



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA

CLIMATIZACIÓN DE EDIFICIOS POR MEDIO DEL INTERCAMBIO DE CALOR
CON EL SUBSUELO Y AGUA SUBTERRÁNEA
ASPECTOS A CONSIDERAR EN EL CONTEXTO LOCAL

TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE GEÓLOGO

MARCO ANTONIO SEISDEDOS SÁEZ

PROFESOR GUÍA
ALFREDO LAHSEN AZAR

MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DIEGO MORATA CÉSPEDES
JUAN ROJAS ERAZO

SANTIAGO DE CHILE
JUNIO 2012

Resumen Ejecutivo

En este trabajo se desarrollan los fundamentos de la geotermia de muy baja entalpía y su uso en la climatización de edificios, se revisan los aspectos conceptuales que motivan el desarrollo de esta tecnología, se explica el funcionamiento de la bomba de calor, se analizan los factores que determinan la demanda de una edificación, y se entregan herramientas para la cuantificación de la misma, explicando los tipos de diseño posibles en sistemas abiertos y cerrados y los equipos que es necesario utilizar.

Se analiza en profundidad la teoría y equipamiento asociado al intercambio de calor con acuíferos, esto por la disponibilidad de este recurso en la ciudad de Santiago, la escalabilidad de los proyectos, la mayor dependencia de las variables geológicas y una positiva rentabilidad asociada. Se analiza la importancia de las variables hidrogeológicas, los métodos por medio de los cuales se pueden determinar, la probabilidad de generar quiebres hidráulicos y térmicos durante la operación del sistema y las precauciones que se debe tener en consideración para una implementación exitosa.

Se analizan los aspectos regulatorios en Chile, leyes y criterios aplicados por la DGA para el otorgamiento de permisos de explotación de aguas.

Por último se ofrece un ejemplo teórico para implementar esta tecnología en un condominio ubicado en Las Condes, analizando los aspectos técnicos y económicos que conciernen al proyecto.

La evaluación de este tipo de sistemas requiere una perspectiva multidisciplinaria, conociendo e interpretando adecuadamente los datos hidrogeológicos, estimando adecuadamente los patrones de consumo y la magnitud y ocurrencia de las máximas demandas.

Desde el punto de vista técnico y económico esta tecnología muestra un gran potencial de desarrollo a nivel nacional, no obstante se requiere un involucramiento más activo de la autoridad en las políticas públicas, facilitando la tramitación de permisos, estableciendo una regulación específica y otorgando incentivos de apoyo concretos para mejorar el know how de empresas prestadoras de servicios y de apoyo económico a los clientes finales.

*El éxito no es para siempre y el fracaso no es el final,
lo que cuenta es el valor de seguir adelante...*

*Dedicada a mis hijos Américo, Belén y Renata
y a Fabiola, mi incondicional compañera*

Tabla de Contenido

1	<i>Introducción</i>	9
1.1	Objetivo General	11
1.2	Objetivos Específicos	11
1.3	Hipótesis de Trabajo	11
1.4	Metodología.....	11
2	<i>Geotermia</i>	12
2.1	Aplicaciones y Tipos de Energía Geotérmica.....	13
2.2	Sustentabilidad en el Uso de Geotermia e Impacto Ambiental.....	14
2.3	Geotermia de Muy Baja Entalpía.....	18
2.4	Ventajas de la Geotermia de Muy Baja Entalpía.....	18
2.4.1	<i>Beneficios Medioambientales</i>	18
2.4.2	<i>Costos de Operación</i>	21
2.4.3	<i>Independencia Energética</i>	21
2.4.4	<i>Confort</i>	21
2.4.5	<i>Rentabilidad</i>	22
2.4.6	<i>No Inflamables</i>	22
3	<i>Marco Teórico</i>	22
3.1	Ley de Fourier y Conductividad Térmica	22
3.2	Capacidad Calorífica Específica (S_C)y Volumétrica(S_{VC})	23
3.3	Gradiente Geotérmico	24
3.4	Transmisión del Calor.....	25
3.4.1	<i>Conducción</i>	25
3.4.2	<i>Convección</i>	26
3.4.3	<i>Radiación</i>	28
3.5	Temperatura del Suelo.....	28
3.5.1	<i>Difusividad Térmica</i>	28
4	<i>La Bomba de Calor</i>	31
4.1	Mecanismo de una Bomba de Calor.....	31
4.2	Bombas de Calor Para Calefacción	33
4.3	Eficiencia de Una Bomba de Calor.....	35
4.4	Bombas de Calor Geotérmicas Para Calefacción	36
4.5	Bombas de Calor Geotérmicas Para Enfriamiento.....	38
5	<i>Opciones de Diseño de Bombas de Calor Geotérmicas</i>	39
5.1	Demanda de Calor.....	39
5.1.1	<i>Días Grado</i>	40
5.1.2	<i>Resistencia Térmica</i>	41
5.2	Dimensionamiento de la Bomba de Calor Geotérmica	42
5.3	Almacenamiento Térmico.....	43
5.4	Sistemas Abiertos de Bombas de Calor Geotérmicas	44
5.4.1	<i>Pozo de Extracción</i>	46
5.4.2	<i>Compatibilidad Hidroquímica e Intercambiador de Calor de Protección</i>	48
5.4.3	<i>Disposición del Agua Residual</i>	52

5.4.4	<i>Desventajas de los Sistemas de Bombas de Calor Geotérmicas en Circuitos Abiertos</i>	54
5.4.5	<i>Ventajas de los Sistemas de Bombas de Calor Geotérmicas en Circuitos Abiertos</i>	55
5.5	Sistemas de Circuito Cerrado.....	57
5.5.1	Sistema de Circulación Directa.....	58
5.5.2	<i>Sistemas de Circulación Indirecta</i>	59
5.6	Suministro de Calefacción y Refrigeración en Sistemas Complejos....	70
5.6.1	<i>Bombas de Calor Para Proveer Refrigeración</i>	70
5.6.2	<i>Calefacción y Refrigeración Simultáneas</i>	70
6	<i>Diseño de Sistemas Abiertos Basados en Agua Subterránea</i>	71
6.1	Problemas Frecuentes en el Diseño de Circuitos Abiertos Basados en Agua Subterránea.....	72
6.2	Acuíferos, Acuitardos y Fracturas.....	72
6.3	Transmisividad.....	74
6.4	Acuíferos Confinados y No Confinados.....	75
6.5	Diseño del Pozo de Extracción en Acuíferos Confinados y No Confinados.....	76
6.5.1	<i>Acuíferos Confinados</i>	76
6.5.2	<i>Acuíferos No Confinados</i>	77
6.6	Diseño del Rendimiento, Profundidad y Abatimiento.....	78
6.7	Pozos Reales y Acuíferos Reales.....	82
6.8	Fuentes de Información.....	84
6.8.1	<i>Pruebas de Bombeo</i>	84
6.8.2	<i>Datos Estadísticos Desde Rocas Duras</i>	87
6.9	Múltiples Pozos en un Acuífero.....	87
6.9.1	<i>Pozos de Extracción e Inyección</i>	88
6.9.2	<i>Pozos de Inyección</i>	88
6.10	Interferencia Hidráulica en Pozos Dobles.....	90
6.11	Migración de Calor en Aguas Subterráneas.....	94
6.12	Quiebre Térmico.....	95
6.13	Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica.....	98
7	<i>Consideraciones Para una Implementación a nivel Local</i>	102
7.1	Derechos de Explotación de Aguas.....	102
7.2	Marco Regulatorio de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile.....	104
7.3	Temperatura en el Subsuelo en Santiago.....	105
7.4	Características del Acuífero.....	105
7.5	Modelamiento Hidrotérmico.....	106
7.6	Ejemplo de Implementación en Edificio Residencial de Las Condes.....	108
7.6.1	<i>Ubicación, Infraestructura, Consumos</i>	108
7.6.2	<i>Solución Basada en circuito cerrado horizontal (trincheras)</i>	110
7.6.3	<i>Solución Basada en Circuito Cerrado – Sondajes</i>	110
7.6.4	<i>Solución basada en captura y reinyección de agua subterránea</i>	111
8	<i>Discusión y Conclusiones</i>	126
9	<i>Referencias</i>	128

Índice de Figuras

Figura 1.1: Evolución del precio del petróleo Brent desde 1990 a la fecha..	10
Figura 2.1: Estructura interna de la tierra.....	12
Figura 2.2: Usos de la energía geotérmica según temperaturas.....	16
Figura 2.3: Contribución de emisiones al efecto invernadero y cambio climático.....	19
Figura 2.4: Comparación de emisiones de CO ₂ en una familia típica europea.....	20
Figura 2.5: Demanda energética para varios sistemas de calefacción.....	20
Figura 2.6: Costos de operación de distintos sistemas de calefacción.....	21
Figura 3.1: Diagrama representativo del Principio de Fourier.....	23
Figura 3.2: Modelo conceptual de pozo de extracción (a un ritmo Z) en un acuífero confinado.....	27
Figura 3.3: Variación estacional de la temperatura del subsuelo según profundidad.....	30
Figura 3.4: Diagrama esquemático mostrando el incremento de temperatura por efecto del gradiente geotérmico, la zona de fluctuación estacional y las magnitudes relativas de flujo geotérmico e insolación.....	31
Figura 4.1: Diagrama esquemático mostrando el funcionamiento de un refrigerador.....	32
Figura 4.2: Ejemplo esquemático de distintos tipos de sistemas de bombas de calor de fuente subterránea.....	34
Figura 5.1: Cálculo de días grado para un período de 5 días.....	40
Figura 5.2: Temperaturas máximas y mínimas durante 2008 en Pudahuel .	43
Figura 5.3: Diagrama esquemático de pozos de extracción.....	47
Figura 5.4: Tipos de pantallas usadas en pozos geotérmicos.....	48
Figura 5.5: Distintos tipos de intercambiadores para proteger la bomba de calor.....	50
Figura 5.6: Diagramas esquemáticos mostrando cómo funciona un intercambiador de calor de protección.....	52
Figura 5.7: Relación entre metros perforados y potencia instalada.....	56
Figura 5.8: Costos de la potencia instalada por kW en pozos de circuito abierto, circuito cerrado y trincheras.....	57
Figura 5.9: Diagrama esquemático de un sistema de circuito cerrado de circulación directa instalado en un sondaje.....	58
Figura 5.10: Diagrama esquemático de un sistema de circuito cerrado de circulación indirecta, instalado en un sondaje.....	60
Figura 5.11: Instalación de cañería en espiral para sistema horizontal de circuito cerrado en una trinchera.....	61
Figura 5.12: Instalación de cañería en espiral en laguna.....	62
Figura 5.13: Proceso de instalación del tubo U desde el carrete al pozo, el encamisado temporal previene el derrumbe del pozo.....	64
Figura 5.14: Se muestra la instalación de tubos U en dos sondajes.....	65

Figura 5.15: diagramas esquemáticos mostrando opciones posibles para la instalación de un tubo U en un sondaje	66
Figura 5.16: Cámara prefabricada manifold para administrar múltiples pozos.	68
Figura 5.17: Configuración tipo pulpo de circuito cerrado en sondajes alrededor del manifold.	69
Figura 6.1: Diagramas esquemáticos de (a) acuífero no confinado y (b) acuífero confinado.	75
Figura 6.2: Pozo de extracción real, mostrando factores de pérdida hidráulica del acuífero y del pozo.	83
Figura 6.3: Tasa de extracción vs abatimiento en una prueba de bombeo en pasos.	86
Figura 6.4: Sistema doble de pozos.	89
Figura 6.5: Sistema doble donde el pozo de extracción está ubicado cerca del pozo de reinyección y hacia la parte superior del gradiente hidráulico.	92
Figura 6.6: Evolución de quiebre térmico	97
Figura 6.7: Ejemplo de Implementación de ASET-A para un sistema con carga de refrigeración de 500 kW.	100
Figura 6.8: Comparación de impacto hidrotérmico luego de 20 años (al final del verano) entre implementación de sistema doble de refrigeración y ASET-A	101
Figura 7.1: Profundidad del nivel freático (año 2002).	107
Figura 7.2: Mapa de líneas Equipotenciales (2002-2003).	108
Figura 7.3: Imagen del condominio en que se desarrolla el ejemplo (4 torres).	109
Figura 7.4 Detalle mapa Equipotenciales 1990, Modelo Maipo-Mapocho de la DGA, año 2000, escala 1:250.000.	112
Figura 7.5: Simulación prueba de bombeo de gasto variable	114
Figura 7.6: Prueba de gasto constante.	114
Figura 7.7: curva de abatimiento en función de Log_{10} (tiempo expresado en días)	115
Figura 7.8: Se modelan isotermas para sistema de calefacción asociado a una torre con datos inferidos de las fuentes disponibles.	119
Figura 7.9: Se cambia arbitrariamente el gradiente hidráulico a 10^{-4} m/s, se aprecia que se genera un quiebre térmico.	120
Figura 7.10: Se evalúa sistema geotérmico para las 4 torres.....	125

Índice de Tablas

Tabla 3.1: Conductividad térmica y capacidad específica volumétrica de rocas y minerales seleccionados.....	24
Tabla 5.1: Datos climáticos de Retscreen para Santiago, 2011.	41
Tabla 6.1: Resumen de propiedades hidráulicas de sedimentos y rocas frecuentes.	73
Tabla 6.2: COP total para diferentes sistemas	99
Tabla 7.1: Consumos de gas natural en edificio de 60 departamentos con calefacción por losa radiante y agua caliente sanitaria.....	109
Tabla 7.2: Sensibilización de valores de Conductividad Hidráulica K y Gradiente Hidráulico i para el cálculo de L.....	117
Tabla 7.3: Estimación de ahorros posibles en Ejemplo de Condominio en Las Condes, se considera una torre de 60 departamentos, demanda máxima de 112.5 kW en horarios punta y fuera de punta.....	121
Tabla 7.4: Estimación de ahorros asumiendo una máxima demanda eléctrica de 56.25kW en horario punta de y de 112.5 kW en horario fuera de punta.	122
Tabla 7.5: Estimación de ahorros para un sistema basado en 4 torres asumiendo una máxima demanda eléctrica de 225kW en horario punta de y de 450 kW fuera de punta.	123

1 Introducción

Aunque los especialistas pueden discutir sobre la magnitud del cambio climático atribuible al efecto del hombre, existe un amplio consenso respecto a que la continua emisión de CO₂ a la atmósfera afecta negativamente el clima de nuestro planeta y la ecología.

Acuerdos internacionales, como los de Río de Janeiro (la llamada Cumbre de la Tierra) en 1992 y en Kyoto en 1997, intentan reducir en las siguientes décadas las emisiones de dióxido de carbono y otros gases que producen el efecto invernadero.

Por otro lado la dependencia de combustibles fósiles nos expone como país a las inestabilidades de precios producidas ya sea por la creciente demanda mundial de los mismos, crisis económicas o bien por guerras que involucran a países proveedores, (la figura 1.1 muestra la evolución de los precios del petróleo desde 1990), esto nos sugiere que es recomendable diversificar nuestra matriz energética e incentivar las herramientas que nos permitan una mejor eficiencia en el uso de la energía.

En un contexto más restrictivo de reducción de emisiones de CO₂ necesariamente se debería considerar una política de apoyo a soluciones de eficiencia energética y la utilización de fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles tales como Energía Nuclear, hidroelectricidad, o ERNC como Energía Eólica, Solar, Geotermia y Biomasa.

Respecto a la opción de energía nuclear, en nuestro país ha quedado en entredicho por el desastre de Fukushima en el terremoto de Japón en 2011. La hidroelectricidad renovable, con bajas emisiones de CO₂ y local, que es la base histórica de nuestro abastecimiento ya no cuenta con proyectos de ejecución sencillos, la autorización medioambiental de Hidroaysen ha generado importantes movilizaciones sociales contra el proyecto a debido al impacto ambiental asociado.

Este trabajo busca introducir el estado del arte de las técnicas de captura de calor y refrigeración conocidas como "bombas de calor geotérmicas" o "geotermia de baja entalpía", que mediante el intercambio geotérmico con el calor del subsuelo entregan una solución muy eficiente y amigable con el medio ambiente que en la práctica constituye una de las herramientas más directas para disminuir las emisiones de CO₂ a nivel internacional.

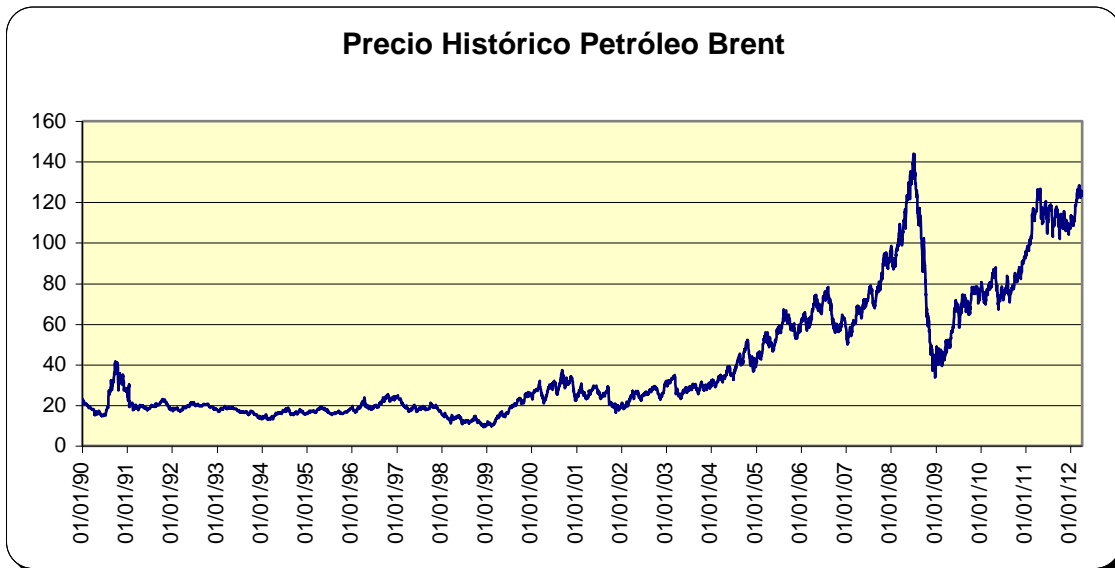


Figura 1.1: Evolución del precio del petróleo Brent desde 1990 a la fecha.
Fuente US Energy Information Administration www.eia.gov

Las principales barreras para el desarrollo completo de esta tecnología son la falta de experiencias sobre su funcionamiento, desconocimiento de métodos de diseño o uso de los programas de cálculo o simulación adecuados para su dimensionado. Estas herramientas deben combinar todos los procesos de intercambio de calor que intervienen en este tipo de instalaciones (demanda térmica del edificio, energía suministrada por la bomba de calor, energía absorbida o cedida al terreno) además de considerar un gran número de parámetros de entrada como las propiedades térmicas del suelo, las condiciones climatológicas, las características térmicas del edificio, el tipo de tubería empleada en el intercambiador de calor enterrado, el fluido caloportador, etc. La gran sensibilidad de los resultados del diseño ante la variación de estos parámetros dificulta considerablemente el correcto dimensionado de los sistemas de bomba de calor geotérmica.

Dentro de las opciones que arroja el estudio de los sistemas de baja entalpía me concentraré en los de circuito abierto basados en el intercambio de calor con aguas subterráneas, esto por los siguientes motivos:

- Santiago presenta agua somera lo que facilita su implementación.
- Estos sistemas contemplan más variables geológicas que los arreglos horizontales.
- Los sistemas pueden ser dimensionados para una mayor demanda.
- Si bien la implementación es más cara y requieren mantención su rentabilidad es buena, lo que permite evaluar estos sistemas sin apoyos de subsidios.
- Existe la opción que los sistemas sean reversibles lo que minimiza los impactos hidrotérmicos.

La motivación de desarrollar este trabajo busca compatibilizar distintos intereses de desarrollo profesional, enlazando desde una perspectiva multidisciplinaria los ámbitos de geología, eficiencia energética y financiero, de modo que se sienten las bases para una implementación exitosa en Chile de esta tecnología.

1.1 *Objetivo General*

- Evaluar la factibilidad técnica, normativa y económica de instalar sistemas de Bombas de Calor Geotérmicas en Santiago.

1.2 *Objetivos Específicos*

- Investigar el estado del arte en la tecnología de Bombas de Calor Geotérmicas (GHPs) a nivel mundial.
- Establecer variables críticas para su óptimo desempeño.
- Generar una evaluación técnica y económica preliminar para un proyecto chileno bajo parámetros locales.

1.3 *Hipótesis de Trabajo*

- Es factible superar todos los factores requeridos para la implementación de bombas de calor geotérmicas en Santiago y además esto se puede lograr de forma rentable.
- La autoridad debe propiciar políticas de incentivo a la implementación de esta tecnología.

1.4 *Metodología*

Para el logro de los objetivos de este trabajo se seguirá la siguiente metodología:

- Recopilación de bibliografía específica en la materia, estas fuentes son principalmente extranjeras.
- Comprensión y esquematización del estado del arte de la tecnología, analizar la gama de diseños posibles optando por uno de ellos para ser evaluado.
- Evaluación de un caso chileno, para esto según las variables críticas detectadas en los puntos anteriores se evalúa, normativa, técnica y económicamente un caso para Santiago.

2 Geotermia

En este capítulo se busca explicar los principales conceptos asociados a la energía geotérmica.

Geotermia, es una palabra de origen griego que se deriva de "geos" que quiere decir tierra, y de "thermos" que significa calor: **el calor de la Tierra**. Se emplea indistintamente para designar tanto a la ciencia que estudia los fenómenos térmicos internos del planeta como al conjunto de procesos industriales que intentan explotar ese calor para producir energía eléctrica y/o calor útil al ser humano.

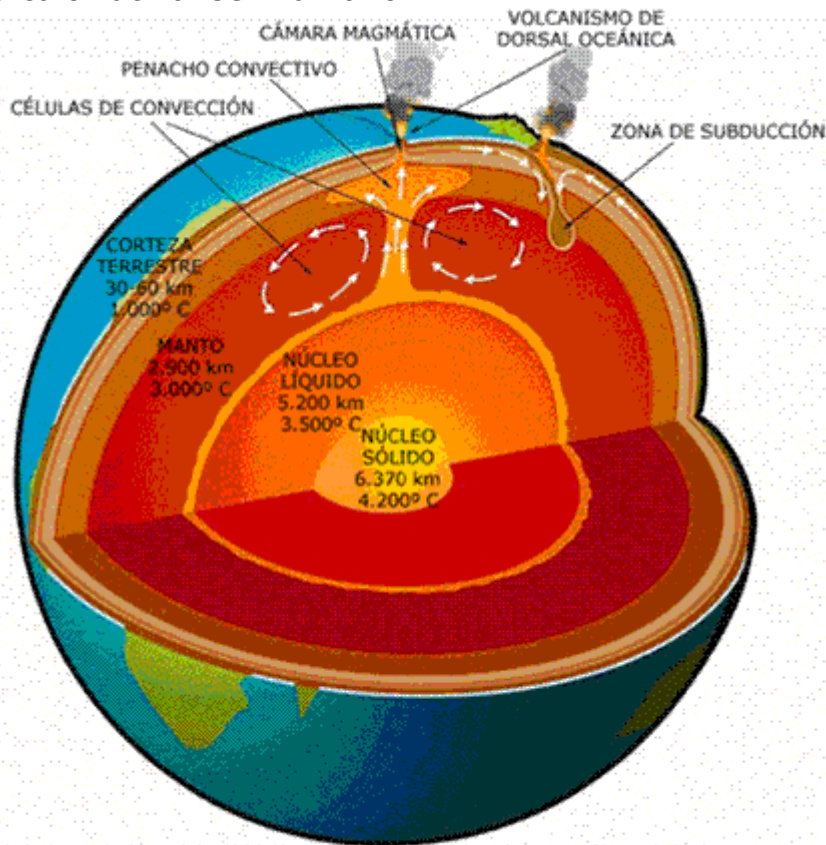


Figura 2.1: Estructura interna de la tierra.

Fuente: Site Geothermie-Perspectives de l'ADEME et du BRGM.

Desde el centro hasta la superficie, el globo terrestre está constituido por tres capas sucesivas de temperatura decreciente:

- El **núcleo**, sólido en su parte interna y líquido en su parte exterior. Su temperatura puede alcanzar los 4.200 °C.
- El **manto** que lo envuelve, con temperaturas que van desde los 3.000 °C a 1.000 °C. De textura plástica hacia el centro, se vuelve sólido hacia la superficie.
- La **corteza**, que corresponde a la envoltura superficial. Su temperatura varía desde los 1.000 °C en su contacto con el manto, hasta los 15-20

°C de la superficie terrestre. Su espesor varía desde 5 a 20 km en las profundidades oceánicas, y desde 30 a 70 km bajo los continentes. Con la parte sólida del manto constituye la **litosfera**, fragmentada en varias **placas litosféricas** que se desplazan lentamente, unas con relación a otras, pudiendo dar lugar a importantes anomalías térmicas en sus bordes. El resultado de esta estructura interna es que el 99% de la masa de la Tierra está sometida a una temperatura superior a los 1.000 °C, y únicamente un 0,1% de la misma soporta temperaturas inferiores a los 100 °C.

Los orígenes del calor interno de la Tierra se encuentran en los siguientes procesos:

- **Desintegración de isótopos radiactivos** presentes en la corteza y en el manto, principalmente, uranio 235, uranio 238, torio 232 y potasio 40.
- **Calor inicial** que se liberó durante la formación del planeta hace 4.500 millones de años, y que todavía está llegando a la superficie.
- **Movimientos diferenciales** entre las diferentes capas que constituyen la Tierra, principalmente entre manto y núcleo.
- **Cristalización del núcleo.** El núcleo externo (líquido) está cristalizando continuamente, y en la zona de transición con el núcleo interno (sólido) se libera calor.

Las grandes diferencias de temperatura entre la superficie de la Tierra y las existentes en su interior originan un flujo continuo de calor hacia la superficie, estimándose que la energía que llega cada segundo a la superficie terrestre, en forma de calor, por conducción, convección y radiación, es de 42×10^{12} J. De ese total, 8×10^{12} J provienen de la corteza, la cual representa sólo el 2% del volumen total del planeta, $32,3 \times 10^{12}$ J provienen del manto, el cual representa el 82% del volumen total, y $1,7 \times 10^{12}$ J provienen del núcleo, que representa un 16% en volumen y no contiene isótopos radiactivos (Llopis, G. y Angulo, V., 2008).

El calor de la Tierra es inmenso, pero sólo una pequeña fracción del mismo puede ser utilizado por la Humanidad, el primer uso directo provino de los manantiales termales para cocinar alimentos y con fines medicinales, hasta la época actual en la que los medios técnicos disponibles permiten extraerlo de la corteza terrestre y transformarlo en energía eléctrica, o usarlo directamente para calefacción humana o animal, y en procesos industriales y agrícolas.

2.1 Aplicaciones y Tipos de Energía Geotérmica

Las aplicaciones que se pueden dar a un fluido geotermal dependen de su contenido en calor, o lo que es lo mismo, de su entalpía.

Entalpía es la cantidad de energía térmica que un fluido, o un objeto, puede intercambiar con su entorno. Se expresa en kJ/kg o en kcal/kg.

Como no existen aparatos que determinen directamente la entalpía de un fluido en el subsuelo, pero sí existen sondas térmicas que miden la temperatura, y como la entalpía y la temperatura pueden considerarse, más o menos, proporcionales, la práctica habitual ha generalizado el empleo de las temperaturas de los fluidos geotermales en lugar de sus contenidos en calor, pues, al fin y al cabo, son las temperaturas las que determinan su futura aplicación industrial.

En la Figura 2.2 se muestran las aplicaciones más importantes de la energía geotérmica con los rangos de temperatura de utilización, y en su parte inferior se establece una agrupación de la energía geotérmica, entre diferentes intervalos de temperatura, en cuatro grandes tipos: muy baja, baja, media y alta temperatura.

Diferentes autores establecen límites de temperatura distintos para estos intervalos. La división que aparece en la tabla es la que establece el "Código Minero" en Francia, y se puede aplicar tanto a la energía geotérmica, como a las explotaciones, los yacimientos y los recursos geotérmicos.

Así pues, se establecen las cuatro categorías siguientes para la energía geotérmica:

- **Alta temperatura: más de 150 °C:** Una temperatura superior a 150 °C permite transformar directamente el vapor de agua en energía eléctrica.
- **Media temperatura: entre 90 y 150 °C:** Permite producir energía eléctrica utilizando un fluido de intercambio, que es el que alimenta a las centrales.
- **Baja temperatura: entre 30 y 90 °C:** Su contenido en calor es insuficiente para producir energía eléctrica, pero es adecuado para calefacción de edificios y en determinados procesos industriales y agrícolas.
- **Muy baja temperatura: menos de 30 °C:** Puede ser utilizada para calefacción y climatización, necesitando emplear bombas de calor.

2.2 Sustentabilidad en el Uso de Geotermia e Impacto Ambiental

Cuando se habla de sustentabilidad en el uso de cualquier recurso natural, es, en primer lugar, importante tener claridad sobre la definición de la palabra "sustentable" y, en segundo lugar, tener una idea clara de la escala de tiempo que estamos considerando. Para efectos de este trabajo el desarrollo sostenible se alcanza cuando satisfacemos las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades.

Si llevamos este concepto a la explotación geotérmica tenemos:

Para cada sistema de energía geotérmica, y para cada modo de producción, existe un cierto nivel de máxima producción de energía, E_0 , por debajo del cual será posible mantener un nivel constante de producción energética por un tiempo muy largo (100-300 años). Si la tasa de producción es mayor que E_0 , no se puede mantener durante este período de tiempo.

Llamamos producción sostenible a aquella menor o igual a E_0 , mientras que la producción mayor que E_0 se denomina una producción excesiva.

La no sustentabilidad de la explotación de un sistema geotérmico puede manifestarse de las siguientes formas:

- i. La temperatura del sistema puede bajar a un nivel en que no sea útil, ya que estamos extrayendo un flujo de calor mayor que el que puede ser repuesto naturalmente en la escala de tiempo de la operación.
- ii. El suministro de fluido geotérmico (ya sea agua o vapor) puede disminuir, a medida que la extracción de los fluidos se realiza a una velocidad mayor que la reposición natural.

Para evaluar la sustentabilidad de una operación de energía geotérmica debemos tener una comprensión clara del balance de calor y el balance de agua del sistema, y las condiciones de contorno de estos sistemas.

Boyle (2004) ofrece algunos cálculos sencillos para los campos geotérmicos de la Toscana italiana, el Valle Imperial de California y el de Krafla de Islandia, demostrando que la velocidad a la que se extrae el calor geotérmico en muchas operaciones es significativamente superior a la tasa de reposición, con esto argumenta que la explotación de estos campos geotérmicos en última instancia, es insostenible.

