparativo, que se produce 6.766 más energía de la que utiliza la bomba. Se observó el mismo comportamiento para el calor generado por el fluido y la potencia de la bomba, en los demás pozos que se analizaron; Las gráficas para el resto de los pozos petroleros considerados, se muestran en el Apéndice 1. Ormat Technologies, Inc. estima el costo probable de un proyecto geotérmico de 20 MW a \$70 millones (o 3500 \$USD/kW). Los costos de las plantas de energía pequeñas pueden exceder fácilmente los 5000 \$USD/kW. En perspectiva, las plantas de energía geotérmica son conocidas por proporcionar energía de carga base estable. Por lo tanto, una planta de energía geotérmica de 1 MW puede suministrar la carga eléctrica promedio a alrededor de 800 a 1000 hogares.

Figura 31 Comparación entre el calor producido por el fluido inyectado y la potencia de la bomba.



Se hizo una recopilación para la base de datos de los pozos petroleros que se analizaron con la descripción de los valores obtenidos para la temperatura de salida y la potencia obtenida. Donde finalmente, Q_{total} representa el potencial aprovechable para su explotación.

Tabla 7 Resultados obtenidos con el modelo analítico de fuente de línea infinita.

POZO	GG (°C/km)	HF (mW/m ²)	T _{fluid,out} (K)	T _{fluid,out} (°C)	W _{pump} (MW)	Q _{fluid} (MW)	Q _{total} (MW)
1 – SP	16.1	51.508	343.98	70.83	0.1883	1.274	1.0857
2 – NO1NM	49.0	169.000	441.97	168.82	1.271	3.775	2.504
3 – LP	79.0	23.032	319.55	46.4	0.05468	0.6618	0.60712
4 – NO	35.1	99.665	400.57	127.42	0.7255	2.705	1.9795
5 – SE	34.5	106.365	398.78	125.63	0.7045	2.660	1.9555

6 – SB	35.0	95.896	400.27	127.12	0.7219	2.698	1.9761
7 – RG	17.7	60.720	348.74	75.59	0.2222	1.394	1.1718
8 – MXPUB003	37.6	118.014	408.02	134.87	0.8152	2.896	2.0808
9 – MXPUB004	29.7	89.111	384.49	111.34	0.5454	2.296	1.7506
10 – MXPUB005	38.3	113.385	410.10	136.95	0.8411	2.949	2.1079
11 – MXPUB008	40.1	124.942	415.46	142.31	0.9088	3.087	2.1782
12 – MXPUB009	37.4	96.060	407.42	134.27	0.8079	2.881	2.0731
13 – MXPUB010	40.5	105.531	416.65	143.5	0.9241	3.118	2.1939
14 – MXPUB011	37.8	110.229	408.61	135.46	0.8226	2.911	2.0884
15 – MXPUB012	39.2	108.613	412.78	139.63	0.8747	3.018	2.1433
16 – MXPUB013	40.6	122.555	416.95	143.8	0.9280	3.125	2.197
17 – MXPUB014	38.1	112.680	409.51	136.36	0.8337	2.934	2.1003
18 – MXPUB015	37.4	109.712	407.42	134.27	0.8079	2.881	2.0731
19 – MEX0245	31.4	108.500	389.55	116.4	0.5999	2.424	1.8241
20 – MEX0247	52.5	101.900	452.40	179.25	1.425	4.048	2.623
21 – HE-1	214.3	364.286	934.33	661.18	15.41	22.46	7.05
22 – SA-1	44.9	126.732	429.76	156.61	1.099	3.456	2.357
23 – MEX0106	37.3	70.357	407.12	133.97	0.8043	2.873	2.0687
24 – MEX0107	38.0	68.379	409.21	136.06	0.830	2.926	2.096
25 – MEX0123	35.0	97.950	400.27	127.12	0.7219	2.698	1.9761
26 – MEX0124	35.8	74.136	402.66	129.51	0.7502	2.759	2.0088
27 – MEX0125	44.2	73.886	427.68	154.53	1.070	3.402	2.332
28 – MEX0126	35.1	65.013	400.57	127.42	0.7255	2.705	1.9795
29 – MEX0127	37.0	73.941	406.23	133.08	0.7933	2.850	2.0567
30 – MEX0128	35.4	74.888	401.58	128.43	0.7374	2.731	1.9936
31 – MEX0129	40.4	84.786	416.36	143.21	0.9203	3.110	2.1897

32 – MEX0130	35.2	69.711	400.87	127.72	0.7290	2.713	1.984
33 – MEX0131	35.7	119.764	402.36	129.21	0.7466	2.751	2.0044
34 – MEX0132	41.8	86.278	420.53	147.38	0.9746	3.218	2.2434
35 – MEX0133	33.7	77.551	396.40	123.25	0.6769	2.599	1.9221
36 – MEX0134	33.6	96.862	396.10	122.95	0.6735	2.591	1.9175
37 – MEX0135	34.8	79.168	399.68	126.53	0.7149	2.682	1.9671
38 – MEX0136	29.0	68.745	382.40	109.25	0.5235	2.243	1.7195
39 – MEOQUI-1	48.6	86.789	440.78	167.63	1.254	3.743	2.489
40 – PILARES-1	30.5	76.287	386.87	113.72	0.5708	2.356	1.7852
41 – PULPITO-1	36.9	92.346	405.93	132.78	0.7897	2.842	2.0523
42 – SUECO-1	33.7	84.213	396.40	123.25	0.6769	2.599	1.9221
43 – ESCALON-1	34.7	73.888	399.38	126.23	0.7115	2.675	1.9635
44 – NM-00135	49.2	170.000	442.57	169.42	1.280	3.790	2.51
45 – NM-06002	59.6	74.900	473.55	200.4	1.757	4.612	2.855
46 – NM-06303	56.0	83.680	462.82	189.67	1.585	4.325	2.74
47 – TX-00084	34.0	68.000	397.29	124.14	0.6872	2.622	1.9348
48 – TX-00197	16.0	32.000	343.68	70.53	0.1862	1.267	1.0808
49 – TX-00201	19.0	38.000	352.61	79.46	0.2515	1.491	1.2395
50 – TX-00235	91.0	182.000	567.07	293.92	8.471	17.54	9.069
51 – TX-00113	19.0	51.300	352.61	79.46	0.2515	1.491	1.2395
52 – TX-00173	57.0	165.300	465.80	192.65	1.632	4.404	2.772
53 – TX-00183	74.0	148.000	516.44	243.29	7.260	16.79	9.53
54 – TX-00320	27.3	54.600	377.34	104.19	0.4718	2.115	1.6432
55 – TX-00322	72.8	138.320	512.86	239.71	7.169	16.74	9.571
56 – TX-00116	21.0	42.000	358.57	85.42	0.2994	1.641	1.3416

Se estudió y calculó la producción de un sistema geotérmico para su uso en pozos de petróleo y gas abandonados en México. Bajo las suposiciones de que no habría fluidos geotérmicos presentes, las temperaturas de formación serían de alrededor de 130 °C y las profundidades de los pozos serían superiores a 3000 m.

Para esta investigación, se seleccionó un sistema de intercambiador de calor concéntrico de doble tubo. Se eligió el modelo analítico de fuente de línea, para predecir la temperatura recuperada. Se obtuvo que el consumo de calor para bombear el fluido a través del pozo petrolero hacia la turbina es menor que la producción de calor geotérmico.

El pozo SP tiene una temperatura de fondo de 346.5 K a una profundidad de 3000 m, y el fluido inyectado a 293.2 K, retorna a 343.98 K. De estos resultados, la configuración óptima del pozo produce un flujo de calor de 1.274 MW mientras que utiliza 188,276 W de potencia de bombeo.

Se necesita un estudio económico para determinar si el rendimiento superior vale la pena el costo adicional de la instalación. Estas observaciones son importantes para determinar qué tipo de pozos deben investigarse para la modernización geotérmica y las expectativas de lo que estos sistemas pueden lograr. Siguen siendo válidos, a pesar de que la generación de calor interno se ha descuidado en las simulaciones en las que se han basado estas observaciones. La generación de calor interno desempeñará un papel muy importante en el flujo de calor. Despreciar la generación de calor interno no es aceptable. Al realizar simulaciones futuras, se debe incluir la generación de calor interno.

La realidad de estos sistemas geotérmicos es que son de naturaleza transitoria. El modelo de fuente de línea solo predice los flujos de calor iniciales y no tiene en cuenta el enfriamiento de la formación. La adaptación del modelo para que se adapte a la naturaleza transitoria del sistema debería ser la prioridad para investigaciones futuras. Para predecir con precisión el enfriamiento de las formaciones rocosas que rodean el pozo, se necesitan las propiedades térmicas de cada formación, así como el flujo de calor promedio durante un paso de tiempo designado, y el rendimiento a largo plazo del sistema. Los estudios futuros deben modelarse

para tener en cuenta los cambios estacionales en la demanda, con el fin de predecir la capacidad del sistema para satisfacer estas fluctuaciones y cómo estas fluctuaciones afectan la longevidad del calor de las formaciones. Los resultados de este estudio indican que el cálculo de la producción de energía geotérmica a través de un BHE coaxial requiere ciertas consideraciones, como son de la extensión lateral y la temperatura del modelo, las propiedades termodinámicas dependientes durante el tiempo de ejecución del modelo de fuente de línea. La dependencia de la temperatura del agua y las propiedades relacionadas con la transferencia de calor de la formación rocosa conducen a un error relativo de ~ 1 °C sobre el caso independiente de la temperatura, de acuerdo con los casos que se usaron de referencia.

Los pozos de petróleo abandonados en México tienen un gran potencial para la explotación geotérmica utilizando la tecnología de intercambiador de calor coaxial, pero este potencial se ve afectado por los parámetros operativos del agua y la tubería aislante. La temperatura de producción y la potencia del pozo geotérmico se pueden controlar ajustando la temperatura de inyección, la velocidad de inyección y la conductividad térmica de la tubería aislante. En este estudio no se considera el efecto de tiempo y la difusividad térmica, los parámetros de funcionamiento del fluido de trabajo, las propiedades termodinámicas transitorias, ni los parámetros de funcionamiento del BHE del modelo de simulación.

Nuestro estudio muestra que la transferencia de calor entre el agua en el BHE y la roca circundante conduce a cambios de temperatura en el reservorio y en el fluido de trabajo. La temperatura del reservorio se puede dividir en dos zonas. En la zona poco profunda, la temperatura del fluido inyectado es más alta que la temperatura del suelo circundante. Sin embargo, debido a una mayor diferencia de temperatura entre los tubos de producción, el calor transferido del flujo producido es mayor que la pérdida de calor a la roca circundante. En consecuencia, la temperatura del agua en el anillo aumenta lentamente con la profundidad, al igual que la temperatura en el reservorio circundante. En la zona profunda, la temperatura de la roca circundante excede la temperatura del agua en el anillo. Por lo tanto, tanto el reservorio geotérmico circundante como el agua producida en el tubo transfieren calor al agua inyectada, lo

que lleva a la reducción de la temperatura. A medida que el campo de temperatura cambia en el reservorio y en el fluido de trabajo del BHE coaxial durante la producción de energía geotérmica, las propiedades termodinámicas de los medios geológicos (es decir, rocas del reservorio y fluido de trabajo) varían debido a la dependencia de la temperatura de estas propiedades. La variación de las propiedades cambia el rendimiento del BHE coaxial. La potencia de un pozo geotérmico se sobreestima si se descuida la variación de temperatura en el reservorio.

No se consideraron los efectos de la variación de las propiedades relacionadas con la transferencia de calor durante la producción geotérmica. Estas omisiones ponen en tela de juicio la exactitud del modelo de fuente cilíndrica utilizado en los pozos de petróleo abandonados. Por lo tanto, se debe considerar la dependencia de la temperatura de las propiedades relacionadas con la transferencia de calor, especialmente en pozos profundos con altas temperaturas de fondo. Tanto la temperatura de producción como la potencia del pozo geotérmico se ven afectadas por la temperatura de inyección, la velocidad de inyección y la conductividad térmica de la tubería aislante.

La temperatura de producción y la potencia del pozo geotérmico serán más altas si el pozo es más profundo. Es necesario realizar más estudios, que utilizan un sistema geotérmico mejorado para explotar la energía geotérmica a través de pozos de petróleo abandonados en México.

Este estudio muestra que el uso de pozos de petróleo abandonados para extraer energía geotérmica con BHE coaxiales es factible en México. El rendimiento de los BHE coaxiales se ve afectado por la dependencia de la temperatura de las propiedades relacionadas con la transferencia de calor del agua y la formación de las rocas, y están controlados por la temperatura de inyección, el caudal de inyección y la conductividad térmica de la tubería aislante. El modelo de simulación propuesto se puede utilizar para investigar la viabilidad de la producción de energía geotérmica en México, así como evaluar la producción geotérmica utilizando BHE coaxiales en otras áreas.

El objetivo de este trabajo de tesis fue desarrollar un modelo analítico y numérico de simulación confiable para evaluar la viabilidad de producir energía geotérmica a partir de pozos de petróleo

abandonados en México. Los pozos de petróleo abandonados en México fueron modelados como BHEs coaxiales.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones de este trabajo de tesis se destacan de la siguiente manera:

- La dependencia de la temperatura de las transferencias de calor relacionadas con las propiedades del agua y la roca tienen una influencia significativa en la temperatura de salida durante la producción de energía geotérmica: cuanto mayor sea el tiempo de funcionamiento, mayor será la diferencia. Estas propiedades transitorias deben considerarse en la evaluación del rendimiento geotérmico a largo plazo.
- Las temperaturas de producción más altas requieren tasas de inyección más bajas. La potencia del pozo geotérmico, por el contrario, crece logarítmicamente con la velocidad de inyección y disminuye con la temperatura de inyección.
- Cuanto menor sea la conductividad térmica de la tubería de producción, mejor será el rendimiento del pozo geotérmico; sin embargo, el efecto de aislar la sección superior de la carcasa del pozo fue insignificante en términos de reducir la pérdida de calor del flujo de inyección a la roca del reservorio circundante.
- Los pozos de petróleo abandonados existentes en México son una gran oportunidad para producir energía geotérmica, utilizando la tecnología de BHE coaxial. En base a los resultados se puede fundamentar que existen alternativas de estudio que pueden ayudar a entender de mejor manera el funcionamiento energético del BHE coaxial en pozos petroleros abandonados.
- Finalmente, el enfoque de análisis con el modelo simplificado asociado propuesto en este trabajo podría representar una herramienta metodológica simplificada útil para permitir la definición preliminar de la posibilidad de que un pozo de hidrocarburos abandonado seleccionado se convierta en geotérmico por medio de un pozo coaxial. Se puede decir que este trabajo es el preámbulo para investigar en más aspectos del diseño de BHE coaxiales en pozos petroleros que ayuden a obtener y optimizar la mayor producción de energía.

APENDICE 1. GRAFICAS DE POZOS

Figura 32 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NO1NM.

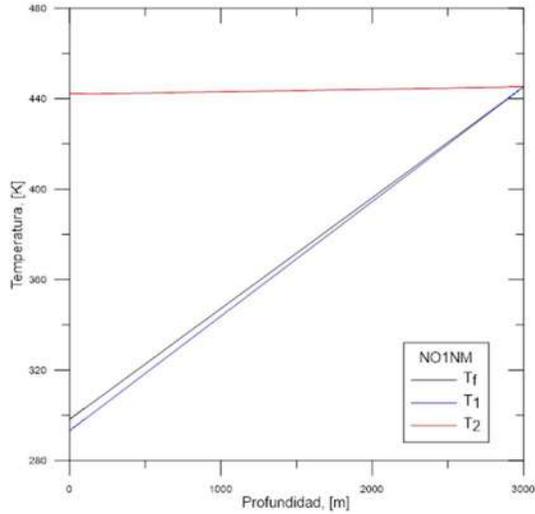


Figura 34 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, LP.

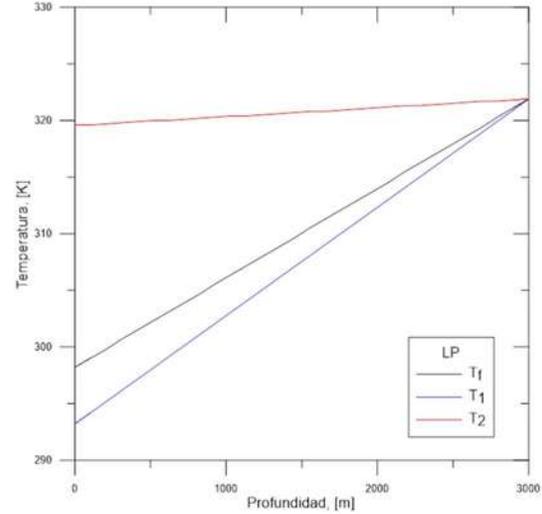


Figura 33 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NO1NM.

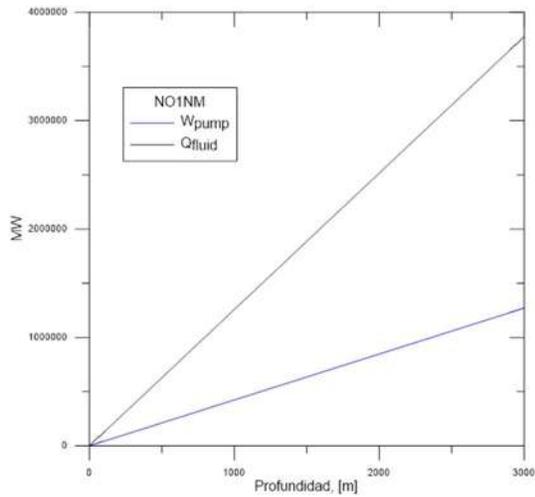


Figura 35 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, LP.

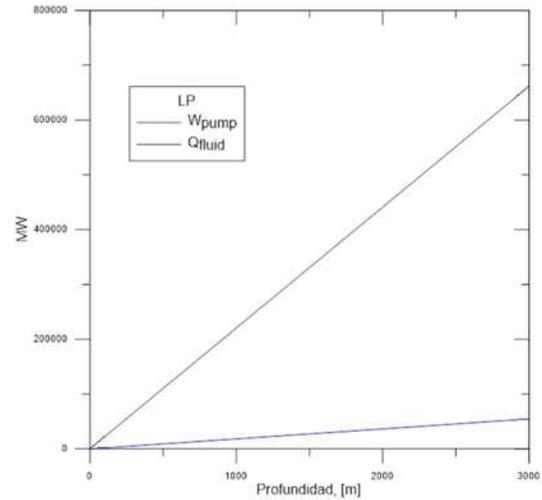


Figura 36 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NO.