Rybach (2003) también considera la sustentabilidad de los campos geotérmicos e indica que se suelen considerar períodos de décadas o siglos para la longevidad de los campos geotérmicos de alta entalpía y períodos comparables para su recuperación a las condiciones naturales luego de la explotación. Stefansson y Axelsson (2003) también presentan ejemplos de las operaciones de energía geotérmica que pueden ser descritos como no sustentables en una escala de décadas a siglos, incluyendo los Geysers campo de California y el campo de Hamar en el centro de Islandia. También expone de forma más optimista los datos actuales en el campo Laugarnes en Islandia, lo que parece demostrar de alguna forma que la estabilidad de un sistema está altamente relacionada a la sustentabilidad del mismo.

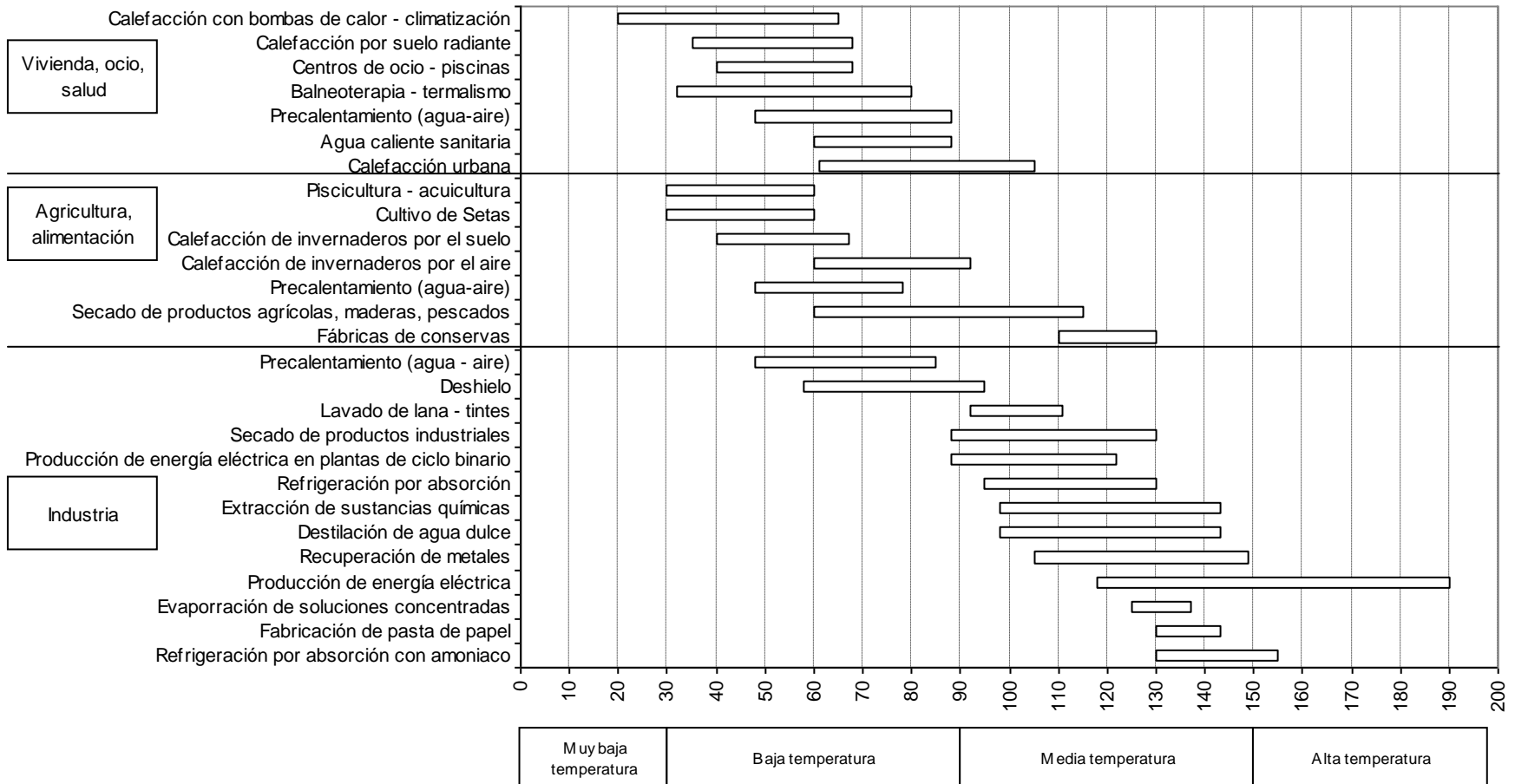


Figura 2.2: Usos de la energía geotérmica según temperaturas.

Finalmente debemos considerar la escala de tiempo. A pesar de que un depósito puede llegar a tener una vida limitada de décadas o siglos, los procesos de la tierra de movimientos tectónicos y el calor tienen una escala de tiempo de millones de años. Si tenemos que abandonar un campo geotérmico después de 100 años, las vías de reposición del calor (flujo de calor geotérmica y magmatismo asociado con la tectónica de placas) se mantienen, la conducción, convección y convección magmática del agua subterránea continuarán suministrando calor y por lo general podemos, en última instancia, esperar que el campo geotérmico abandonado se recupere en una escala de tiempo similar a la de su capacidad productiva, luego de lo cual podrá nuevamente ser reutilizado.

En la discusión anterior, se ha definido el concepto de "sustentabilidad" sin abordar el aspecto que el calor puede ser mantenido durante períodos prolongados.

En la percepción popular, la discusión de la sustentabilidad está relacionada con el concepto de impacto de la contaminación y el medio ambiente. Claramente, centrales geotérmicas y sistemas de calefacción urbana pueden tener potencialmente efectos adversos (y en ocasiones beneficiosos) en los impactos ambientales. Tanto Dickson y Fanelli (2004) y Boyle (2004) los analizan en detalle, pero aquí podemos enumerar brevemente los principales factores:

- Ruido: de los pozos de producción y turbinas. Esto es lo peor probablemente durante la fase de perforación, desarrollo y pruebas.
- Olores: a partir de las emisiones de gases como el H_2S ("huevo podrido").
- Las emisiones de otros gases, incluyendo gases como CO_2 , a partir de los fluidos geotérmicos. Según Boyle (2004), las emisiones de CO_2 en fluidos geotérmicos van en el rango 0,004 a 0,74 kg de CO_2 por kWh, con un promedio de 0,12 kg de CO_2 por kWh. esto está lejos de ser insignificante, pero es mucho menor que la de la generación de electricidad convencional.
- Hundimiento y microsismicidad (especialmente cuando la re-inyección de los líquidos residuales no se practica o es insuficiente).
- Aguas salinas residuales: aunque estos pueden ser re-inyectados o depositados en el mar.

Si bien la explotación de la energía geotérmica no está exenta de algunos de los inconvenientes de impacto mediambiental, estos son ampliamente considerados.

2.3 Geotermia de Muy Baja Entalpía

Por geotermia de muy baja entalpía, que es el objeto de este trabajo, nos referimos al estudio, ocurrencia y explotación del calor de baja temperatura, menores a 30°C, que encontramos normalmente en el subsuelo a una relativamente baja profundidad, típicamente menor a 200 m. En este caso puede existir un componente de la energía geotérmica genuina proveniente del calor de profundidades de la tierra pero por lo general se ve dominada por la energía solar que ha sido absorbida y almacenada en el subsuelo.

Según la literatura este tipo de fuente energética se ha denominado también geotermia somera, geotermia de baja o muy baja entalpía, termogeología, energía geotérmica de baja intensidad, e incluso geotermia solar, geointercambio, o bomba de calor conectada al terreno o de fuente subterránea (GSHP por sus sigla en Inglés).

Debemos considerar que la superficie de la tierra recibe del sol cada segundo, en forma de calor, 2×10^{17} J, que es cuatro órdenes de magnitud superior al calor geotérmico, por lo tanto al usar esta técnica estamos aprovechando el subsuelo y acuíferos como un gran colector solar.

2.4 Ventajas de la Geotermia de Muy Baja Entalpía

2.4.1 Beneficios Medioambientales

El consumo generalizado de combustibles fósiles genera el consumo de oxígeno y liberación de CO₂, esto produce un gran aumento en las emisiones gases que intensifican el efecto invernadero.

Otro gas que tiene importancia en este fenómeno es el metano, este se ha visto incrementado enormemente en la atmósfera, esto obedece principalmente a una excesiva producción y consumo de gas natural, filtraciones de petróleo y gas desde líneas de distribución y a derrames de petróleo en el océano (Ochsner, K. 2010).

La figura 2.3 muestra la contribución de los gases en el fenómeno de efecto invernadero.

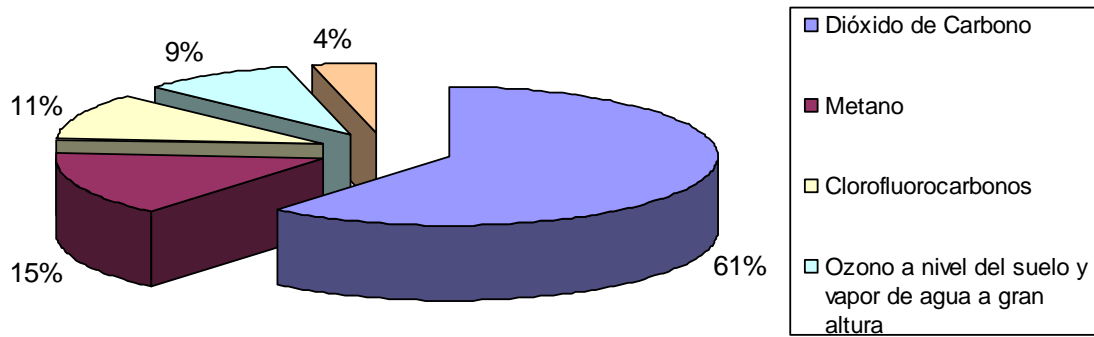


Figura 2.3: Contribución de emisiones al efecto invernadero y cambio climático.
Fuente Profesor D. Schonwiese, Institut fur Geophysik, Universitat Frankfurt/M

Estudios de las Naciones Unidas estiman el incremento de temperatura para el próximo siglo entre 1.5°C y 6 °C, de esto se pueden inferir cambios climáticos dramáticos, mayor frecuencia de tormentas, granizos y precipitaciones intensas, sequías y alzamiento del nivel del mar (IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007)

Cualquier combustión, incluyendo aquellas en base a gas natural o biocombustibles producen dióxido de carbono (CO₂), en Europa una vivienda promedio calefaccionada en base a petróleo produce 6.000 kg anuales de CO₂, si es con gas natural esta cifra baja a 4000 kg, en Europa central la calefacción doméstica representa el 40% de las emisiones de CO₂.

El uso de bombas de calor proporciona una herramienta de calefacción que no genera CO₂ in situ. Para operar este equipo usualmente se usa electricidad y la resultante final de emisiones de CO₂ dependerá de de como fue generada dicha electricidad, en la gráfica de la figura 2.4 se aprecia que las emisiones de CO₂ asociadas a calefaccionar una vivienda tipo en Europa son considerablemente menores que con petróleo o gas natural, en este ejemplo se asume que la generación eléctrica es 50% hidroeléctrica y 50% térmica.

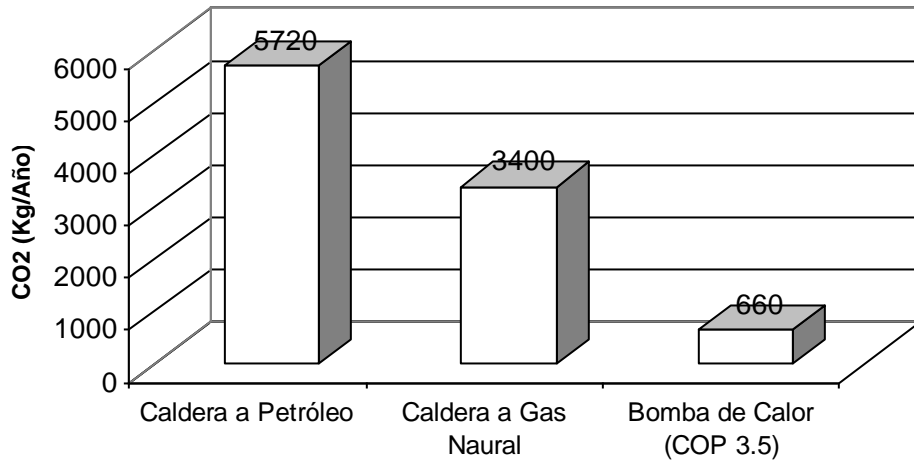


Figura 2.4: Comparación de emisiones de CO₂ en una familia típica europea. Se asume demanda de 8.8 kW, en el caso de la electricidad se asume que un 50% es generada por hidroelectricidad (libre de emisiones) y un 50% por planta térmica. Fuente Institut fur Warmetechnik TU Graz, Energiebericht der Ester. Bundesregierung 1990, actualizado en 1998.

La figura 2.5 muestra la demanda energética por metro cuadrado para las tres opciones analizadas, es claro que la opción de bomba de calor es energéticamente menos demandante, esto ocurre debido a que la bomba de calor captura hasta un 75% de la energía requerida de su alrededor (aire, subsuelo, agua subterránea).

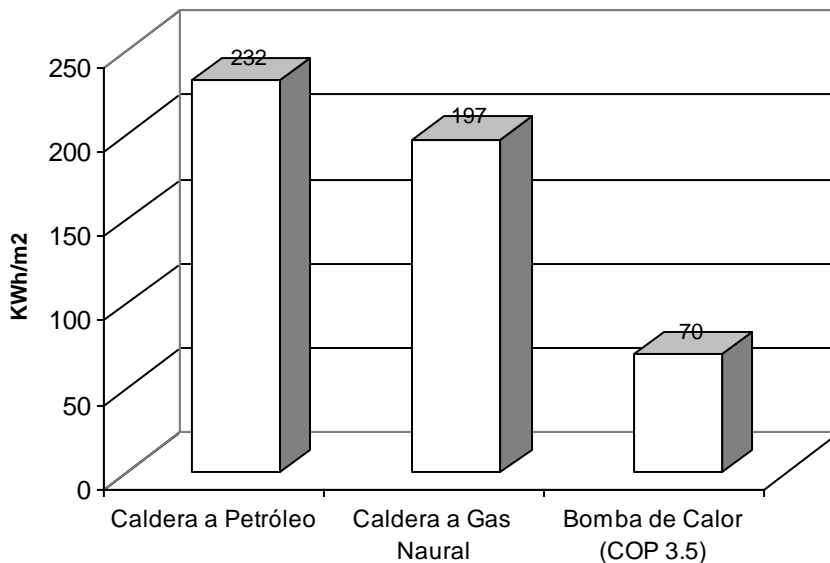


Figura 2.5: Demanda energética para varios sistemas de calefacción. Fuente GEMIS-VDEW

2.4.2 Costos de Operación

Lo expuesto anteriormente, compensado por los costos de los combustibles genera que los costos de operación de un sistema de calefacción en base a bombas de calor tenga un gasto de operación bastante menor a otras alternativas.

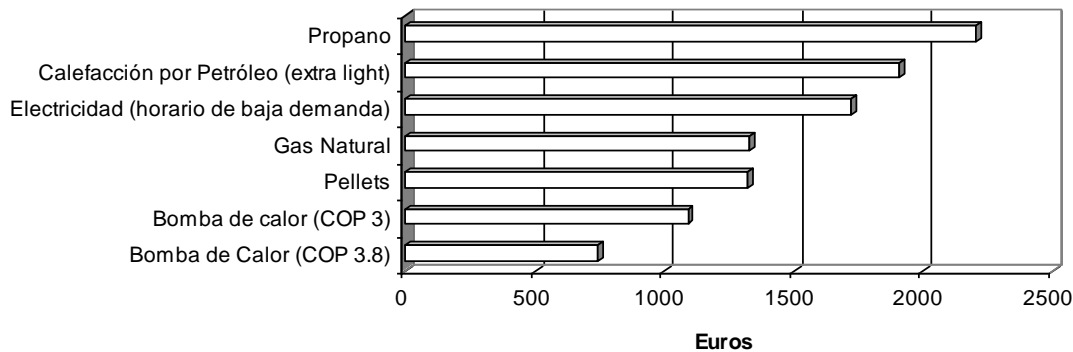


Figura 2.6: Costos de operación de distintos sistemas de calefacción.
Fuente: Ochsner, K. 2010

2.4.3 Independencia Energética

Si se considera que la energía por medio de bombas de calor es principalmente capturada desde el medio ambiente, aire, subsuelo o agua subterránea, y que dichas fuentes son independientes de eventuales crisis y que las reservas de petróleo a nivel mundial alcanzan para 40 años (inferido de datos de Agencia Nacional de la Energía), es fácil reconocer que una peligrosa dependencia de combustibles fósiles de fuentes foráneas no es algo deseable.

Amparado en el eficiente uso de la energía por medio del medio ambiente local las bombas de calor ayudan a reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

2.4.4 Confort

Las bombas de calor tienen una operación bastante silenciosa, no requieren mantención, se evita la limpieza de chimeneas en el caso de calderas, su operación de baja temperatura en losa radiante evita sobrecalentamientos, y turbulencias de aire y polvo y en los casos de bombas reversibles permiten aportar refrigeración en verano, en suma ofrecen los mejores estándares de confort para los usuarios.

2.4.5 Rentabilidad

Las bombas de calor representan la tecnología más moderna existente para calefacción, si existe un mercado local adecuadamente capacitado en su dimensionamiento e implementación, la solución final cada vez representa una mejor opción económica, si bien los costos de instalación son elevados los ahorros logrados en la operación permiten obtener un proyecto altamente rentable más allá de eventuales subsidios que pudiese propiciar la autoridad.

2.4.6 No Inflamables

La obtención de calor basada en el ciclo termodinámico, sin combustión reduce significativamente la opción de tener algún accidente grave, adicionalmente la mayoría de las unidades existentes está usando líquidos refrigerantes no inflamables.

3 Marco Teórico

En este capítulo se introducen los principales aspectos teóricos que atañen a la geotermia de muy baja entalpía.

3.1 Ley de Fourier y Conductividad Térmica

Es un principio conocido que el calor fluye desde objetos calientes a objetos fríos. La Ley de Fourier nos permite cuantificar el flujo de calor a través de un bloque de un material dado (Ecuación 3.1):

$$Q = -\lambda A \frac{\partial \theta}{\partial x} \quad (3.1)$$

donde Q = flujo de calor en julios por segundo, lo que equivale a Watts ($\text{J}\cdot\text{s}^{-1} = \text{W}$), λ = conductividad térmica del material ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$), A = área de la sección del bloque de material en cuestión (m^2), θ = temperatura ($^{\circ}\text{C}$ o $^{\circ}\text{K}$), x = distancia en el eje de la disminución de la temperatura (notar que al fluir el calor en la dirección de la disminución de la temperatura $\partial\theta$ es negativo, esto explica el signo negativo en la ecuación) y $\partial\theta / \partial x$ = gradiente de temperatura (K m^{-1}).

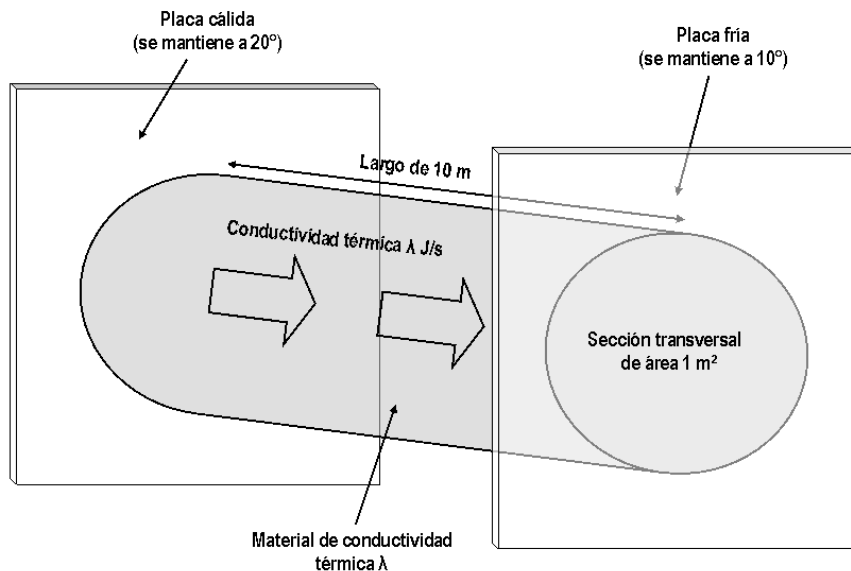


Figura 0.1: Diagrama representativo del Principio de Fourier.

Se representa una barra de material aislado con 1 m^2 de área en su sección transversal y una longitud de 10 m. Si uno de sus extremos se mantiene a 20°C y el otro a 10°C , la temperatura gradiente es de 10 K por cada 10 m, o $1 \text{ K}\cdot\text{m}^{-1}$. La ley de Fourier predice que el calor se transmitirá desde el extremo caliente al extremo frío a una tasa de $\lambda\cdot\text{J}\cdot\text{s}^{-1}$, donde λ es la conductividad térmica del material (en $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$). Se supone que no se pierde calor por convección o radiación. Fuente Banks, 2008.

3.2 Capacidad Calorífica Específica (S_c) y Volumétrica (S_{vc})

La **capacidad calorífica específica** es la cantidad de calor almacenada en un medio (sólido, líquido o gaseoso) por cada grado Kelvin de temperatura. Se mide en Julios por Kelvin por kilogramo ($\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1}$). La capacidad calorífica específica del agua es particularmente elevada, en torno a $4180 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1}$ a una temperatura de 20°C , el de la mayoría de las rocas es de alrededor de $800 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1}$ esto significa que si una roca de 1 kg baja su temperatura de 13°C a 11°C la pérdida de calor asociada es de 1.600 J.

$$\text{Pérdida de Calor} = m \cdot S_c \cdot \Delta\theta = 1\text{kg} \cdot 800 \text{ J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1} \cdot 2\text{K}$$

Podemos expresarlo también al calor específico como julios por grado Kelvin por unidad de volumen. Esto se denomina **capacidad calorífica volumétrica (S_{vc})**. Para el agua, $S_{vc} \approx 4180 \cdot \text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{l}^{-1}$ alrededor de $15\text{-}20^\circ\text{C}$ (como su densidad $\approx 1\cdot\text{kg}\cdot\text{l}^{-1}$), mientras que la mayoría de las rocas tienen valores de S_{vc} en el rango de $2.0\text{-}2.4 \text{ MJ}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{m}^{-3}$ (tabla 3.1). Por lo tanto, de un metro cúbico de roca, se puede liberar hasta 10 megajulios (MJ) de energía, simplemente dejando caer su temperatura en 4K. En el caso inverso tenemos que suministrar una cantidad similar de energía para lograr subir la temperatura de la roca en 4K.

	Conductividad Térmica (W/mK)	Capacidad Calórica Volumétrica (MJ/m ³ K)
Rocas y Sedimentos		
Carbón	0.3	1.8
Caliza	1.5–3.0 (2.8, caliza masiva)	1.9–2.4 (2.3)
Pizarra	1.5–3.5 (2.1)	2.3
Arcilla húmeda	0.9–2.2 (1.6)	2.4
Basalto	1.3–2.3 (1.7)	2.4–2.6
Diorita	1.7–3.0 (2.6)	2.9–3.3
Arenisca	2.0–6.5 (2.3)	2.0–2.1
Gneiss	2.5–4.5 (2.9)	2.1–2.6 (2.1)
Arkosa	2.3–3.7 (2.9)	2.0
Granito	3.0–4.0 (3.4)	1.6–3.1 (2.4)
Cuarcita	5.5–7.5 (6)	1.9–2.7 (2.1)
Minerales		
Plagioclasa	1.5–2.3	1.64–2.21
Mica	2.0–2.3	2.2–2.3
Feldespato K	2.3–2.5	1.6–1.8
Olivino	3.1–5.1	2.0–3.6
Cuarzo	7.7	1.9–2.0
Calcita	3.6	2.24
Pirita	19.2–23.2	2.58
Galena	2.3–2.8	1.59
Hematita	11.3–12.4	3.19
Diamante	545	
Halita	5.9–6.5	1.98
Otros		
Aire	0.024	1.29 × 10 ³ a 1 atm.
Vidrio	0.8–1.3	1.6–1.9
Concreto	0.8 (1.6)	1.8
Hielo	1.7–2.0 (2.2)	1.9
Agua	0.6	4.18
Cobre	390	3.5
Freon-12 a 7°C (líquido)	0.073	1.3
Roble	0.1–0.4	1.4
Polypropene	0.17–0.20	1.7
Poliestireno expandido	0.035	

Tabla 0.1: Conductividad térmica y capacidad específica volumétrica de rocas y minerales seleccionados.

Adaptada de Banks, 2008.

3.3 **Gradiente Geotérmico**

Muchos han sido los trabajos en que se ha estudiado el gradiente geotérmico de la tierra, los primeros estudios se basaron en antiguas minas.

El gradiente geotérmico varía considerablemente entre los diferentes lugares, aunque los valores típicos están en el rango de 2 a 3,5 °C por cada 100 m. El flujo de calor geotérmico típico es del orden de 60-100 mW m⁻², con un promedio global estimado de 87 mW·m⁻² (Pollack et al, 1993; Dickson y Fanelli, 2004).

Aplicando estos valores a la Ley de Fourier obtenemos una conductividad térmica típica en superficie de:

$$\lambda = \frac{0.087 \text{ W/m}^2}{0.0275 \text{ K/m}} = 3.2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$$

3.4 Transmisión del Calor

No es suficiente entender que las rocas, sedimentos y agua subterránea almacenan calor, también necesitamos saber como el subsuelo absorbe y pierde calor y cómo es posible inducir al calor a desplazarse a lugares donde lo podemos extraer.

El calor se transfiere por tres mecanismos principales: Conducción, convección y radiación.

En el subsuelo más superficial la conducción a través de minerales o fluidos que ocupan los espacios de la porosidad y la convección vía aguas subterráneas son los mecanismos más importantes de flujo de calor, en algunos casos la radiación también puede tener alguna relevancia.

3.4.1 Conducción

La conducción del calor describe el proceso por el cual el calor se difunde a través de un sólido, líquido o gas por procesos de interacción molecular. De una forma simplificada, al calentar un extremo de un trozo de granito, las moléculas del extremo empiezan a vibrar con más fuerza. Estos átomos o moléculas vibrando causan la vibración de las moléculas vecinas, de esta forma la energía térmica (y temperatura) gradualmente se difunde en todo el trozo de roca.

Es este proceso el que la ley de Fourier describe por medio de la ecuación 3.1. La conductividad térmica muestra lo bien que el medio conduce el calor: el cobre tiene una conductividad muy elevada, en las rocas es menor y los plásticos son generalmente pobres. La conductividad térmica de las rocas y otros materiales geológicos tienden a caer dentro de un rango bastante estrecho, por lo general entre 1 y 3 $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$. Entre los minerales comunes el cuarzo tiene la mayor conductividad térmica, alrededor de las $7 \text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$. Por lo tanto, la conductividad térmica de rocas y sedimentos depende en gran medida de su contenido de cuarzo. A pesar de que tienden a tratar a la conductividad térmica como una constante, esta en realidad depende, en menor grado, de la temperatura, debido a los rangos de temperatura involucrados podemos pasar por alto este efecto en la mayoría de los casos.

La conductividad térmica es también dependiente del estado de un material, en la tabla 3.1 notamos que la conductividad térmica del hielo es mucho mayor que la del agua, sin embargo su capacidad calórica específica es menor.

3.4.2 Convección

Los fluidos almacenan el calor, por ejemplo, del agua proveniente de un acuífero obtenemos alrededor de $4180 \text{ J}\cdot\text{l}^{-1}$ por cada $^{\circ}\text{C}$ de temperatura. Si movemos un fluido estamos moviendo calor, el calor movilizado en virtud del movimiento del fluido se denomina convección, si bombeamos agua caliente de un lugar a otro, al mecanismo de transporte de calor se le denomina **“convección forzada o advección”**.

Newton propone una fórmula para explicar el movimiento de calor cuando hay una fuerza externa movilizándolo el fluido caloportador, a esta se le denomina ley de enfriamiento de Newton.

$$q^* = h(\theta_{\text{cuerpo}} - \theta_{\text{fl}}) \quad (0.1)$$

Donde

- q^* es la transferencia de calor desde el cuerpo al fluido en W m^{-2} de área de superficie.
- h es el coeficiente local de transferencia de calor ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$) el cual depende de la naturaleza del fluido, su caudal, las propiedades de la superficie del cuerpo y adicionalmente de las temperaturas del cuerpo y del fluido.
- θ_{cuerpo} y θ_{fl} son las temperaturas del cuerpo y del fluido.

Esta fórmula representa más una aproximación que una ley propiamente tal, funciona muy bien en situaciones donde el diferencial de temperatura entre el cuerpo y el fluido no es demasiado grande.

La transferencia de calor por convección también puede tener lugar desde un cuerpo caliente a un fluido inicialmente estático, sin fuerzas impuestas desde el exterior. Imaginemos una barra incandescente en una sala, el aire cercano se calienta (por conducción y radiación) y se expande ligeramente. Por lo tanto, se vuelve menos denso que el aire circundante y comienza a subir, siendo desplazado por el aire más denso frío. Este aire frío renovado pronto se calienta y se vuelve a elevar, de esta forma se genera una celda de convección al interior de la sala, la barra incandescente proporciona la fuente de calor. El calor en última instancia, se puede perder desde el techo de la habitación o desde una ventana o muro exterior, pero el transporte de calor con fluido (aire) ha tenido lugar, a este mecanismo de transferencia de calor lo denominamos convección libre.

En este caso la ley de enfriamiento de Newton es aun más difícil de aplicar ya que el coeficiente de transferencia de calor varía como función de la diferencia de temperatura

En el ámbito de la geotermia de baja entalpía nos interesa el mecanismo de convección forzada que ocurre por efecto del movimiento de los fluidos subterráneos cuando extraemos agua de un pozo geotérmico, si tenemos un pozo y comenzamos a bombear se forma localmente un cono de depresión, lo que causa que por efecto de la fuerza gravitacional que los fluidos aledaños se acerquen al pozo donde pueden ser extraídos (figura 3.2), si bien el agua puede ser usada para uso doméstico o industrial también la podemos usar para extraerle el calor transportado y utilizarlo.

En geotermia de muy baja entalpía también puede ser necesario considerar las celdas de convección libre que pueden establecerse en las aguas subterráneas (o incluso gas del suelo) dentro o alrededor de los pozos de agua o pozos de extracción de calor.

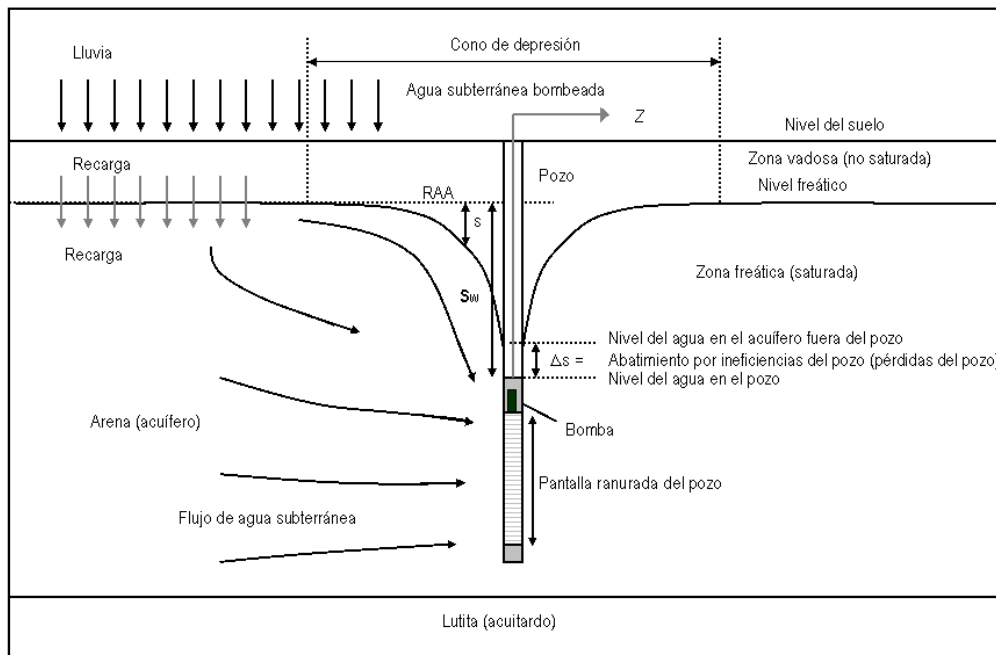


Figura 0.2: Modelo conceptual de pozo de extracción (a un ritmo Z) en un acuífero confinado.

El agua que se extrae también lleva una carga de calor (advección) que puede ser utilizada. El abatimiento (s) es definido como la diferencia entre el resto de agua en el acuífero (RAA) y el nivel de las aguas subterráneas durante el bombeo. El abatimiento en el pozo de bombeo (s_w) es la suma del abatimiento en el acuífero y el abatimiento adicional (Δs) debido a la ineficiencia hidráulica del pozo.

3.4.3 Radiación

Todos los cuerpos irradian energía en la forma de radiación electromagnética, mientras más caliente el cuerpo mayor energía es la que se irradia, Stefan (1879) experimentalmente y Boltzmann (1884) basado en consideraciones teóricas, señalaron que la energía irradiada (E_b) es proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta (θ en Kelvin):

$$E_b = \sigma \theta^4 \quad (0.2)$$

Donde σ es la constante de Stefan–Boltzmann equivalente a:

$$5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-4}.$$

Los cuerpos irradian calor de energía electromagnética a través de un amplio espectro de longitudes de onda, la radiación solar es, por ejemplo, dominada por las longitudes de onda ultravioleta, visible e infrarroja. En general, mientras más caliente es el cuerpo más corta es la longitud de onda lo que se conoce como la ley de Wien.

En la superficie de la tierra el calor es irradiado sobre todo en la parte invisible del espectro (infrarrojo).

La radiación de calor y la absorción de la energía radiada por el sol y la atmósfera son importantes mecanismos de transferencia de calor en la superficie de la tierra y representan en la mayoría de los casos el mayor aporte en las reservas de calor en los sistemas de geotermia de muy baja entalpía.

3.5 Temperatura del Suelo

3.5.1 Difusividad Térmica

Definimos la difusividad térmica (α) como la razón entre la conductividad térmica y la capacidad calórica volumétrica, las unidades se expresan en $\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$.

$$\alpha = \frac{\lambda}{S_{VC}} = \frac{\lambda}{\rho S_C} \quad (0.3)$$

Donde λ = conductividad térmica ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$), S_C = capacidad calórica específica en masa ($\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{kg}^{-1}$) y S_{VC} = capacidad calórica volumétrica ($\text{J}\cdot\text{K}^{-1}\cdot\text{m}^{-3}$) y ρ = densidad ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$).

La difusividad térmica representa la tasa y extensión a la cual el calor se propaga a través de un medio.

Las rocas y sedimentos en general presentan altos valores de capacidad calórica volumétrica (S_{VC}) y bajos de de conductividad (λ). Esto arroja valores muy pequeños de difusividad térmica. El calor se propaga lentamente a través de la subsuperficie de la tierra (al menos en ausencia de advección de aguas subterráneas).

En verano la superficie de la tierra se calienta debido a la intensidad de la radiación solar y elevadas temperaturas, el calor se propaga sólo algunos metros bajo la superficie, a algunos metros de profundidad la temperatura es sumamente estable y su valor se aproxima a la temperatura media anual de largo plazo en la superficie (Banks, D., 2008).

La figura 3.3 muestra un ejemplo para condiciones típicas en Suecia (Rosén et al), a lo largo del año las temperaturas en la superficie varían alrededor de 20°C , a 6 metros de profundidad la amplitud de la variación estacional de temperatura no es más de 1°C .

Tomando esta información podemos apreciar que la temperatura del subsuelo es más cálida que la temperatura ambiental en invierno y más fría en verano. De esta forma apreciamos que la tierra nos entrega una fuente de calor ventajosa en invierno y de enfriamiento en verano.

En la figura 3.4 podemos apreciar de forma esquemática el incremento de temperatura por efecto del gradiente geotérmico, la zona de fluctuación estacional y las magnitudes relativas de flujo geotérmico e insolación, se hace notar que el suministro de calor asociado a la exposición del sol es 4 órdenes de magnitud superior al flujo de calor por gradiente geotérmico, es por esto que al hablar de geotermia de muy baja entalpía la analogía más correcta es la de usar la energía contenida en la superficie de la tierra, la cual actúa como un gran colector solar.

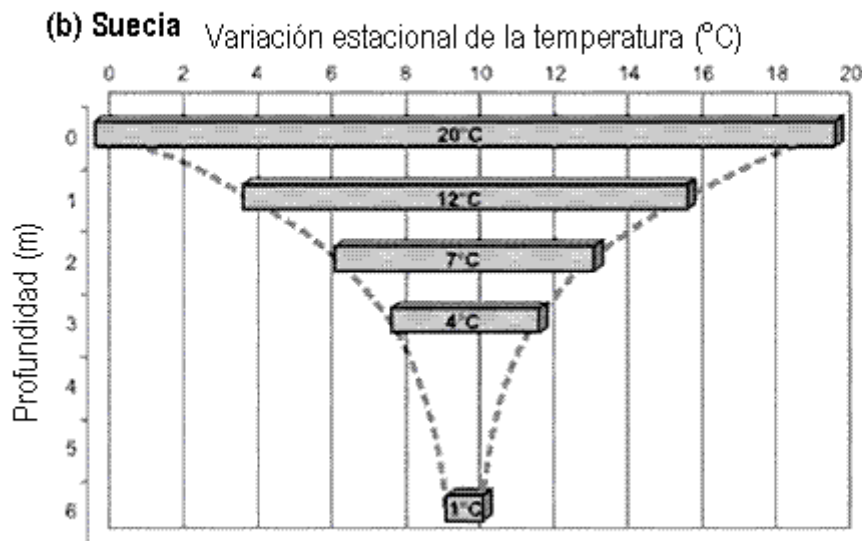
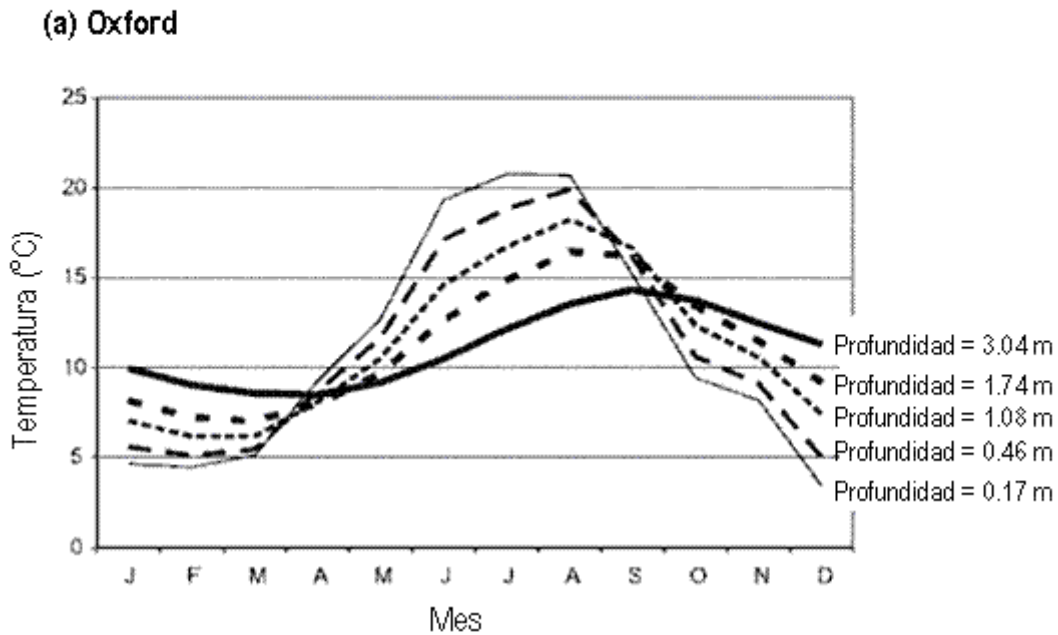


Figura 0.3: Variación estacional de la temperatura del subsuelo según profundidad. (a) fluctuación de la temperatura estacional a distintos niveles de profundidad. (b) amplitud de la fluctuación de temperatura según nivel de profundidad considerando una amplitud de 20°C en la superficie, datos basados en condiciones típicas en Suecia, usando datos citados por Rosen et al (2001).

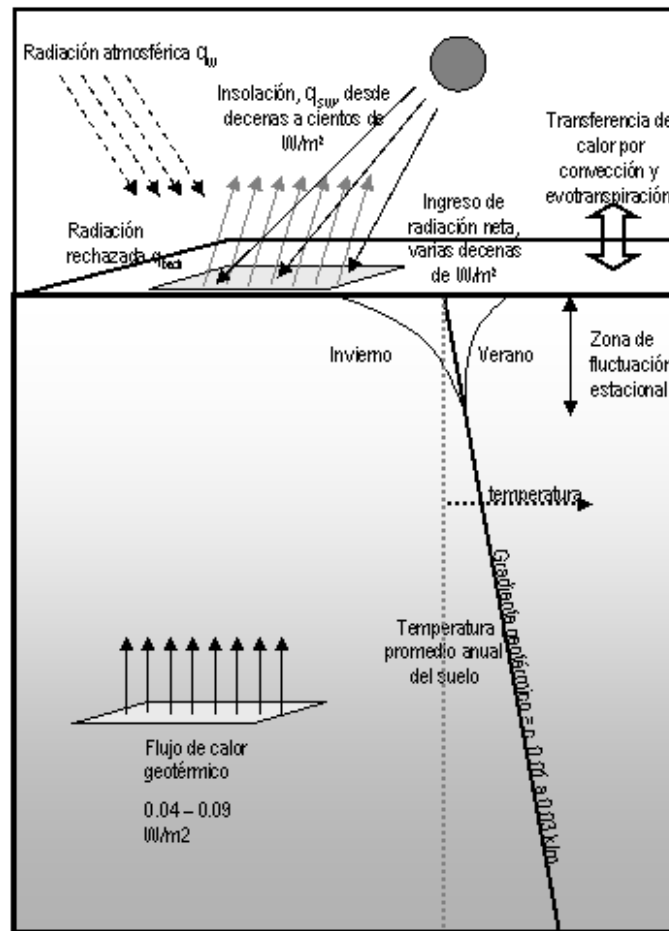


Figura 0.4: Diagrama esquemático mostrando el incremento de temperatura por efecto del gradiente geotérmico, la zona de fluctuación estacional y las magnitudes relativas de flujo geotérmico e insolación.

4 La Bomba de Calor

4.1 Mecanismo de una Bomba de Calor

Este trabajo no profundizará en detalle en el funcionamiento de una bomba de calor, sólo pretende entregar un entendimiento conceptual de la tecnología.

Las bombas de calor transfieren calor por medio de la circulación de un líquido refrigerante y su transformación en un ciclo de compresión y expansión.

Consideremos el caso del refrigerador, hay 4 partes del ciclo de refrigeración (figura 4.1):

1. Por medio de una red de cañerías circula el líquido refrigerante a una temperatura bajo cero θ_D (esta red es un intercambiador de calor que técnicamente se denomina evaporador).

El líquido es escogido de forma tal que este hierve a una temperatura menor los 0°C (esto es bajo la temperatura objetivo, que en el caso de un refrigerador es típicamente 4°C), al hervir el gas es capaz de absorber una gran cantidad de calor latente de vaporización desde el interior del equipo.

2. El líquido refrigerante, ahora en estado de vapor, pasa a una temperatura θ_A , a través de un compresor que funciona mediante energía eléctrica, esto genera que la temperatura del gas, θ_B , sube a una temperatura mayor a la ambiental.
3. El gas de mayor temperatura mueve a la parte posterior del refrigerador a un nuevo intercambiador de calor, el condensador, esta vez disipando el calor hacia la cocina (que se encuentra a menor temperatura), el vapor al perder calor comienza a volver al estado líquido, luego de pasar por el condensador el resultado es un líquido presurizado a una temperatura θ_C .
4. El líquido refrigerante completa el ciclo pasando a través de la válvula de expansión, en este contexto expansivo el líquido se enfría significativamente cayendo a θ_D .

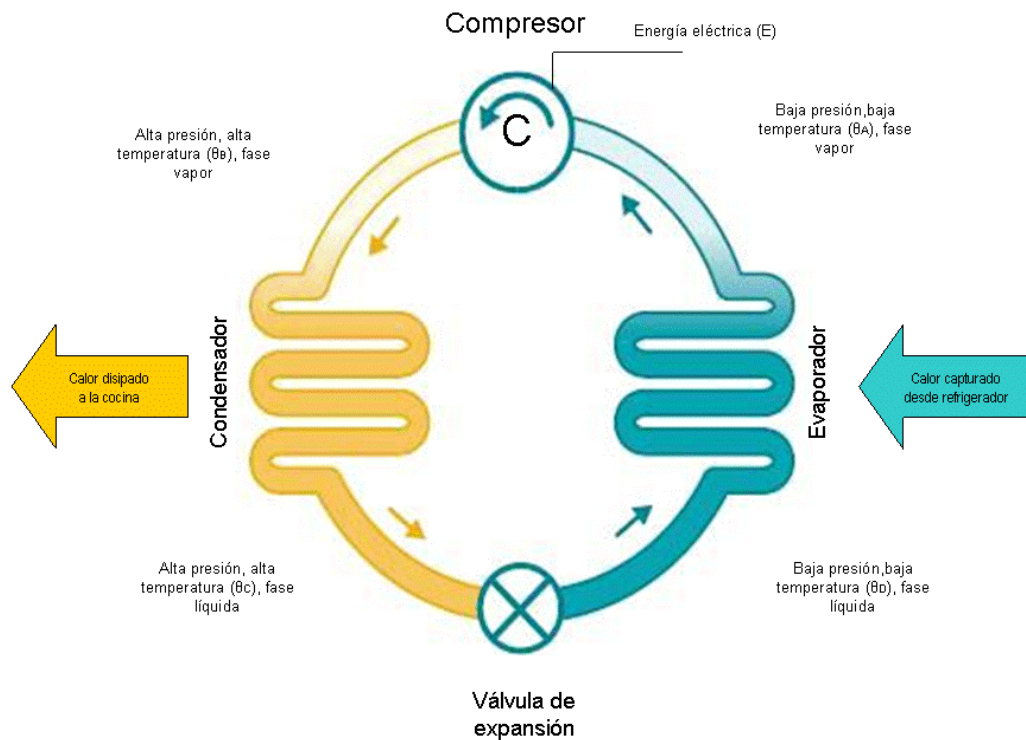


Figura 4.1: Diagrama esquemático mostrando el funcionamiento de un refrigerador.

En el caso de una bomba de calor para calefaccionar un edificio se usa exactamente el mismo ciclo, con la salvedad que las presiones y temperaturas de vaporización y condensación pueden diferir de las que encontramos en un refrigerador. El líquido refrigerante al interior de la bomba de calor puede ser de muchos tipos, en todos los casos debiera ser termalmente estable, tener una capacidad específica calórica adecuada, tener un punto de ebullición a la medida de la temperatura de operación y presión de la bomba de calor y ser benigno para el medio ambiente.

De la figura 4.1 se observa que la carga de calor C es absorbida desde el interior del refrigerador, y es transferida vía la bomba de calor al radiador externo del equipo, la energía eléctrica utilizada por el compresor es E y el total del calor rechazado es H_{out} , si despreciamos las pérdidas energéticas por ruido tenemos que:

$$H_{out} = C + E \quad (4.1)$$

La temperatura en el refrigerador es 4°C (aunque la temperatura del líquido refrigerante en el evaporador es mucho más fría que esta), la temperatura del calor rechazado puede ser 30 a 40°C (la temperatura del refrigerante en el evaporador será mayor a esta).

4.2 Bombas de Calor Para Calefacción

Según el ejemplo anterior el calor capturado proviene de los alimentos al interior del refrigerador, técnicamente podríamos obtener calor de cualquier fuente si dicha fuente está térmicamente acoplada con un evaporador y bomba de calor.

Así, para calefaccionar una vivienda podemos aprovechar las fuentes de calor moderado que la rodean, aire, agua subterránea, subsuelo, atmósfera, etc.

Una bomba de calor que captura el calor desde el aire se denomina bomba de calor atmosférica, si la captura de calor es desde el subsuelo se denomina bomba de calor de fuente subterránea (figura 4.2)

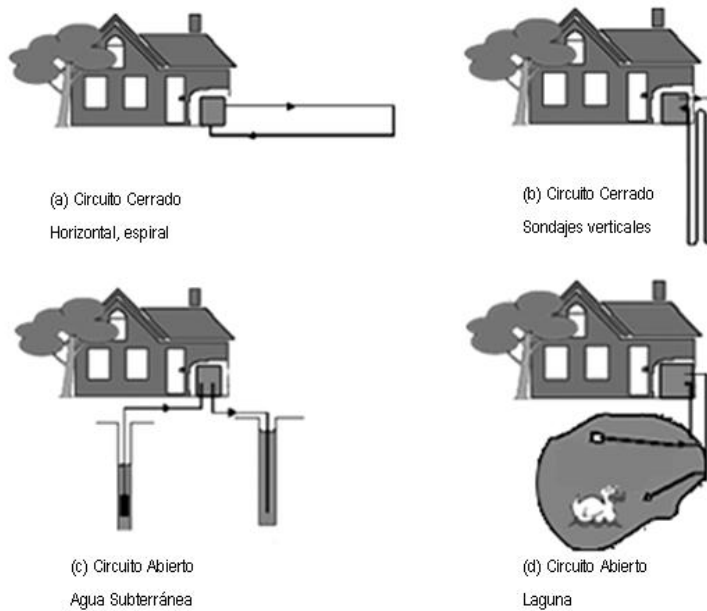


Figura 4.2: Ejemplo esquemático de distintos tipos de sistemas de bombas de calor de fuente subterránea.

(a) circuito cerrado horizontal, espiral, (b) circuito cerrado de sondajes verticales, (c) circuito abierto basado en captura y reinyección de agua subterránea, (d) circuito abierto basado en una laguna.

Si asumimos que podemos extraer un flujo de calor (Q_{env}) desde algún reservorio ambiental con una temperatura θ_{env} , una bomba de calor transfiere esta energía térmica al interior de una casa y, mediante esta vía, logra alcanzar una temperatura θ_{in} que satisface el sistema de calefacción doméstico. En una vivienda actual se pueden tener los siguientes requerimientos de θ_{in} .

- Mayor a 60° , para calentar agua sanitaria.
- 45°C a 55°C para un sistema de calefacción central, con una gran superficie de radiadores.
- 30°C a 45°C para un sistema de calefacción por losa radiante.
- 25°C a 30°C si usamos aire cálido como medio de calefacción.

El efecto total de calefacción está dado por:

$$H = Q_{env} + E \quad (4.2)$$

Donde E es la energía eléctrica requerida para activar la bomba de calor.

4.3 Eficiencia de Una Bomba de Calor

La eficiencia de la bomba de calor se basa en el coeficiente de rendimiento (COP), en el caso de generar calor COP_H es la razón entre el calor generado (H) y la energía eléctrica requerida para activar la bomba (E).

$$COP_H = \frac{H}{E} \quad (4.3)$$

La eficiencia teórica máxima de COP_H depende de la temperatura objetivo y la temperatura de la fuente (Heap, 1979) con lo cual tenemos que:

$$E_{\max} = \frac{\theta_1}{\theta_1 - \theta_2} \quad (4.4)$$

Donde θ_1 es la temperatura del lado del suministro de calor y θ_2 es la temperatura del lado de fuente.

Como ejemplo si $\theta_1 = 35^\circ\text{C}$ (308 K) y $\theta_2 = 5^\circ\text{C}$ (278 K), la máxima eficiencia teórica de una bomba de calor ideal es $COP_H = 10$, también podemos apreciar que la eficiencia de la bomba de calor decrece si aumentamos la temperatura de suministro o descendemos la temperatura de la fuente. En otras palabras si tenemos una bomba de calor dada, el COP_H no es fijo y dependerá de las condiciones de operación y temperaturas.

En la práctica los COP_H reales serán mucho menores que la situación de bomba de calor ideal por muchas razones (Heap, 1979):

- La temperatura del evaporador (θ_2) es significativamente menor que la de la fuente medioambiental de modo de asegurar una rápida transferencia de calor desde el medio ambiente al refrigerante (la ecuación 4.4 asume la temperatura del evaporador es similar a la de la fuente medioambiental). En forma similar la temperatura de condensación (θ_1) es mayor que la del espacio a ser calefaccionado.
- La compresión de gases no usa el ciclo de Carnot ideal, sino más bien el ciclo de Rankine, el cual es menos eficiente.
- Ineficiencias debidas a la compresión y otras ineficiencias del sistema.

En el caso de bombas de calor geotérmicas GSHPs (usando como fuente el calor del subsuelo) para suministro de calefacción podemos esperar COP_H entre 3 y 4 bajo condiciones operacionales normales. Las que usan como fuente el aire tendrán por lo general un menor COP_H .

En una pequeña vivienda con una demanda máxima de calefacción (H) de 6 kW, el sistema de suministro es una bomba de calor atmosférica con un $COP_H = 3$, de la ecuación 4.3 la energía eléctrica requerida para alcanzar el

peak es 2 kW, adicionalmente de la ecuación 4.2 podemos calcular la energía suministrada desde el medio ambiente donde $H_{env} = 4\text{kW}$, es decir de los 6 kW suministrados 2 kW son de generación eléctrica y 4 kW son renovables desde el medio ambiente.

El COP_H es mayor cuando la diferencia entre la temperatura fuente y la temperatura suministrada se minimiza, si por el contrario existen condiciones medioambientales desfavorables, como por ejemplo aire a -5°C para entregarlo a un sistema de calefacción por radiadores a 65° resultará un COP_H

Muy bajo (baja eficiencia).

Es mucho más eficiente contar con un sistema que administre menores temperaturas tal como aire caliente (30°C) o losa radiante (45°C) y aun más eficiente si la fuente de calor fuera un medio que retenga una temperatura relativamente alta, como por ejemplo 12°C , aun en invierno.

Si la temperatura del subsuelo es similar a la descrita, esto es lo que justifica que se diseñen instalaciones de bombas de calor geotérmicas, que capturan el calor del subsuelo o bien del agua subterránea, en este caso los COP_H son de un desempeño superior a los que se pueden lograr usando como fuente el aire circundante.

4.4 Bombas de Calor Geotérmicas Para Calefacción

Una bomba de calor geotérmica, GSHP por sus siglas en inglés (Ground Source Heat Pump), es una bomba de calor donde la fuente de la energía medioambiental es obtenida desde el subsuelo o bien desde un medio térmicamente acoplado al mismo (agua subterránea, lagos, lagunas, ríos).

Considerando una GSHP, basada en un pozo de agua a 12°C . Si se bombea el agua subterránea a una tasa Z , tal que esta pasa a través del evaporador de la bomba de calor, el efecto es que se extrae un flujo energético (G) desde el agua, con lo cual su temperatura desciende. Una magnitud típica para este descenso de temperatura es unos 5°C , con lo cual la temperatura original del agua en este caso caería a 7.0°C la cual se reinyecta en otro pozo.

El calor extraído se eleva, en la bomba de calor, a una temperatura θ_{in} la cual se utiliza en el sistema de calefacción doméstico. Asumiendo que la pérdida por ruido acústico es despreciable y que todo el calor extraído más el calor de la compresión son efectivamente utilizados en el punto de suministro el efecto total de calefacción estará dado por.

$$H = G + E \quad (4.5)$$

Donde G es el calor extraído desde el agua subterránea y E es la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la bomba de calor, y

$$COP_H = \frac{H}{E} \quad (4.6)$$

Por otra parte podemos vincular el flujo de calor (G) con la variación de temperatura del agua ($\Delta\theta \approx 5^\circ\text{C}$) y la capacidad calórica específica del agua ($S_{VCW_{at}} = 4180 \cdot \text{J} \cdot \text{l}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)

$$G = Z \cdot \Delta\theta \cdot S_{VCW_{at}} \quad (4.7)$$

Si $Z = 1 \text{ l} \cdot \text{s}^{-1}$ entonces, $G = 1 \cdot \text{l} \cdot \text{s}^{-1} \cdot 5 \text{ K} \cdot 4180 \text{ J} \cdot \text{l}^{-1} \text{ K}^{-1} = 21.000 \text{ J} \cdot \text{s}^{-1} = 21 \text{ kW}$

Si nuestro COP_H es 4, entonces

$$G \approx H \left(1 - \frac{1}{COP_H}\right) \quad (4.8)$$

$$H = 21 \text{ kW} \cdot \frac{4}{3} = 28 \text{ kW} \text{ y } E = 7 \text{ kW}$$

Entonces, a una tasa pequeña de extracción de agua subterránea de $1 \cdot \text{l} \cdot \text{s}^{-1}$, podemos entregar un efecto de calefacción de 28 kW de los cuales, 7 kW provienen de la electricidad que necesita la bomba de calor para funcionar.

En el ejemplo se está usando una bomba eléctrica para traer el agua subterránea a la superficie, esta tiene un consumo eléctrico E_{pump} . Esto afecta la eficiencia del sistema, lo cual se debe tomar en cuenta añadiendo además todos los posibles consumos energéticos utilizados para mover el agua.

Considerando lo anterior, se puede definir un coeficiente de rendimiento estacional del sistema (SPF_H) para la bomba de calor, similar al COP_H , y que considera toda la temporada de calefacción y no un momento específico.

Si vamos aun más lejos podemos definir un coeficiente de rendimiento estacional del sistema ($SSPF_H$) que tomará en cuenta todos los gastos energéticos asociados al movimiento del agua, así

$$SSPF_H = \frac{H}{(E + E_{\text{pump}} + \dots)} \quad (4.9)$$

4.5 Bombas de Calor Geotérmicas Para Enfriamiento

Las pequeñas edificaciones tienen una envolvente relativamente grande en comparación con su volumen, en el caso de las grandes construcciones sucede lo contrario, lo anterior sumado a que en general en los grandes edificios hay muchas personas trabajando y usando computadores y otros equipos, todo lo cual genera calor, hacen que en este tipo de construcciones las necesidades de enfriamiento neto son mayores que las de calefacción, las necesidades de enfriamiento se pueden requerir incluso en invierno.

La tecnología actual de bombas de calor permite la reversibilidad de la misma, esto quiere decir que en vez de capturar el calor desde el subsuelo pueden alternativamente disipar calor hacia el subsuelo. De hecho una unidad estándar de aire acondicionado es una bomba de calor aire-aire, si bien esto no está mal, ésta puede operar de una forma relativamente ineficiente ya que en un verano cálido estamos expulsando el calor interno a un medio externo donde usualmente encontramos temperaturas de 25°C a 30°C, si usamos la bomba de calor geotérmica, ésta operará de forma significativamente más eficiente debido a que el medio al que queremos expulsar el calor se encontrará a 12°C (agua subterránea o subsuelo).

En el modo de enfriamiento también podemos hablar de coeficiente de rendimiento (COP_C) el cual también es denominado razón de eficiencia energética (ERR)

$$COP_C = ERR = \frac{C}{E} \quad (4.10)$$

Donde C es el efecto total de enfriamiento, esto es el calor removido desde el edificio (kW) y E es la energía eléctrica utilizada en la bomba de calor. Así se puede establecer que el total de calor rechazado al subsuelo (G) es

$$G \approx C + E = C \left(1 + \frac{1}{COP_C} \right) \quad (4.11)$$

Si comparamos esta ecuación con la de la bomba de calor para calefacción tenemos:

$$G \approx H - E = H \left(1 - \frac{1}{COP_H} \right) \quad (4.12)$$

Se puede apreciar que la cantidad de energía disipada al subsuelo para generar 1 kW de enfriamiento es significativamente mayor que la energía extraída del subsuelo para generar 1 kW de calefacción. Esto se debe al hecho que para calefacción la energía eléctrica utilizada para accionar la

bomba de calor eventualmente se convierte en energía útil, contribuyendo a satisfacer la carga de calefacción necesaria del edificio. En modo enfriamiento la energía eléctrica se transforma en una mayor carga térmica para ser extraída del sistema.

Considerando lo anterior vale la pena cuestionarse si el uso de GSHPs para alcanzar los objetivos de climatización es medioambientalmente amigable. El uso de GSHPs para enfriamiento no es una mejor solución que la refrigeración pasiva o free cooling, pero es un 20% a 40% más eficiente (Kelley, 2006) que las soluciones convencionales de enfriamiento activo (aire acondicionado). Sin embargo, con cualquier forma de enfriamiento activo, estamos utilizando electricidad que genera calor que debe ser desechado.

Una forma de obtener una solución medioambientalmente más amigable sería poder obtener un uso alternativo para el calor desechado o incluso guardar este calor hasta el invierno para su uso en modo calefacción.

El principio antes expuesto es el de almacenamiento subterráneo de energía térmica (ASET) el cual puede ser desarrollado en el subsuelo (ASET-B) o bien en sistemas abiertos usando el agua contenida en acuíferos (ASET-A)

5 Opciones de Diseño de Bombas de Calor Geotérmicas

En este capítulo se explica de forma simple las distintas opciones de usar bombas de calor geotérmicas incluyendo una discusión de parámetros de diseño y costos. Primero se explican nociones sobre el dimensionamiento del sistema que se requiere para luego explicar los dos grandes grupos de sistemas existentes, circuito abierto y circuito cerrado.

5.1 Demanda de Calor

De forma simple un edificio en invierno irradia calor hacia el aire frío exterior, mientras mayor sea la diferencia de temperatura entre el edificio y el medio ambiente ($\Delta\theta$) más rápida será la pérdida de calor, mientras mejor sea la calidad del aislamiento térmico del edificio menor será la conductancia térmica compuesta (U) y baja la tasa de pérdida de calor.