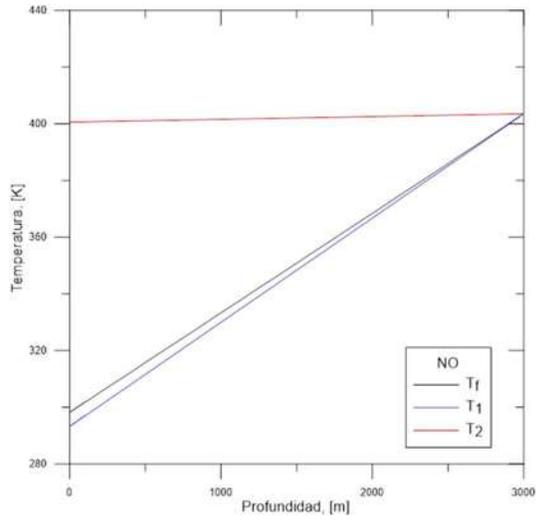


Figura 38 Perfil de temperatura del fluido y de la formación, SE.

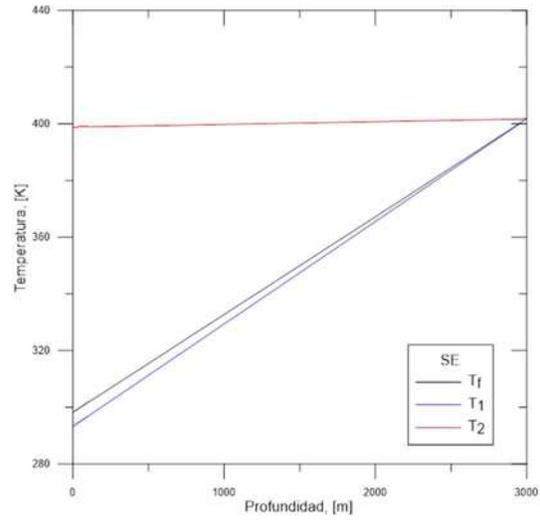


Figura 37 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NO.

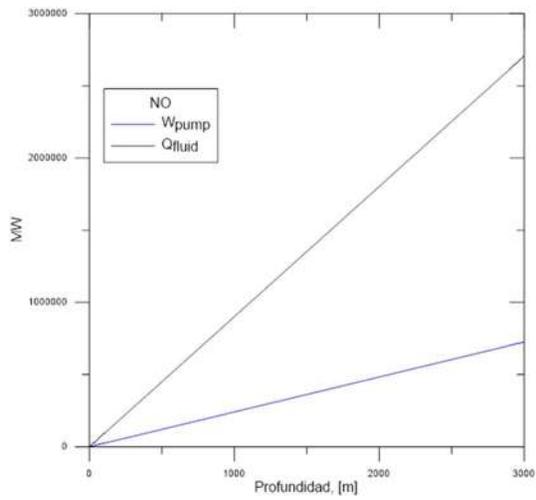


Figura 39 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, SE.

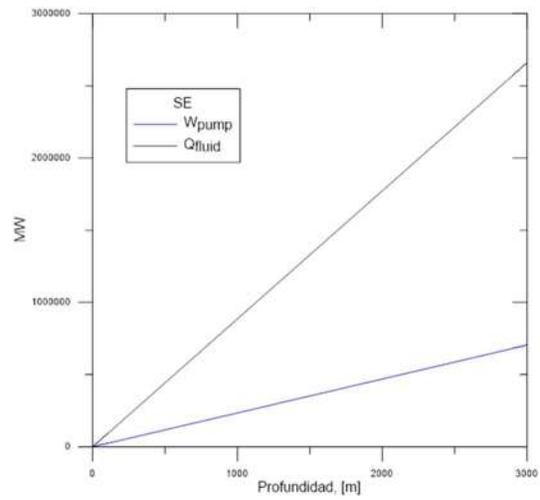


Figura 40 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, SB.

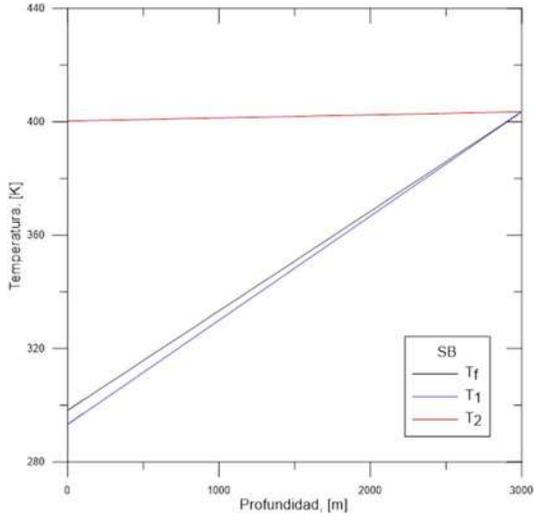


Figura 42 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, RG.

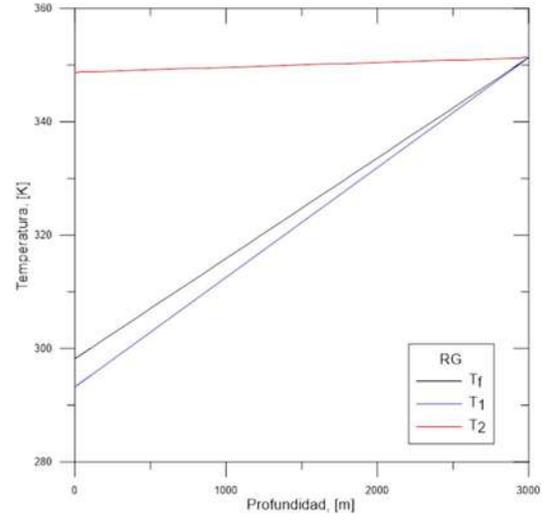


Figura 41 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, SB.

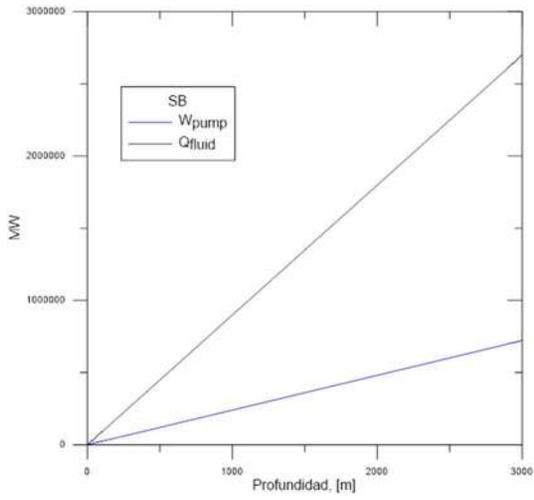


Figura 43 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, RG.

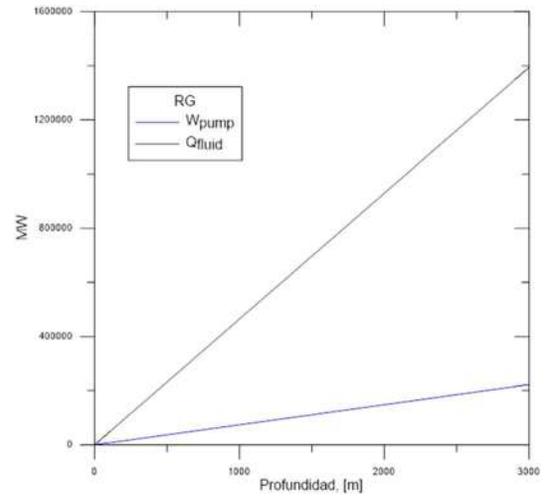


Figura 44 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB003.

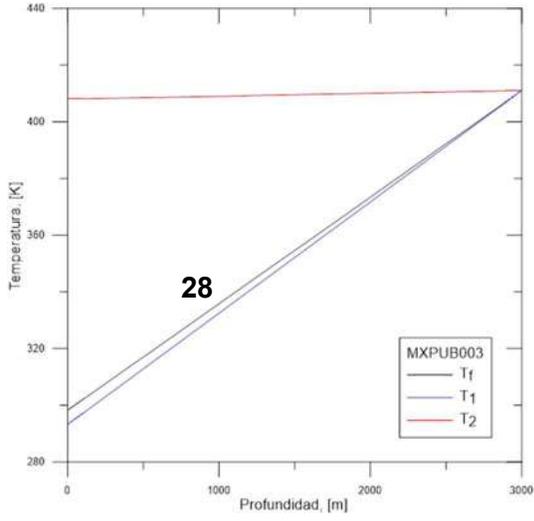


Figura 46 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB004.

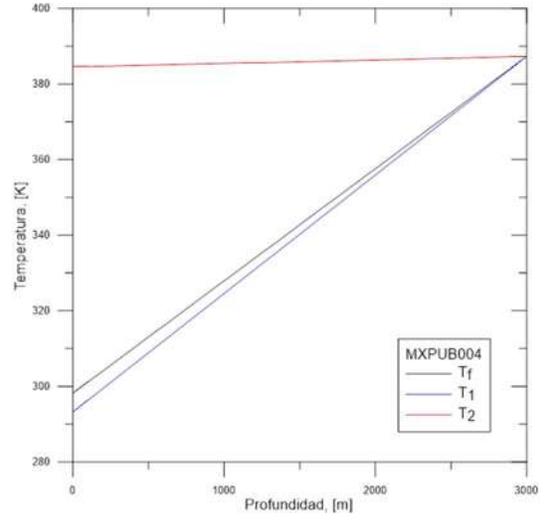


Figura 45 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB003.

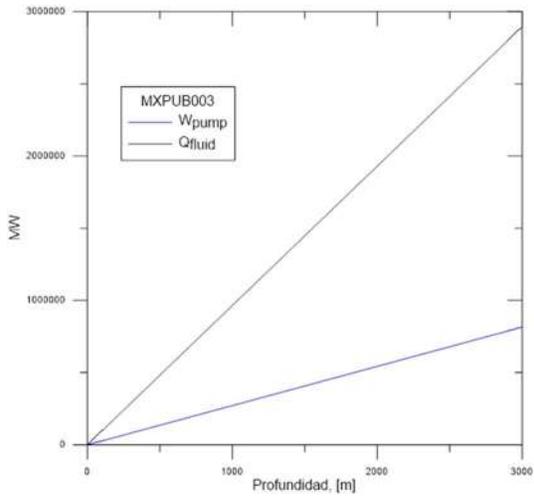


Figura 47 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB004.

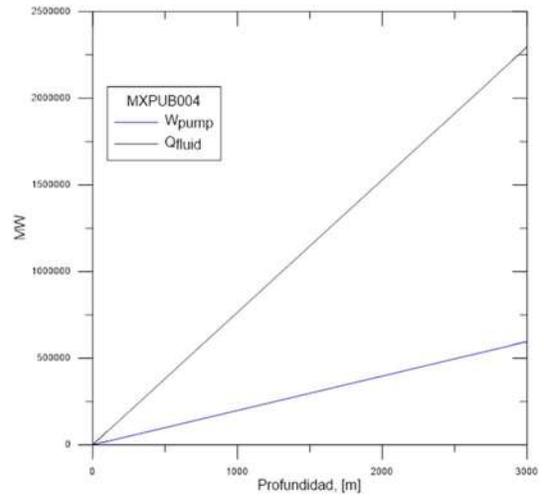


Figura 48 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB005.

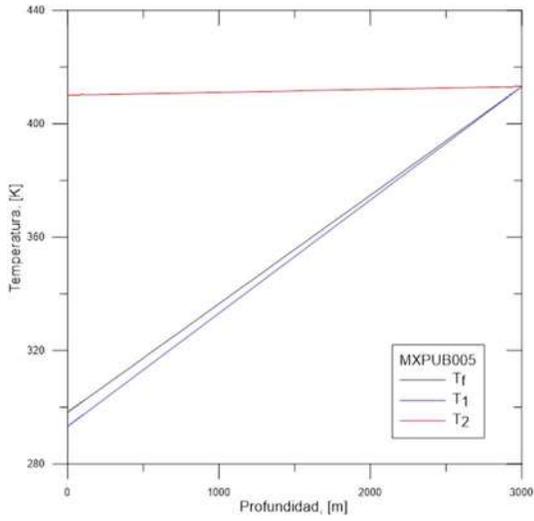


Figura 50 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB008.

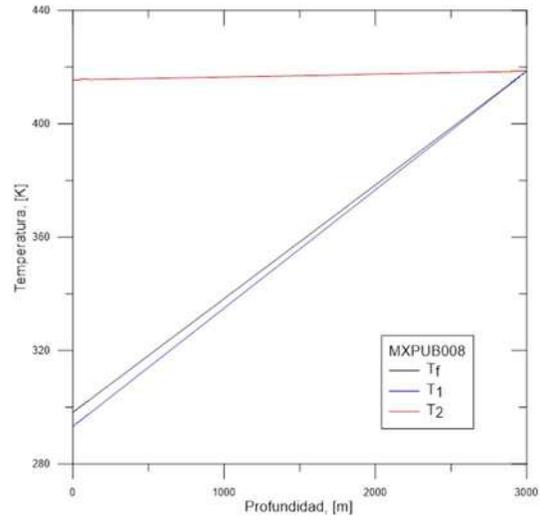


Figura 49 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB005.

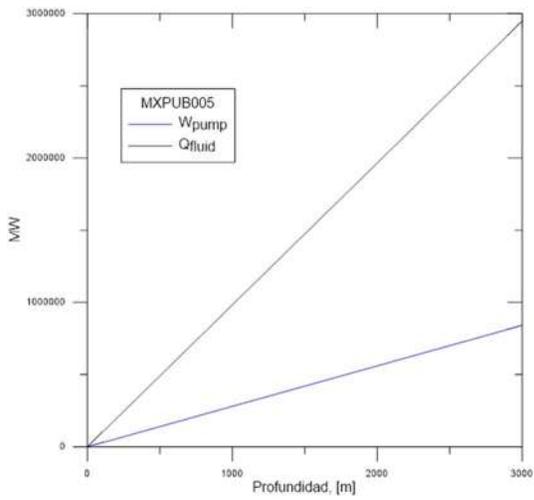


Figura 51 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB008.

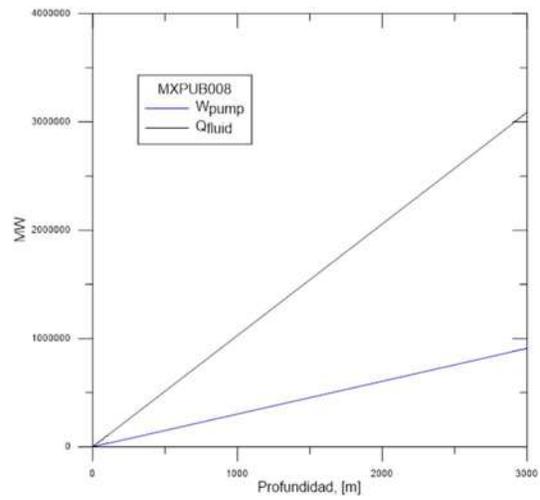


Figura 52 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB009.

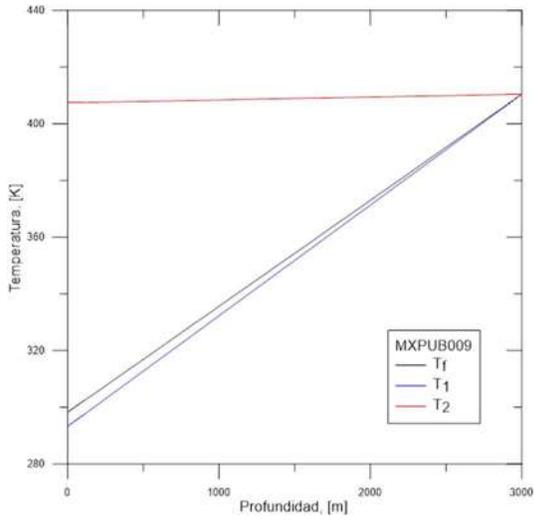


Figura 54 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB010.

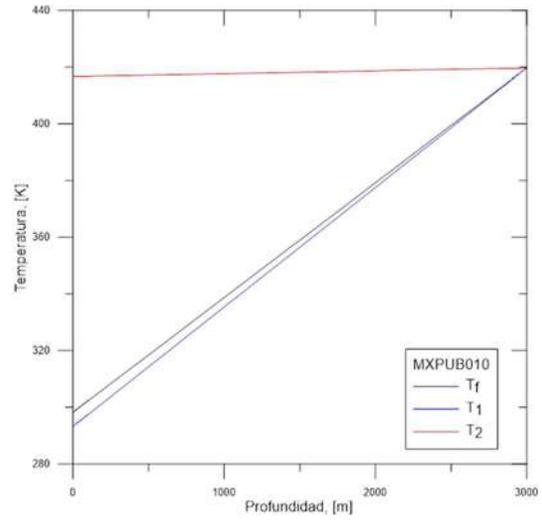


Figura 53 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB009.

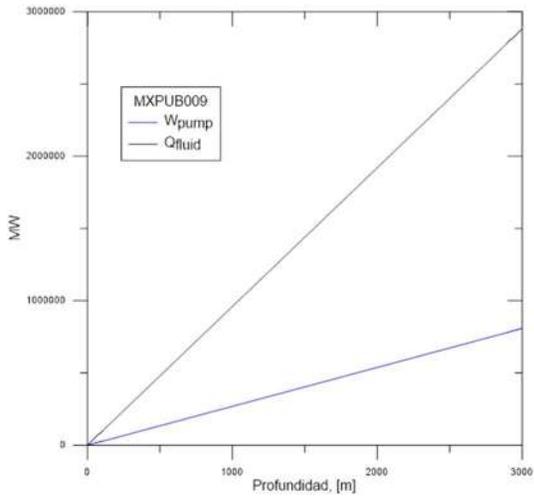


Figura 55 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB010.

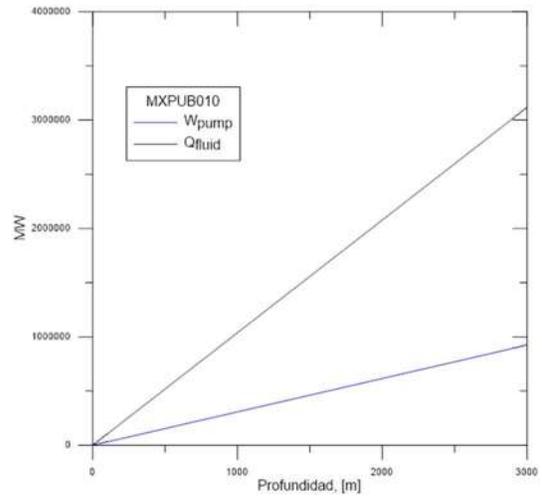


Figura 56 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB011.

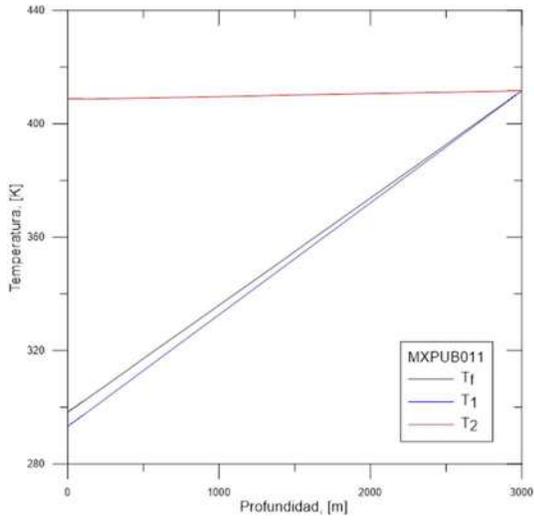


Figura 58 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB012.

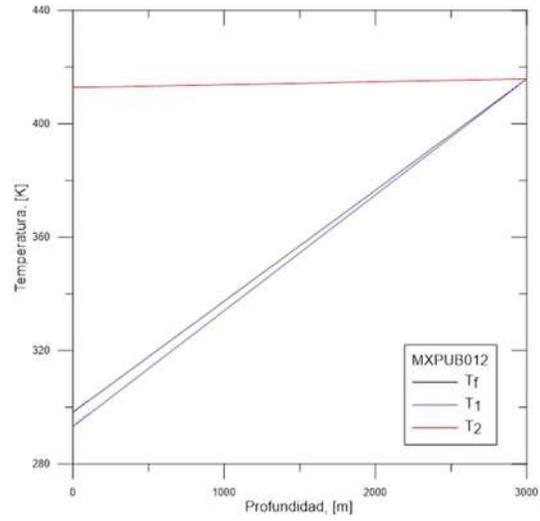


Figura 57 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB011.

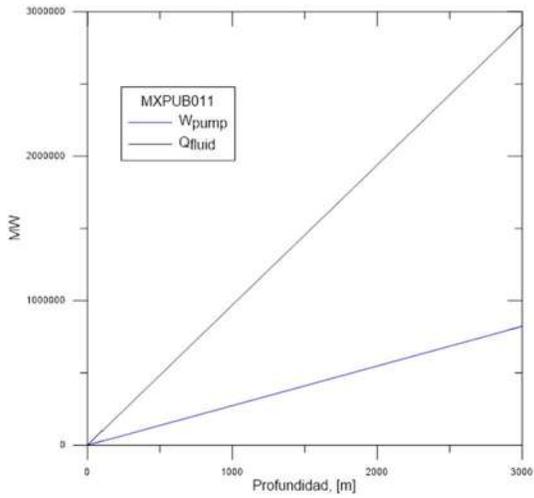


Figura 59 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB012.

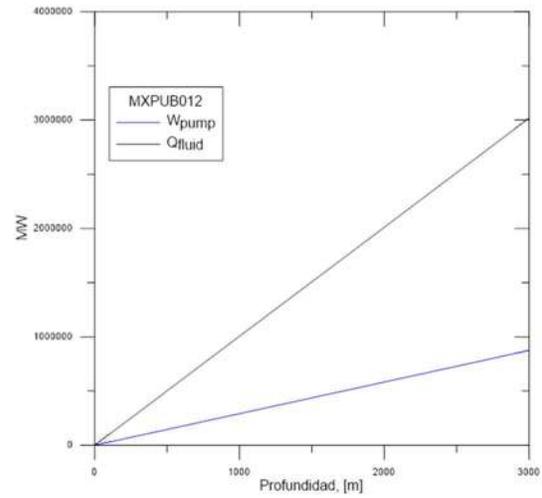


Figura 60 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB013.

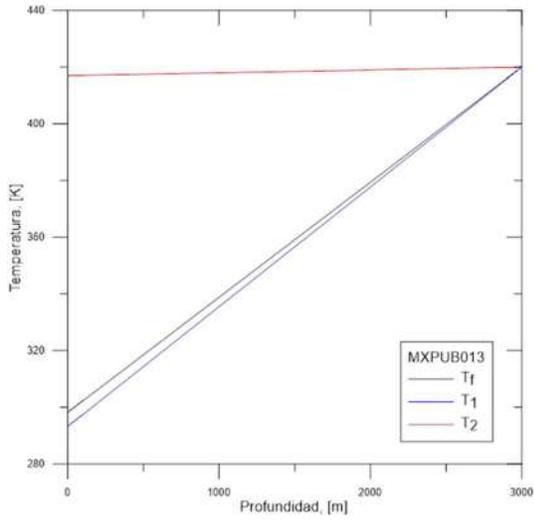


Figura 62 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB015.

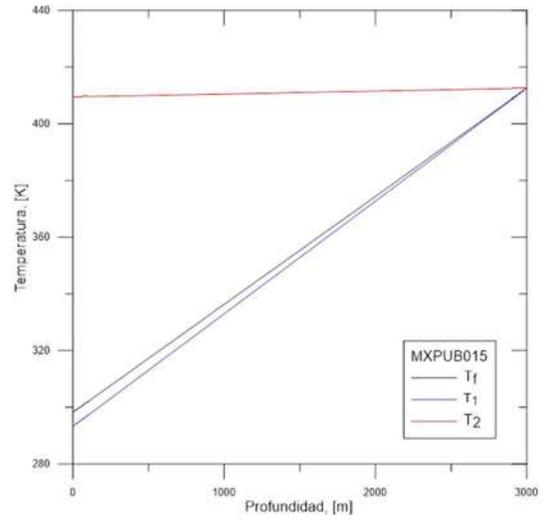


Figura 61 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB013.

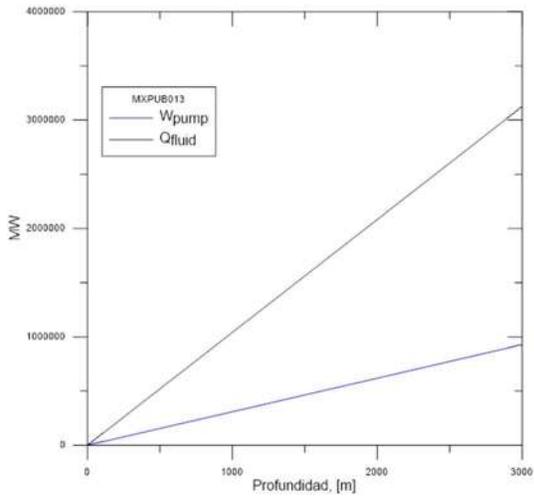


Figura 63 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB015.

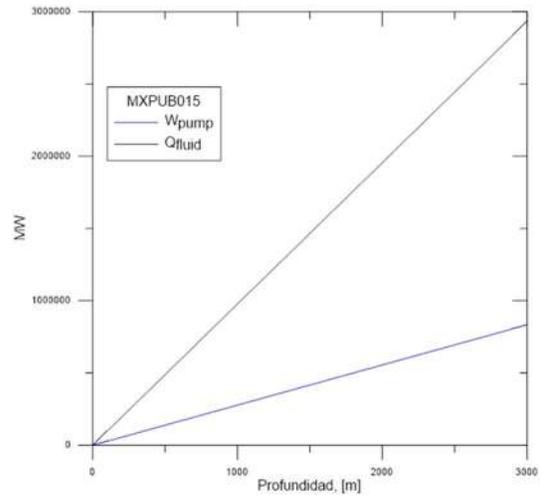


Figura 64 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MXPUB016.

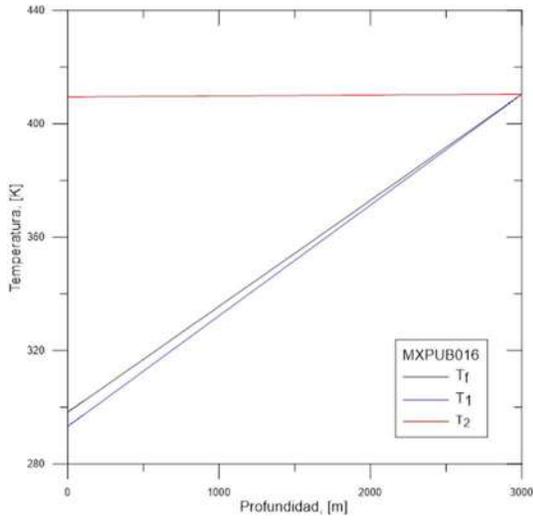


Figura 66 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MEX0245.

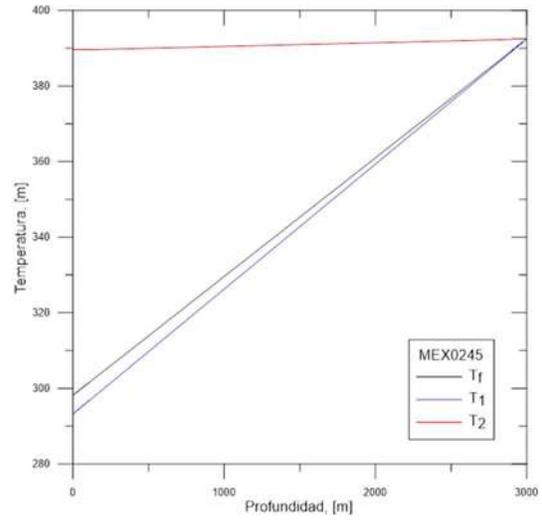


Figura 65 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MXPUB016.

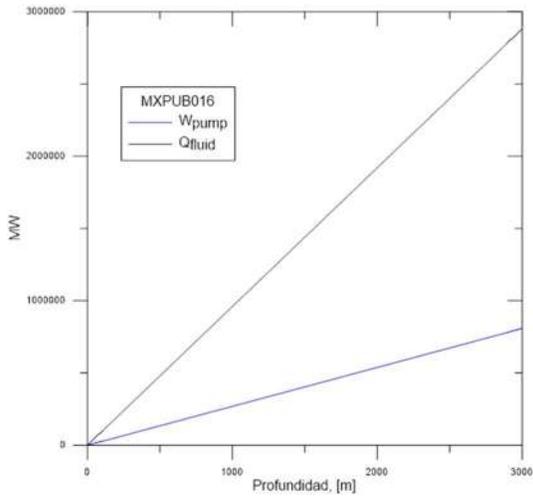


Figura 67 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MEX0245.

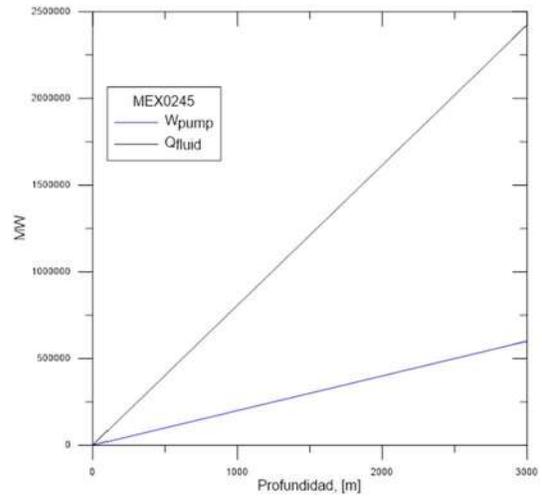


Figura 68 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MEX0247.

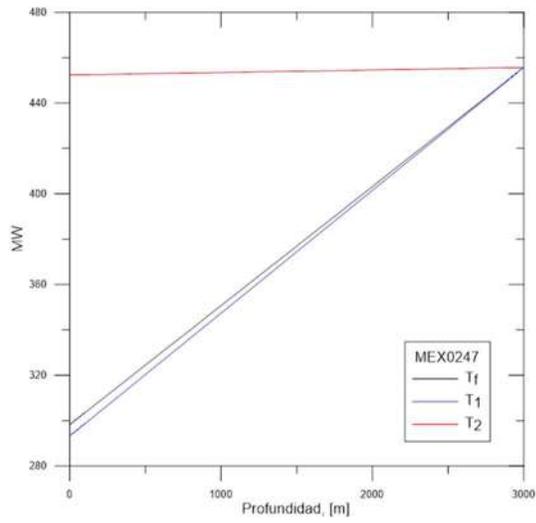


Figura 70 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0008.

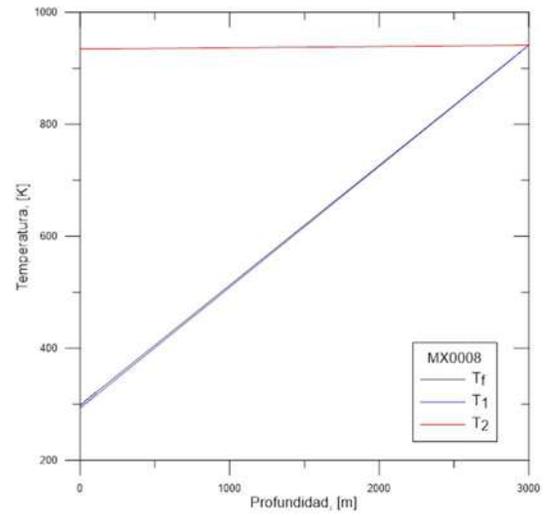


Figura 69 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MEX0247.

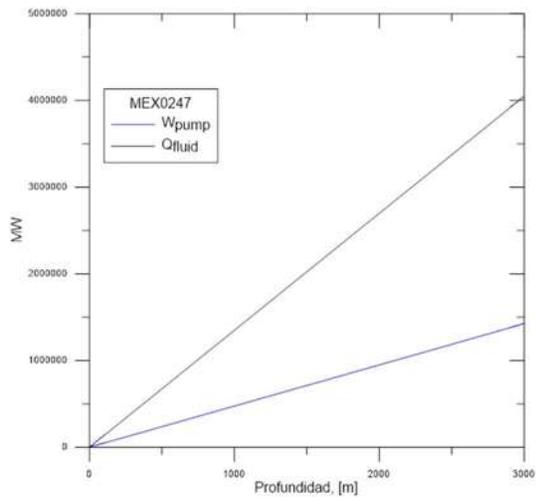


Figura 71 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0008.

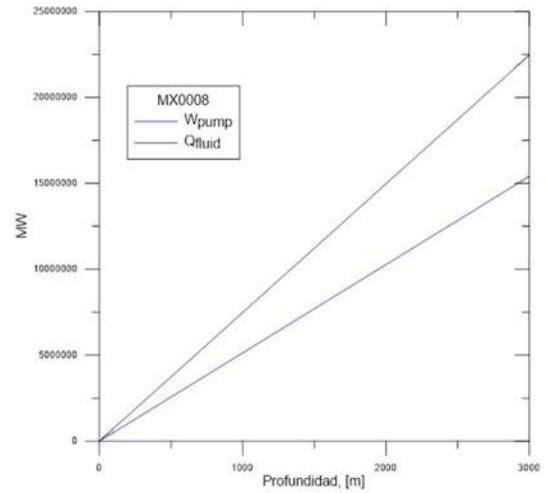


Figura 72 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0009.

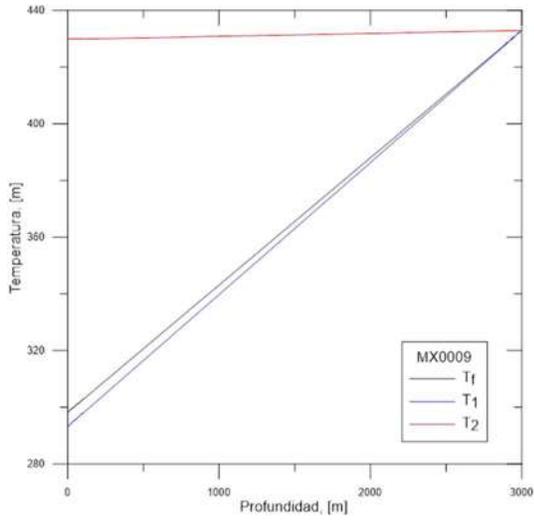


Figura 74 Perfiles de la temperatura del fluido y de la temperatura geotérmica, MX0106.

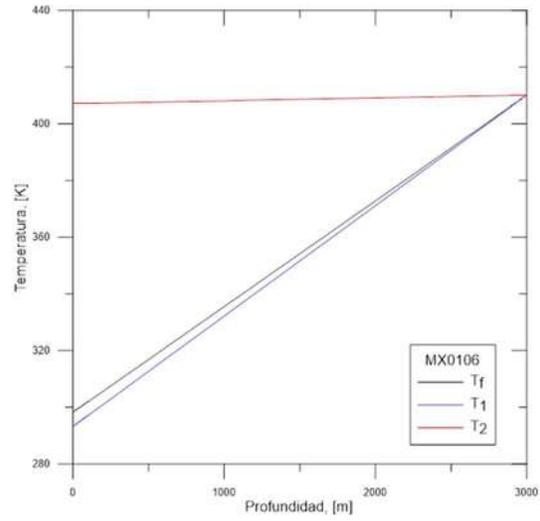


Figura 73 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0009.

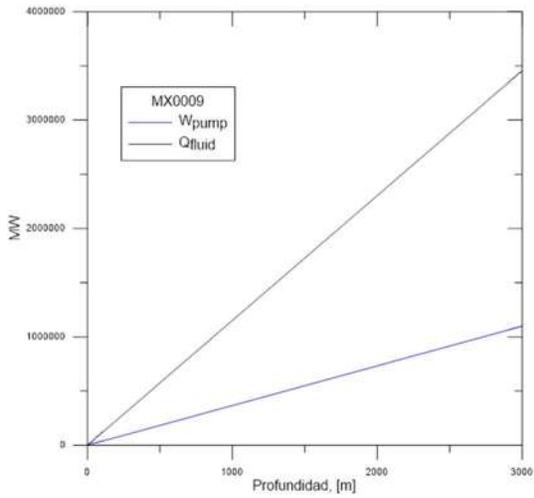


Figura 75 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0106.

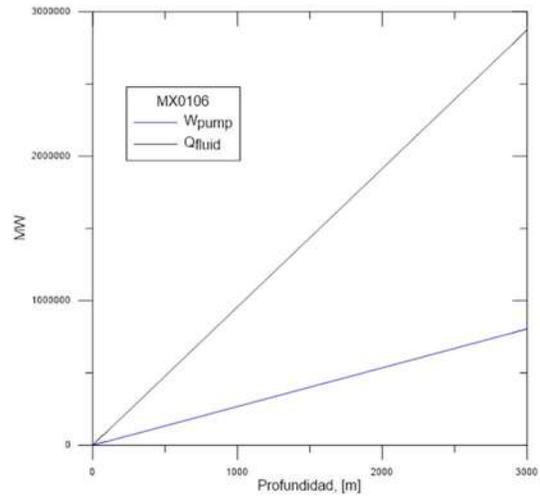


Figura 76 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0107.