En una primera simplificación podemos decir que la tasa de pérdida de calor del edificio (Q en Watt térmicos W_t) está dada por

$$Q \approx \Delta\theta \cdot U \quad (5.1)$$

Donde $\Delta\theta$ es la variación de temperatura entre el medio interior y exterior y U es la conductancia térmica compuesta.

5.1.1 Días Grado

Si se considera un periodo de tiempo (por ejemplo un mes), se puede estimar el calor total perdido por conducción, el cual entrega una primera aproximación de la demanda requerida para mantener la temperatura dentro del edificio.

$$\text{Pérdida de calor por conducción} \approx U \int_0^t \Delta\theta \cdot dt \quad (5.2)$$

Como la temperatura es variable en el periodo establecido, se necesita cuantificar los segmentos de tiempo y magnitud en que la temperatura baja de una línea de confortabilidad (por ejemplo 15.5 °C), se calcula el área total entre la curva de temperatura y la línea base en el periodo de tiempo analizado, el valor obtenido conjuga tanto la severidad como la duración del invierno y se expresa en lo que se denomina días grado (<http://www.energylens.com/articles/degree-days>).

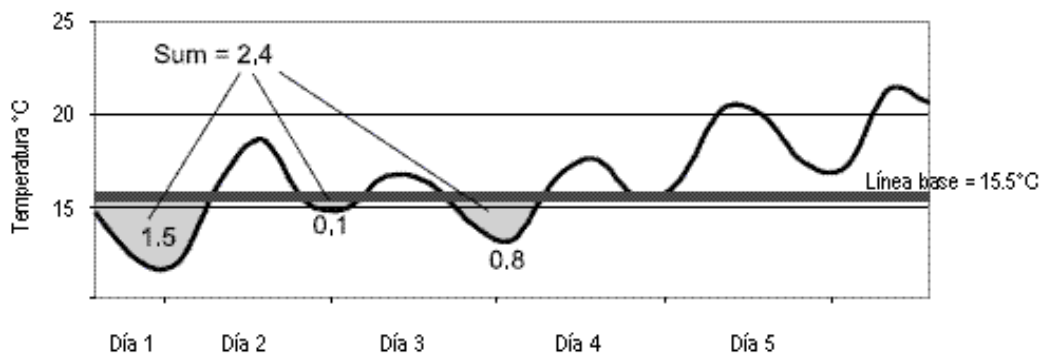


Figura 5.1: Cálculo de días grado para un período de 5 días. El área achurada representa el número total de días grado de calefacción.

La tabla 5.1 muestra los datos de Retscreen 2011 para Santiago en un año promedio.

5.1.2 Resistencia Térmica

Introducido el concepto de días grado y simplificando el modelamiento se tiene que la pérdida de calor por conducción $\approx U \int_0^t \Delta\theta dt = U \cdot \text{días grado}$

Entonces necesitamos aproximar la conductancia térmica compuesta (U) para la vivienda, esto normalmente se hace considerando las capas de la envolvente térmica por separado lo que arroja un valor U para cada capa, para calcular el valor de la conductancia térmica compuesta se aclaran algunos conceptos.

La conductividad térmica (λ) es una propiedad intrínseca de los materiales, su inversa es la resistividad térmica $= \frac{1}{\lambda}$ en $\text{m} \cdot \text{K} \cdot \text{W}^{-1}$.

La conductancia térmica es una propiedad extrínseca de los materiales (esto porque depende del grosor del cuerpo en cuestión).

Mes	Temperatura del aire	Días-grado de calentamiento mensual	Días-grado de enfriamiento
	°C	°C-d	°C-d
Enero	20.9	0	338
Febrero	19.9	0	277
Marzo	17.6	12	236
Abril	14.2	114	126
Mayo	11.1	214	34
Junio	8.5	285	0
Julio	8.1	307	0
Agosto	9.5	264	0
Setiembre	11.5	195	45
Octubre	14.5	109	140
Noviembre	17.3	21	219
Diciembre	19.9	0	307
Anual	14.4	1,520	1,721

Tabla 5.1: Datos climáticos de Retscreen para Santiago, 2011.

Para el cálculo de los días grado se usa la diferencia entre la temperatura ambiental y 18°C en el caso de calefacción y 11°C en el caso de refrigeración.

Si consideramos una plancha de poliestireno expandido de 10 cm, su conductividad térmica es $0.035 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$. La conductancia térmica (Λ) de la placa es

$$\Lambda = \frac{\lambda}{L} = \frac{0.035 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}}{0.1 \text{ m}} = 0.35 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1} \quad (5.3)$$

Esto significa que la plancha conducirá 0.35 W de calor por cada m² de área por cada grado kelvin de diferencia entre los ambientes que esté separando.

La resistencia térmica de la plancha es:

$$(R) = \frac{1}{\Lambda} = \frac{L}{\lambda} = 2.86 m^2 \cdot K \cdot W^{-1} \quad (5.4)$$

La resistencia térmica es una propiedad aditiva, si el muro está compuesto de 125 mm de ladrillos, una plancha de poliestireno de 75 mm y nuevamente ladrillos de 125 mm, asumiendo que conductividad térmica de los ladrillos es 0.4 W m⁻¹ K⁻¹ la resistencia térmica (R) del muro será

$$R_{total} = R_{ladrillos} + R_{poliestirano} + R_{ladrillos} = 2 \cdot \frac{0.125}{0.4} + \frac{0.075}{0.035} = 2.8 m^2 \cdot K \cdot m^{-1} \quad (5.5)$$

La conductancia térmica compuesta (U) es el inverso de la sumatoria de las resistencias térmicas, en el ejemplo.

$$U = \frac{1}{R} = \frac{1}{2.86 \cdot m^2 \cdot K \cdot W^{-1}} = 0.36 W \cdot m^2 \cdot K^{-1} \quad (5.6)$$

Si la temperatura interior es 20 °C y la exterior es -5°C, ($\Delta\theta = 25^\circ\text{C}$), la pérdida de calor de la casa es 9 W de calor por cada metro cuadrado (despreciando los efectos de convección aledaños a la pared).

Si se conoce el patrón de temperatura exterior para un periodo dado (en días grado) y el desempeño térmico de la vivienda (U, conductancia térmica compuesta), se puede calcular cuánto calor será requerido para mantener la vivienda calefaccionada. Esto es una simplificación ya que la vivienda también pierde calor por convección (chimeneas, puertas abiertas, ventilaciones) lo que debe ser considerado en el cálculo.

5.2 Dimensionamiento de la Bomba de Calor Geotérmica

Con las estadísticas climáticas y conociendo el tipo de aislamiento térmico de una vivienda se estima el peak de la demanda térmica, una pregunta natural es si la bomba debe tener la misma potencia calculada.

Si consideramos la distribución de la temperatura en invierno (figura 5.2), típicamente vemos que las temperaturas más frías (y peak de demanda de calefacción) ocurre en unos pocos días de invierno. Dado el costo de capital de una bomba de calor geotérmica hace sentido no elegirla para cubrir la máxima demanda pero si para cubrir la mayor parte de los días de invierno.

Rosén et al (2001) demuestra que con una bomba de calor geotérmica dimensionada a un 60% de la máxima demanda en un vivienda típica de Suecia puede suministrar alrededor de un 90% de la energía requerida por la vivienda durante la temporada de calefacción.

Skarphagen (2006) menciona que es una práctica común en Escandinavia seleccionar GSHPs que cubren un 60% de la máxima demanda térmica.

Una bomba de calor sobredimensionada o a un 100% de la máxima demanda puede generar muchos ingresos y salidas de operación y en consecuencia un uso exagerado del compresor.

Un adecuado complemento de generación de calor por medios convencionales durante los peaks parece ser una solución aceptada que maximiza el uso del sistema geotermal.

Lo anterior no es una práctica generalizada, en Noruega se apunta a obtener una bomba que cubra un 80% de la máxima demanda y en EEUU se opta por dimensionar las mismas en función de la carga de refrigeración asociada a la temporada estival.

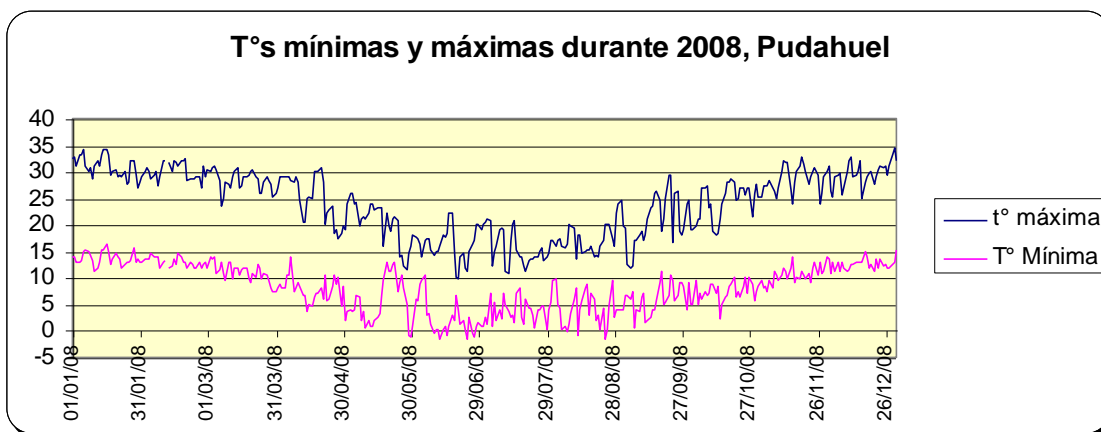


Figura 5.2: Temperaturas máximas y mínimas durante 2008 en Pudahuel

5.3 Almacenamiento Térmico

Normalmente es conveniente tener algún tipo de estanque de almacenamiento de agua incorporado al sistema de bomba de calor geotérmica, este almacenamiento provee de un buffer al sistema, de modo que la demanda de corto plazo puede ser suplida por este estanque evitando las partidas del compresor.

Un estanque de acumulación admite una operación en un mayor diferencial de temperatura mínima y máxima lo que permite tener menos partidas de la bomba de calor e intervalos de operación más largos.

El almacenamiento térmico puede ser un gran estanque de acumulación de agua caliente en la central térmica o alternativamente la masa térmica del edificio mismo, la cual puede retener calor liberándolo gradualmente amortiguando así las fluctuaciones de demanda por variaciones externas. La masa térmica del edificio puede ser reforzada mediante la incorporación (durante la construcción) de una gruesa cama de concreto, en la cual se incorpora una red de cañerías de calefacción, este conjunto actúa como un acumulador de calor, permitiendo que el sistema de bomba de calor geotérmico pueda evitar correr en horarios punta de la tarifa eléctrica, reduciendo así los cobros por demanda, dependiendo del sistema tarifario eléctrico la solución se puede adaptar para que consuma electricidad sólo en tarifa nocturna.

Un principio similar puede ser utilizado en esquemas de enfriamiento donde desearíamos usar la tarifa nocturna para almacenar frío que pueda ser usado por el sistema de aire acondicionado durante el día siguiente, en este caso el almacenamiento puede ocurrir simplemente congelando agua, esto es especialmente efectivo ya que usamos el calor latente liberado durante el cambio de fase de agua a hielo para guardar el frío.

5.4 *Sistemas Abiertos de Bombas de Calor Geotérmicas*

Los sistemas abiertos de bombas de calor geotérmicas son aquellos que extraen agua desde el subsuelo u otra fuente (ríos, lagos).

En modo calefacción el calor es extraído desde el flujo bombeado o bien en modo enfriamiento se disipa al acuífero.

En modo enfriamiento, si la temperatura es suficientemente baja (por ejemplo 11 °C) no necesariamente se necesitará una bomba de calor en el sistema, el agua extraída pasa directamente por los intercambiadores de calor que proveen la fuente de frío que necesita el sistema, esto evita el gasto asociado a la compresión y descompresión del gas que es desde el punto de vista eléctrico el de mayor magnitud, a este diseño se le denomina **“free cooling o refrigeración pasiva”**.

En modo calefacción es normal el uso de la bomba de calor para proveer calefacción activa, es decir usando el compresor para obtener una mayor temperatura.

La cantidad de calor (G) que podemos extraer desde el flujo de agua está dada por la ecuación 4.7

$$G = Z \cdot \Delta\theta \cdot S_{VCWat} \quad (5.7)$$

Donde Z es el flujo de agua en $\text{l}\cdot\text{s}^{-1}$, $\Delta\theta$ la caída de temperatura (o alza si estamos en modo enfriamiento) en grados K y S_{VCWat} es la capacidad específica calórica del agua, $4180 \text{ J l}^{-1} \text{ K}^{-1}$

Si usamos una bomba de calor con un coeficiente de rendimiento COP_H para extraer el calor desde el agua, la carga total de calor suministrada para calefacción se puede derivar de las ecuaciones 4.7 y 4.8.

$$H \approx G + \frac{H}{\text{COP}_H} = \frac{Z \cdot \Delta\theta \cdot S_{VCWat}}{1 - \left(\frac{1}{\text{COP}_H}\right)} \quad (5.8)$$

Si se disipa calor desde un sistema de enfriamiento pasivo al flujo de agua, se tiene que la carga de frío que puede ser ejecutada está dada simplemente por :

$$C = Z \cdot \Delta\theta \cdot S_{VCWat} \quad (5.9)$$

Si se usa una bomba de calor con eficiencia COP_C , para ofrecer refrigeración activa, la carga de refrigeración está dada por

$$C \approx \frac{Z \cdot \Delta\theta \cdot S_{VCWat}}{1 + \left(\frac{1}{\text{COP}_C}\right)} \quad (5.10)$$

Si se tiene una bomba geotérmica de $\text{COP}_H=4$ y $\Delta\theta=5^\circ\text{C}$ (rango normal de variación), bombeamos agua a 12°C a una tasa constante de $1 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ el calor entregado al sistema es

Calor suministrado $H \approx$

$$\frac{1 \cdot 5 \cdot 4180}{3/4} \text{ J} \cdot \text{s}^{-1} = 28 \text{ kW} \quad (5.11)$$

De los cuales 21 provienen del agua subterránea y 7 kW del compresor de la bomba de calor.

En modo refrigeración, asumiendo reversibilidad de la bomba y un $\text{COP}_C = 3$, se extraerán 21 kW desde el edificio, se añadirán 7kW de calor del compresor evacuando 28 kW al agua subterránea lo que resultará en un alza de la temperatura de 6.7°C

Enfriamiento suministrado

$$C \approx \frac{1 \cdot 6.7 \cdot 4180}{4/3} J \cdot s^{-1} = 21 \text{ kW} \quad (5.12)$$

Según lo anterior vemos que para un flujo de agua dado y un cambio de temperatura dado, el efecto potencial de refrigeración activa es típicamente menor que el efecto de calefacción activa. Lo anterior ocurre por la condición del calor generado en el compresor de la bomba de calor, el modo refrigeración este calor debe ser rechazado y en el modo calefacción se convierte en calor útil para el sistema.

Se debe hacer notar que los cálculos realizados desprecian el hecho que el COP se refiere a un rendimiento instantáneo en determinadas condiciones de temperatura, la realidad es un poco distinta. También se desprecia el gasto energético de bombas de agua sumergidas en el pozo de captación o bombas de circulación al interior del edificio. Estrictamente hablando si deseamos incluir estos factores y promediar una temporada completa de calefacción o refrigeración, deberíamos utilizar un coeficiente de rendimiento estacional del sistema (SSPF) más que el coeficiente de rendimiento (ecuación 4.9)

5.4.1 Pozo de Extracción

No es posible construir un pozo de extracción de agua en cualquier lugar, el criterio general es que necesitamos un acuífero, un cuerpo permeable de roca o sedimento en la subsuperficie que tenga una adecuada transmisividad y propiedades de almacenamiento que le permitan mantener un flujo constante y extraíble de agua subterránea. Para obtener esta información es necesario un conocimiento especializado para tener la certeza de que existe un acuífero cercano a la superficie y que tiene las propiedades expuestas. La figura 5.3 muestra un diagrama esquemático de pozos de extracción.

La información fundamental que se necesita para poder construir un pozo de extracción y reinyección es:

- La profundidad de diseño del pozo: esta dependerá de la profundidad del acuífero, el nivel freático en el acuífero y su conductividad hidráulica. Los pozos se pueden tener unos pocos metros de profundidad en depósitos aluviales superficiales o se pueden extender a profundidades de varios cientos de metros.
- Diámetro de diseño del pozo: Este dependerá del rendimiento del pozo, lo que a su vez determinará el diámetro de la bomba requerida, la cual debe tener el espacio suficiente para trabajar cómodamente al interior del pozo.

- El rendimiento de diseño del pozo: éste se calcula según las propiedades hidráulicas del acuífero y la demanda térmica y/o de refrigeración que se desea cubrir.
- Litología del acuífero: Esta determina el tipo de pozo y su costo.

En el caso de roca dura, por ejemplo granito o calizas, el pozo puede quedar descubierto, sólo se instala un casing (encamisado) en la parte superior para evitar derrumbes locales y el ingreso de agua superficial eventualmente contaminada al pozo. El casing se sella con una mezcla de bentonita y cemento.

Si la litología es poco consolidada, tales como arenas o gravas, se necesita proveer un medio para soportar la pared del pozo, que impida el paso de los sedimentos al interior del pozo pero que su vez permita el paso del agua subterránea a través del mismo. Para esto se usan pantallas (encamisados) especiales que pueden ser desde tubos casing con ranuras hasta entramados de alambre (criba), la figura 5.4 muestra las opciones habituales.

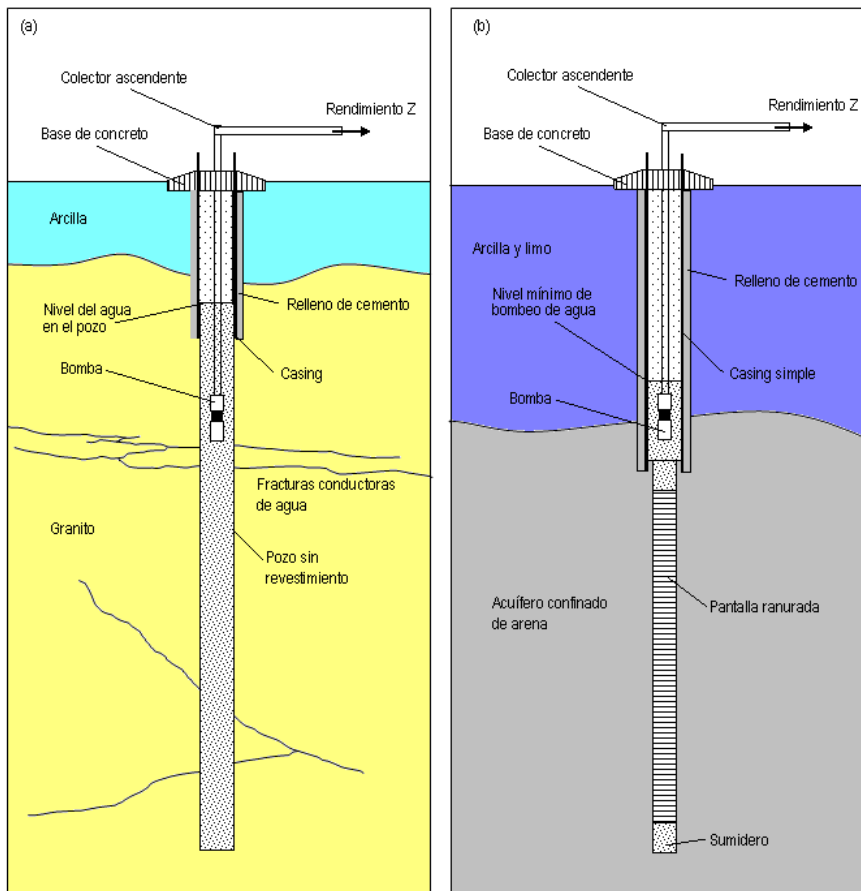


Figura 5.3: Diagrama esquemático de pozos de extracción. (a) Pozo de extracción abierto en una litología dura (consolidada) (b) Pozo de extracción en roca poco competente o sedimento, se usa casing de pantalla ranurada en toda la longitud del pozo.

En el caso del entramado de alambre la superficie expuesta puede ser hasta un 30% o 50% de la superficie total, el ancho de las ranuras tiene relación con el tamaño de los granos en los sedimentos o roca.

En el caso de sedimentos muy finos o uniformes se puede instalar un filtro de forma externa al pozo de extracción, de esta forma los sedimentos más finos pueden salir del pozo, el objetivo de esta estrategia es permitir un mayor tamaño de las ranuras de la pantalla y de esta forma mejorar la conductividad hidráulica del pozo.

Se debe tener en cuenta que realizar sondajes en un negocio especializado en el cual influyen muchas variables y se pueden cometer importantes errores.

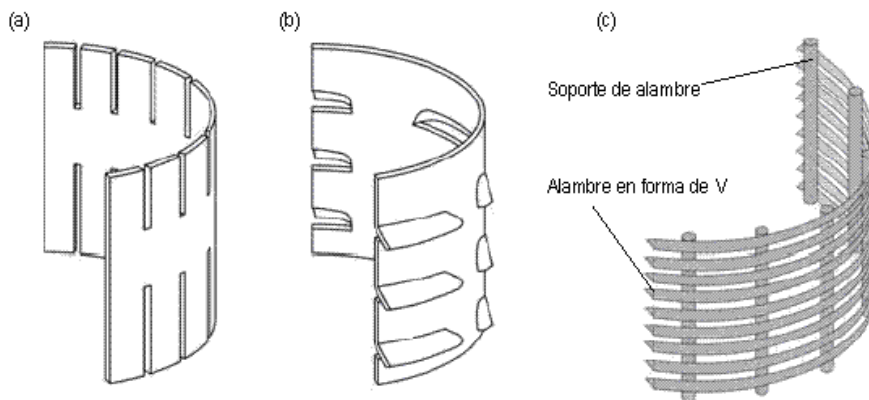


Figura 5.4: Tipos de pantallas usadas en pozos geotérmicos. (a) pantalla vertical ranurada; (b) pantalla ranurada; (c) pantalla continua de alambre forrado (criba). De Banks, 2008

En muchos países la construcción de un pozo de extracción de agua requerirá un permiso por parte de la autoridad reguladora la que puede solicitar distintos aspectos para otorgar el permiso, entre esto se puede encontrar un estudio de impacto ambiental, un test de bombeo que demuestre que su uso es sustentable y evidencia que el agua extraída será usada eficientemente.

5.4.2 Compatibilidad Hidroquímica e Intercambiador de Calor de Protección

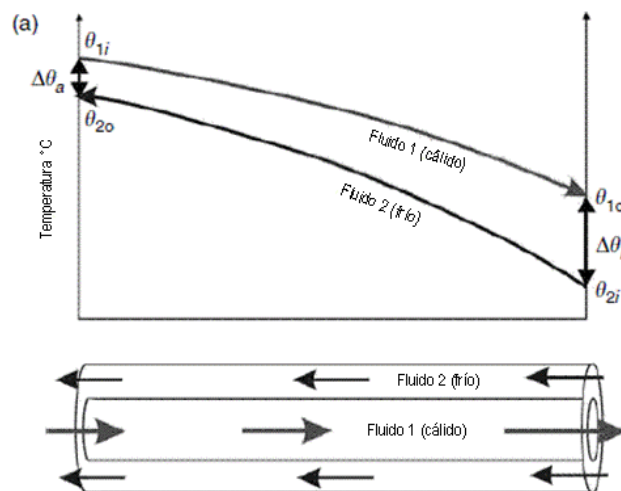
Desde un punto de vista químico el ambiente del subsuelo es básico y reductor, mientras que el ambiente atmosférico es ácido y oxidante, si bombeamos agua subterránea desde el subsuelo, pueden ocurrir los siguientes eventos:

- Degasificación de CO_2 , la cual puede incrementar el pH del agua y generar la precipitación de minerales carbonatados como la calcita (CaCO_3).
- Exposición al ambiente oxidante, lo que puede generar la oxidación de los metales solubles, tales como manganeso y hierro, resultando en la precipitación de óxidos o oxihidróxidos de hierro y manganeso.

Al circular agua subterránea directamente a través de una bomba de calor existen los siguientes riesgos:

- Que las partículas en el agua puedan obstruir o desgastar las tuberías asociadas a la bomba de calor.
- Que minerales como calcita u oxihidróxido de hierro puedan precipitar al interior del evaporador de la bomba de calor.
- Que la salinidad, capacidad reductora o la presencia de gases disueltos (CO_2 , H_2S) provoquen corrosión.
- Que la circulación del agua subterránea facilite la formación de biofilms, tales como gallionella, que se puede encontrar en este ambiente, la que puede obstruir las pantallas de protección del sondaje, tubería o intercambiador de placas.

Para proteger a la bomba de calor está la opción de utilizar un intercambiador de placas que proteja la exposición directa de la bomba al agua bombeada (figura 5.5), esto generará pérdidas de calor en el sistema, las que con la tecnología actual pueden ser mínimas.



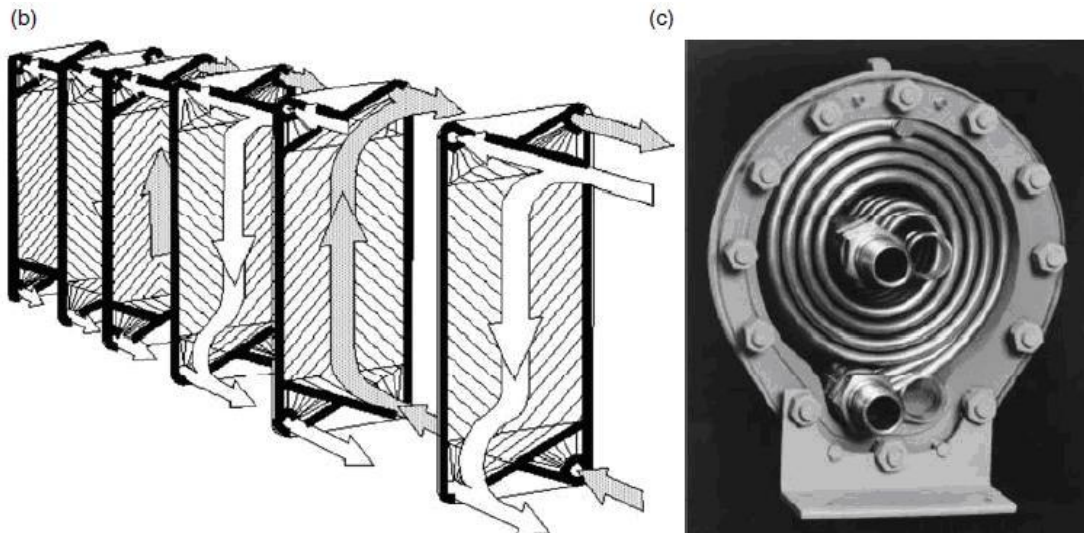


Figura 5.5: Distintos tipos de intercambiadores para proteger la bomba de calor. (a) diagrama esquemático de un intercambiador de calor coaxial, (b) intercambiador de calor de placas, (c) intercambiador de calor helicoidal. Fuente: Banks (2008)

Esta estrategia puede generar que el problema de precipitación ocurra en el intercambiador, pero esto es mucho más económico que generar el problema en la misma bomba de calor.

El riesgo de atascamiento de partículas se puede reducir por medio de filtros removibles antes de llegar al intercambiador.

El riesgo de bloqueo del intercambiador de calor por medio de precipitaciones químicas o biofilms puede ser reducido por medio de:

- Mantener una alta presión al interior del circuito de agua subterránea, esto minimizará la desgasificación del CO_2 al interior del intercambiador de calor.
- Prevenir el contacto entre el flujo de agua subterránea y el oxígeno mediante el uso de un circuito cerrado.
- Adición de pequeñas cantidades de sustancias químicas biocidas y/o reductoras de modo de prevenir la formación de biofilms o la oxidación del hierro.
- Mantención periódica, incluyendo un lavado del intercambiador mediante detergentes ácidos o especializados o reactivos que remueven la calcita u oxihidróxidos de manganeso o hierro. Si el sistema es propenso a una mayor precipitación conviene optar por un intercambiador de placas desmontable para una mejor limpieza.

Si se considera el sistema de refrigeración activa presentado a mano derecha de la figura 5.6, podemos ver que la tasa de transferencia de calor (Q) a través del intercambiador de calor está dado por

$$Q = (\theta_{r2} - \theta_{s2}) \cdot S_{VCcar} \cdot F = (\theta_{ginj} - \theta_{gout}) \cdot S_{VCwat} \cdot Z \quad (5.13)$$

Donde S_{VCcar} es la capacidad específica calórica volumétrica del fluido portador en $(J \cdot l^{-1} \cdot K^{-1})$, S_{VCwat} es la capacidad específica calórica volumétrica del agua $(J \cdot l^{-1} \cdot K^{-1})$, F es la tasa de flujo del fluido portador en el circuito intermedio $(l \cdot s^{-1})$ y θ_{ginj} y θ_{gout} son las temperaturas de extracción e inyección del agua subterránea (K).

Así se puede controlar la temperatura de reinyección del agua al sistema por medio de aumentar o disminuir el bombeo de agua subterránea.

Si el fluido portador es agua la ecuación se reduce a:

$$Q = (\theta_{r2} - \theta_{s2}) \cdot F = (\theta_{ginj} - \theta_{gout}) \cdot Z \quad (5.14)$$

Si el acuífero es limitado, podemos reducir Z , esto genera que la temperatura de reinyección se incrementa, si el incremento es muy elevado esto puede ser rechazado en una eventual normativa mediambiental, si el ente regulador impone un límite superior de θ_{ginj} se puede aumentar el bombeo del pozo de extracción, notar que en todo caso θ_{ginj} no puede ser mayor que θ_{r2} y normalmente tendrá al menos 1-2°C de menor temperatura (en modo enfriamiento).

En el ejemplo, el circuito de agua fría con el calor capturado del edificio y por la acción de la bomba de calor eleva la temperatura del fluido del circuito medio de por ejemplo $\theta_{s2} = 31^\circ\text{C}$ a $\theta_{r2} = 38^\circ\text{C}$, si asumimos adicionalmente que la temperatura del agua extraída es de 11°C , y que el flujo del fluido portador es el mismo que la tasa de extracción de agua, entonces la ΔT° debe mantenerse por lo que θ_{ginj} sería aproximadamente 18° . Si el flujo de extracción de agua subterránea se duplica θ_{ginj} debiera bajar a 14.5°C

Un intercambiador de placas debiera ser diseñado según el requerimiento de frío y calor del edificio. Mientras mayor es la eficiencia en el intercambio de calor y menor el diferencial de temperatura más costoso será el intercambiador.

La tecnología actual permite diferenciales de temperatura tan bajos como $1.5-2^\circ\text{C}$.