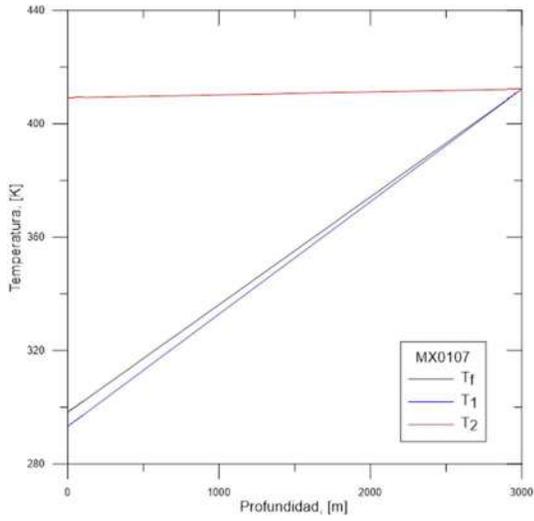


Figura 78 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0123.

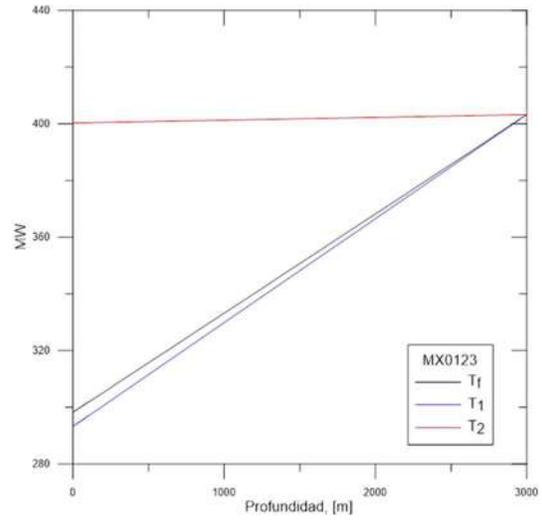


Figura 77 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0107.

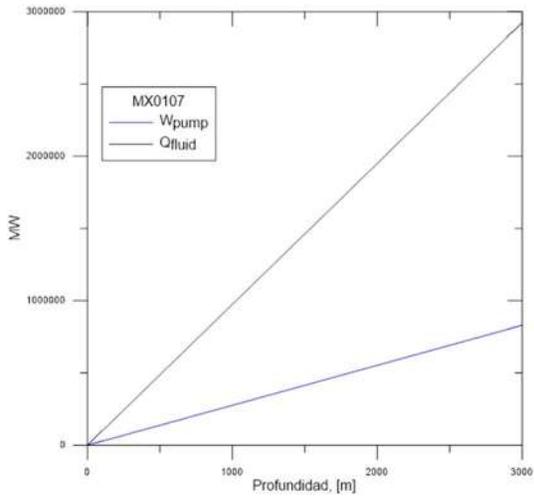


Figura 79 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0123.

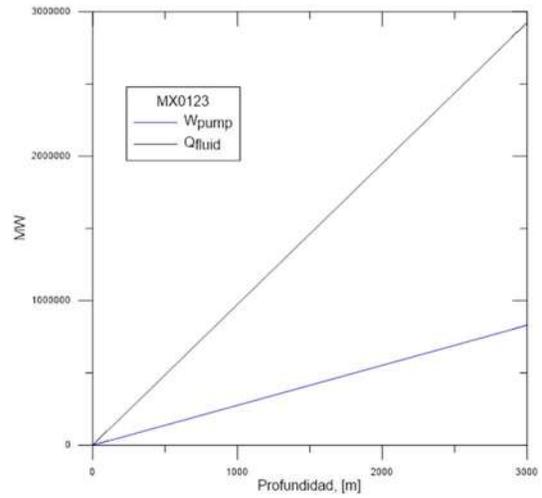


Figura 80 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0124.

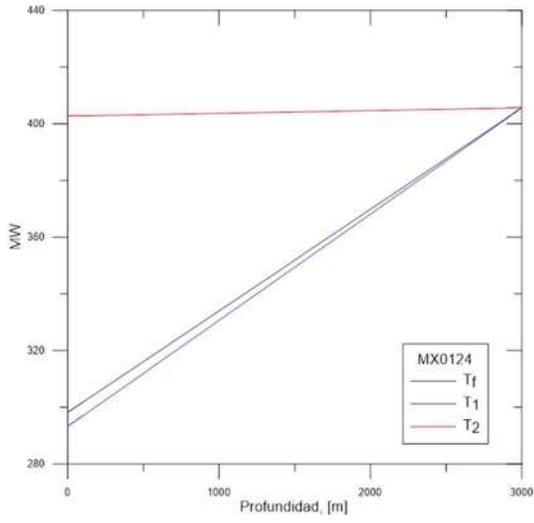


Figura 82 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0125.

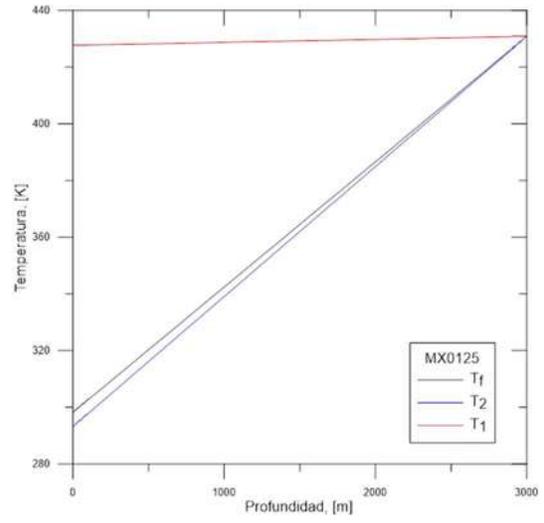


Figura 81 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0126.

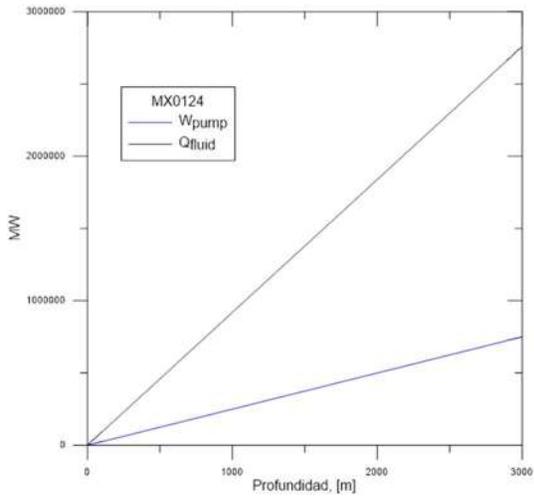


Figura 83 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0125.

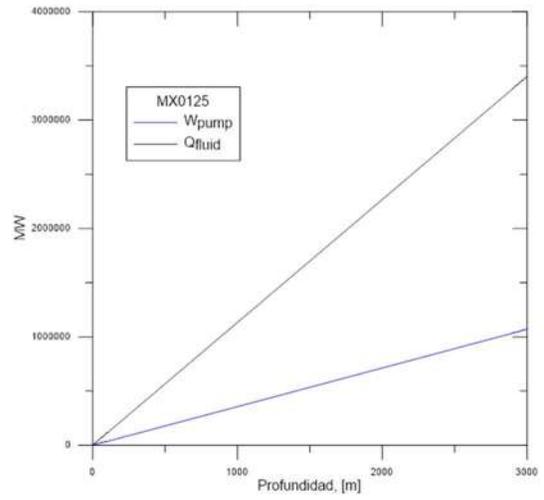


Figura 84 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0126.

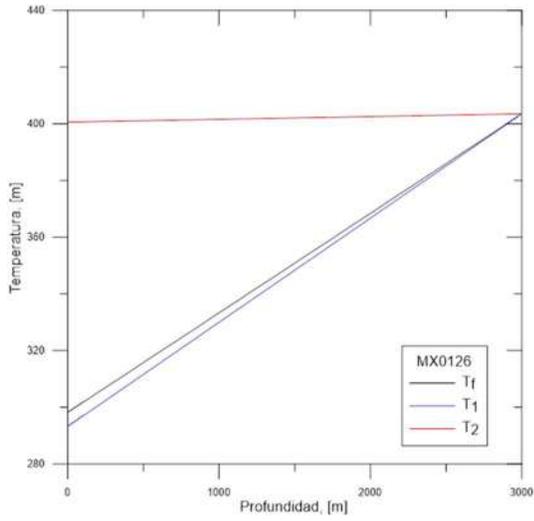


Figura 86 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0127.

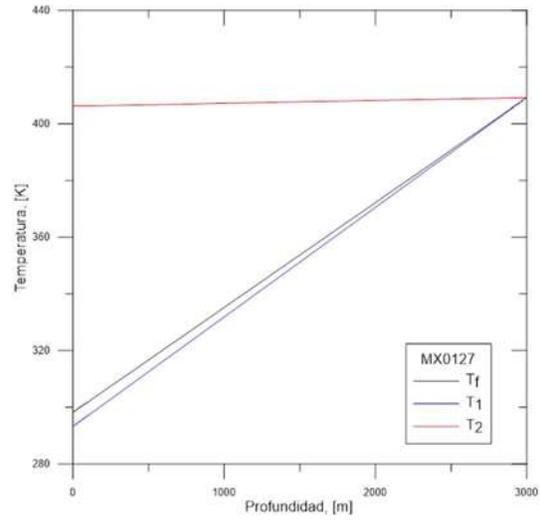


Figura 85 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0126.

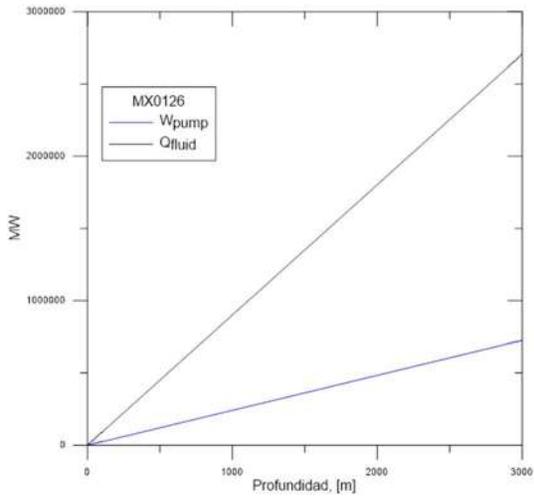


Figura 87 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0127.

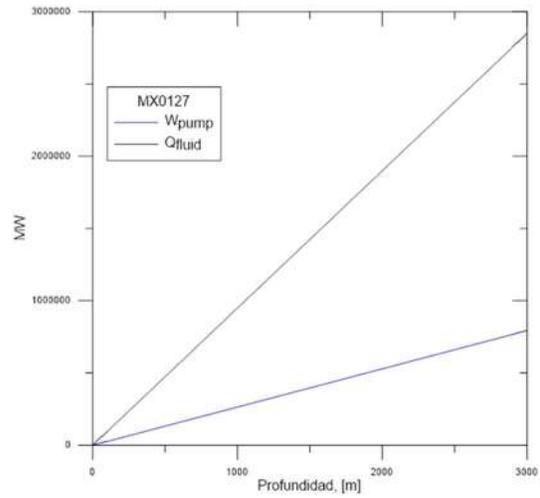


Figura 88 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0128.

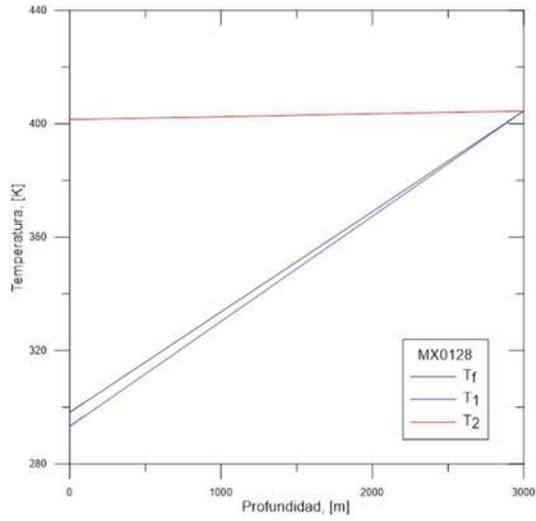


Figura 90 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0129.

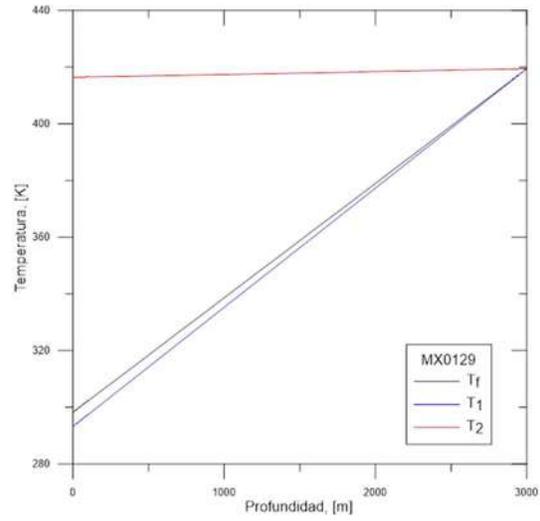


Figura 89 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0128.

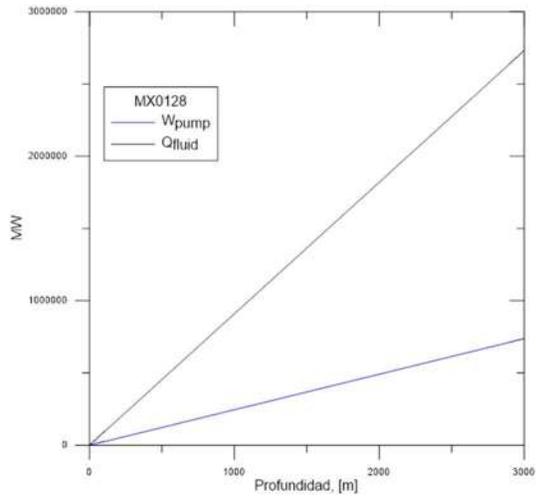


Figura 91 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0129.

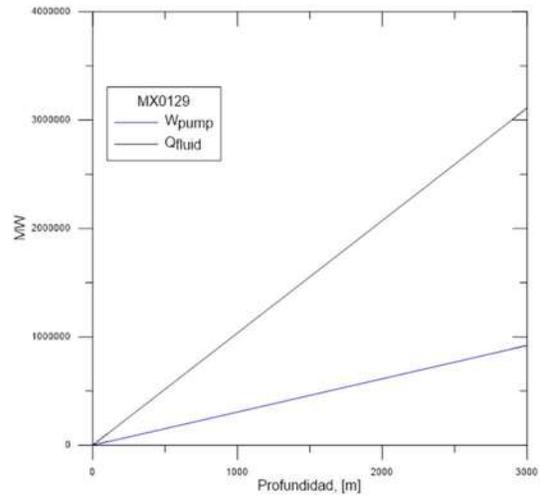


Figura 92 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0130.

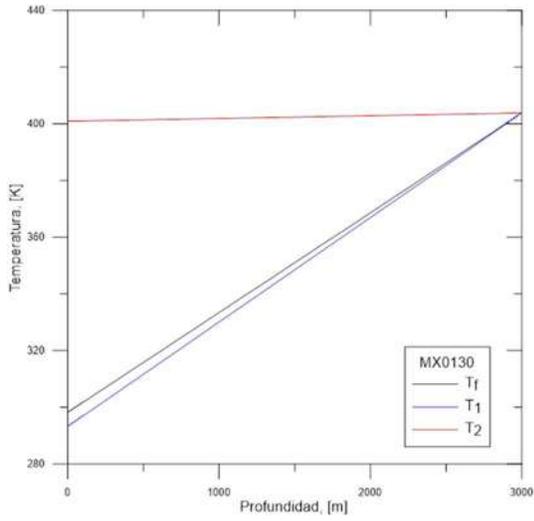


Figura 94 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0131.

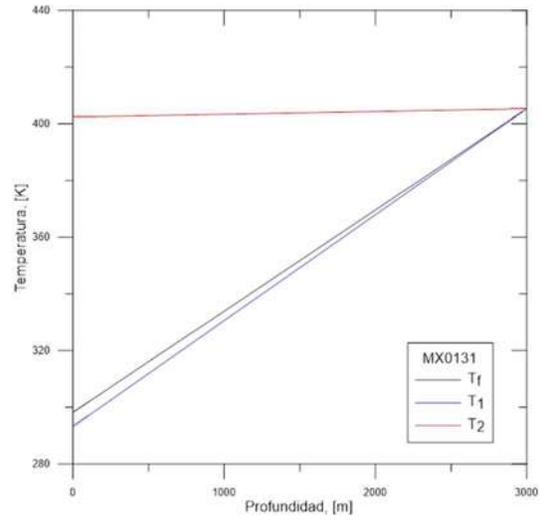


Figura 93 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0130.

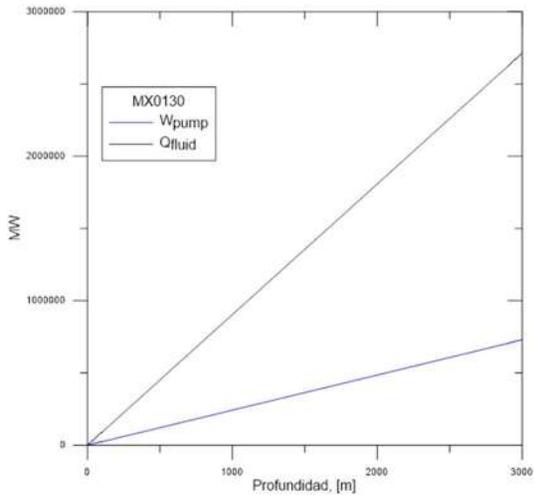


Figura 95 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0131.

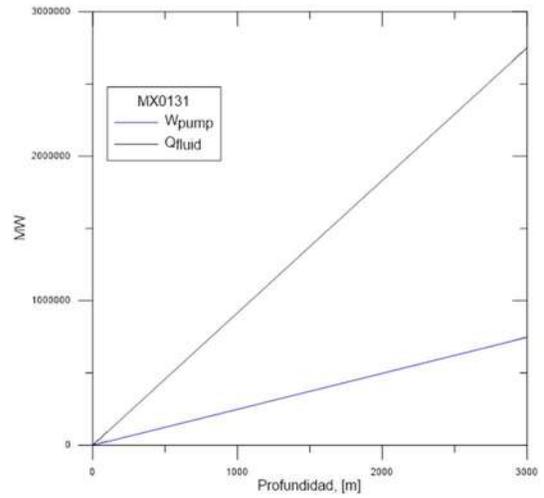


Figura 96 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0132.

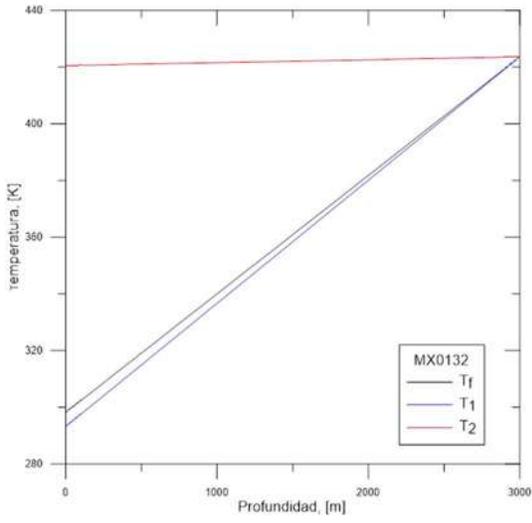


Figura 98 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0133.

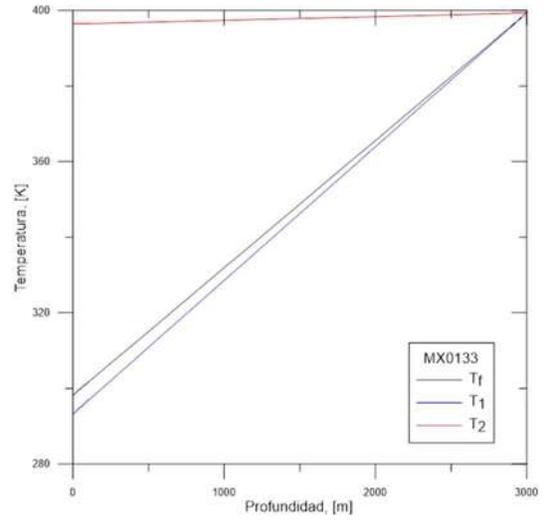


Figura 97 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0132.

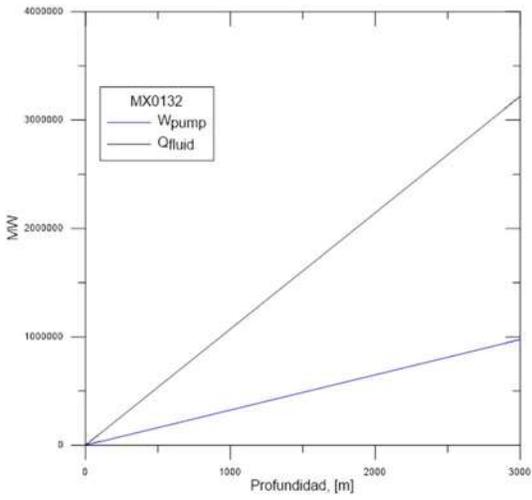


Figura 99 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0133.

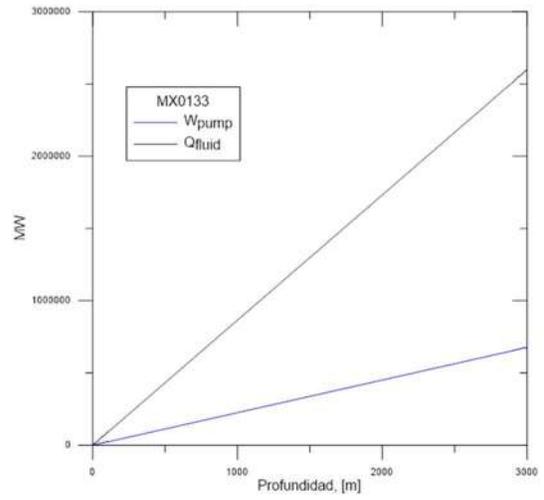


Figura 100 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0134.

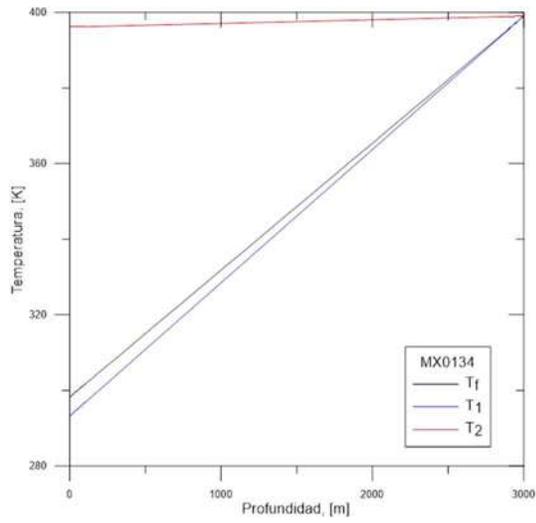


Figura 102 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0135.

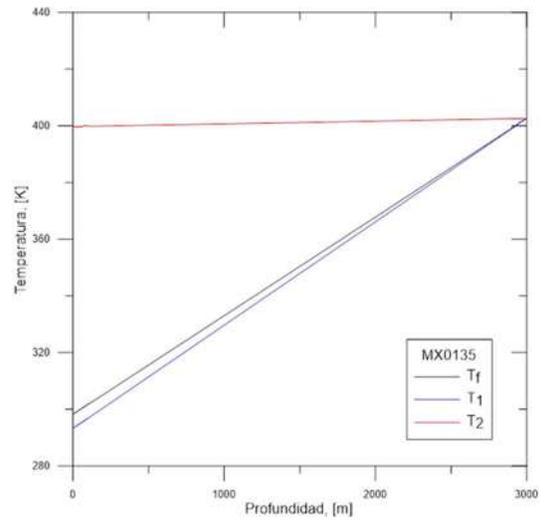


Figura 101 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0134.

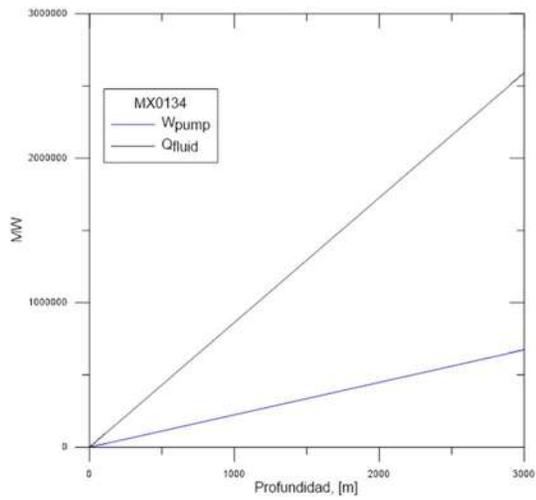


Figura 103 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0135.

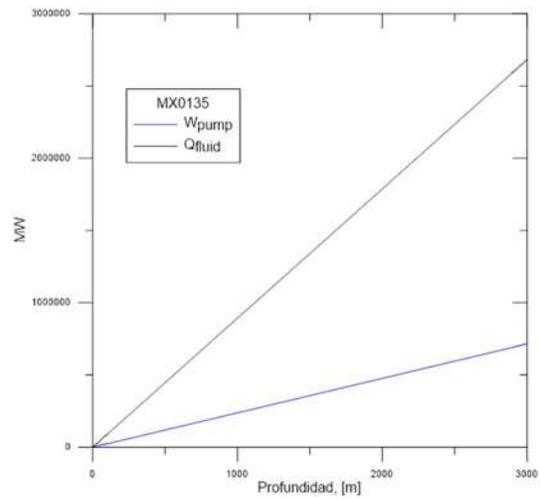


Figura 104 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0136.

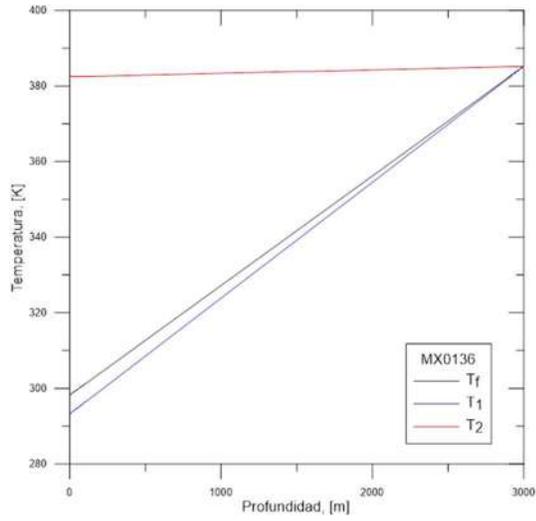


Figura 106 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0279.

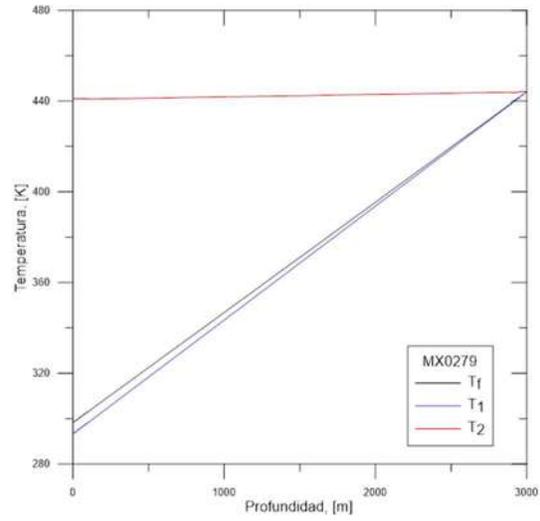


Figura 105 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0136.

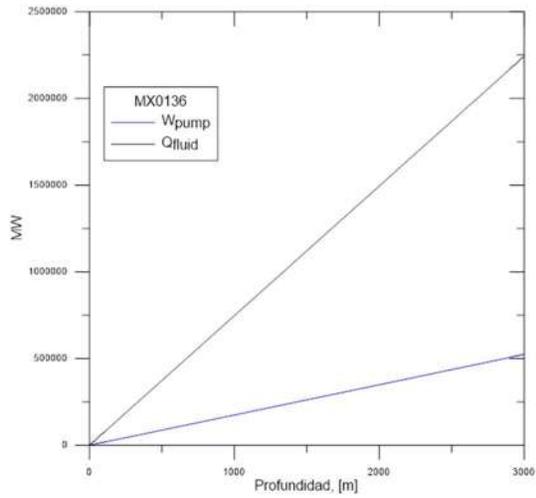


Figura 107 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0279.

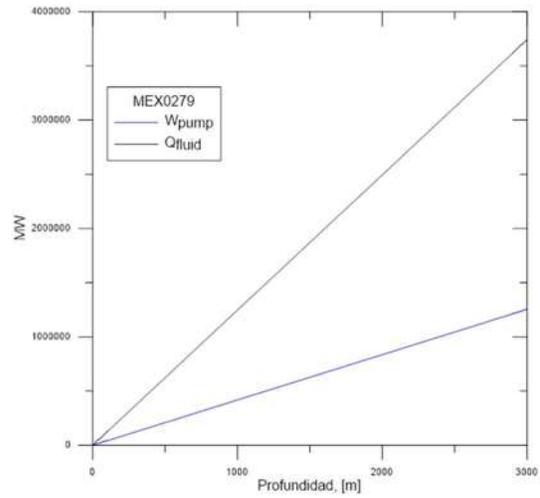


Figura 108 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0280.

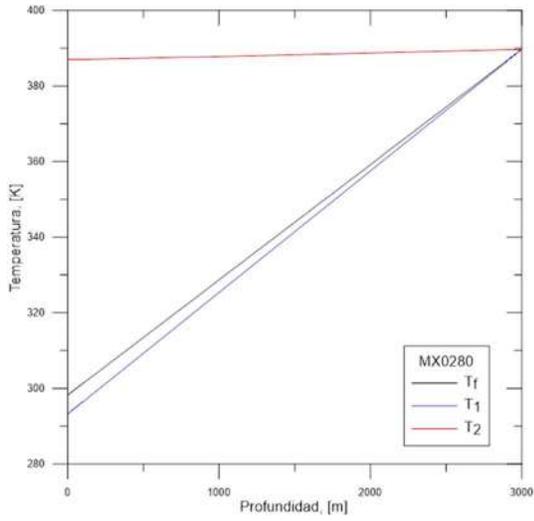


Figura 110 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0281.

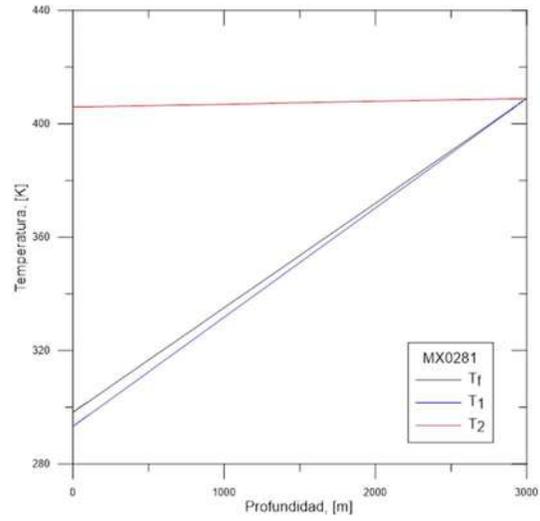


Figura 109 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0280.

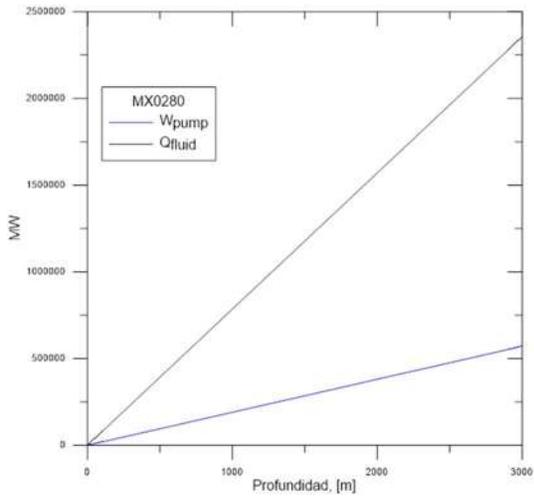


Figura 111 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0281.

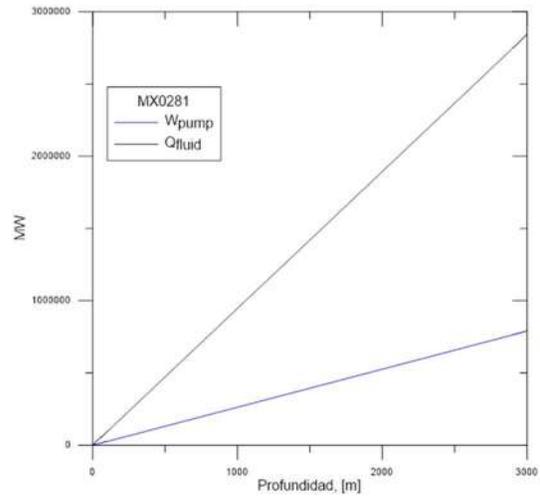


Figura 112 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0282.

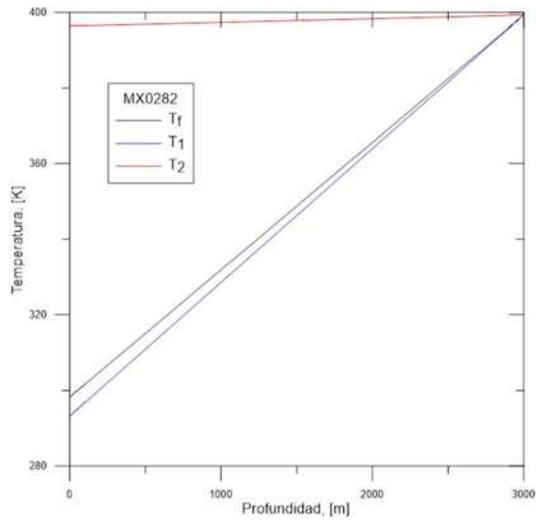


Figura 114 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, MX0283.

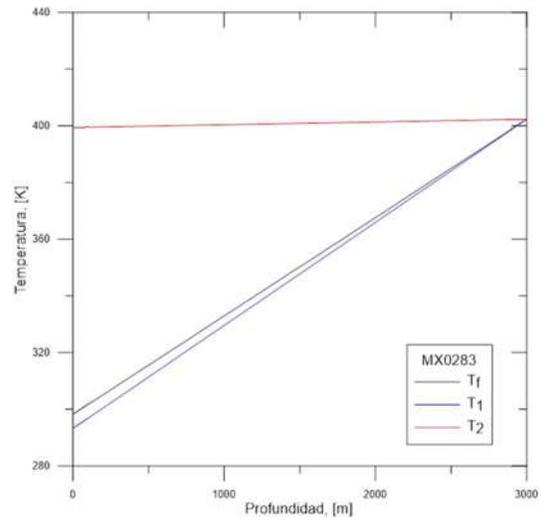


Figura 113 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0282.

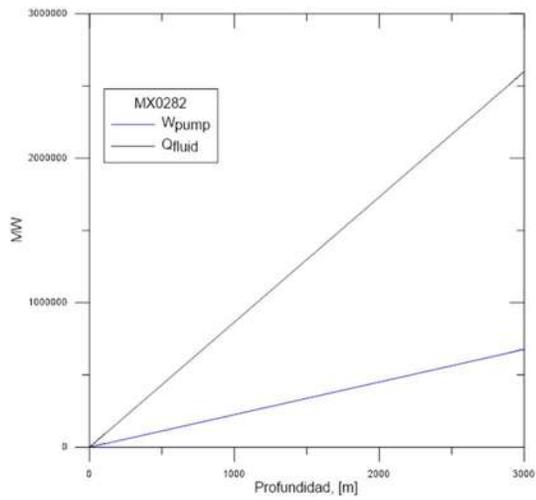


Figura 115 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, MX0283.

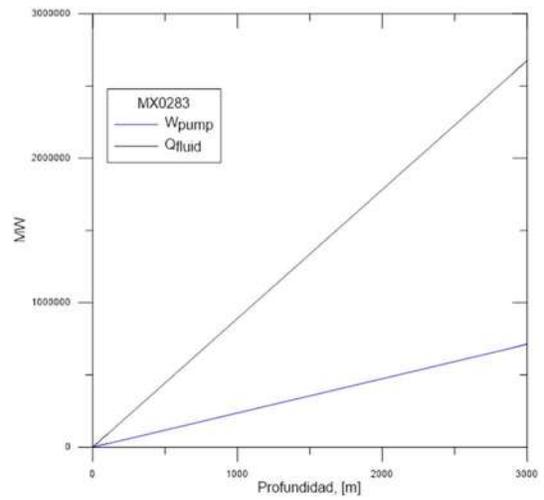


Figura 116 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NM-00135.

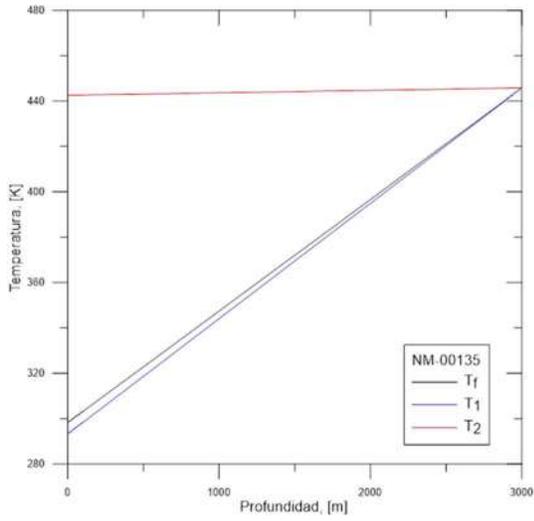


Figura 118 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NM-06002.