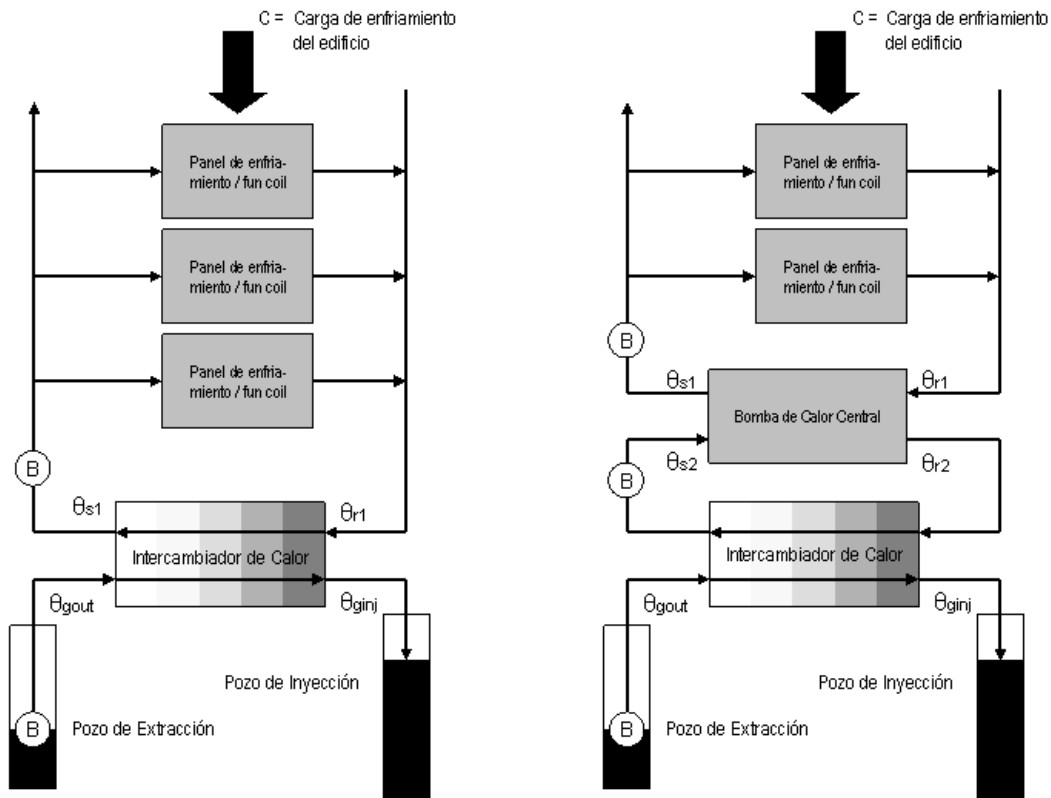


Figura 5.6: Diagramas esquemáticos mostrando cómo funciona un intercambiador de calor de protección.

A la Izquierda entregando free cooling (refrigeración pasiva) y a la derecha calefacción activa, notar que el uso del intercambiador requiere la presencia de bombas de circulación adicionales.

5.4.3 Disposición del Agua Residual

En un esquema de calefacción, una vez utilizada el agua para extraer el calor, típicamente perderá unos 5 °C, si la temperatura del agua subterránea es 12°C la bomba de calor en modo calefacción generará un agua residual a 7 °C, si el modo de uso es para refrigeración el ΔT° aumenta, en un cálculo previo vimos que puede subir 6.7 °C, es decir tenemos agua a 18.7°C.

En varios países existe regulación en esta temática, tanto para la extracción del agua como su disposición final, en Inglaterra se deben tramitar ambos permisos, en Holanda se regula el área afectada por la isoterma de +3K luego de un periodo de tiempo. Para la disposición del agua generalmente se tendrán las siguientes opciones:

Desague en el Sistema de Alcantarillado: siempre y cuando exista el mismo o bien un drenaje de aguas lluvia, este debe tener una capacidad excedente para aceptar el flujo residual, esto requerirá la aprobación de la autoridad que administra el sistema de alcantarillado y probablemente un pago significativo.

Desagüe a un Cuerpo de Agua Superficial (por ejemplo un río): Para poder realizar esto normalmente se requerirá el permiso de la autoridad competente, pueden haber costos asociados, usualmente se completa un documento de evaluación de riesgos que debe contemplar respuestas sobre si la variación de la temperatura afectará el ecosistema o el uso del agua para otros usuarios, la compatibilidad geoquímica del agua desechada con la del río o bien si el aporte extra del agua puede causar algún tipo de desborde en el río.

Si la descarga es al océano o bien un estuario normalmente la regulación es menos estricta.

Reinyección al mismo acuífero donde se extrajo el agua: Esta opción es muy atractiva por cuanto las implicancias son mínimas o inexistentes respecto de extracción del recurso hídrico, por lo cual usualmente es una opción bien vista para la autoridad medioambiental. En algunos países los sistemas basados en extracción y reinyección del agua no requieren un permiso especial, en otros este permiso puede ser más expedito que los involucrados cuando sólo hay extracción y puede involucrar un menor pago.

Si las cantidades de agua a extraer son muy restringidas es posible desaguar la misma por la estructura del mismo pozo de extracción, mayores cantidades deben considerar la presencia de un segundo pozo destinado a la reinyección.

La construcción y operación del pozo de inyección es una tarea especializada, también podrían necesitar pantallas soportantes ranuradas, el agua reingresada puede necesitar un tratamiento específico para evitar la proliferación de biofilms y la eventual obstrucción que pueden generar en las pantallas ranuradas. El agua debe tener un muy bajo material particulado y la presión debe ser controlada de modo que no permita la desgasificación de CO₂ del agua, lo cual podría generar la obstrucción del acuífero generando una menor permeabilidad.

Finalmente también se debe tener cuidado con no reinyectar el agua, tan cerca del pozo de extracción de modo que se genere un quiebre térmico, lo que genera en modo calefacción que el agua fría reinyectada es capturada parcialmente por el pozo de extracción, esta eventual situación puede producirse a través del tiempo y compromete la eficiencia del sistema, un desarrollo más extenso se verá en el siguiente capítulo.

Disposición del Agua en Otro Acuífero: Si tenemos más de un acuífero bajo la superficie podemos capturar el agua desde un estrato acuífero, y después de pasar por la bomba de calor, disponerla mediante reinyección en

otro acuífero, en este caso el agua se consume en uno de los acuíferos y se reinyecta en un cuerpo hidráulicamente distinto.

En este caso la autoridad regulatoria necesitará resguardar que:

- La inyección de agua no cause un alza inaceptable en el nivel del agua en el segundo acuífero.
- El agua inyectada es geoquímicamente compatible con el agua del segundo acuífero.
- Que la pluma de calor (cuerpo de calor o frío generado por el agua reinyectada que migra por efecto del flujo del agua subterránea) no constituya una contaminación térmica inaceptable que impacte perjudicialmente a otros usuarios.

Disposición del Agua Residual en el Pozo de Extracción: para pequeñas demandas de frío o calor una proporción del agua residual puede ser reinyectada en la parte superior del pozo de extracción, si el sistema está en modo calefacción, en esta situación tenemos agua fría inyectada en la parte superior del pozo, durante el lapso de tiempo que el agua tarda en llegar a la base del pozo, por medio del mecanismo de conducción de calor desde las paredes del pozo el agua aumenta su temperatura, adicionalmente al llegar a la base del pozo el agua se mezcla con el agua que es capturada por primera vez desde la base del pozo, eventualmente una situación de equilibrio será establecida, este arreglo es denominado pozo de columna de pie (standing column well).

5.4.4 Desventajas de los Sistemas de Bombas de Calor Geotérmicas en Circuitos Abiertos

Las desventajas de los sistemas abiertos son las siguientes:

- Dependen de la geología, requieren un acuífero en profundidad capaz de proveer el rendimiento requerido.
- En la etapa de diseño es fundamental la opinión técnica de un hidrogeólogo o ingeniero de aguas subterráneas.
- Se necesita de al menos un pozo de extracción, adecuadamente construido, durable, con instalaciones de bombas de circulación, monitoreo y mecanismos de control.
- Se incurre en costos de bombeo del agua subterránea, los que en todo caso no debieran exceder el 10% de la energía total consumida considerando la bomba de calor.
- Generan un flujo de agua que requiere una autorización para ser desechado.
- Normalmente se requiere un permiso formal de la autoridad regulatoria para la extracción y disposición del agua, pueden haber cobros comprometidos.

- Se puede necesitar monitoreo químico del agua y de su turbidez, y mantenencias periódicas para evitar obstrucción o corrosión, tanto de la bomba de calor, intercambiadores de calor y pantallas ranuradas.

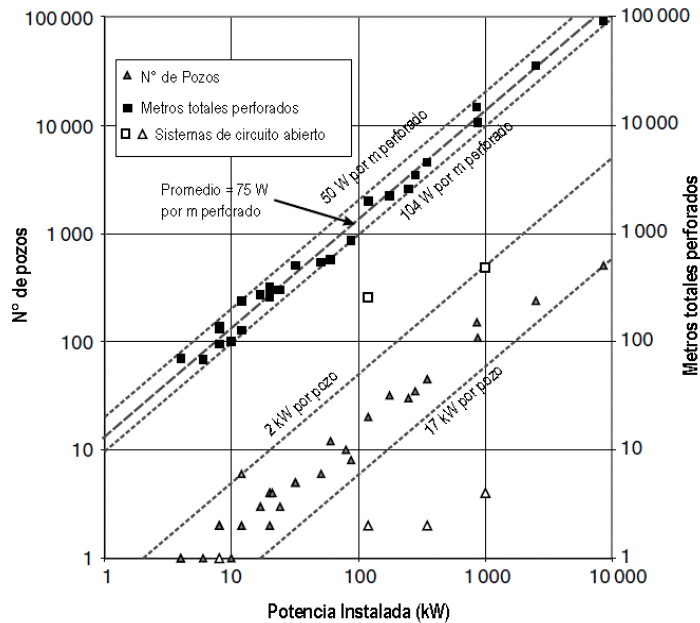
5.4.5 Ventajas de los Sistemas de Bombas de Calor Geotérmicas en Circuitos Abiertos

Por otro lado los sistemas abiertos, basados en agua subterránea presentan las siguientes ventajas:

- Se basan en agua, la que se presenta a una temperatura constante, es frecuente su ubicación en el subsuelo y presenta una capacidad específica calórica muy grande ($4180 \text{ J}\cdot\text{l}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$).
- La extracción de calor se realiza por extracción forzada, más que por conducción, esto conlleva a que un pozo de de circuito abierto pueda capturar más calor que uno de similares características pero de circuito cerrado. (figura 5.7)
- El pozo de extracción puede entregar adicionalmente agua potable, no hay razones operativas para no hacerlo luego de haber pasado a través de la bomba de calor, si el agua es de menor calidad aun puede tener ciertos usos en un edificio.
- Para refrigeración o calefacción, la calidad del agua subterránea no es un aspecto relevante, esta puede ser obtenida de minas inundadas o afloramientos de agua en minas o bien incluso de sitios contaminados. Si el agua bombeada es parte de un plan de descontaminación no existe una razón para no poder obtener el calor de la misma. Los sistemas de circuito abierto incluso pueden obtener el agua de aguas subterráneas salinas e1 áreas costeras.

De la figura 5.7 se aprecia que para una misma demanda energética se necesitan muchos menos metros perforados en sistemas de circuito abierto que en sistemas de circuito cerrado, esto tiende a compensar los costos de diseño, construcción y permisos, la figura 5.8 muestra que los costos por kW instalado son competitivos con los diseños de circuito cerrado basados en trincheras.

(a) Sistemas de pozos verticales



(b) Sistema de circuito cerrado con cañería espiral

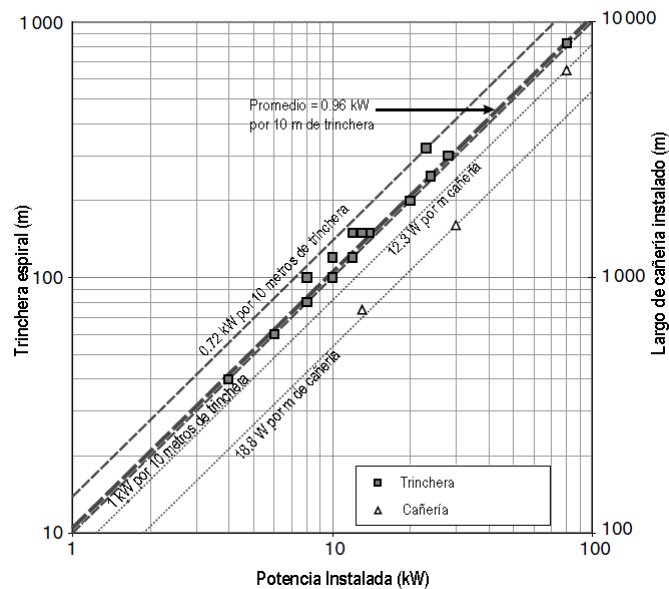


Figura 5.7: Relación entre metros perforados y potencia instalada

(a) Número de pozos perforado y metros totales perforados para una variedad de sistemas de circuito cerrado y un número menor de sistemas de circuito abierto, correlacionado con la capacidad de suministro kW. (b) metros instalados de tubería en espiral (como metros lineales) o metros instalados de trincheras en un conjunto de sistemas de circuito cerrado basados en tubería en espiral. En ambos casos (a) y (b) la mayoría de los diseños son para suministro de calefacción, aunque en las mayores capacidades instaladas (sobre 60 kW) son principalmente de refrigeración o bien generan ambos servicios. La mayoría de los sistemas pertenece al Reino Unido y están en funcionamiento aunque unos pocos están en etapa de diseño. Fuente son casos de estudio documentados por GeoWarmth Ltd., Herat Energy Ltd., Kensa Engineering Ltd. Y Urge (2006)

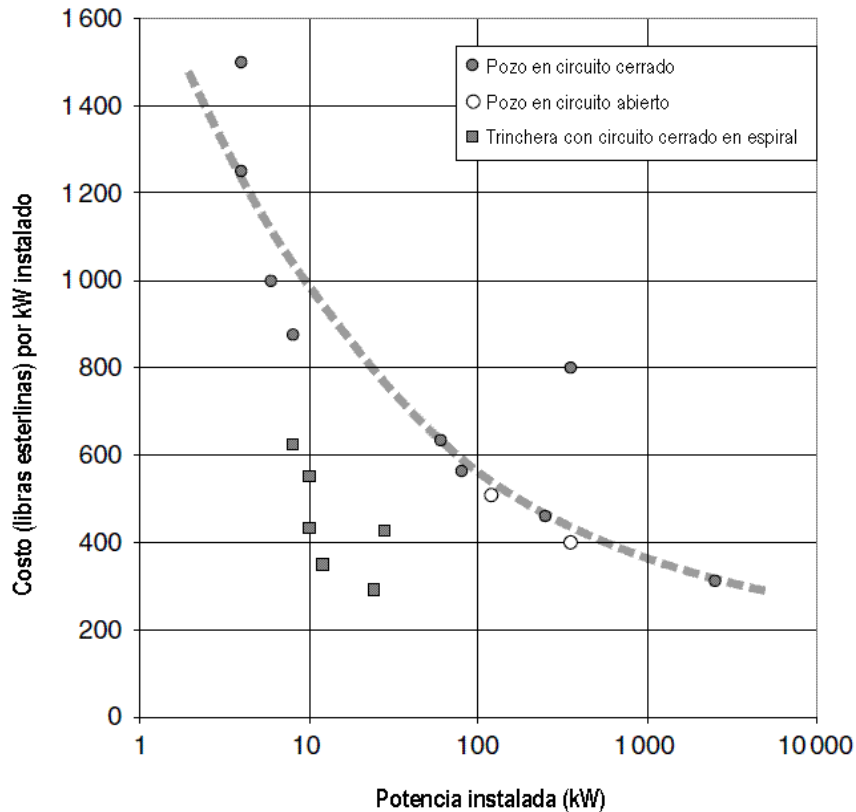


Figura 5.8: Costos de la potencia instalada por kW en pozos de circuito abierto, circuito cerrado y trincheras.

Costos nominales en libras esterlinas, la mayoría de los esquemas tiene una antigüedad de 3 a 7 años. Los precios más bien reflejan los costos de capital de construcción de trincheras, sondajes, bombas de calor e infraestructura, no reflejan costos de consultoría, cargos legales, impuestos y otros costos adicionales. Los precios por lo tanto tienden a subestimar el costo total de la puesta en marcha de una instalación geotérmica en alrededor de un 50%. Fuente Banks 2010.

5.5 Sistemas de Circuito Cerrado

Hasta ahora sólo se han considerado los sistemas de calefacción y enfriamiento basados en extracción de agua, pero los acuíferos y cuerpos de agua superficiales no son fáciles de ubicar, en estos casos podemos obtener el calor a través de otra forma que no requiere extracción y reinyección de agua. Estos diseños se denominan de "Circuito Cerrado" y pueden ser construídos prácticamente en cualquier lugar, granitos, arcillas, vertederos, permafrost o minas abandonadas. Los circuitos cerrados pueden ser de dos tipos, de circulación directa o bien de circulación indirecta. Los sistemas de circulación directa (DX) se usaron en las primeras etapas de desarrollo de la tecnología de bombas de calor, sin embargo hoy los de circulación indirecta son los que dominan en el mercado.

5.5.1 Sistema de Circulación Directa

En los sistemas de circulación directa (figura 5.9) el líquido refrigerante de la bomba de calor circula al interior del subsuelo en un circuito cerrado formado por un tubo de cobre. El circuito puede estar enterrado a poca profundidad en una trinchera o bien estar asociado a un sondaje vertical. En este caso el terreno superficial actúa como el evaporador de la bomba de calor. El refrigerante frío ingresa directamente al circuito enterrado en el subsuelo, absorbe el calor desde el medio relativamente cálido y retorna al compresor de la bomba de calor donde se eleva la temperatura que es liberada hacia la calefacción en el condensador (intercambiador de calor).

La gran ventaja de los sistemas de circulación directa es que el circuito cerrado en el subsuelo puede operar a temperatura mucho más bajas (el líquido refrigerante puede operar a temperaturas tan bajas como -15°C). El gran diferencial de temperaturas entre el circuito cerrado y la temperatura del subsuelo, la transferencia directa de calor desde el subsuelo al refrigerante y en menor medida la conductividad térmica del cobre generan que el calor puede ser absorbido de forma mucho más eficiente desde el subsuelo (Halozan and Riberer, 2003).

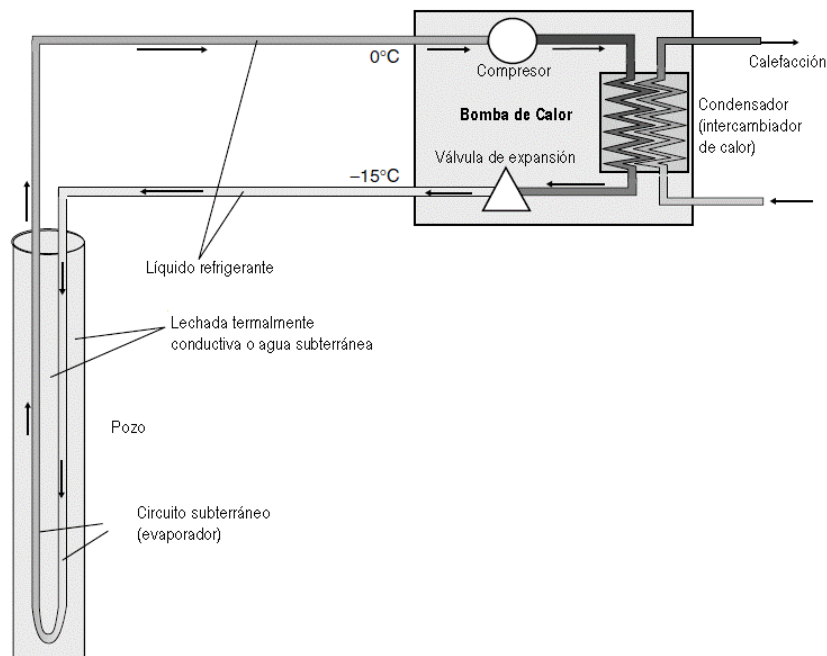


Figura 5.9: Diagrama esquemático de un sistema de circuito cerrado de circulación directa instalado en un sondaje.

Fuente: Banks, 2008

La opción de sistemas de circulación directa se ha dejado de usar por el potencial de infiltración del agua subterránea con el líquido refrigerante (los que usualmente son considerados como hidrocarburos halogenados) lo cual en varios países se considera desde un punto de vista regulatorio como contaminación.

En algunos países existe una mirada más positiva sobre estos sistemas, este es el caso de Austria, donde adicionalmente se han documentado casos del uso de CO₂ como líquido refrigerante, lo que da tranquilidad a la autoridad reguladora sobre una eventual contaminación.

5.5.2 Sistemas de Circulación Indirecta

Se puede evitar la circulación del líquido refrigerante directamente en el circuito ubicado en el subsuelo por medio del uso de un sistema de circulación indirecta. En este caso se usa un fluido caloportador anticongelante (usualmente basado en agua) en el circuito cerrado expuesto al subsuelo (trincheras o sondajes), el cual intercambia calor por medio de un intercambiador de calor al líquido refrigerante (que no está expuesto al circuito del subsuelo). Actualmente el circuito usa típicamente cañerías de polietileno, el cual si bien presenta una baja conductividad térmica es mucho más barato, durable y anticorrosivo, el diámetro externo es usualmente de 26 a 40 mm, el circuito resiste presiones de 10 a 16 bar, aunque en la operación normalmente se usa 2 a 3 bar.

El fluido caloportador es típicamente agua con anticongelante lo que permite que el fluido sea enfriado a temperaturas tan bajas como 0°C, el anticongelante típicamente puede ser glicol etileno, etanol o sal entre otros, los puntos de fusión normalmente oscilan entre -10°C a -20°C. En las condiciones expuestas las autoridades regulatorias normalmente no presentan objeciones para usar estos fluidos.

La tasa de flujo y diámetro de la cañería son elegidos en función de lograr la turbulencia del fluido, lo que es deseable para permitir una mayor transferencia de calor y de modo que el fluido pueda transmitir la cantidad de calor necesaria según demanda. Flujos de 3 - 3.5 l·min⁻¹ por kW de transferencia son típicos, la temperatura promedio del líquido caloportador en modo calefacción es -1.5°C a -2.0°C, si tenemos un sondaje normalmente enviamos agua fría a -4°C la cual retorna a la bomba a unos 0°C, bajo condiciones de alta demanda el sistema puede escoger temperaturas menores para el fluido caloportador.

Existe un Trade off entre la temperatura de operación del circuito cerrado y la eficiencia de la bomba de calor, en modo calefacción menores temperaturas del circuito generarán una mayor transferencia de calor desde el terreno por conductividad pero esto resultará en un menor COP_H.

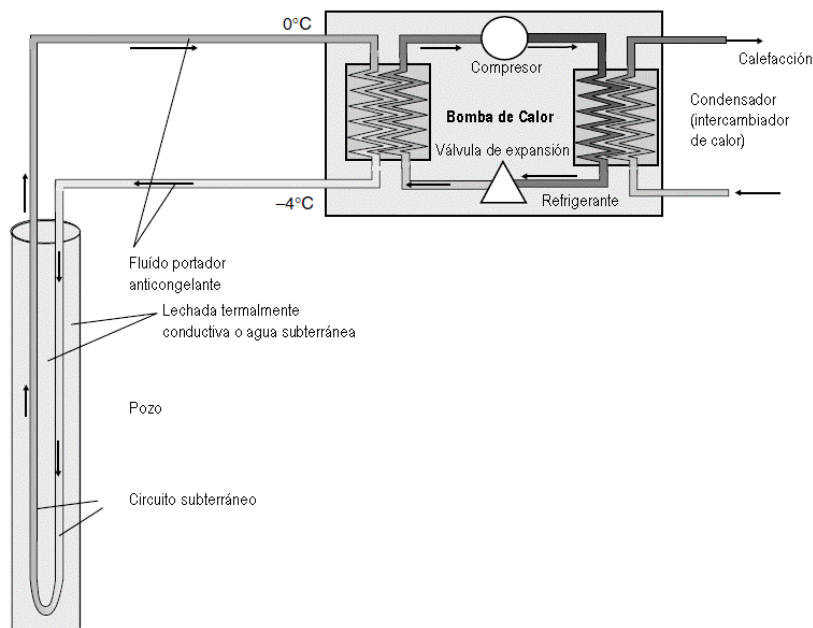


Figura 5.10: Diagrama esquemático de un sistema de circuito cerrado de circulación indirecta, instalado en un sondaje.
Fuente: Banks, 2008

5.5.2.1 Circuitos Cerrados Horizontales

Una de las formas más económicas para sistemas de circuito cerrado de circulación indirecta son los circuitos cerrados horizontales instalados en trincheras. La profundidad óptima es de 1.2 a 2 m, esta profundidad es tal que:

- Es accesible con una excavadora mecánica.
- Es suficientemente profunda como para permitir la entrega de calor para calefacción en invierno, permite una humedad razonable del suelo (lo que facilita la conductividad térmica del mismo) y además sirve como capa aislante en caso de heladas.
- Es lo suficientemente superficial como para permitir que el calor atmosférico y solar penetre y reponga durante los meses de verano, el calor alrededor del circuito que fue usado durante los meses de invierno.

De esta forma podemos concebir que los circuitos horizontales se comportan como grandes colectores solares.

Como norma general, una cañería de polietileno simple puede proveer entre 15 a 30 W por metro de trinchera en modo calefacción, es decir entre 33 a 67 m son necesarios por kW instalado,

Para incrementar el rendimiento por superficie es usual usar una cañería en espiral (Figura 5.11), la cual es típicamente instalada en trincheras anchas, los arreglos más típicos usan espirales con diámetros de 0.6 a 1 m, en estas condiciones se puede obtener 1kW de potencia instalada por cada 10 m de trinchera con cañería en espiral, esto en modo calefacción, en caso de tener modo refrigeración se necesitarán más metros.

En caso de tener más de una trinchera se sugiere separar las trincheras al menos 3 metros e idealmente 5 metros.

5.5.2.2 Circuitos en Lagos y Lagunas

Los circuitos en espiral también pueden ser instalados en lagos o lagunas (figura 5.12), en lagos la profundidad ideal es de 3 m de modo de evitar la oscilación térmica más superficial. Además se debe procurar que el tamaño de la laguna o lago tenga la dimensión suficiente para que la extracción de calor (o carga) no produzca cambios significativos en la temperatura de la laguna que puedan afectar el ecosistema. La instalación del circuito en espiral es muy económica pero queda supeditada a la disponibilidad del cuerpo de agua.



Figura 5.11: Instalación de cañería en espiral para sistema horizontal de circuito cerrado en una trinchera.

Fuente <http://www.centralheating.co.nz>



Figura 5.12: Instalación de cañería en espiral en laguna.
Fuente www.waterfurnace.com

5.5.2.3 **Sistemas de Circuito Cerrado Verticales**

Si disponemos de una gran superficie probablemente los sistemas de circuito cerrado horizontal sean los más económicos para obtener energía, no obstante en la mayoría de los casos existen limitaciones de espacio, en estos casos una alternativa muy eficiente en términos de superficie es emplazar el sistema en sondajes verticales.

Estos sondajes son menos sofisticados que los usados para captura de agua, aunque igual requieren de un encamisado corto en el inicio del pozo y relleno en la parte superior para evitar la contaminación desde superficie. A lo largo del pozo no se usa encamisado o si este se perfora en material suelto se puede usar un encamisado de carácter temporal.

5.5.2.3.1 **Número y Profundidad de Sondajes**

De la figura 5.7 podemos inferir que cada sondaje puede entregar de 2kW a 17 kW, la primera magnitud es para sondajes superficiales (menores a 40m) y la segunda se asocia a sondajes profundos (180 m), si se establece una relación de potencia con metros perforados, la relación es más lineal y en promedio es de 75 W por metro perforado, el rango va entre 50 a 104 W por metro perforado. Si asumimos que en modo calefacción un COP_H típico es 3.4 esto nos indica que las tasas de absorción energética desde el subsuelo son de 35 a 73 W por metro.

En la figura 5.7 la mayor parte de los ejemplos son de Inglaterra, la baja variabilidad en la potencia obtenida por metro perforado obedece a que la mayoría de las rocas tiene propiedades térmicas similares y el

comportamiento térmico de la roca no es tan dependiente de la litología (Banks, 2008).

Considerando el aspecto anterior no es relevante la profundidad que puede tener un pozo, lo importante es la cantidad de metros perforados, es decir podemos esperar un rendimiento térmico similar de 1 pozo de 100 m en un caso y de dos pozos de 50 m en el otro.

Considerando rendimientos de perforación decrecientes con la profundidad, lo que implica mayores costos por metro perforado, y que existe un costo de movilización de la plataforma de perforación y que normalmente no se cuenta con una superficie ilimitada normalmente existe un largo óptimo del sondaje en el rango de 70 a 120 m de profundidad.

En todo caso en instalaciones de mayor demanda se deben considerar los siguientes aspectos:

- Las propiedades térmicas del suelo si tienen una influencia en el resultado final.
- La transferencia de calor asociada a cada metro de perforación dependerá de la temperatura de operación establecida en el diseño del sistema, un circuito a mayor temperatura implica una menor transferencia térmica pero un mayor COP_H.
- El comportamiento de la demanda también influye, si se diseña un sistema para una demanda máxima de 12 kW, se requerirán más metros perforados para 3200 horas de uso al año que para 500 horas de uso al año.
- En edificios más complejos se debe tener cuidado en el sentido que la sumatoria de las cargas de demanda no necesariamente representan la máxima demanda, ya que en distintas partes del edificio pueden haber distintos horarios para la máxima demanda, esto puede llevar a adquirir una bomba de calor mayor a la necesaria.

En resumen, no se puede diseñar un sistema sólo por reglas generales, estas pueden servir en pequeñas instalaciones o como puntos de partida, pero para realizar un diseño adecuado se requieren consideraciones complejas las cuales no serán analizadas en mayor profundidad en este trabajo.

5.5.2.3.2 Emplazamiento de Tubos U

Una vez completado el sondaje se instala el circuito cerrado, el que usualmente tiene forma de U, éstos por lo general se hacen de tubos de polietileno de alta densidad (HDPE) con diámetros de 32 a 40 mm, los que se espacian entre 50 a 60 mm medidos desde los centros de los tubos que bajan y suben. De esta forma el ancho del tubo U es normalmente de 90 a 100 mm, el diámetro del sondaje típicamente es de 125 a 135 mm.

Para prevenir un quiebre térmico entre el tubo que baja y sube el líquido caloportador se debe mantener una distancia entre los tubos para lo cual se usan unos clips espaciadores.

La base con forma U es de un material prefabricado y normalmente tiene más masa de forma de facilitar su instalación al fondo del pozo en caso que exista lodo o agua. Durante la instalación si existe agua en el pozo, para contrarrestar el efecto de flotación del tubo, éste puede ser rellenado con agua.

Una vez que el tubo se encuentra emplazado es una práctica común que los espacios intersticiales sean rellenados con una lechada de cemento, durante este procedimiento para evitar que el tubo U se comprima por la mayor presión a que se le somete puede ser necesario presurizarlo.