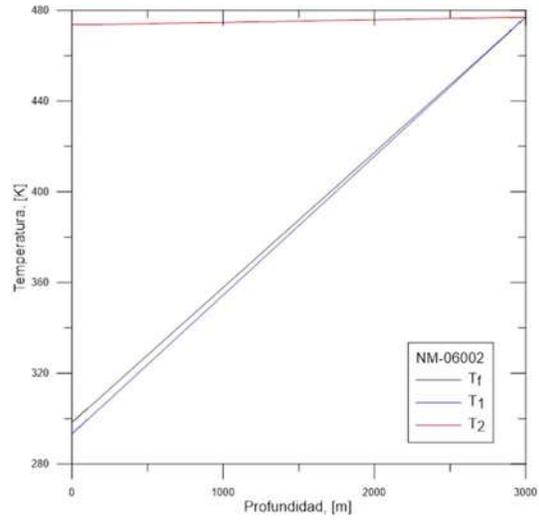


Figura 117 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NM-00135.

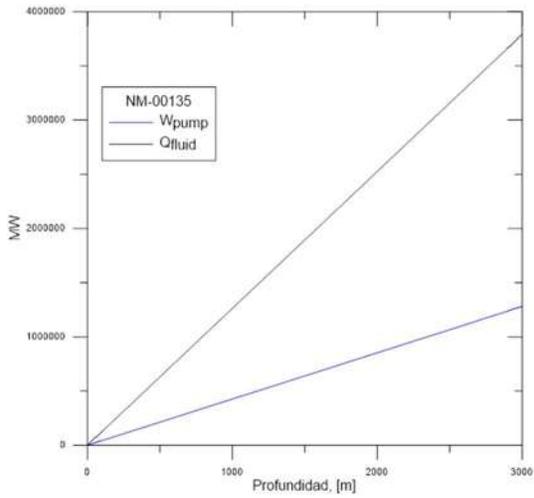


Figura 119 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NM-06002.

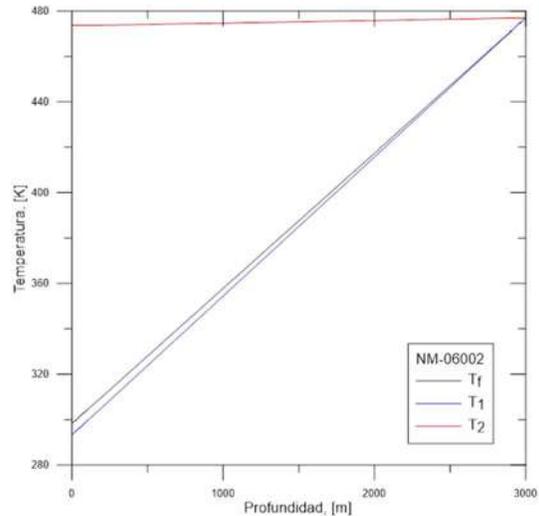


Figura 120 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, NM-06303.

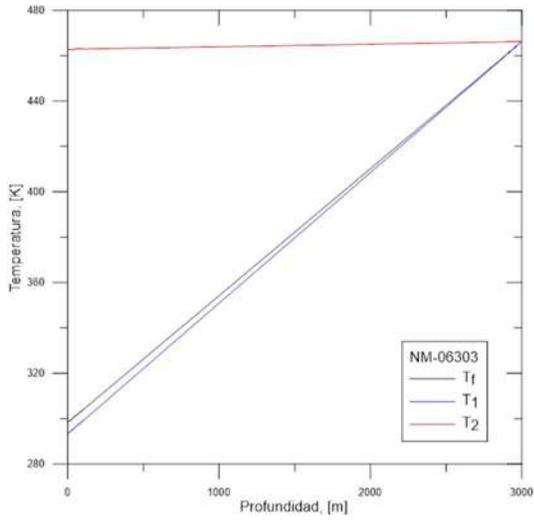


Figura 122 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00084.

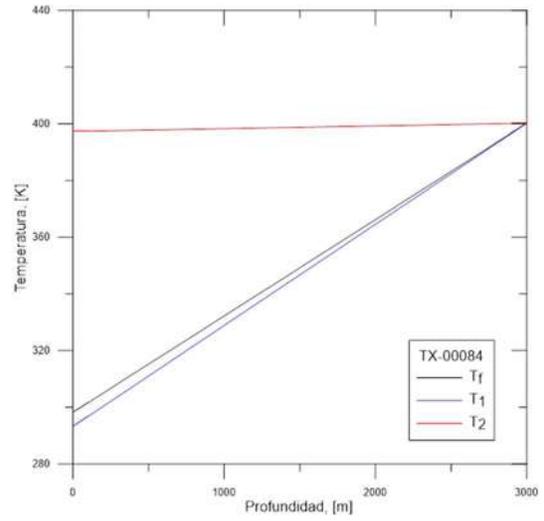


Figura 121 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, NM-06303.

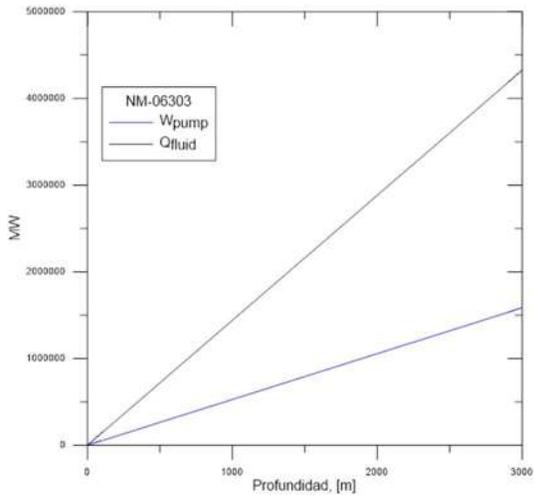


Figura 123 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00084.

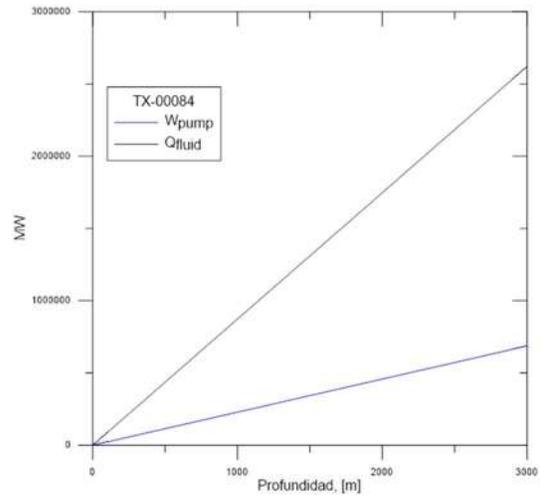


Figura 124 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00197.

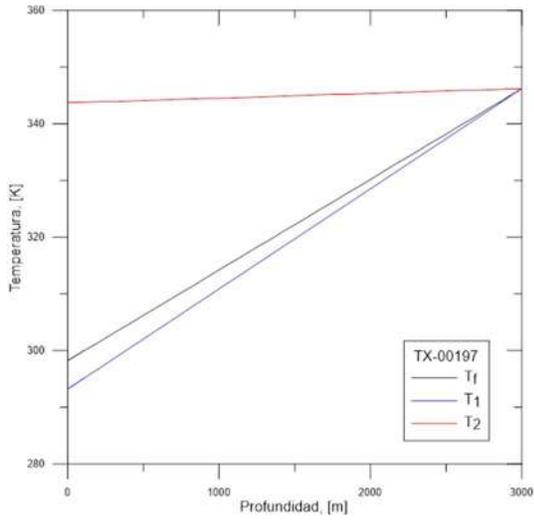


Figura 126 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00201.

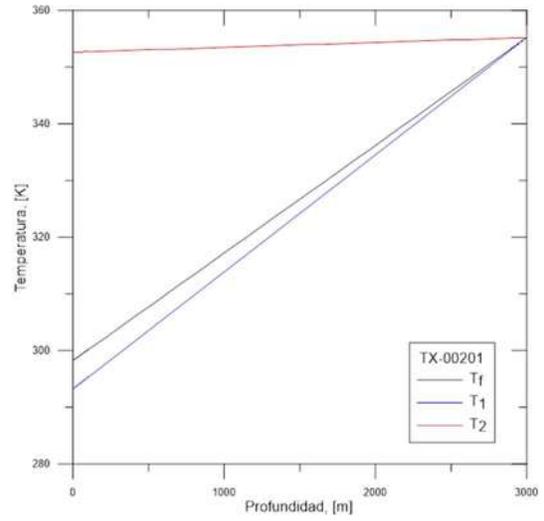


Figura 125 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00197.

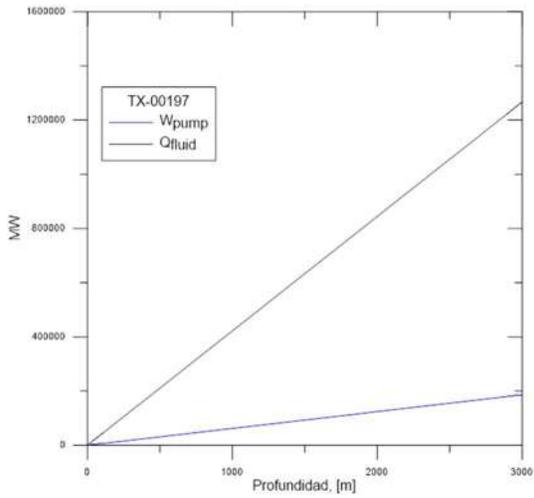


Figura 127 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00201.

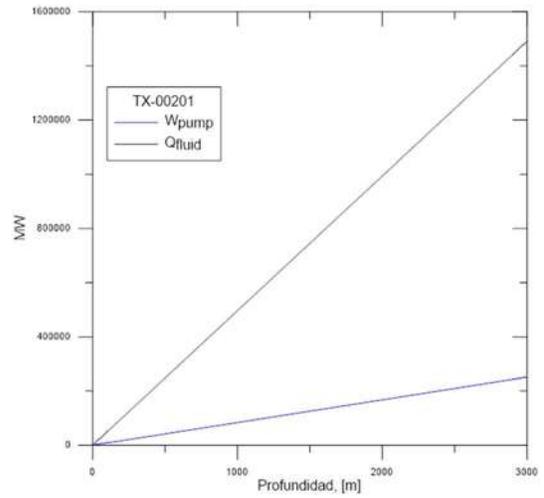


Figura 128 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00235.

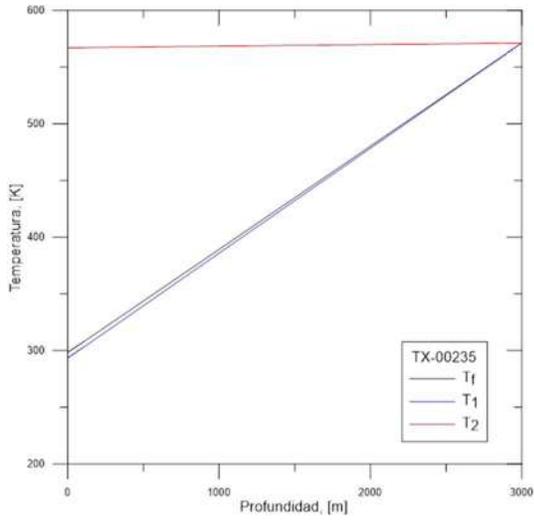


Figura 130 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00113.

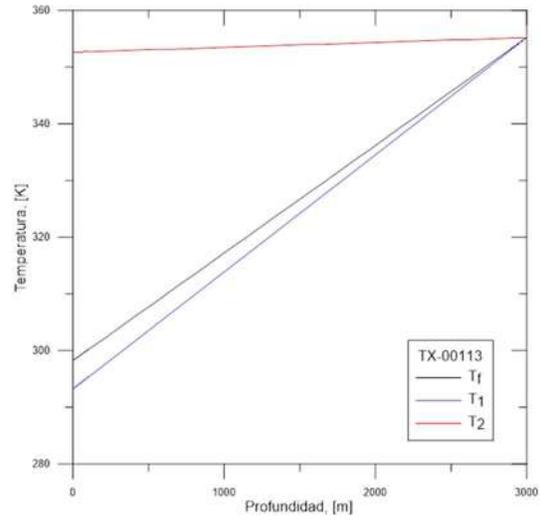


Figura 129 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00235.

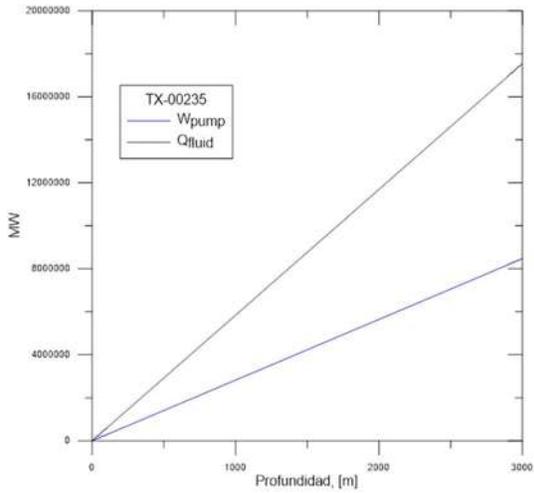


Figura 131 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00113.

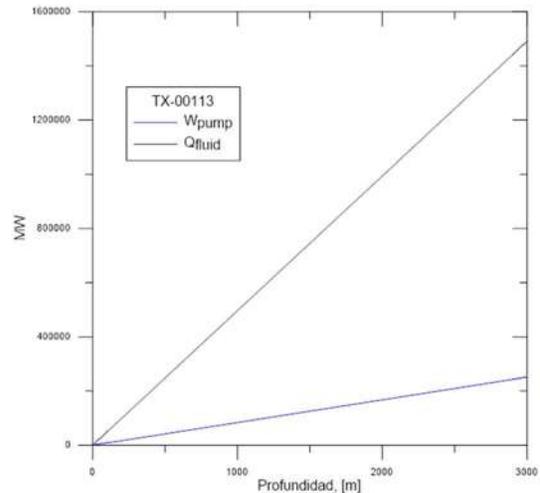


Figura 132 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00173.

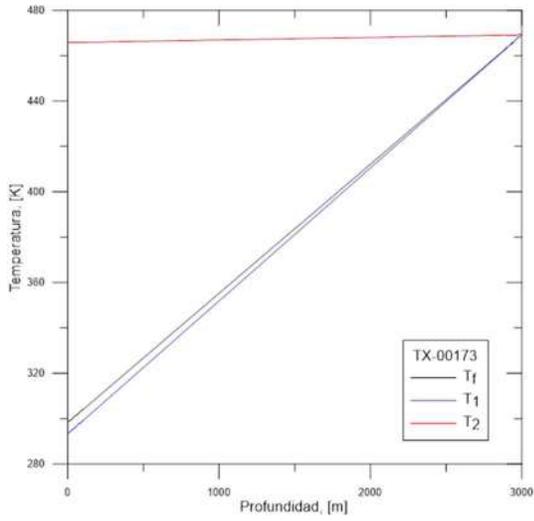


Figura 134 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00183.

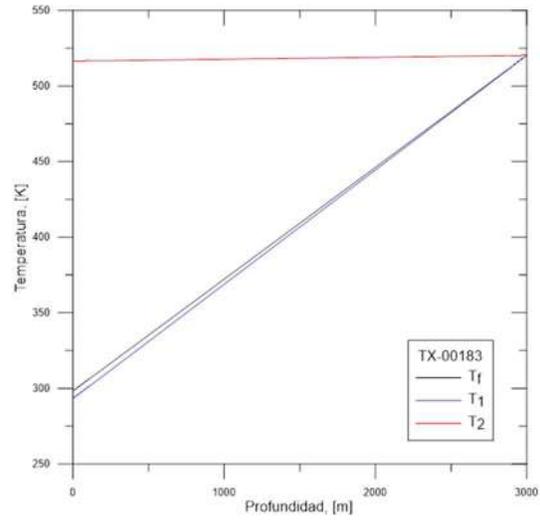


Figura 133 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00173.

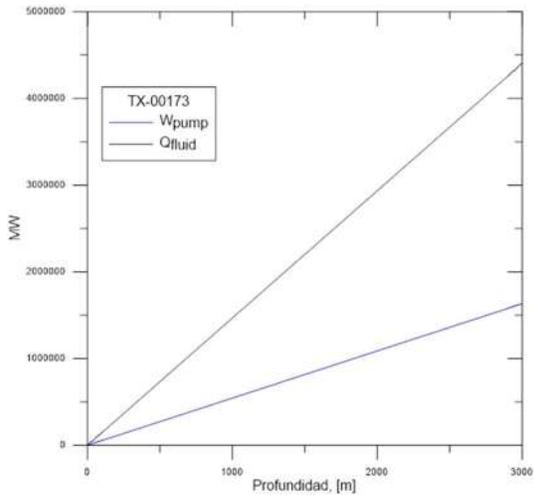


Figura 135 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00183.

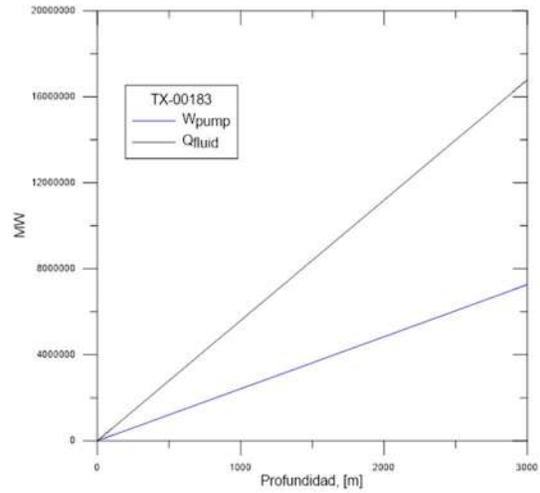


Figura 136 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00320.

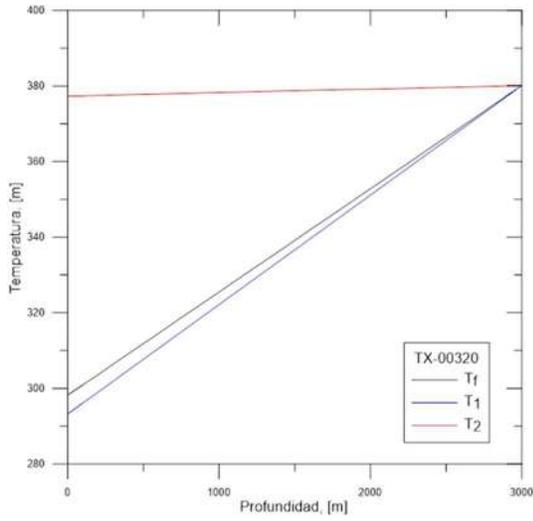


Figura 138 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00322.

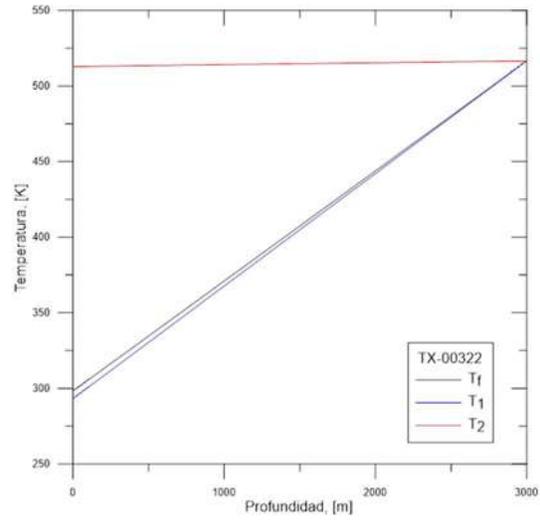


Figura 137 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00320.

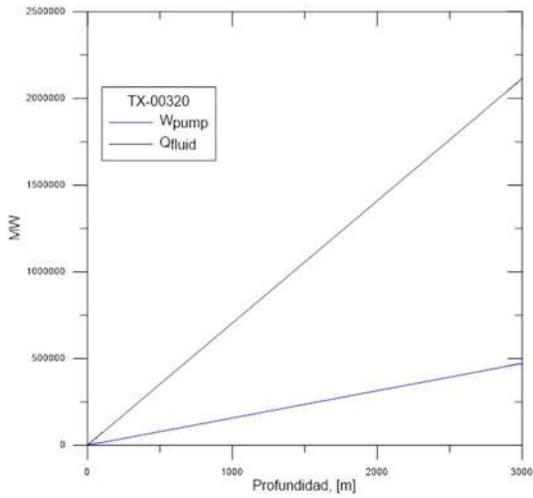


Figura 139 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00322.

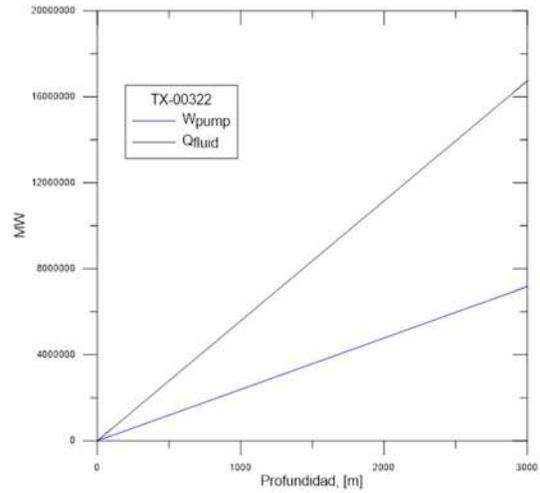


Figura 140 Perfiles de la temperatura del fluido y de la formación, TX-00116.

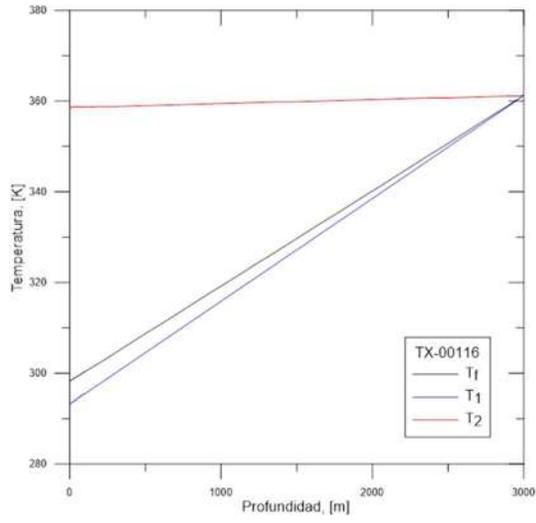
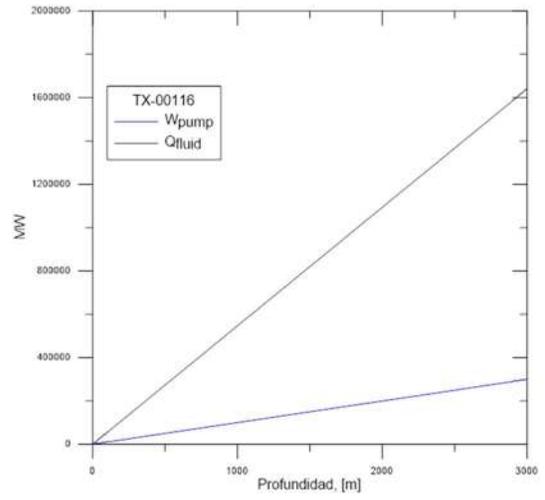


Figura 141 Perfil de Calor producido por el fluido y de la potencia de bombeo, TX-00116.



APENDICE 2 MODELO ANALÍTICO DE FUENTE DE LÍNEA INFINITA Y

NUMÉRICO DE VOLUMEN FINITO -- EES

A continuación, se presenta el código que se desarrolló en este trabajo, para la solución del *Modelo analítico de fuente de línea infinita*, usando un volumen finito.

```
{WELL OJINAGA MX0128
```

Los siguientes datos de diseño se obtuvieron de un intercambiador de calor de doble tubería en un pozo de petróleo abandonado existente, los cuales se han tomado como referencia. Para los pozos de petróleo y gas abandonados en México, los datos de flujo de calor, conductividad térmica de formaciones rocosas y gradiente geotérmico, fueron consultados de Espinoza-Ojeda et al. (2023); para obtener la temperatura de salida T_2 y la estimación de la Potencia Neta posible}

```
m_dot=6 [kg/s] {flujo másico del fluido de trabajo}
T_1=ConvertTemp(C,K,20[C]) {temperatura de entrada del fluido inyectado}
P_1=2000000 [Pa] {presión de inyección}
T_s=ConvertTemp(C,K,25[C]) {temperatura superficial}
r_ti=0.0779 [m] {radio interno del tubo del BHE}
r_to=0.1033 [m] {radio externo del tubo del BHE}
r_gi=x+(r_to) "m" {radio interno del BHE}
r_go=thickness+r_gi "m" {radio externo del BHE}
r_ci=0.108 [m] {radio interno del revestimiento del BHE}
r_co=0.154 [m] {radio externo del revestimiento del BHE}
r_w=0.33 [m] {radio del pozo}
x=0.0309 [m] {espesor del aislante térmico}
depth=3000 [m] {profundidad}
thickness=0.0254 [m] {espesor de tubería}
D_h=2*sqrt(r_ci^2-r_ti^2) {diametro hidraulico}
```

$A_{\text{tubing}} = \pi \cdot (r_{\text{ti}})^2$ {área interior del BHE}
 $A_{\text{casing}} = \pi \cdot (D_{\text{h}})^2$ {área exterior del BHE}
 $\delta = 0.00026$ [m] {equivalente de rugosidad absoluto}
 $r_{\text{i}} = 2 \cdot \sqrt{\alpha_{\text{earth}} \cdot \tau}$ {radio de influencia}
 $\tau = 25920000$ [s] {tiempo de operación}
 $T_{\text{f}} = (\text{depth} \cdot a_{\text{geo}}) + T_{\text{s}}$ {temperatura de la formación}
 $u_{\text{f}} = 2$ [m/s] {velocidad del inyección}
 $g = 9.81$ [m/s²] {constante gravitatoria}
 $P_{\text{2}} = 2000000$ [Pa] {presión de salida}

{PROPIEDADES TÉRMICAS DEL BHE}

$\alpha_{\text{tub}} = \text{ThermalDiffusivity}(\text{Stainless_AISI302}, T=T_{\text{1}})$ {difusividad térmica de STAINLESS STEEL AISI 302}
 $\rho_{\text{tub}} = \text{Density}(\text{Stainless_AISI302}, T=T_{\text{1}})$ {densidad de STAINLESS STEEL AISI 302}
 $cp_{\text{tub}} = \text{Cp}(\text{Stainless_AISI302}, T=T_{\text{1}})$ {Calor específico de STAINLESS STEEL AISI 302}
 $\lambda_{\text{tub}} = \text{Conductivity}(\text{Stainless_AISI302}, T=T_{\text{1}})$ {conductividad térmica del acero}
 $cp_{\text{il}} = \text{Cp}(\text{Polystyrene}, T=T_{\text{1}})$ {Calor específico de poliestireno}
 $\rho_{\text{il}} = \text{Density}(\text{Polystyrene}, T=T_{\text{1}})$ {densidad de poliestireno}
 $\lambda_{\text{il}} = \text{Conductivity}(\text{Polystyrene}, T=T_{\text{1}})$ {conductividad térmica del poliestireno}
 $\alpha_{\text{il}} = \text{ThermalDiffusivity}(\text{Polystyrene}, T=T_{\text{1}})$ {difusividad térmica de poliestireno}
 $\lambda_{\text{cem}} = \text{Conductivity}(\text{cement_mortar}, T=T_{\text{1}})$ {conductividad térmica del cemento}
 $cp_{\text{cem}} = \text{Cp}(\text{cement_mortar}, T=T_{\text{1}})$ {conductividad térmica del cemento}
 $\rho_{\text{cem}} = \text{Density}(\text{cement_mortar}, T=T_{\text{1}})$ {densidad del cement}
 $\alpha_{\text{cem}} = \text{ThermalDiffusivity}(\text{Carbon_Tetrachloride}, T=T_{\text{1}})$ {difusividad térmica del cemento}
 $\lambda_{\text{cas}} = 44.5$ [W/m-K] {conductividad térmica de la carcasa}

{PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA FORMACIÓN}

$a_{\text{geo}}=0.0161$ [$^{\circ}\text{C}/\text{m}$] {gradiente geotérmico}
 $\lambda_{\text{earth}}=3.18$ [$\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}$] {conductividad térmica de la matriz de roca}
 $\rho_{\text{earth}}=2.97$ [kg/m^3] {densidad de matriz de roca}
 $cp_{\text{earth}}=0.93$ [$\text{kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$] {calor específico de la matriz de roca}
 $\alpha_{\text{earth}}=\lambda_{\text{earth}}/(\rho_{\text{earth}}*cp_{\text{earth}})$ {difusividad térmica de la tierra}
 $Q_{\text{formacion}}=51.508$ [W/m^2] {Flujo de calor}

{PROPIEDADES TÉRMICAS DEL FLUIDO EN EL ESTADO 1}

$\lambda_1=\text{Conductivity}(\text{Water},T=T_1,P=P_1)$
 $cp_1=\text{Cp}(\text{Water},T=T_1,P=P_1)$
 $\rho_1=\text{Density}(\text{Water},T=T_1,P=P_1)$
 $\mu_1=\text{Viscosity}(\text{Water},T=T_1,P=P_1)$
 $Re_1=(\dot{m}*D_h)/(\pi*A_{\text{casing}}*\mu_1)$
 $Pr_1=cp_1*\mu_1/\lambda_1$

{PROPIEDADES TÉRMICAS DEL FLUIDO EN EL ESTADO 2}

$\lambda=\text{Conductivity}(\text{Water},T=T_2,P=P_2)$
 $cp=4217$ [$\text{J}/\text{kg}\cdot\text{K}$]
 $\rho=\text{Density}(\text{Water},T=T_2,P=P_2)$
 $\mu=0.0002741$
 $Re=(\dot{m}*r_{\text{to}})/(\pi*A_{\text{tubing}}*\mu)$
 $Pr=cp*\mu/\lambda$
 $h=432526$ [$\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$]
 $P_f=\rho*\text{depth}*g$ {presión de la formación}

{Ecuación de Ramey}

$\tau_f = f_f \rho (u_f^2) / (2 D_h)$ {gradiente de pérdida de fricción}

$f_f = 1 / (1.8 \log_{10}(((\Delta/D_h)/3.7)^{1.11} + (6.9/Re)))^2$ {factor de fricción}

$\beta = \ln(2 \sqrt{\tau_D}) - 0.2886$ {función de conducción de calor transitorio}

$\tau_D = \alpha_{earth} \tau / (r_{go}^2)$ {tiempo adimensional}

{obtención de resistencia térmica y coeficiente de transferencia de calor entre la pared interna y la externa del tubo BHE}

$R_{io} = (1/(2 \pi)) * ((1/(r_{ti} * h)) + ((\ln(r_{to}/r_{ti}))/\lambda_{tub}) + ((\ln(r_{gi}/r_{to}))/\lambda_{il}) + ((\ln(r_{go}/r_{gi}))/\lambda_{tub}) + (1/(r_{go} * h)))$

$U_{io} = 1/R_{io}$

{obtención de resistencia térmica y coeficiente de transferencia de calor entre el exterior tubo BHE y la pared del pozo}

$R_{ow} = (1/2 \pi) * ((1/(r_{ci} * h)) + ((\ln(r_{to}/r_{ti}))/\lambda_{cas}) + ((\ln(r_w/r_{co}))/\lambda_{cem}))$

$U_{ow} = 1/R_{ow}$

{obtención de resistencia térmica y coeficiente de transferencia de calor del pozo}

$R_{well} = R_{io} + R_{ow}$

$U_{well} = 1/R_{well}$

{obtención de resistencia térmica y coeficiente de transferencia de calor de la formación rocosa}

$R_{earth} = (1/(2 \pi * \lambda_{earth})) * \ln(r_i/r_w)$

$U_{earth} = 1/R_{earth}$

{obtención de resistencia térmica y coeficiente de transferencia de calor total}

$$R_{total} = R_{earth} + R_{well}$$

$$U_{total} = 1/R_{total}$$

$$W_{pump} = (1 - T_1/T_2) \cdot Q_{fluid} \quad \{\text{Potencia de la bomba}\}$$

$$h_1 = \text{Enthalpy}(\text{Water}, T=T_1, P=P_1) \quad \{\text{entalpía del fluido en la entrada del pozo}\}$$

$$h_2 = \text{Enthalpy}(\text{Water}, T=T_2, P=P_2) \quad \{\text{entalpía del fluido en la salida del pozo}\}$$

$$Q_{fluid} = \dot{m} \cdot (h_2 - h_1) \quad \{\text{Calor del fluido generado}\}$$

$$\dot{m} \cdot c_p \cdot T_2 = h \cdot A_{tubing} \cdot (T_f - T_2) + (\dot{m} \cdot c_{p1} \cdot T_f) \quad \{\text{the steady state energy balance of the tubing fluid}\}$$

FORMATO DE ECUACIONES

Figura 142 Ecuaciones de balance de energía y formación de transferencia de calor del modelo analítico numérico en el pozo SP

$\dot{m} = 6 \quad [\text{kg/s}]$	$r_1 = 2 \cdot \sqrt{\alpha_{earth} \cdot \tau}$	$\alpha_{cem} = \text{ThermalDiffusivity} [\text{CarbonTetrachloride}, T = T_1]$
$T_1 = \text{ConvertTemp} [C, K, 20 \quad [C]]$	$\tau = 2.592 \times 10^7 \quad [s]$	$\lambda_{cas} = 44.5 \quad [W/m-K]$
$P_1 = 2 \times 10^6 \quad [Pa]$	$T_f = \text{depth} \cdot a_{geo} + T_s$	$a_{geo} = 0.0161 \quad [^{\circ}C/m]$
$T_s = \text{ConvertTemp} [C, K, 25 \quad [C]]$	$u_f = 2 \quad [m/s]$	$\lambda_{earth} = 3.18 \quad [W/m-K]$
$r_{ti} = 0.0779 \quad [m]$	$g = 9.81 \quad [m/s^2]$	$\rho_{earth} = 2.97 \quad [kg/m^3]$
$r_{to} = 0.1033 \quad [m]$	$P_2 = 2 \times 10^6 \quad [Pa]$	$CP_{earth} = 0.93 \quad [kJ/kg-K]$
$r_{gi} = x + r_{to} \quad [m]$	$\alpha_{sub} = \text{ThermalDiffusivity} [\text{Stainless}_{AISI302}, T = T_1]$	$\alpha_{earth} = \frac{\lambda_{earth}}{\rho_{earth} \cdot CP_{earth}}$
$r_{go} = \text{thickness} + r_{gi} \quad [m]$	$\rho_{tub} = \rho [\text{Stainless}_{AISI302}, T = T_1]$	$Q_{formacion} = 51.508 \quad [W/m^2]$
$r_{ci} = 0.108 \quad [m]$	$CP_{tub} = Cp [\text{Stainless}_{AISI302}, T = T_1]$	$\lambda_1 = k [\text{water}, T = T_1, P = P_1]$
$r_{co} = 0.154 \quad [m]$	$\lambda_{tub} = k [\text{Stainless}_{AISI302}, T = T_1]$	$\rho_1 = \rho [\text{water}, T = T_1, P = P_1]$
$r_w = 0.33 \quad [m]$	$CP_{pi} = Cp [\text{Polystyrene}, T = T_1]$	$\mu_1 = \text{Visc} [\text{water}, T = T_1, P = P_1]$
$x = 0.0309 \quad [m]$	$\rho_{pi} = \rho [\text{Polystyrene}, T = T_1]$	$Re_1 = \frac{\dot{m} \cdot D_h}{\pi \cdot A_{casing} \cdot \mu_1}$
$\text{depth} = 3000 \quad [m]$	$\lambda_{pi} = k [\text{Polystyrene}, T = T_1]$	$Pr_1 = cp_1 \cdot \frac{\mu_1}{\lambda_1}$
$\text{thickness} = 0.0254 \quad [m]$	$\alpha_{id} = \text{ThermalDiffusivity} [\text{Polystyrene}, T = T_1]$	$\lambda = k [\text{water}, T = T_2, P = P_2]$
$D_h = 2 \cdot \sqrt{r_{ci}^2 - r_{ti}^2}$	$\lambda_{cem} = k [\text{cementmortar}, T = T_1]$	$cp = 4217 \quad [J/kg-K] \quad Cp(\text{Water}, T=T_2, P=P_2)$
$A_{tubing} = \pi \cdot r_{ti}^2$	$CP_{cem} = Cp [\text{cementmortar}, T = T_1]$	$\rho = \rho [\text{water}, T = T_2, P = P_2]$
$A_{casing} = \pi \cdot D_h^2$	$\rho_{cem} = \rho [\text{cementmortar}, T = T_1]$	$\mu = 0.0002741$
$\delta = 0.00026 \quad [m]$		$Re = \frac{\dot{m} \cdot r_{to}}{\pi \cdot A_{tubing} \cdot \mu}$

$$Pr = cp \cdot \frac{\mu}{\lambda}$$

$$h = 432526 \text{ [W/m}^2\text{-K]}$$

$$P_f = \rho \cdot \text{depth} \cdot g$$

$$\tau_f = f_f \cdot \rho \cdot \frac{u_f^2}{2 \cdot D_h}$$

$$f_f = \frac{1}{\left[1.8 \cdot \log \left(\left[\frac{\delta}{D_h \cdot 3.7} \right]^{1.11} + \frac{6.9}{Re} \right) \right]^2}$$

$$\text{betha} = \ln \left[2 \cdot \sqrt{\tau_D} \right] - 0.2886$$

$$\tau_D = \alpha_{\text{earth}} \cdot \frac{\tau}{r_{go}^2}$$

$$R_{io} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\frac{1}{r_{ti} \cdot h} + \frac{\ln \left(\frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)}{\lambda_{\text{tub}}} + \frac{\ln \left(\frac{r_{gi}}{r_{to}} \right)}{\lambda_{\text{a}}} + \frac{\ln \left(\frac{r_{go}}{r_{gi}} \right)}{\lambda_{\text{tub}}} + \frac{1}{r_{go} \cdot h} \right]$$

$$U_{io} = \frac{1}{R_{io}}$$

$$R_{ow} = 1 / 2 \cdot \pi \cdot \left[\frac{1}{r_{ci} \cdot h} + \frac{\ln \left(\frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)}{\lambda_{\text{cas}}} + \frac{\ln \left(\frac{r_w}{r_{co}} \right)}{\lambda_{\text{cem}}} \right]$$

$$U_{ow} = \frac{1}{R_{ow}}$$

$$R_{\text{well}} = R_{io} + R_{ow}$$

$$U_{\text{well}} = \frac{1}{R_{\text{well}}}$$

$$R_{\text{earth}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{earth}}} \cdot \ln \left[\frac{r_i}{r_w} \right]$$

$$U_{\text{earth}} = \frac{1}{R_{\text{earth}}}$$

$$R_{\text{total}} = R_{\text{earth}} + R_{\text{well}}$$

$$U_{\text{total}} = \frac{1}{R_{\text{total}}}$$

$$W_{\text{pump}} = \left[1 - \frac{T_1}{T_2} \right] \cdot Q_{\text{fluid}}$$

$$h_1 = h \text{ [water, } T = T_1, P = P_1 \text{]}$$

$$h_2 = h \text{ [water, } T = T_2, P = P_2 \text{]}$$

$$Q_{\text{fluid}} = \dot{m} \cdot [h_2 - h_1]$$

$$\dot{m} \cdot cp \cdot T_2 = h \cdot A_{\text{tubing}} \cdot [T_f - T_2] + \dot{m} \cdot cp_f \cdot T_f$$