Alternativamente a los tubos U, y con el objeto de aumentar la transferencia térmica desde el pozo al circuito, reduciendo así la cantidad requerida de metros de perforación, está el doble tubo U, con dos cañerías para bajar el fluido y dos para subir y el tubo espiral vertical.

Las figuras 5.13 y 5.14 muestran fotos durante el proceso de instalación de los tubos U.



Figura 5.13: Proceso de instalación del tubo U desde el carrete al pozo, el encamisado temporal previene el derrumbe del pozo.

Fuente <http://www.geo4va.vt.edu>



Figura 5.14: Se muestra la instalación de tubos U en dos sondajes. Hay un tercero en perforación, notar que del primer sondaje se retiró el encamisado temporal. Fuente <http://www.geo4va.vt.edu>

5.5.2.3.3 Término del Pozo

En la figura 5.15 podemos apreciar múltiples opciones para la finalización de un pozo:

Abierto, relleno con agua: en este caso el Tubo U se suspende en un relleno de agua al interior del sondaje (esto normalmente en litologías competentes que auto soportan el pozo). El agua entrega un contacto térmico entre la roca y el Tubo U, Aunque el agua tiene una conductividad térmica modesta, la eficiencia de la transferencia de calor se puede mejorar de manera importante por: (i) la formación de celdas convectivas en la columna de agua del sondaje y (ii) la formación de hielo, altamente conductivo, alrededor del circuito y (iii) reemplazo del calor extraído a través del flujo del agua subterránea.

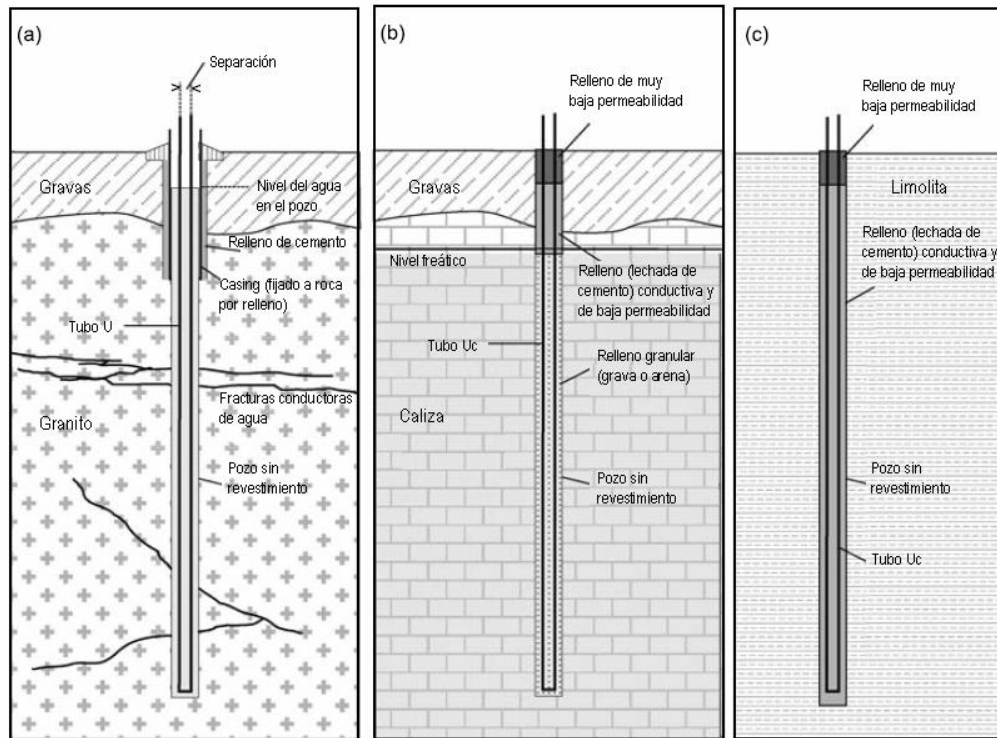


Figura 5.15: diagramas esquemáticos mostrando opciones posibles para la instalación de un tubo U en un sondaje (a) suspendido en agua, (b) relleno con arena o grava, (c) relleno con una lechada térmicamente eficiente. En los casos (a) y (b) el nivel del agua subterránea debe ser alto.

Relleno poroso: El pozo es relleno con arena o grava rica en cuarzo donde la porción superior es sellada con un relleno de cemento (que evita la contaminación desde la superficie). Esto permite que el encamisado temporal sea retirado. La matriz cuarcífera (con alta conductividad térmica) y el agua subterránea que ocupa los espacios intersticiales permiten una transferencia térmica eficiente desde la pared del pozo al tubo U.

Lechada de relleno: El tubo U es fijado con un “relleno térmico”, este debe tener una alta conductividad térmica y baja conductividad hidráulica, este relleno típicamente tiene un alto contenido de cuarzo (alta conductividad térmica) y una matriz de arcilla (baja conductividad hidráulica) o bien bentonita.

En los dos primeros casos debe existir agua subterránea para lograr un buen contacto térmico, en relleno con lechada es la única opción realista en el caso de sondajes secos.

5.5.2.3.4 Flujo del Líquido Caloportador

El caudal del fluido caloportador anticongelante debe cumplir dos criterios:

- Debe ser lo suficientemente caudaloso como para permitir turbulencia al interior del tubo U a la menor temperatura de diseño (mayor viscosidad del líquido caloportador). Si bien esto puede tener un gasto energético mayor mejora notablemente la transferencia de calor desde el sondaje al líquido caloportador.
- Debe transmitir la cantidad de calor requerido por la bomba de calor. Si se asume que la bomba de calor extrae 4°C de temperatura desde el líquido, y tomamos una demanda de 1 kW tenemos que:

$$\frac{(1 - (1/COP_H)) \cdot 1000W}{S_{VCar} \cdot \Delta\theta} = \frac{0.75 \cdot 1000W}{(4000JK^{-1}l^{-1} \cdot 4K)}$$

$$= 0.047 \text{ l} \cdot \text{s}^{-1}$$

≈ 3 l·min⁻¹ por cada kW de demanda.

Es decir, si la demanda a suministrar es 6 kW, necesitaríamos 18 l·min⁻¹, y deberíamos chequear que este flujo genera la turbulencia al interior del tubo U. Esto dependerá del parámetro denominado Número de Reynolds que se calcula a partir del diámetro del tubo y de la viscosidad del fluido.

El bombeo del líquido caloportador es generado por una bomba eléctrica que puede ser parte de la bomba de calor o bien independiente.

En el caso de administrar varios pozos, estos se bombean normalmente en paralelo a través de un manifold, que distribuye a distintos tubos cabezales (figura 5.16).

En estos diseños se debe considerar:

- Alcanzar un flujo turbulento en el circuito que va al sondaje (que facilita la transferencia térmica) y flujo laminar en los tubos cabezales (disminuye la resistencia hidráulica). Para que esto ocurra los tubos cabezales presentan un mayor diámetro y pueden tener aislante térmico.
- La capacidad del sistema de aislar cada circuito por separado en caso que surja algún problema (por ejemplo filtración del líquido caloportador), esto permite tener una operación continua en caso de presentar problemas en uno de los circuitos.
- Obtener flujos similares para cada uno de los circuitos, esto se logra ajustando las válvulas de cada uno de los circuitos en el manifold, esto puede ser un proceso automatizado que dependa de la variación de temperatura o bien instalando bobinas adicionales en el cabezal de cada pozo.



Figura 5.16: Cámara prefabricada manifold para administrar múltiples pozos.
Fuente <http://www.synergyboreholes.co.uk>

Skarphagen (2006) ha argumentado que para mallas grandes de sondajes una configuración tipo pulpo (figura 5.17) es particularmente efectiva, minimizando el largo de cañerías y asegurando flujos balanceados.

5.5.2.4 Costos de Capital

La figura 5.8 muestra los costos reportados para una conjunto de proyectos reales de GSHPs, la mayor parte de ellos el Reino Unido, podemos notar que los costos de capital por kW instalado están en el rango de 400 a 1500 libras, otro antecedente es que a mayor demanda menores son los costos de instalación, esto se puede explicar por el costo decreciente del kW instalado al aumentar el tamaño de la bomba, pero también se puede explicar por los costos de movilización de la máquina de sondajes que disminuyen en grandes instalaciones. Banks, 2008, indica que estos costos deben ser sólo referenciales y que probablemente están subdimensionados, indica además que en un contrato típico de 150.000 libras esterlinas para un sistema de circuito cerrado en sondajes los costos se podrían desglosar en 60% perforación, 20% bomba de calor, 10% mano de obra, 7.5 manifolds, y anticongelante y 2.5% consultoría asociada al diseño.

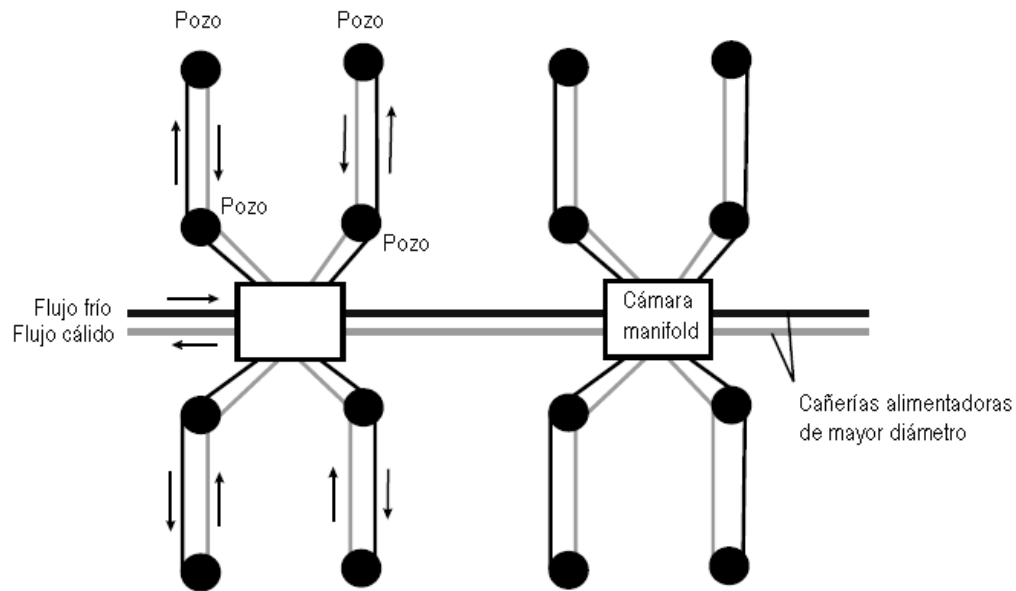


Figura 5.17: Configuración tipo pulpo de circuito cerrado en sondajes alrededor del manifold.

5.5.2.5 Pilotes Energéticos

En algunas construcciones de grandes edificios, por aspectos geotécnicos es necesario realizar pilotes de reforzamiento, esto usualmente miden de 15 a 40 m y tienen diámetros superiores a 1 m, en estos casos el circuito cerrado puede ser adicionado aprovechando la circunstancia.

5.5.2.6 Agua Caliente Sanitaria Obtenida por Bombas de Calor Geotérmicas

Si bien el agua caliente sanitaria puede ser usada a 40°C (temperatura de la ducha), se toman precauciones para evitar la proliferación de legionella, bacteria que prolifera entre los 20 y 45°C, por este motivo es usual que en muchos países esté normada la acumulación de agua caliente sanitaria a una temperatura mayor a 60°C.

El sistema de bombas de calor geotérmicas puede generar agua caliente a 60°C pero la eficiencia del sistema cae significativamente al aumentar la temperatura de entrega.

Si bien existen algunas técnicas para obtener el agua a 60°C no se profundizará en este aspecto ya que necesariamente se sacrifica la eficiencia del sistema.

Una opción en este caso es elevar por otra fuente de calor (por ejemplo una caldera) la temperatura a 60°C del agua precalentada previamente por la bomba de calor.

5.6 Suministro de Calefacción y Refrigeración en Sistemas Complejos

5.6.1 Bombas de Calor Para Proveer Refrigeración

Se mencionó previamente que las bombas de calor pueden ser invertidas cambiando el modo calefacción por modo refrigeración. También se indicó que en grandes edificios, por la relación entre el área de la envolvente y el volumen contenido, se suele tener una situación de demanda de refrigeración mayor a demanda de calefacción.

Otro aspecto analizado es que en el caso de la refrigeración activa podemos tener rendimientos de 20% a 40% más eficientes que la refrigeración convencional (bomba de calor atmosférica) pero existe un gran costo de capital involucrado.

La situación donde la refrigeración activa (donde la bomba de calor disipa el calor en el subsuelo) se vuelve muy atractiva es cuando tenemos cargas similares de consumo de calor y frío, En estos casos el subsuelo puede almacenar el calor desechado en verano el cual se vuelve a extraer en invierno, esta técnica es denominada Almacenamiento Térmico Subterráneo (ASET – B). Si se da la situación en que la carga de frío es mayor que la de calor, podemos equilibrar los flujos disipando el diferencial de calor residual a la atmósfera por medio de torres de enfriamiento.

De esta forma se genera un mayor grado de sustentabilidad del sistema.

5.6.2 Calefacción y Refrigeración Simultáneas

En grandes edificios es muy probable que existan requerimientos simultáneos de calefacción y refrigeración, por ejemplo podemos tener una sala de computación con muchos equipos y personas que están generando calor y que requieren un servicio de refrigeración y podemos tener oficinas en que no existen computadores que tengan pocas personas con escasa movilidad y que tengan una demanda de calor.

Una forma de enfrentar esta demanda es dividiendo el edificio en zonas independientes con sistemas separados de calefacción y refrigeración.

Otra opción a evaluar es intervenir en los dos lados de la bomba de calor. Ya mencionamos que cualquier bomba de calor presenta un lado frío y uno caliente, si suponemos que un edificio tiene una demanda neta de calor pero una sala de computación requiere refrigeración, bastaría con instalar las unidades intercambiadoras de calor (por ejemplo fun coils) en el lado frío de la bomba de calor y antes de que el fluido vuelva a entrar en el sondaje.

El calor residual de la sala de computación no es desechado al subsuelo sino es reutilizado por las zonas del edificio que requieran calefacción.

Un diseño inteligente del sistema puede abaratar los costos de instalación ya que en última instancia el sistema de calefacción neto requerirá menos metros de perforación para proveer la demanda de diseño.

6 *Diseño de Sistemas Abiertos Basados en Agua Subterránea*

Hasta este momento, se revisó el marco teórico en el que opera la geotermia de muy baja entalpía y se expusieron los distintos tipos de sistemas que pueden ser diseñados para la obtención de calor o refrigeración.

En este capítulo se desarrolla con mayor profundidad la teoría y diseño de sistemas abiertos basados en agua subterránea. Para esto se revisarán los tipos de acuíferos presentes en la naturaleza, los diseños utilizados en los pozos de extracción y reinyección, los aspectos que influyen en el rendimiento de los mismos y fuentes para obtener información sobre las características de los acuíferos. Finalmente se analizará la sustentabilidad de la explotación del sistema, el tiempo que toma el agua para transmitirse desde un pozo de reinyección a uno de extracción y la probabilidad y tiempos involucrados en el evento de un quiebre térmico (que el calor reinyectado al acuífero finalmente sea capturado por el pozo de extracción), estos conceptos ayudan a mejorar el diseño de un eventual sistema.

El establecimiento de un sistema abierto de calefacción o refrigeración usando agua subterránea dependerá de la presencia de un acuífero. Un acuífero es un cuerpo o estrato de roca o sedimento que presenta una conductividad hidráulica y capacidad de almacenamiento tales que permiten la explotación económica del agua, en el contexto de estudio el acuífero debe entregar el agua requerida para la demanda de nuestro sistema de calefacción o refrigeración.

6.1 **Problemas Frecuentes en el Diseño de Circuitos Abiertos Basados en Agua Subterránea**

Los problemas habituales asociados al diseño de sistemas de circuito abierto son:

- Falta de profesionales especializados en la materia (hidrogeólogos o ingenieros hidráulicos especializados en aguas subterráneas)
- Exceso de optimismo respecto de las propiedades hidráulicas de los acuíferos, en particular la equivocación frecuente de que si un pozo rinde $5 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ un campo de varios pozos presentará un efecto multiplicativo, lo cual no necesariamente ocurre, si no hay reinyección de agua el rendimiento de los pozos caerá significativamente.
- No considerar la disposición del agua residual.
- No considerar un diseño profesional en el pozo de reinyección.
- No realizar la debida operación y mantención que asegure una larga vida del mismo.
- No considerar que los efectos químicos y microbiológicos del agua pueden afectar el rendimiento de largo plazo del sistema (Bakema, 2001).
- Que un diseño inapropiado genere quiebre hidráulico/térmico, es decir que el agua residual (cálida o fría) reinyectada en un pozo finalmente sea capturada por el pozo de extracción comprometiendo la eficiencia del sistema o su sustentabilidad de largo plazo.

6.2 **Acuíferos, Acuitardos y Fracturas**

Las propiedades críticas de un acuífero son la conductividad hidráulica (K) y la capacidad de almacenamiento(S).

De forma similar a la conductividad térmica vista en ley de Fourier, en la ecuación 6.1, tenemos que la conductividad hidráulica está dada por la ley de Darcy, que describe el flujo del agua a través de un bloque de un material poroso (por ejemplo arena)

$$Z = -KA \frac{dh}{dx} \quad (6.1)$$

Donde Z es el flujo de agua en ($\text{m}^3\cdot\text{s}^{-1}$), K es la conductividad hidráulica del material ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$) o permeabilidad, A es el área de la sección del bloque considerado (m^2), h es la cabeza que equivale a la cota del agua en el punto más elevado (m), x es la distancia en la dirección del nivel decreciente de agua (m) y $\frac{dh}{dx}$ es el gradiente de cabeza (adimensional).

La capacidad de almacenamiento (S) se refiere a la cantidad de agua (en m³) que puede liberar (o tomar) el acuífero en respuesta a una disminución (o aumento) de 1m en la cabeza. Sedimentos tales como arenas y gravas y rocas tales como areniscas porosas constituyen generalmente muy buenos acuíferos y son llamados acuíferos de medio poroso o acuíferos de flujo intergranular, estos tienen una alta conductividad hidráulica (Tabla 6.1) y una porosidad respetable lo que implica una relativamente alta capacidad de almacenamiento (S). En estos acuíferos el agua fluye a través de la porosidad, mientras más alta es la conectividad de la misma mayor es el valor de la conductividad hidráulica K.

Sedimentos finos como limos o arcillas pueden presentar una alta porosidad pero con espacios muy pequeños y con escasa conectividad entre ellos lo que en definitiva se manifiesta en una baja conductividad hidráulica, cuando el rendimiento de un pozo es pobre al acuífero se le denomina acuitardo.

Algunas veces, en particular en rocas cristalizadas tales como granitos, pizarras o gneises, que prácticamente no presentan porosidad interconectada se pueden tener altos rendimientos (cientos a miles de litros de agua por hora) debido al fracturamiento interconectado de la roca.

	Porosidad (n) %	Rendimiento Específico (Sy) %	Conductividad Hidráulica (K) m/s
Arcilla	30-60	1-10	10 ⁻¹² - 10 ⁻⁸
Limo	35-50	5-30	10 ⁻⁹ - 10 ⁻⁵
Arena	25-50	10-30	10 ⁻⁷ - 10 ⁻³
Gravas	20-40	10-25	10 ⁻⁴ - 10 ⁻¹
Arenisca	5-30	5-25	10 ⁻⁹ - 10 ⁻⁴
Rocas cristalinas no meteorizadas (granitos, esquistos, gneises)	<1	<1	10 ⁻¹³ - 10 ⁻⁵
Basalto	<1-50	<1-30	10 ⁻¹³ - 10 ⁻²
Tiza	10-45	0.5-5	10 ⁻¹⁰ - 10 ⁻⁶

Tabla 6.1: Resumen de propiedades hidráulicas de sedimentos y rocas frecuentes.
Fuente: Banks, 2008, (basado en Doménico y Schwartz, 1990, Allen et al., 1997, Fetter, 2001; Olofsson, 2002; Mistear et al., 2006)

Finalmente en calizas y dolomitas, las cualidades de de conductividad hidráulica son más bien bajas pero la característica soluble de la roca hacen que las fracturas se vayan agrandando a través del tiempo, alcanzando varios milímetros o centímetros, lo que finalmente permite tener una alta conductividad hidráulica por esta razón.

6.3 Transmisividad

Mientras que la conductividad hidráulica (K) es una propiedad intrínseca del material que compone el acuífero, la transmisividad (T) es una propiedad extrínseca.

La transmisividad describe la habilidad del acuífero, como unidad geológica, de transmitir el flujo de agua, esta se define como o el producto de la conductividad hidráulica (K) y el grosor (D) del acuífero.

$$T = K \cdot D \quad (6.2)$$

Sus unidades son $\text{m}^2 \text{ días}^{-1}$ o $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$, si consideramos la ley de Darcy (ecuación 6.1):

$$Z = -KA \frac{dh}{dx} \quad (6.3)$$

Se puede apreciar que si se aumenta el espesor del acuífero al doble (aumentando la sección A al doble) podemos tener el doble del flujo de agua, asumiendo el mismo gradiente de cabeza.

Si $A = D \cdot w =$ área de la sección del bloque de material considerado (m^2), $w =$ ancho del acuífero considerado (m), al expresar la ecuación en términos de la transmisividad tenemos que:

$$Z = -T \cdot w \cdot \frac{dh}{dx} \quad (6.4)$$

Como punto de interés también se puede definir la transmisividad de fracturas T_f , en una situación ideal de fracturas planas y paralelas, con caras suaves y apertura constante b_a (Snow, 1969; Walsh, 1981; Misstear et al., 2006) se tiene que:

$$T_f = \frac{\rho_w g b_a^3}{12 \mu_w} \approx 629000 b_a^3 \quad (6.5)$$

Donde T_f está en $\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ y b_a en m, ρ_w es la densidad del agua ($\approx 1000 \text{ kg m}^{-3}$), g es la aceleración de gravedad (9.81 ms^{-2}) y μ_w es la viscosidad dinámica del agua ($\approx 0.0013 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$). Queda claro la enorme dependencia de la transmisividad de fracturamiento de la apertura de las fracturas.

6.4 Acuíferos Confinados y No Confinados

Un acuífero confinado es un estrato transmisivo de sedimentos o roca que es sobreyacido por un acuitardo de baja permeabilidad y donde la cabeza del agua subterránea (cota que alcanza el agua subterránea al ser interceptada por un pozo) se define en un nivel superior que la cota máxima del acuífero.

El agua colmata el acuífero y se encuentra bajo un exceso de presión.

Se define como superficie piezométrica del agua subterránea la que une todos los puntos de cabeza en cualquier lugar del acuífero. El gradiente de esta superficie es denominado gradiente hidráulico o gradiente de cabeza. Esta medida controla la dirección y tasa de los flujos de agua de acuerdo con la ley de Darcy.

Si la superficie piezométrica está sobre el nivel del suelo, al construir un pozo que intercepta el acuífero este será artesiano.

Un acuífero no confinado no está sometido a un exceso de presión ya que no es sobreyacido por un acuitardo (figura 6.1), su nivel de agua es libre, la recarga por aguas lluvias normalmente ingresa por los niveles superiores. La porción no saturada del acuífero se denomina zona vadosa, mientras que la porción saturada se denomina zona freática.

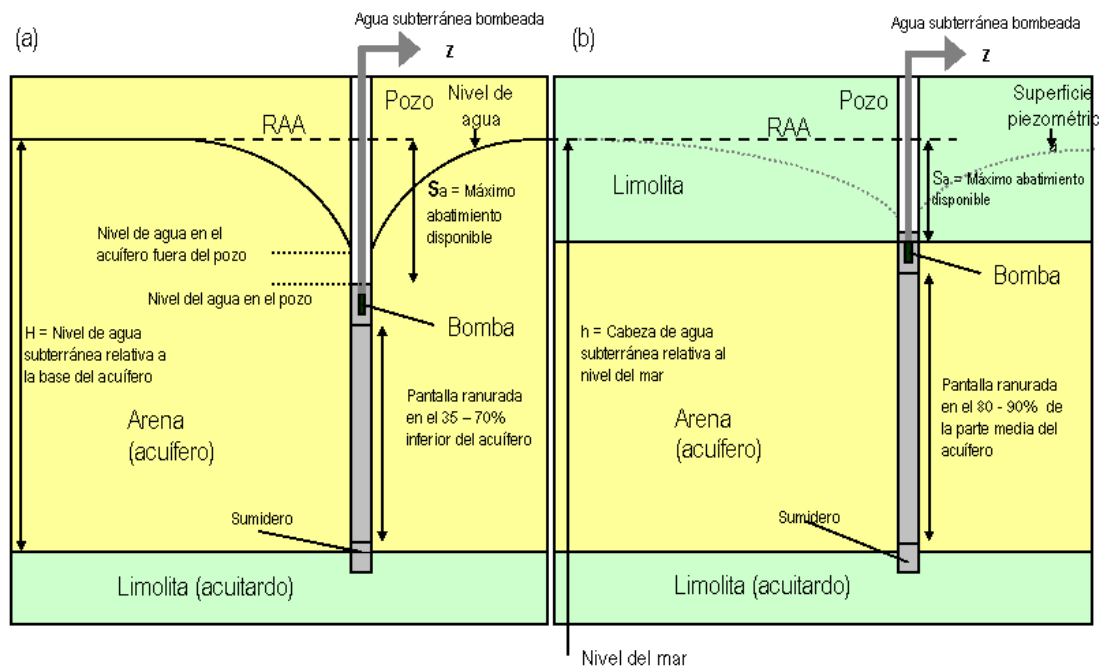


Figura 6.1: Diagramas esquemáticos de (a) acuífero no confinado y (b) acuífero confinado. Se ilustran ubicaciones típicas de encamisado ranurado. s_a es el abatimiento máximo disponible. RAA es nivel del resto de agua.

La transmisividad de un acuífero no confinado está dada por la ecuación 6.2, el grosor del acuífero (D) puede cambiar con la variación estacional del nivel freático o si existe un pozo de extracción.

Mientras la transmisividad de un acuífero confinado es normalmente constante, el de un acuífero no confinado puede variar estacionalmente o con la extracción.

El Coeficiente de Almacenamiento en un acuífero no confinado se denomina Rendimiento Específico (S_Y) El rendimiento específico de un acuífero es la relación entre la cantidad de agua que puede drenar libremente el material y el volumen total de la formación, resultando siempre menor que la porosidad total, y asociado al concepto de porosidad específica (n_e). Si el nivel freático cae 1 m, una cantidad del agua liberada estará relacionada a la porosidad (n), pero en la práctica habrá siempre una proporción del agua que no podrá ser drenada ya sea por gravedad o bien por quedar adherida a la superficie de las cavidades porosas o en poros ciegos (no conectados), de esta forma, si tomamos una sección del acuífero tenemos que:

$$S_Y < n \quad (6.6)$$

La medida de S_Y es adimensional (m^3 de agua por m^2 de área por m de declinación) y se exponen en la tabla 6.1.

En acuíferos confinados, la cantidad agua liberada de cada metro cúbico del acuífero si la cabeza cae 1 m es llamada Almacenamiento Específico (S_S). En este caso el acuífero no es pierde agua cuando cae la cabeza, el agua es liberada debido a la muy baja respuesta elástica en el agua y en la matriz del acuífero. El S_S en acuíferos confinados es muy pequeño (10^{-5} a $10^{-6} m^{-1}$). La unidad es m^3 de agua por m^3 de acuífero por m de caída en la cabeza o bien m^{-1} . Podemos integrar el almacenamiento específico sobre todo el grosor del acuífero obteniendo un coeficiente de almacenamiento total del acuífero (S), esta es la cantidad de agua liberada en m^3 , por cada m^2 de área por m de caída de la cabeza (adimensional). Mientras S_S no depende mayormente de la litología, S depende fuertemente del grosor del acuífero y está dado por:

$$S = S_s \cdot D \quad (6.7)$$

6.5 Diseño del Pozo de Extracción en Acuíferos Confinados y No Confinados

6.5.1 Acuíferos Confinados

En acuíferos confinados porosos (arenas, gravas, areniscas pobremente cementadas), es normal considerar pantallas ranuradas en la mayor proporción del acuífero como sea posible, de forma de poder maximizar el rendimiento de extracción del agua, Driscoll (1986) sugiere cubrir alrededor

del 90% del espesor del acuífero con pantallas ranuradas, mientras que en las zonas de contacto con acuitardos arcillosos considera sólo un encamisado normal, esto para evitar que los sedimentos arcillosos de los acuitardos inferiores y superior migren a través de los poros del acuífero logrando ingresar al pozo. En los casos en que el rendimiento requerido del pozo sea bajo, que el acuífero sea transmisivo y relativamente grueso (>100 m), tendremos la opción de no perforar hasta la base del acuífero, esto disminuirá la eficiencia hidráulica del pozo pero se ahorrarán importantes costos de perforación.

Si el acuífero está constituido de un material bien litificado (por ejemplo areniscas, calizas, granito) el pozo puede ser completamente abierto (sin la pantalla ranurada), en estos casos es normal contemplar un encamisado en la parte superior (asociada al acuitardo).

Si existe una sospecha sobre un potencial pozo artesiano, previo al alcanzar el acuífero y en el acuitardo es conveniente fijar un tramo de encamisado con una lechada de cemento, la perforación continúa a través del tapón construido con un diámetro menor, este procedimiento asegura que no habrá comunicación hidráulica entre la superficie (o cualquier acuífero sobreyacente) y el acuífero objetivo. Esto también permite controlar un eventual flujo artesiano.

Durante el bombeo de un acuífero confinado es una buena práctica no permitir que este se comience a vaciar, para esto el nivel de bombeo del agua siempre debe estar por sobre el nivel más alto del acuífero, no respetar esta política produce la introducción de aire en un ambiente previamente anaeróbico lo que genera una serie de reacciones químicas no deseables tales como la oxidación de minerales de sulfuros, oxidación y precipitación de fierro, y estimulación del crecimiento bacteriano. En la práctica esto significa que el máximo abatimiento admitido (s_a) es la diferencia entre el nivel piezométrico y el techo del acuífero. Muchas veces esta norma no es cumplida, lo que en definitiva puede acortar la vida útil del pozo o bien perjudicar su rendimiento.

6.5.2 Acuíferos No Confinados

En un acuífero no confinado el nivel de agua se reduce en el pozo producto de su extracción (figura 6.1), este nivel rara vez será mayor al 50% del espesor del acuífero, pero puede oscilar en el rango de 30 a 65% del espesor del acuífero.

Para el diseño de las pantallas ranuradas en sedimentos homogéneos y pobremente consolidados existen dos líneas de pensamiento, la primera privilegia el hecho de que el encamisado ranurado siempre se exponga a un

ambiente reductor (bajo el agua), con lo cual se protege a la misma de riesgo de corrosión e incrustaciones bacterianas o químicas, la segunda es partidaria de instalar la pantalla ranurada en toda el área saturada del acuífero, aceptando que la parte superior de la pantalla se verá afectada por la continua exposición a la variación del nivel de agua deteriorándose con el transcurso del tiempo. La elección entre una opción o la otra dependerá en gran medida de los costos del encamisado normal y el encamisado ranurado, en caso de no existir una gran diferencia se privilegiará la segunda opción.

Si el acuífero no es homogéneo pero contiene horizontes de alta transmisividad, las zonas en que se instala la pantalla ranurada deben coincidir con dichos horizontes. Si el rendimiento requerido es pequeño y al acuífero es altamente transmisivo (o bien el acuífero es muy grueso) se podrá optar por no perforar hasta la base del mismo.

En acuíferos litificados o de rocas cristalizadas se puede considerar un pozo abierto (sin encamisado), no obstante esto es habitual fijar un encamisado corto en la parte superior de forma de evitar una eventual contaminación desde superficie.

6.6 Diseño del Rendimiento, Profundidad y Abatimiento

Usando las ecuaciones 4.7 y 5.8-5.12 establecidas previamente, podemos obtener el bombeo de agua necesario para cumplir con una carga determinada de calefacción o refrigeración.

Cuando bombeamos en un pozo de extracción la superficie piezométrica sufre una depresión alrededor del pozo de extracción, creando un campo de flujo radial y gradiente hidráulico hacia el pozo de extracción, el área en que los niveles de agua caen es llamada cono de depresión, y la diferencia vertical entre la superficie piezométrica inicial y la nueva es denominada abatimiento.

Charles V. Theis dedujo en 1935 una fórmula para el flujo radial transiente (dependiente del tiempo) del agua subterránea hacia el pozo de extracción. La fórmula entrega la relación entre la transmisividad del acuífero (T), tasa de extracción del agua (Z), coeficiente de almacenamiento (S), abatimiento (s) a una distancia radial dada (r) del pozo de extracción, a un tiempo dado de desde que comenzó el bombeo.

$$s = \frac{Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot W(u) \quad (6.8)$$

Donde $W(u)$ es una función conocida como función de pozo de Theis:

$$W(u) = -0.5772 - \ln u + u - \frac{u^2}{2.2!} + \frac{u^3}{3.3!} - \frac{u^4}{4.4!} + \frac{u^5}{5.5!} - \dots \quad (6.9)$$

Y

$$u = \frac{r^2 \cdot S}{4 \cdot T \cdot t} \quad (6.10)$$

El término polinomial $W(u)$ converge rápidamente y usualmente puede ser calculado considerando los primeros 5 términos exponenciales (previo chequeo de la convergencia), permitiendo el cálculo del abatimiento (s) para parámetros dados r , T , S y t , también se puede inferir desde la fórmula que:

- El rendimiento del pozo (Z) es aproximadamente proporcional a la transmisividad (T)
- El abatimiento (s) es aproximadamente proporcional a tasa de extracción (Z)
- El abatimiento es inversamente proporcional a la transmisividad
- El abatimiento se incrementa con el tiempo de bombeo
- El abatimiento decrece a mayor distancia desde el pozo de extracción

Cooper y Jacob (1946) dan cuenta que la ecuación de Theis puede ser drásticamente simplificada si se asume un "u" pequeño (opiniones van de 0.01 a 0.05), en este caso todos los términos de potencias altas pueden ser despreciados con lo cual la ecuación se reduce a:

$$s = \frac{Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \left[-0.5772 - \ln \left(\frac{r^2 S}{4 \cdot T \cdot t} \right) \right] = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T \cdot t}{r^2 \cdot S} \right) \quad (6.11)$$

O

$$s = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T}{r^2 \cdot S} \right) + \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} t \quad (6.12)$$

Podemos apreciar que:

- Cuando u es pequeño (r es pequeño o t es grande), el abatimiento se incrementa en proporción al $\log_{10}(t)$
- Cuando u es pequeño, el abatimiento decrece en proporción al $\log_{10}(r)$.

En la situación hipotética de un acuífero infinito y homogéneo considerado por Theis, el cono de depresión se continúa expandiendo por siempre, en un acuífero real este se continúa expandiendo hasta que: (Theis, 1940; Bredehoeft et al., 1982)

- Se induce suficiente recarga (es decir el gradiente vertical de cabeza generado causa el flujo del agua desde humedales, arroyos o lagos)
- Se captura una descarga de aguas subterráneas suficiente, disminuyendo la tasa de extracción desde el pozo.

Lo que genera un balance entre la cantidad de agua que está siendo extraída y la que está siendo repuesta logrando una situación de estado estacionario del cono de depresión.

Adolph Thiem (1887) estableció una solución para la condición estacionaria del cono de depresión alrededor de un pozo de extracción estableciendo la siguiente ecuación diferencial:

$$Z = -2\pi \cdot r \cdot T \frac{dh}{dr} \quad (6.13)$$

Donde h es la cabeza del agua y r es la distancia radial desde el pozo de extracción. Si integramos entre dos distancias radiales r_1 y r_2 .

$$h_2 - h_1 = s_1 - s_2 = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot T} \ln \frac{r_2}{r_1} \quad (6.14)$$

donde h_1 y h_2 son las cabezas a estos radios y s_1 y s_2 son los abatimientos. Si consideramos el pozo de extracción como uno de los puntos, podemos decir que el abatimiento esperado en el pozo para la tasa de extracción Z es s_w , donde r_w es el radio del pozo de extracción.

$$s_w - s_2 = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot T} \ln \frac{r_2}{r_w} \quad (6.15)$$

Logan (1964) ideó una de las aproximaciones más famosas en hidrogeología al buscar un $r_2 = r_e$ tal que el abatimiento s_2 fuera efectivamente 0, adicionalmente asume que (r_e/r_w) es normalmente similar a 2000. Así obtiene la Aproximación Logan para una tasa de extracción Z y abatimiento s_w en un pozo de extracción.

$$T = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot s_w} \ln \frac{r_e}{r_w} = 1.22 \frac{Z}{s_w} \quad (6.16)$$

A pesar de la gruesa aproximación realizada esta ecuación constituye un buen punto de partida para establecer una relación entre la transmisividad y el rendimiento del pozo.

Lo anterior se puede aplicar al diseño de un pozo de extracción, si conocemos la transmisividad del acuífero y hemos definido un máximo abatimiento permitido en el pozo (por ejemplo el techo de la pantalla ranurada), podemos estimar el máximo rendimiento que podemos esperar en el pozo. Por otro lado si el acuífero tiene un gran espesor y es muy transmisible podemos estimar cuanto debemos penetrar (D) en el acuífero para alcanzar un rendimiento (Z). Como la transmisividad es el producto de

la conductividad hidráulica (K) y el espesor efectivo del acuífero, y asumiendo que el pozo es hidráulicamente eficiente podemos decir que:

$$K \cdot D = 1.22 \frac{Z}{s_w} \text{ o } D = 1.22 \frac{Z}{K \cdot s_w} \quad (6.17)$$

En este caso el pozo puede no alcanzar la máxima eficiencia hidráulica que le proveería llegar al máximo espesor del acuífero, el abatimiento para un rendimiento determinado puede ser mayor, de esta forma sacrificamos costos de operación (electricidad o combustible para la bomba) por un menor costo de capital (pozo más superficial).

Ejemplo

Si se asume un pozo de 27 metros de profundidad con la bomba ubicada a 25 m de profundidad, el nivel natural del agua subterránea se ubica a 15 metros de profundidad lo que implica un abatimiento disponible de 10 m, se asume una transmisividad de $500 \text{ m}^2 \text{ día}^{-1}$ y un coeficiente de almacenamiento de 0.08.

Si el pozo tiene un radio de 0.1 m y es bombeado a una tasa de $10 \text{ l} \cdot \text{s}^{-1}$ ($864 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}$) durante $8 \text{ h} \text{ día}^{-1}$ a través de una temporada de calefacción (invierno) de 5 meses.

Se aplica la ecuación de Cooper-Jacob dos veces, en el primer caso asumiendo Z como el promedio de extracción de toda la temporada de invierno $3.3 \text{ l s}^{-1} = 288 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}$ y usando un valor de $t=150$ días.

$$s_w = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T \cdot t}{r_w^2 \cdot S} \right) = \frac{2.30 \cdot 288}{4 \cdot \pi \cdot 500} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot 500 \cdot 150}{0.1^2 \cdot 0.08} \right) = 0.9 \text{ m}$$

En el segundo caso asumimos Z durante la demanda máxima, $864 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}$ y t al final del peak diario de extracción = $8 \text{ h} = 0.33$ días, esta situación es la más desfavorable de un día de invierno.

$$s_w = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T \cdot t}{r_w^2 \cdot S} \right) = \frac{2.30 \cdot 864}{4 \cdot \pi \cdot 500} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot 500 \cdot 0.33}{0.1^2 \cdot 0.08} \right) = 1.8 \text{ m}$$

De lo anterior podemos inferir que usando una tasa de extracción promedio para toda la temporada de invierno no deberíamos esperar un abatimiento mayor a 0.9 m. Aun si sobreimpusiéramos la máxima demanda diaria no deberíamos esperar un abatimiento mayor a 3 m en total lo que está bien dentro le abatimiento disponible de 10 m aun permitiendo ineficiencias hidráulicas.

Si aplicamos la aproximación de Logan para la tasa de extracción promedio de la temporada tenemos que

$$s_w = 1.22 \frac{Z}{T} = 1.22 \times 288/500 = 0.7\text{m}$$

Usando la tasa de bombeo en el horario peak tenemos

$$s_w = 1.22 \frac{Z}{T} = 1.22 \times 864/500 = 2.1 \text{ m}$$

6.7 Pozos Reales y Acuíferos Reales

En las aproximaciones analíticas antes expuestas se asume que la extracción es 100% eficiente desde el punto de vista hidráulico y que el acuífero es ideal, esto es confinado, infinito, homogéneo e isotrópico, lo que no es posible encontrar en un contexto geológico realista.

Ningún pozo es 100% eficiente desde el punto de vista hidráulico. En un pozo real la turbulencia, resistencia hidráulica causada por la pantalla ranurada y otros factores contribuyen a lo que se denomina pérdidas del pozo (figura 6.2). Estas pérdidas generalmente aumentan, en forma no lineal, en la medida que aumenta la tasa de extracción (Z). Mientras la aproximación de Logan predice una proporcionalidad simple entre el abatimiento y rendimiento del pozo (Bierschenk, 1963; Hantush, 1964) indican que una aproximación más realista es:

$$s_w = BZ + CZ^n = \left(\frac{1.22}{T} + B' \right) \cdot Z + CZ^n \quad (6.18)$$

Donde B representa las pérdidas lineales de la cabeza. Estas son de carácter natural explicándose por la resistividad hidráulica del acuífero y en menor medida puede incluir un pequeño componente de pérdidas del pozo las que llamamos B'. C representa pérdidas no lineales (típicamente pérdidas del pozo), n es una potencia que típicamente es similar a 2.

En una aproximación práctica es usual usar una versión modificada de la aproximación de Logan modificando el coeficiente de 1.22 a 2 (Misstear et al., 2006), esto como una forma de tomar en cuenta las posibles pérdidas del pozo.

$$Z = \frac{T \cdot s_w}{2} \quad (6.19)$$

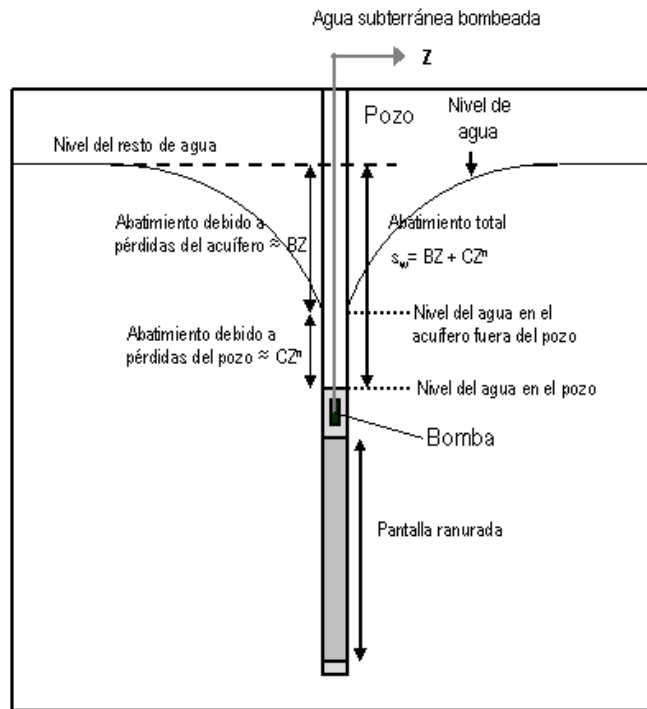


Figura 6.2: Pozo de extracción real, mostrando factores de pérdida hidráulica del acuífero y del pozo.

La aproximación antes expuesta sólo debe ser usada como referencia en una etapa preliminar, no para una etapa de diseño.

Las ecuaciones contempladas anteriormente asumen un acuífero confinado, podemos hacer uso de las mismas si es que el abatimiento calculado es pequeño en comparación con el espesor total del acuífero. Si este no es el caso la transmisividad del acuífero se puede reducir significativamente debido al menor espesor disponible de acuífero saturado causado por el abatimiento, con esto se corre el riesgo de subestimar el abatimiento esperado o sobreestimar el rendimiento del pozo.

La ecuación análoga a la Thiem (6.14) para un acuífero no confinado es:

$$H_2^2 - H_1^2 = \frac{Z}{\pi \cdot K} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) \quad (6.20)$$

Donde H_1 y H_2 son las elevaciones de los niveles de agua relativos a la base del acuífero a los radios r_1 y r_2 .

6.8 Fuentes de Información

Las aproximaciones que se logran a través de las fórmulas expuestas asumen conocer algunas propiedades del acuífero.

La mejor aproximación para realizar un pronóstico sobre el rendimiento del pozo es obtener información de un pozo cercano en el mismo acuífero. La información normalmente incluye descripción de los sedimentos o rocas encontradas y pruebas de bombeo.

En caso de no existir pozos en la vecindad del objetivo, se puede interpolar la información de fuentes más lejanas o bien deducir sus propiedades. En muchos acuíferos, especialmente en acuíferos de rocas sedimentarias, a menudo las variaciones son graduales, de forma que se pueden construir mapas del factor analizado, por ejemplo la transmisividad. Estas variaciones espaciales pueden estar relacionadas a cambios sistemáticos en el tamaño de los granos o facies sedimentológicas, o bien pueden estar relacionados a factores geológicos estructurales o incluso a procesos de meteorización recientes.

En los países donde la geotermia de muy baja entalpía es relevante los servicios geológicos han publicado datos de los acuíferos más importantes incluyendo mapas de las propiedades hidráulicas, distribuciones estadísticas de los pozos, y las propiedades de los acuíferos y contienen detalles de las pruebas de bombeo. Estas publicaciones permiten tener una excelente base para los potenciales dueños de pozos, si la información nos permite inferir la transmisividad podemos realizar pronósticos acerca del rendimiento para el pozo propuesto con las ecuaciones ya expuestas.

Si la información disponible es inadecuada y se planea un campo de pozos de alto costo de capital, es recomendable perforar un pozo piloto donde se puede realizar una prueba de bombeo. Este pozo entregará información específica sobre el acuífero y si es exitoso puede ser incorporado en el esquema final de calefacción o enfriamiento.

6.8.1 Pruebas de Bombeo

En un test de bombeo típicamente se extrae agua a una tasa constante (Z), midiendo continuamente el abatimiento (s) y el tiempo transcurrido (t), esto se puede realizar en el pozo mismo y/o en un pozo de observación ubicado a una distancia (r) del pozo de extracción. Con estos datos podemos desarrollar una solución inversa para una de las ecuaciones ya expuestas infiriendo datos de transmisividad (T) y capacidad de almacenamiento (S).

Las ecuaciones ya desarrolladas son :

- Ecuación de Theis, Ecuación 6.8-6.10
- Aproximación de Cooper- Jacob, Ecuación 6.12
- El método de Hantush (1964) y Bierschenk (1963), Ecuación 6.18, asumiendo $n=2$
- La aproximación de Logan, Ecuación 6.16-6.19
- Una variante más compleja de la ecuación de Theis, tomando en cuenta las desviaciones que pueden existir respecto de un acuífero ideal.

Un test típico de bombeo normalmente comprenderá varias fases (mistear et al., 2006):

Test a Tasa de Extracción Constante:

En este test el pozo es bombeado a una tasa constante (usualmente Z_d) por un periodo típicamente de 24 a 72 horas. La evolución del abatimiento es monitoreada en el pozo de extracción o en el pozo de observación o en ambos. Desde el set de datos se puede obtener (por medio de una solución inversa de la ecuación de Cooper-Jacob) un valor de transmisividad. Matemáticamente también se puede obtener el coeficiente de almacenamiento (S), aunque para una mayor confiabilidad del mismo es conveniente medirlo en un pozo de observación dedicado más que en el mismo pozo de extracción.

Test Escalonado:

El pozo es bombeado a una tasa (Z_1) por un periodo corto (normalmente dos horas) luego de lo cual se mide el abatimiento (s_{w1}) en el pozo de extracción, luego de este primer paso se espera hasta que el pozo recupere la condición de descanso, realizando una segunda prueba a una mayor tasa de extracción (Z_2), luego de aplicar el bombeo durante dos horas se mide nuevamente el abatimiento (s_{w2}), el proceso normalmente se repite hasta enterar cuatro etapas, las tasas de extracción típicamente, dependiendo del rendimiento de diseño (Z_d) se establecen como $0.33x Z_d$, $0.67x Z_d$, Z_d y $1.33 Z_d$, alternativamente se puede desarrollar un test continuo donde la tasa de bombeo se sube a la siguiente tasa al final de cada periodo obviando el periodo de recuperación. Esto ayuda a acortar el tiempo efectivo de la prueba de bombeo pero los resultados son un poco más difíciles de interpretar, en ambos casos y al final de cada periodo tenemos los rendimientos $Z_1...Z_4$ con sus correspondientes abatimientos $s_{w1}...s_{w4}$ lo que permite obtener una curva de abatimiento vs tasa de extracción (figura 6.3) y así predecir para cualquier tasa de extracción el abatimiento correspondiente luego de dos horas de bombeo. La forma convexa de la curva implica que para tasas de extracción mayores podemos obtener abatimientos muy grandes. Esto nos indica que la eficiencia del pozo decrece con el aumento de la tasa de extracción. Si se consideran acuíferos no confinados delgados una curva no lineal convexa puede ser generada por la

menor transmisividad del acuífero debido a la deshidratación generada por la tasa de extracción creciente.

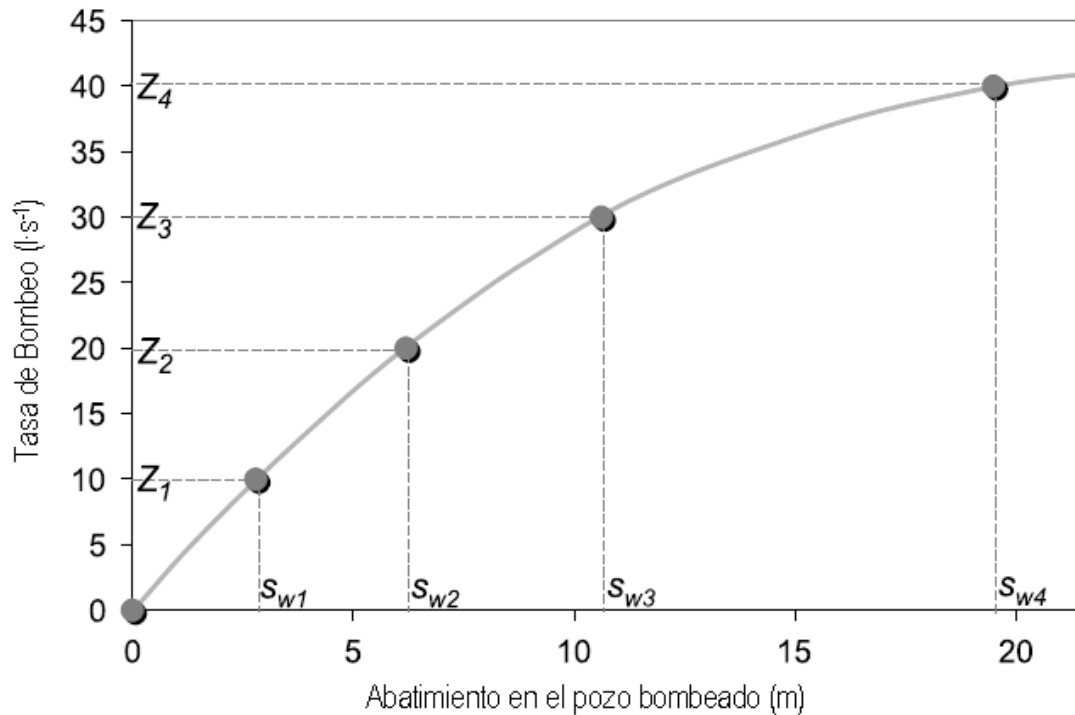


Figura 6.3: Tasa de extracción vs abatimiento en una prueba de bombeo en pasos.

Para cualquier tasa de extracción Z es posible predecir el abatimiento luego de dos horas de bombeo. Fuente Banks, (2008).

Test de Sustentabilidad o Medioambiental:

Este test típicamente es de mayor plazo, el cual puede durar desde varios días hasta varios meses, dependiendo del tamaño y la importancia del esquema de campo de pozos. Si el esquema de calefacción es diseñado doble (pozo de extracción y reinyección) es conveniente reinyectar el agua extraída durante la prueba de modo de simular las condiciones operacionales. Durante la prueba se busca asegurar que el rendimiento de diseño puede ser soportado por un largo periodo de tiempo y que no existe un impacto a otros usuarios del acuífero (causado por el abatimiento o tasa de extracción o bien por la sobreposición del agua reinyectada) o bien a las características medioambientales del agua subterránea. También es posible monitorear (en un esquema de calefacción o refrigeración) las temperaturas de extracción y reinyección del agua lo que permite asegurar que no esté ocurriendo un quiebre térmico. Adicionalmente se pueden monitorear temperaturas en ríos y vertientes cercanas, pozos adyacentes o pozos de observación de modo de asegurar que no se esté causando un nivel inaceptable de variación térmica. Por último se pueden monitorear las superficies aledañas a edificaciones o estructuras buscando efectos de asociados a la extracción y reinyección de agua subterránea.

A través de un programa de test de bombeo, se puede además tomar muestras de agua subterránea para realizar análisis físicos, químicos y microbiológicos. Los que puede prever corrosión, incrustación y ensuciamiento biológico.

Durante la campaña de terreno por medio de equipos de medición portátiles o kits se pueden obtener pH, temperatura, conductividad eléctrica, oxígeno disuelto (o potencial redox, Eh), alcalinidad, turbidez, y tal vez CO₂ disuelto.

En laboratorio se pueden obtener cationes mayores, aniones mayores, otros metales, análisis microbiológicos entre otros análisis.

6.8.2 Datos Estadísticos Desde Rocas Duras

En algunos acuíferos, especialmente los de rocas cristalizadas (granitos, cuarcitas, gneisses, algunos tipos de calizas y mármoles), las propiedades hidráulicas no varían geográficamente de una forma predecible, esto por su dependencia de estructuras secundarias (fracturas e intersecciones) más que primarias. En estas casos no se puede recurrir a cálculos determinísticos, la mejor aproximación es acudir a datos estadísticos de rendimientos alcanzados y calidad del agua en los mismos tipos de roca (Banks and Robins, 2002; Banks et al., 2005)

6.9 Múltiples Pozos en un Acuífero

Cuando no es posible alcanzar el rendimiento requerido con un pozo de extracción será necesario recurrir a más pozos. En este caso no es extrapolable el rendimiento que puede tener un pozo a los demás, esto por múltiples razones:

- El acuífero puede no recibir la suficiente recarga que permita suministrar el total de la extracción necesaria.
- Las propiedades hidráulicas del acuífero no permiten transmitir el flujo total requerido.
- Los pozos del campo de pozos interfieren hidráulicamente unos con otros.
- Por otra parte si el diseño del campo contempla pozos de reinyección del agua al acuífero original el rendimiento alcanzable puede ser mayor que si se consideran sólo pozos de extracción.

De forma simple, si tenemos un campo de tres pozos idénticos (A, B y C) alineados y espaciados cada 30 metros, sin contemplar pozos de reinyección. El abatimiento es una propiedad aditiva, de esta forma el abatimiento del pozo central B no es sólo el que se obtiene de las ecuaciones de Theis o

Cooper – Jacob, se deben sumar los abatimientos proyectados de los pozos A y C.

En otras palabras, el abatimiento en cualquier pozo dado dentro de un campo de pozos de extracción es mayor al que hubiéramos esperado para el mismo pozo a la misma tasa de extracción sin la acción de los demás pozos. De esta forma el rendimiento de cada pozo en un campo de pozos será menor a que hubiéramos proyectado si los pozos actuaran solos.

6.9.1 Pozos de Extracción e Inyección

Un pozo de inyección puede ser considerado como un pozo de extracción negativo, en las ecuaciones de Theis, Cooper-Jacob o Logan se usa $-Z$ como tasa de extracción lo que resulta en un valor negativo de abatimiento, espacialmente esto es un cono de elevación del agua sobre el nivel piezométrico del agua (Figura 6.4).

Considerando que los abatimientos o elevaciones son aditivas si se tiene un sistema doble de extracción y reinyección como el expuesto en la figura 6.4 con pozos de radio r_w , separados a una distancia L , La ecuación relevante para el abatimiento en el pozo de extracción (s_w) considerando un bajo valor de u (es decir una alta transmisividad) es:

$$s_w = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T}{r_w^2 \cdot S} \right) - \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T}{L^2 \cdot S} \right) + \frac{2.30 \cdot (Z - Z)}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} t \quad (6.21)$$

Notamos que el término que es dependiente del tiempo transcurrido es cero, en una situación estacionaria el abatimiento y flujo se deberían elevar, el abatimiento en el pozo de extracción es menor que el que debiéramos obtener el caso de tener sólo el pozo de extracción y está dado por Gringarten (1978):

$$s_w = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{L^2}{r_w^2} \right) = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot T} \cdot \ln \left(\frac{L}{r_w} \right) \quad (6.22)$$

La elevación generada en el pozo de inyección debe ser $-s_w$ si el pozo de inyección es completamente eficiente desde el punto de vista hidráulico.

6.9.2 Pozos de Inyección

En teoría un pozo de inyección es una imagen negativa de un pozo de extracción. La reinyección del agua genera una elevación del agua subterránea en vez del abatimiento, la elevación disponible puede ser una restricción mayor del sistema, esta se define como la diferencia entre el nivel del resto de agua en el sistema y la superficie (figura 6.4), al inyectar una cantidad de agua tal que la elevación sea mayor a la disponible se debe

considerar la inyección de agua a exceso de presión en un pozo sellado o bien usar un mayor número de pozos de inyección.

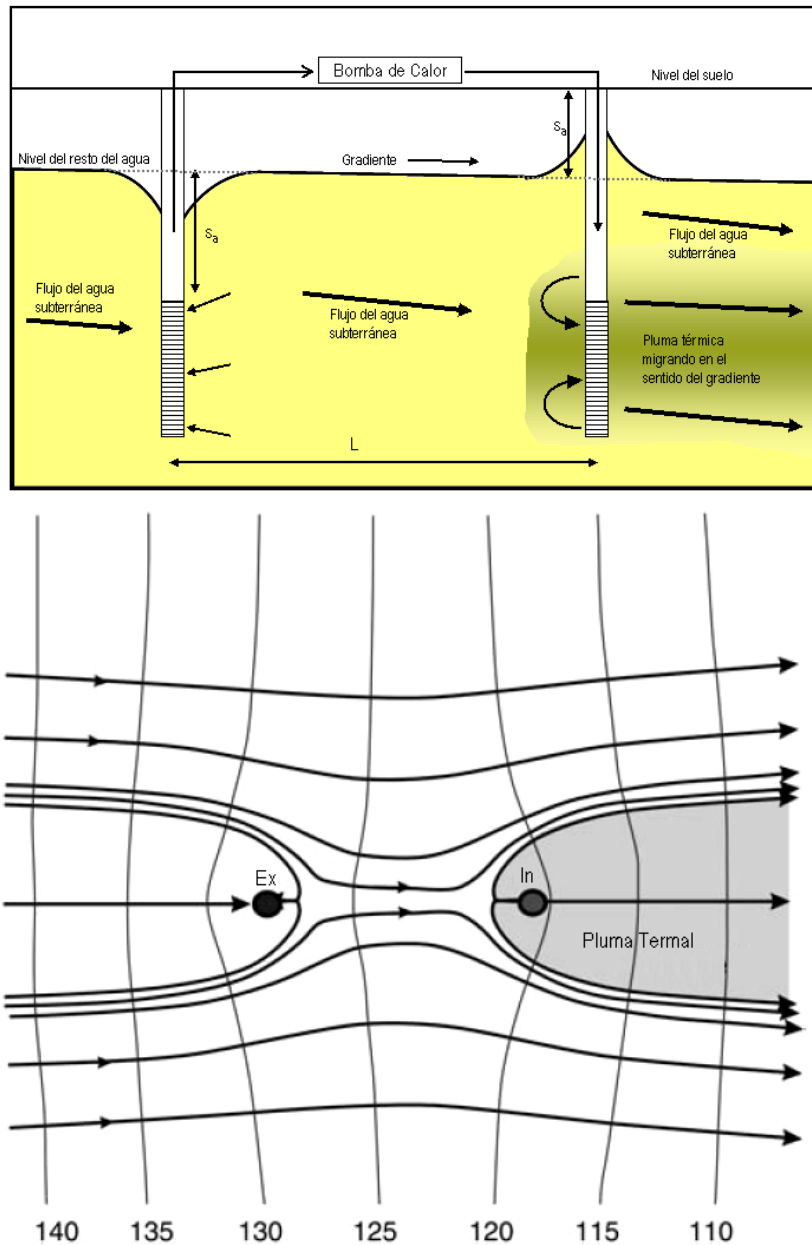


Figura 6.4: Sistema doble de pozos.

Comprende un pozo de extracción (Ex), situado a la izquierda y un pozo de reinyección (In) situado a la derecha. El diagrama superior muestra una sección esquemática y el diagrama inferior una planta. La distancia L entre los pozos es mayor que $2Z/Tn_i$ (ecuación 6.25) y no hay interferencia hidráulica o térmica entre los pozos. En el diagrama inferior las flechas negras muestran el flujo del agua subterránea las líneas numeradas representan los niveles de agua o valores de cabeza que declinan hacia la derecha. s_a representa el abatimiento o bien elevación disponible del cono de depresión o elevación de cada pozo.