Figura 143 Solución al modelo analítico numérico del pozo SP

SOLUTION

Unit Settings: SI K Pa J mass deg

$\alpha_{cem} = 7.581E-08$ [m²/s]

$\alpha^i = 2.938E-07$ [m²/s]

$A_{casing} = 0.07032$ [m²]

$A_{tubing} = 0.01908$ [m²]

$cp = 4217$ [J/kg-K]

$cp_{cem} = 780$ [J/kg-K]

$cp_{ii} = 1308$ [J/kg-K]

$\delta = 0.00028$ [m]

$D_h = 0.1498$ [m]

$g = 9.81$ [m/s²]

$h_1 = 85712$ [W/m²-K]

$\lambda = 0.651$ [W/m-K]

$\lambda_{cas} = 44.5$ [W/m-K]

$\lambda_{earth} = 3.18$ [W/m-K]

$\lambda_{tub} = 15.08$ [W/m-K]

$\mu^i = 0.001001$ [kg/m-s]

$Pr = 1.778$ [J-lbm-m/kg-ft-h-W]

$P_1 = 2.000E+06$ [Pa]

$Pr = 2.879E+07$ [kg/m-s²]

$Q_{formacion} = 51.51$ [W/m²]

$Re_1 = 4058$

$\rho^i = 999.1$ [kg/m³]

$\rho_{earth} = 2.97$ [kg/m³]

$\rho_{tub} = 7942$ [kg/m³]

$r_{co} = 0.154$ [m]

$r_{gl} = 0.1342$ [m]

$r_1 = 10926$ [m]

$R_{ow} = 1.873$ [m-K/W]

$r_{to} = 0.1033$ [m]

$r_w = 0.33$ [m]

$\tau = 2.592E+07$ [s]

$\tau^i = 348.1$ [kg/m²-s²]

$T_1 = 293.2$ [K]

$T^i = 348.5$ [K]

$U_{earth} = 1.92$ [W/m-K]

$U_{io} = 0.9384$ [W/m-K]

$U_{total} = 0.3088$ [W/m-K]

$W_{pump} = 188278$ [W]

$\alpha_{earth} = 1.151$ [m²/s]

$\alpha_{tub} = 0.000003958$ [m²/s]

$\alpha_{geo} = 0.0161$ [°C/m]

$\beta_{theta} = 10.85$

$cp_1 = 4177$ [kJ/kg-K]

$cp_{earth} = 0.93$ [kJ/kg-K]

$cp_{tub} = 479.4$ [J/kg-K]

$depth = 3000$ [m]

$fr = 0.02647$

$h = 432526$ [W/m²-K]

$h_2 = 298077$ [W/m²-K]

$\lambda_1 = 0.5868$ [W/m-K]

$\lambda_{cem} = 0.72$ [W/m-K]

$\lambda_{ii} = 0.03928$ [W/m-K]

$\mu = 0.0002741$ [lbm/ft-h]

$m = 8$ [kg/s]

$Pr_1 = 7.127$ [kJ/s-W]

$P_2 = 2.000E+06$ [Pa]

$Q_{tubo} = 1.274E+06$ [W]

$Re = 37754$ [kg-ft-h/s-m-lbm]

$\rho = 978.1$ [kg/m³]

$\rho_{cem} = 1880$ [kg/m³]

$\rho_{ii} = 102.2$ [kg/m³]

$r_{ci} = 0.108$ [m]

$R_{earth} = 0.5209$ [m-K/W]

$r_{go} = 0.1596$ [m]

$R_{io} = 1.066$ [m-K/W]

$r_2 = 0.0779$ [m]

$R_{total} = 3.259$ [m-K/W]

$R_{well} = 2.738$ [m-K/W]

$\tau_0 = 1.172E+09$

$thickness = 0.0254$ [m]

$T_2 = 343.977$ [K]

$T_s = 298.2$ [K]

$u^i = 2$ [m/s]

$U_{ow} = 0.5978$ [W/m-K]

$U_{well} = 0.3652$ [W/m-K]

$x = 0.0309$ [m]

Figura 144 Tabla paramétrica de las propiedades termofísicas del fluido, la potencia consumida y el calor generado en el pozo SP

Parametric Table: Table 2(copy)

	depth [m]	T _f [K]	T ₂ [K]	W _{pump} [W]	Q _{out} [W]	δT _f
Run 1	0	298.2	293.200	0	0	344
Run 2	103.4	299.9	295.038	6492	43931	344.1
Run 3	206.9	301.5	296.876	12985	87862	344.2
Run 4	310.3	303.2	298.714	19477	131793	344.2
Run 5	413.8	304.9	300.552	25969	175724	344.3
Run 6	517.2	306.5	302.390	32461	219655	344.4
Run 7	620.7	308.2	304.228	38954	263586	344.5
Run 8	724.1	309.9	306.066	45446	307517	344.6
Run 9	827.6	311.5	307.903	51938	351448	344.7
Run 10	931	313.2	309.741	58430	395379	344.8
Run 11	1034	314.9	311.579	64923	439310	344.8
Run 12	1138	316.5	313.417	71415	483241	344.9
Run 13	1241	318.2	315.255	77907	527172	345
Run 14	1345	319.9	317.093	84400	571103	345.1
Run 15	1448	321.5	318.931	90892	615034	345.2
Run 16	1552	323.2	320.769	97384	658966	345.3
Run 17	1655	324.8	322.607	103876	702897	345.4
Run 18	1759	326.5	324.445	110369	746828	345.5
Run 19	1862	328.2	326.283	116861	790759	345.5
Run 20	1966	329.8	328.121	123353	834690	345.6
Run 21	2069	331.5	329.959	129846	878621	345.7
Run 22	2172	333.2	331.797	136338	922552	345.8
Run 23	2276	334.8	333.634	142830	966483	345.9
Run 24	2379	336.5	335.472	149322	1.010E+06	346
Run 25	2483	338.2	337.310	155815	1.054E+06	346.1
Run 26	2586	339.8	339.148	162307	1.098E+06	346.2
Run 27	2690	341.5	340.986	168799	1.142E+06	346.2
Run 28	2793	343.2	342.824	175291	1.186E+06	346.3
Run 29	2897	344.8	344.662	181784	1.230E+06	346.4
Run 30	3000	346.5	346.500	188276	1.274E+06	346.5

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Ali, B. (2019). Sustainability assessment of power generation from an abandoned oil and gas well in Alberta, Canada. *Journal of Energy and Power Technology*, **1**(3), 1-17. doi: 10.21926/jept.1903002.
2. Alimonti, C., and E. Soldo (2016). Study of geothermal power generation from a very deep oil well with a wellbore heat exchanger. *Renewable Energy*, **86**(C), 292-301. doi: 10.1016/j.renene.2015.08.031
3. Barbacki, A. P. (2000). The use of abandoned oil and gas wells in Poland for recovering geothermal heat. *In: proceedings of the World Geothermal Congress, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10*, 3361-3365.
1. Banks, J., and N. B. Harris (2018). Geothermal potential of Foreland Basins: A case study from the Western Canadian Sedimentary Basin. *Geothermics*, **76**, 74-92. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.06.004>
2. Barboza-Gudiño J.R, Torres-Hernández J.R. y Villasuso-Martínez R., (2016). Revision estratigráfica y estructura de la Sierra Plomosa, Chihuahua. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas Vol. 33, núm 2*.
3. Caulk, R. A., and I. Tomac (2017). Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renewable Energy*, **112**, 388-397. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.042>.
4. Chamorro-Camazón, C. (2009). Energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos. Estado actual y perspectivas a nivel mundial. *Dyna*, **84**(1), 44-51.
5. Cheng, W.-L., T.-T. Li, Y.-L. Nian, and C.-L. Wang (2013). Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells. *Energy*, **59**, 248-254. doi: 10.1016/j.energy.2013.07.008.

6. Chiasson, A. D. (2016). Geothermal-heat-pump-and-heat-engine-systems. Theory and Practice. Wiley-ASME Press.
7. Chmielowska, A., B. Tomaszewska, and A. Sowizdzał (2020). The utilization of abandoned petroleum wells in geothermal energy sector. Worldwide trends and experience. *E3S Web of Conferences*, **154**, 05004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015405004>
8. Davis, A. P., and E. E. Michaelides (2009). Geothermal power production from abandoned oil wells. *Energy*, **34**(7), 866-872. doi: 10.1016/j.energy.2009.03.017.
9. Ding, Y. (2020). Research on evaluation and utilization of geothermal resources in Hailaer oilfield of Daqing oilfield. AIP Conference Proceedings, 2238, 020019. doi: 10.1063/5.0011778.
10. DG Victor, Hulst, DR, Thurber, MC (2011), Oil and governance: state-owned enterprises and the world energy supply.
11. Tarbuck, Edward J., Lutgens, Frederick K.; (2005), *Ciencias de la Tierra: Una introducción a la geología física*. 8va Edición. Pearson, Prentice Hall.
12. Energy Sector Management Assistance Program, ESMAP (2022). Technical report 21/22, Direct utilization of Geothermal resource, *World Bank Group*.
13. England, S. J. (2017). Modelling of heat recovery from suspended oil and gas wells. Ryerson University, Toronto, Ontario, Canada. Master thesis. 67 pp.
14. Espinoza-Ojeda, O. M., R. M. Prol-Ledesma and J. A. Muñoz-Jauregui (2023). Update and review of continental conductive surface heat flow measurements in México - An analysis of deep boreholes. *Natural Resources Research*. doi: 10.1007/s11053-023-10173-9.
15. Lucazeau, F. (2018). Analysis and mapping of an updated terrestrial heat flow dataset *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*.

16. Ferrari, L (2013). Energías fósiles: diagnóstico, perspectivas e implicaciones económicas Revista Mexicana de Física, vol. 59, núm. 2, pp. 36-43 Sociedad Mexicana de Física A.C.
17. Feyzullayev, A. A., and Lerche, I. (2020). Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin. Petroleum Research, 5(1), 70-76. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2019.10.003>
18. Fyk, M., Biletskyi, V., and Abbud, M. (2018). Resource evaluation of geothermal power plant under the conditions of carboniferous deposits usage in the Dnipro-Donetsk depression. E3S Web of Conferences, 60, 1-8. doi:10.1051/e3sconf/20186000006.
19. Gallagher K. (1998). Inverse thermal history modelling as a hydrocarbon exploration tool. *IOP SCIENCE*. <http://iopscience.iop.org/0266-5611/14/3/007>
20. Gizzi, M., G. Taddia, and S. Lo Russo (2021). Reuse of decommissioned hydrocarbon wells in Italian oilfields by means of a closed-loop geothermal system. Applied Sciences, 11(5), 2411. doi: 10.3390/app11052411.
21. Willhite, G.P. (1967); Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells; J Pet Technol 19 (05): 607–615. Paper Number: SPE-1449-PA, <https://doi.org/10.2118/1449-PA>
22. Haaland S. E. (1983). Simple and Explicit Formulas for the Friction Factor in Turbulent Pipe Flow. *Journal of Fluids Engineering, Vol. 105/89*. ASME. <https://doi.org/10.1115/1.3240948>
23. Ramey, H. J. (1962); Wellbore Heat Transmission; MOBIL OIL CO. Santa Fe Springs, Calif.
24. Carslaw, H.S. & Jaeger, J.C. (1959); Conduction of Heat in Solids, Second Edition; Oxford University Press.

25. Hochstein, M.P. (1988). Assessment and modelling of geothermal reservoirs (small utilization schemes). *Geothermics*, 17(1), 15-49. doi: 10.1016/03756505(88)90004-1
26. Incropera, Dewitt (2011), *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* 7th Edition. John Wiley & Son.
27. Schön, Juergen H. (2015). Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics. *ELSEVIER*; 2nd edición.
28. Ellenberger, J. Phillip (2014). Piping and Pipeline Calculations Manual Construction, Design Fabrication and Examination, Second Edition, *ELSEVIER*.
29. Kaplanoglu, M. A., A. Baba, and G. G. Akkurt (2020). Use of abandoned oil wells in geothermal systems in Turkey. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 6(2), 1-10. doi: 10.1007/s40948-019-00125-0.
30. Kharseh, M., M. Al-Khawaja, and F. Hassani (2015). Utilization of oil wells for electricity generation: Performance and economics. *Energy*, **90**, 910-916. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.116>
31. Kujawa, T., W. Nowak, and A. A. Stachel (2006). Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy. *Energy*, **31**(5), 650-664. doi: 10.1016/j.energy.2005.05.002.
32. Bronicki, Lucien Y.(2018). Power Stations Using Locally Available Energy Sources: A Volume in the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology Series. Second Edition.
33. Lund, J. W., and Toth, A. N. (2020). Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. *Geothermics*, **90**, 101915. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101915>.
34. Majorowicz, Hofmann, J., H., and Babadagli, T. (2013). Deep geothermal heat storage under oilsands — Can we use it to help oilsands industry? New EGS concept proposed. *Geothermal Resources Council Transactions*, **37**, 173-178.

35. Mehmood, A., J. Yao, D. Fan, K. Bongole, J. Liu, and X. Zhang (2019). Potential for heat production by retrofitting abandoned gas wells into geothermal wells. *Plos One*, 14(8), 1-19. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0220128>
36. Moran, Michael J., Shapiro, Howard N., Boettner, Daisied & Bailey, Margaret B. (2011). *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. Seventh Edition.
37. Mapa de plantas Geotérmicas (2022). <https://www.thinkgeoenergy.com/map/>
38. Nian, Y.-L., and Cheng, W.-L. (2018). Insights into geothermal utilization of abandoned oil and gas wells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **87**, 44-60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.004>
39. Noorollahi, Y., M. Pourarshad, S. Jalilinasrabady, and H. Yousefi (2015). Numerical simulation of power production from abandoned oil wells in Ahwaz oil field in southern Iran. *Geothermics*, **55**, 16-23. doi: 10.1016/j.geothermics.2015.01.008.
40. Pahud, D., & Matthey, B. (2001). Comparison of the thermal performance of double U-pipe borehole heat exchangers measured in situ. *Energy and Buildings*, 33(5), 503–507. doi:10.1016/s0378-7788(00)00106-7.
41. Palacio-Villa et al. (2020). Sistemas geotérmicos mejorados: revisión y análisis de casos de estudio. *Boletín de Geología*, vol. 42, núm. 1, pp. 101-118.
42. Reiter M. & Tovar R. J. C., (1982). Estimates of terrestrial heat flow in northern Chihuahua, Mexico, based upon petroleum bottom-hole temperatures. *Geological Society of America Bulletin* 1982;93;613-624
43. Sliwa, T., M. A. Rosen, and Z. Jezuit (2014). Use of oil boreholes in the Carpathians in geoenergetic systems: Historical and conceptual review. *Research Journal of Environmental Sciences*, **8**(5), 231-242. doi: 10.3923/rjes.2014.231.242
44. Stauffer F., Bayer P., Blum P., Molina-Giraldo N. & Kinzelbach (2014). Thermal Use of Shallow Groundwater.

45. Sui, D., E. Wiktorski, M. Røksland, and T. A. Basmoen (2019). Review and investigations on geothermal energy extraction from abandoned petroleum wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(2), 1135-1147. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0535-3>
46. Templeton, J. D., S. A. Ghoreishi-Madiseh, F. Hassani, and M. J. Al-Khawaja (2014). Abandoned petroleum wells as sustainable sources of geothermal energy. *Energy*, **70**, 366-373. doi: 10.1016/j.energy.2014.04.006.
47. Wang, K., B. Yuan, G. Ji, and X. Wu (2018). A comprehensive review of geothermal energy extraction and utilization in oilfields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **168**, 465-477. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.012>
48. Westphal, D., and R. Weijermars (2018). Economic appraisal and scoping of geothermal energy extraction projects using depleted hydrocarbon wells. *Energy Strategy Reviews*, **22**, 348-364. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.10.008>
49. William McAdams (1954), *Heat Transmission*, McGraw Hill series in Chemical Engineering; Third Edition.
50. Xincheng Hu, Jonathan Banks, Linping Wu, Wei Victor Liu (2019); Numerical modeling of a coaxial borehole heat exchanger to exploit geothermal energy from abandoned petroleum wells in Hinton, Alberta; *Renewable Energy* <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.141>,
51. <https://es.statista.com/estadisticas/600568/potencia-geotermica-instalada-por-paises/>