Los pozos de inyección requieren de un diseño y construcción especializados además de una operación competente por varias razones:

- La reinyección de agua debe ser libre de partículas para prevenir la obstrucción de la pantalla ranurada.
- El agua debe ser microbiológicamente inactiva para prevenir el crecimiento de biofilm bacteriano en la pantalla ranurada o pared del pozo, para esto es común aplicar una desinfección UV al agua inyectada para controlar la flora bacteriana.
- El agua reinyectada no debe contener burbujas ya que estas pueden obstruir los espacios porosos o fracturas de forma tan efectiva como los biofilms.
- Hay que tener un especial cuidado por el riesgo de precipitación química la que puede obstruir la pantalla ranurada. El contacto entre el agua y el oxígeno atmosférico puede incrementar el riesgo de precipitación de oxihidróxidos de hierro y manganeso. La desgasificación del exceso de CO₂, especialmente en los diseños de refrigeración donde el agua es calentada puede generar la precipitación de calcita. Análisis químicos previos del agua son útiles para predecir este riesgo, en estos casos una operación de extracción y reinyección presurizada y sellada minimiza el contacto entre el agua y la atmósfera y puede ayudar a minimizar el riesgo de obstrucción química (Bakema, 2001).

6.10 Interferencia Hidráulica en Pozos Dobles

Si suponemos que estamos diseñando un sistema de enfriamiento donde extraemos agua una temperatura θ_{gout} , y la reinyectamos al mismo acuífero a la misma tasa a una mayor temperatura θ_{ginj} , por medio de un pozo de reinyección ubicado a una distancia L en el mismo sentido del gradiente hidráulico del acuífero. El calor disipado(G) al agua subterránea está dado por

$$G = (\theta_{ginj} - \theta_{gout}) \cdot S_{VCwat} \cdot Z \quad (6.23)$$

Donde S_{VCwat} es la capacidad específica volumétrica del agua. La carga de refrigeración (C) suministrada al edificio es

$$C = (\theta_{ginj} - \theta_{gout}) \cdot S_{VCwat} \cdot \frac{Z}{(1 + (1/SPF_C))} \quad (6.24)$$

Donde SPF_C es el factor de desempeño estacional del sistema de refrigeración, este debiera ser alto para sistemas de free cooling y del orden de 2 a 3 para sistemas basados en bombas de calor.

En una situación optimista el calor disipado no interfiere con el pozo de extracción aunque podría afectar otros sistemas aguas abajo.

Si L disminuye (figura 6.5) existe un punto en el cual si habrá interferencia térmica entre ambos pozos. Clyde y Madabhushi (1983) demostraron que esto ocurre cuando

$$L < \frac{2Z}{T \cdot \pi \cdot i} \quad (6.25)$$

Donde i representa el gradiente hidráulico (adimensional) y T es la transmisividad del acuífero.

Si L es menor a este valor existe una posibilidad que una proporción del calor reinyectado reingrese por el pozo de extracción. Esto incrementará la temperatura del agua extraída disminuyendo la eficiencia del sistema o incluso llegando a tener una situación de no sustentabilidad.

Asumiendo valores típicos en la ecuación 6.25 de $T=150 \text{ m}^2 \text{ día}^{-1}$, $Z=10 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1} = 864 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$ e $i = -0.01$, L debe ser al menos 367 m para no tener riesgo de interferencia hidráulica o térmica. Muchas veces no es posible alcanzar un espacio entre los pozos tan grande aceptando el riesgo de interferencia, esto no necesariamente lleva al fracaso o puede tener una muy larga vida debido a:

- El quiebre térmico en el pozo de extracción no sucede inmediatamente, este puede tomar años.
- Sólo una pequeña proporción del agua extraída del pozo de extracción proviene del pozo de reinyección.
- Si se tiene una demanda de calefacción en invierno y de refrigeración en verano podemos aplicar reversibilidad del sistema, recuperando el agua cálida disipada en verano durante la temporada de invierno sin que ocurra algún quiebre térmico.

Es importante notar en el ejemplo anterior que si el pozo que disipa calor es ubicado hacia arriba del gradiente hidráulico aumenta de forma importante la posibilidad de un quiebre térmico.

Para evaluar el riesgo de quiebre térmico es necesario conocer la velocidad con la que el agua subterránea viaja entre los pozos de extracción e inyección.

De la ecuación 6.22, asumiendo que $L=100 \text{ m}$, bombeo a tasa $Z=10 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1} = 864 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}$, con transmisividad $T= 150 \text{ m}^2 \text{ día}^{-1}$ y $r_w = 100 \text{ mm}$.

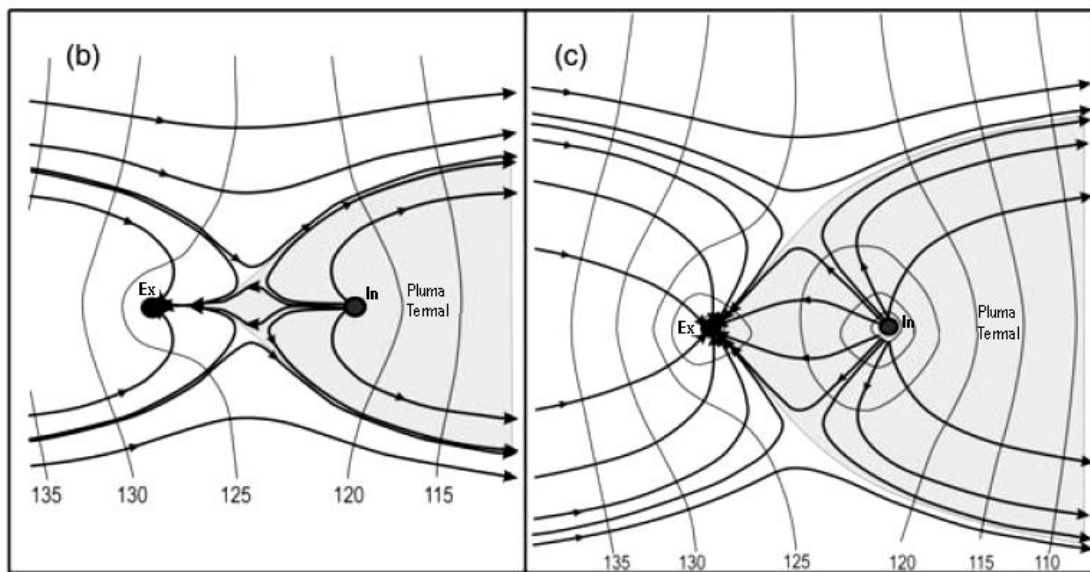
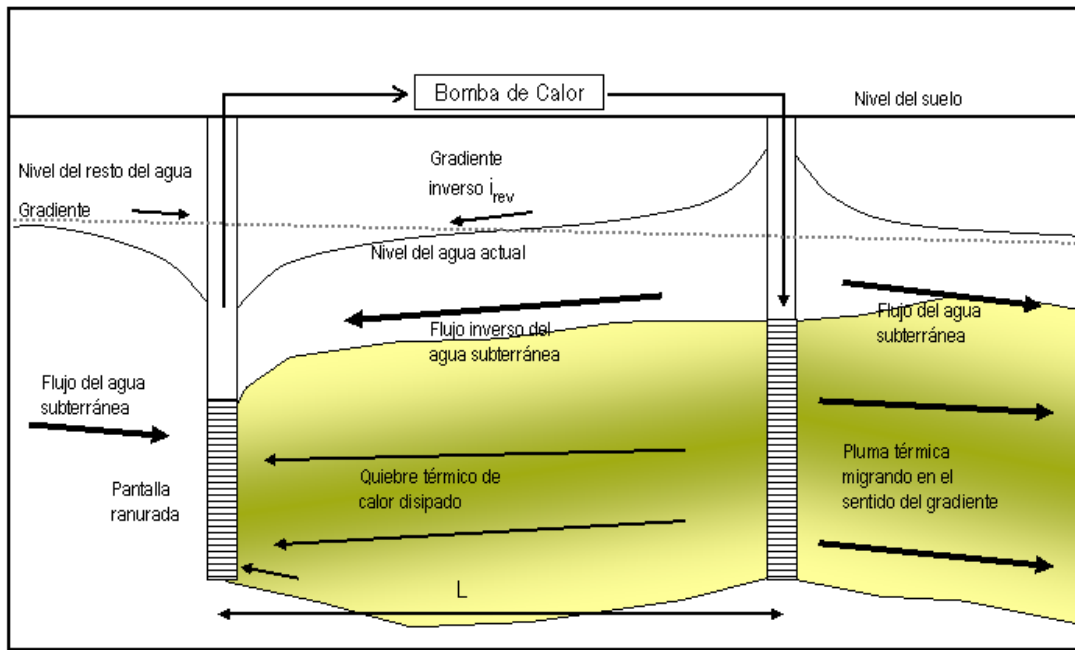


Figura 6.5: Sistema doble donde el pozo de extracción está ubicado cerca del pozo de reinyección y hacia la parte superior del gradiente hidráulico.

(a) muestra una sección esquemática donde la distancia L entre los pozos es inferior a $2Z / T_{ni}$ existiendo interferencia térmica e hidráulica entre los pozos. (b) muestra una planta donde L es levemente inferior a $2Z / T_{ni}$ y existe una mínima cantidad de realimentación hidráulica. (c) muestra una situación en que L es significativamente inferior a $2Z / T_{ni}$.

El abatimiento adyacente al pozo de extracción es de 6.3 lo mismo para el cono de elevación en el caso de la reinyección., con esto Δh es de 12.6 m.

Si se asume que el flujo entre los pozos es lineal, que el gradiente hidráulico generado por la extracción y reinyección es constante y que el gradiente hidráulico natural es despreciable entonces el gradiente hidráulico inverso

(i_{rev}) entre los dos pozos es $12.6 \text{ m/L} = 0.126$. La Ley de Darcy establece que la tasa del flujo por área trasversal (velocidad de Darcy V_D) es:

$$V_D = Ki_{rev} = \frac{K \cdot \Delta h}{L} \quad (6.26)$$

Si se considera el efecto de la porosidad efectiva, afectando el tránsito del agua a través del medio poroso la velocidad lineal del flujo (v) es

$$v = \frac{Ki_{rev}}{n_e} = \frac{K \cdot \Delta h}{Ln_e} \quad (6.27)$$

Donde n_e es la porosidad efectiva o rendimiento específico.

Así el tiempo en que se produce el quiebre hidráulico se estima en:

$$t_{hyd} = \frac{L}{v} = \frac{L^2 \cdot n_e}{K \cdot \Delta h} \quad (6.28)$$

En la práctica esto puede representar una estimación del menor tiempo en que podría ocurrir el quiebre térmico.

Grove, 1971; Guven et al., 1986; Himmelsbch et al, 1993 asumiendo un gradiente hidráulico natural (i) igual a cero, en un sistema doble de extracción y reinyección proponen que el tiempo transcurrido para el quiebre hidráulico es

$$t_{hyd} = \pi \cdot n_e \cdot D \cdot \frac{L^2}{3Z} \quad (6.29)$$

Donde D es el espesor efectivo del acuífero (m).

Si se incorpora una componente de gradiente hidráulico (i), Lippmann and Tsang (1980) y Clyde y Madabhushi (1983) proponen una versión modificada donde el pozo de inyección se sitúa hacia abajo en la dirección del gradiente hidráulico natural.

$$t_{hyd} = \frac{Ln_e}{K \cdot i} \left[1 + \frac{4\alpha}{\sqrt{-1-4\alpha}} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\sqrt{-1-4\alpha}} \right) \right] \quad (6.30)$$

Donde

$$\alpha = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot D \cdot i \cdot L} = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot T \cdot i \cdot L} \quad (6.31)$$

Debemos notar que tanto i como \square son cantidades negativas. Cuando usamos estas ecuaciones notamos que:

El tiempo transcurrido para el quiebre hidráulico es proporcional a la porosidad efectiva n_e . En rocas cristalinas y calizas fracturadas esta porosidad efectiva puede ser < 0.01 pero podemos tener un quiebre hidráulico temprano.

La ecuación no toma en cuenta la dispersión hidrodinámica. En acuíferos reales algunas fracturas o canales porosos son más anchos que otros lo que genera en la práctica que algunas moléculas encuentran vías rápidas llegando antes de lo proyectado mientras que otras llegan después de lo proyectado. La ecuación entrega el tiempo transcurrido promedio para la primera avanzada del fluido en llegar. En acuíferos cársticos o fracturados se pueden tener tiempos muy breves si se encuentra una huella favorable.

6.11 Migración de Calor en Aguas Subterráneas

Hasta el momento sólo se ha desarrollado la opción de un quiebre hidráulico, el intercambio de calor y eventual quiebre sigue un comportamiento similar.

En un acuífero se encuentran tres mecanismos de transferencia de calor:

1. Conducción a través de los granos de mineral y poros rellenos de agua.
2. Advección en flujo masivo de agua.
3. Intercambio de calor entre el agua subterránea en movimiento y la matriz del acuífero (granos mineralizados y poros de agua inmovilizados).

La tasa de intercambio de calor entre el agua y la matriz es relativamente rápida. De Marsily (1986) estimó que el equilibrio térmico entre un grano de arena (1 mm de diámetro) y el agua que lo rodea se alcanza en menos de un minuto mientras que el equilibrio entre un bolón de 10 cm y el agua subterránea puede tomar dos horas.

Si suponemos que un frente de agua cálida ingresa en un acuífero de sección A con porosidad efectiva n_e a una tasa Z . Luego de un periodo t , el agua ingresada llenará un volumen de acuífero de V_{hyd} penetrando a una distancia x_{hyd} donde

$$V_{hyd} \cdot n_e = A \cdot x_{hyd} \cdot n_e = Z \cdot t \quad (6.32)$$

Si el agua que ingresa tiene una temperatura $\Delta\theta$ mayor que la temperatura ambiente del acuífero, el calor ingresado al acuífero en el intervalo de tiempo

t es $Z \cdot t \cdot S_{VCwat} \cdot \Delta\theta$. Si el calor inyectado es absorbido y se equilibra con la matriz del acuífero entonces el calor sólo llenará un volumen V_{the} :

$$V_{the} \cdot S_{VCaq} \cdot \Delta\theta = Z \cdot t \cdot S_{VCwat} \cdot \Delta\theta \quad (6.33)$$

Así luego de un tiempo t , el agua subterránea viajará a una distancia x_{hyd} y el frente de calor sólo habrá recorrido una distancia de x_{the} ($=V_{the}/A$), donde

$$R = \frac{x_{hyd}}{x_{the}} = \frac{S_{VCaq}}{n_e \cdot S_{VCwat}} \quad (6.34)$$

En otras palabras la absorción de calor por parte de la matriz del acuífero tiene un proceso retardado respecto del ingreso del agua caliente que se expresa por el factor R .

6.12 Quiebre Térmico

Si queremos estimar el tiempo transcurrido para el quiebre térmico en un sistema de pozos doble sólo debemos multiplicar el tiempo necesario para el quiebre hidráulico por el factor R .

Para el caso en que el gradiente hidráulico natural es 0, la ecuación del sistema doble es:

$$t_{the} = \pi \cdot D \cdot \frac{S_{VCaq} \cdot L^2}{3S_{VCwat} \cdot Z} \quad (6.35)$$

Lipmann y Tsang (1980) y Clyde y Madabhushi (1983) predicen la temperatura del agua extraída (θ_{out}) posterior al quiebre térmico $t > t_{the}$:

$$\frac{\theta_{gout} - \theta_{ginj}}{\theta_0 - \theta_{ginj}} = 0.34 \exp\left(-0.0023 \frac{t}{t_{the}}\right) + 0.34 \exp\left(-0.109 \frac{t}{t_{the}}\right) + 1.37 \exp\left(-1.33 \frac{t}{t_{the}}\right) \quad (6.36)$$

Donde θ_{ginj} es la temperatura del agua inyectada (la cual se asume constante aunque en una operación real puede subir al igual que la temperatura del agua extraída). θ_0 es la temperatura inicial del agua subterránea, t es el tiempo transcurrido desde la extracción/inyección y t_{the} es el tiempo asociado al quiebre térmico. La ecuación 6.36, sin embargo, subestima la evolución de la temperatura, en comparación con la aproximación geométrica de Guven et al (1986). Se asume que no hay gradiente hidráulico inicial.

En caso de existir un gradiente hidráulico finito se tiene (Clyde y Madabhushi, 1983):

$$t_{the} = t_{hyd} \cdot R = \frac{S_{VCaq} \cdot L}{S_{VCwat} \cdot K \cdot i} \left[1 + \frac{4\alpha}{\sqrt{-1-4\alpha}} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\sqrt{-1-4\alpha}} \right) \right] \quad (6.37)$$

En este caso tanto α como i son negativos

Esta ecuación asume importantes simplificaciones:

- Cumplimiento de la ley de Darcy.
- No considera efectos de la dispersión y presencia de fracturas conductoras que faciliten un quiebre térmico más temprano.
- Asume que el equilibrio térmico entre la matriz del acuífero y el agua subterránea es instantáneo.
- No hay transferencia conductiva térmica vertical a estratos sobreyacentes o subyacentes.

La ecuación puede ofrecer una buena predicción en casos de acuíferos sedimentarios tales como arena, gravas, o incluso areniscas. En acuíferos dominados por fracturas, tales como calizas o rocas cristalinas el tiempo asociado al quiebre térmico tiende a estar sobreestimado, en particular en distancias cortas.

Ejemplo

Si retomamos el ejemplo de un esquema doble de separación $L=100$ m, bombeo a tasa $Z=10 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1} = 864 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$, en acuífero de arena con transmisividad $T = 150 \text{ m}^2 \text{ día}$, espesor de 75 m, conductividad hidráulica de $K=2\text{m}\cdot\text{día}^{-1}$ y porosidad efectiva de $n_e=0.15$, asumimos una temperatura de extracción del agua de 11°C y una temperatura de reinyección de 17°C .

La aproximación según la ley de Darcy (ecuación 6.28) para el quiebre térmico es 60 días, usando la estimación de rendimiento para pozo doble se obtienen 136 días (ecuación 6.30).

Asumiendo un gradiente hidráulico natural de $i=-0.01$ y que el pozo de inyección es en la parte baja del gradiente del pozo de extracción, se obtiene un quiebre hidráulico de 175 días.

Considerando la capacidad específica calorífica del agua de $4180 \text{ J}\cdot\text{l}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ y que el acuífero se compone de granos de arena dominados por cuarzo que tiene una capacidad específica volumétrica de $2.4 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{K}^{-1}$ el factor de retardamiento del acuífero se puede estimar de la ecuación 6.34.

$$R = \frac{2.4}{(0.15 \cdot 4.18)} = 3.83 \quad (6.38)$$

La ecuación 6.34 para sistema doble (sin gradiente hidráulico) predice que el quiebre térmico es a los 522 días o 1.43 años y una evolución de temperatura como la expuesta en la figura 6.6a. Se hace notar que la temperatura esperada en el pozo de extracción es mayor a 14 °C después de 4 a 9 años de operación continua. La ecuación de Lipman y Tsang (6.36) con un gradiente hidráulico de 0.01 predice un quiebre térmico a los 671 días o bien 1.84 años.

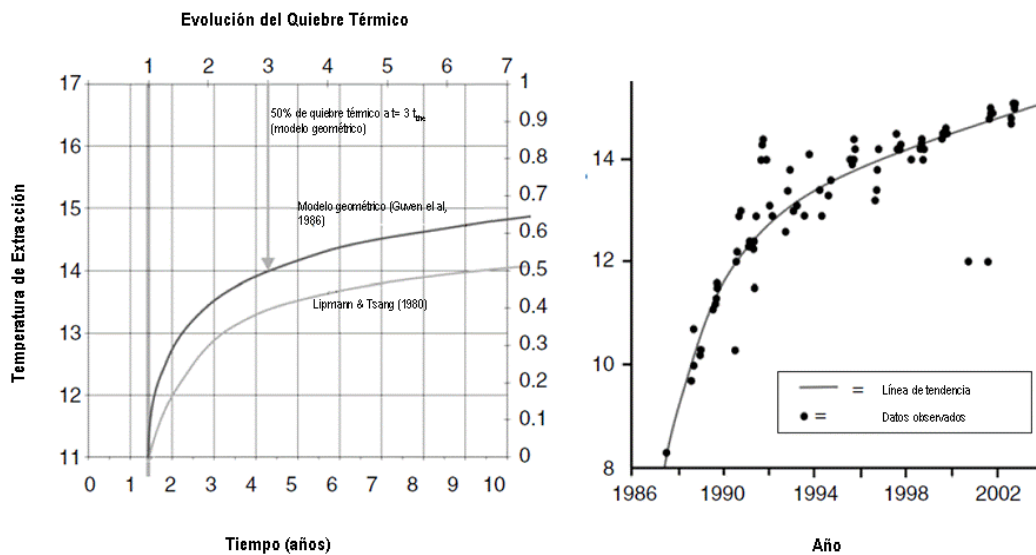


Figura 6.6: Evolución de quiebre térmico

(a) Evolución de la temperatura del agua desde un pozo de extracción en un sistema doble de pozos. El pozo de reinyección opera a una temperatura constante de 17°C y la temperatura del agua subterránea es de 11°C. El quiebre térmico se asume a los 1.43 años de operación. (b) Evolución real de la temperatura de extracción en un sistema abierto doble en Winnipeg, Canadá. Banks, 2008.

Ejemplo Real, Manitota, Canadá

Ferguson y Woodbury (2005) documentan un quiebre térmico en un sistema doble en Winnipeg, Canadá. Los pozos están espaciados en 90 m en calizas, la transmisividad es muy alta y se estima en $620 \text{ m}^2 \cdot \text{día}^{-1}$. las profundidades de los pozos están en el rango 68 – 90 m. El sistema operó a una tasa de $13 \text{ l} \cdot \text{s}^{-1}$ cada 8h cada día hábil, dando una tasa de largo plazo equivalente a $3.9 \text{ l} \cdot \text{s}^{-1}$

El contexto altamente transmisivo con una baja porosidad efectiva (n_e) y el escaso espacio entre los pozos facilitan un rápido quiebre térmico, al usar la ecuación 6.29 se obtiene un quiebre hidráulico a 1-2 meses. Un quiebre térmico ocurre a los 3 años. Sin embargo por las razones discutidas en la sección 6.11.1 en el caso de sistemas dominados por fracturas altamente

conductoras, esto en realidad ocurre cuando transcurren unos pocos meses, lo que se acrecienta en los siguientes 8 años comprometiendo la viabilidad de largo plazo del sistema.

6.13 Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica

En la eventualidad de un quiebre térmico, esto no significa que el sistema falle inmediatamente, en este caso debemos tener en cuenta lo siguiente:

- Se puede disminuir este riesgo significativamente mediante el aumento de la separación entre los pozos (L), el tiempo en que sucede el quiebre térmico se incrementa con L^2 .
- La tasa de bombeo Z no es permanente, y el sistema puede estar inactivo estacionalmente.
- Se puede implementar un esquema térmicamente balanceado donde la cantidad de calor disipada en el verano es aproximadamente la misma que la que se captura en invierno, en este caso se inyectan pulsos sucesivos de agua cálida y fría al interior del acuífero en intervalos de aproximadamente 6 meses. La variación de temperatura en el pozo de extracción en estos casos resulta ser mucho más acotada que en una situación sin reversibilidad.

Adicionalmente, en un esquema térmicamente balanceado, se puede invertir la polaridad del sistema doble. De esta forma, en verano se extrae agua fría del primer pozo la cual es reinyectada en forma de agua cálida en el segundo pozo. En invierno el segundo pozo pasa a ser el pozo de extracción donde se extrae el agua cálida dispuesta durante el verano, la que luego de pasar por la bomba de calor es reinyectada nuevamente fría al primer pozo. El siguiente verano la polaridad se invierte nuevamente. Para que este tipo de configuración funcione adecuadamente es necesario asegurar que:

- Las cargas de frío y calor extraídas sean similares.
- Que el quiebre térmico sea menor al de una temporada de refrigeración o calefacción, es decir de hasta 6 meses.
- Que la construcción del sistema doble permita la reversibilidad del mismo

Este esquema reversible con pozos dedicados de agua caliente y agua fría se denomina Almacenamiento Subterráneo de Energía Térmica, los cuales pueden ser sistemas abiertos o basados en acuíferos (ASET-A) o bien basados en circuitos cerrados basados en sondajes (ASET-B).

Los sistemas geotérmicos abiertos exigen siempre el uso de una enfriadora o bomba de calor para aportar la potencia de refrigeración necesaria y las temperaturas requeridas. En general, la bomba de calor suministra por completo la potencia de refrigeración, usando el agua subterránea solamente para enfriar el condensador. Con ASET-A la mayor parte de la potencia de

refrigeración es aportada por el agua subterránea por refrigeración pasiva o free cooling (Snijders, A. L., 1992). Desde el punto de vista energético, la refrigeración directa es mucho más eficiente que la aplicación de una bomba de calor ya que se evita la fase de compresión y descompresión, por lo tanto, el ahorro energético durante la refrigeración en verano es mucho mayor con un sistema ASET-A que con un sistema geotérmico doble convencional. (Willemsen, A., 1998). Datos de los COP_c se exponen en la tabla 6.2.

Sistema	COP aproximado
Bomba de calor atmosférica	3-4
Bomba de calor geotérmica	5-6
Refrigeración directa usando almacenamiento de frío	
• Incluyendo consumo eléctrica para cargar el almacenamiento (sin reutilización del calor)	10-20
• Excluyendo consumo eléctrico para cargar el almacenamiento	20-40

Tabla 6.2: COP total para diferentes sistemas
Fuente M. Hendriks y M.S. Godschalk, 2008

Ejemplo

Hendriks y Godschalk documentan un ejemplo, para demanda de de refrigeración de 500 kW y una demanda anual de refrigeración de 500 MWh.

Características del acuífero:

Transmisividad: 1.000 m²/día

Grosor saturado: 40 m

Flujo natural del agua subterránea: 30 m/año

Temperatura original del agua subterránea (T_{nat}): 16 °C

En el caso de pozos de refrigeración, el calor del condensador de la bomba de calor (enfriadora) se disipa al agua subterránea. Se extrae el agua subterránea con la temperatura natural de 16 °C y lo reinyecta con una temperatura de 31 °C ($\Delta T = 15$ °C). Para suministrar 500 kW de refrigeración se disipan 600 kW de calor al agua subterránea. El caudal requerido del agua subterránea es de 35 m³/h y el transporte anual del pozo de extracción al pozo de inyección es aproximadamente de 30.000 m³. Si se desea que el sistema ASET-A suministre refrigeración directa la temperatura en el pozo frío se baja hasta aproximadamente 8°C. Durante la época de refrigeración la temperatura de extracción del pozo frío aumentará gradualmente. La temperatura máxima del pozo frío para refrigeración directa depende de las temperaturas requeridas en la instalación de climatización del edificio. En el ejemplo se suponen 10 °C para esta temperatura. Para obtener la mayor parte posible de la capacidad de refrigeración directa (preferiblemente 100%) la temperatura de suministro del circuito de agua enfriada en el edificio debe de ser lo más alta posible. Una aplicación eficaz de ASET-A requiere temperaturas de refrigeración mayores a las instalaciones convencionales. En este caso se supone que la instalación de refrigeración del edificio funciona con una temperatura de

suministro de 11 °C. El caudal requerido de agua subterránea es de 55 m³/h. El transporte neto anual de agua subterránea es nulo; 55.000 m³ desde el pozo frío hacia el pozo caliente en verano y 55.000 m³ desde el pozo caliente hacia el pozo frío en invierno.

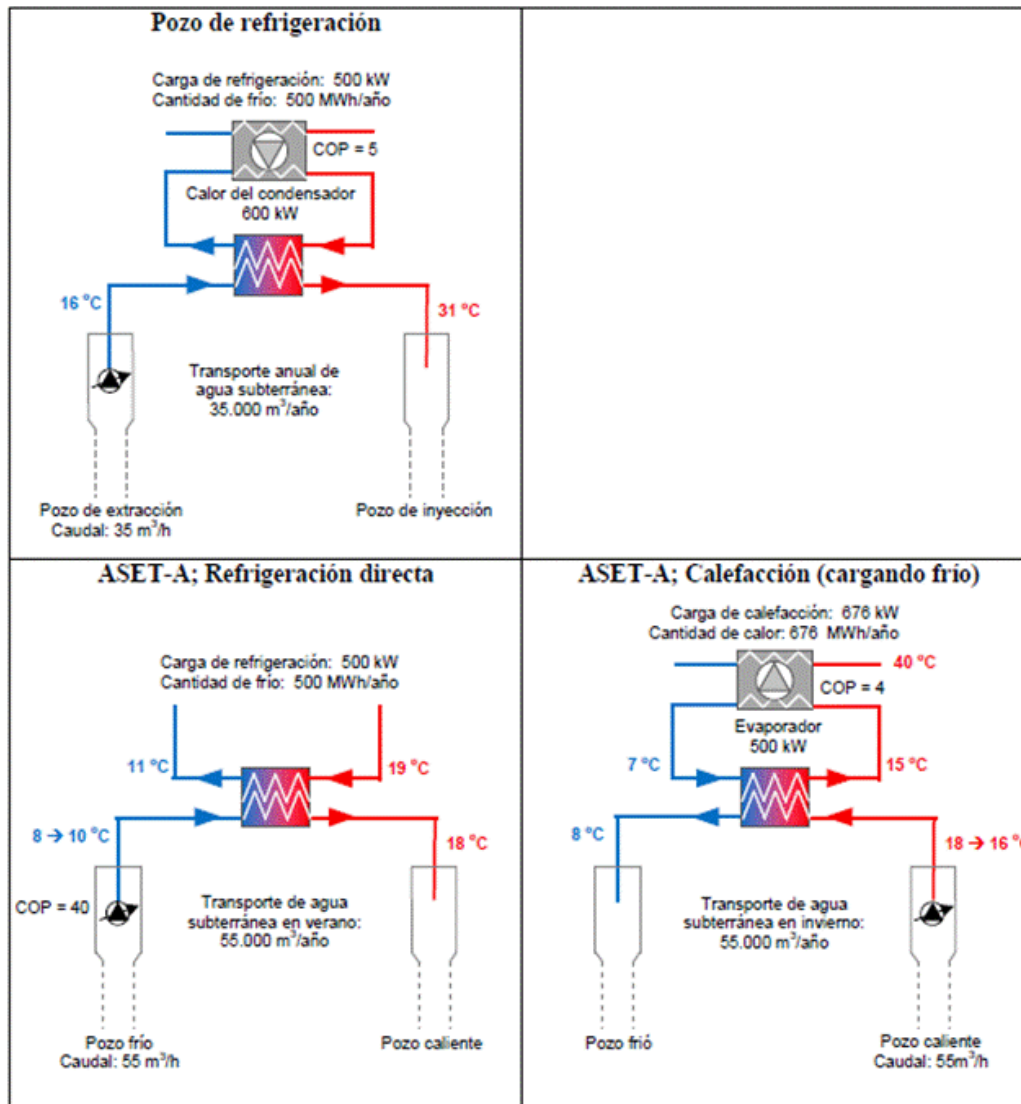


Figura 6.7: Ejemplo de Implementación de ASET-A para un sistema con carga de refrigeración de 500 kW. Fuente, Hendriks y M.S. Godschalk, 2008.

El cálculo de las temperaturas después de 20 años se refleja en la figura 6.8. El aumento de la temperatura puede presentarse hasta los 400 metros desde el pozo de inyección en el sistema de refrigeración.

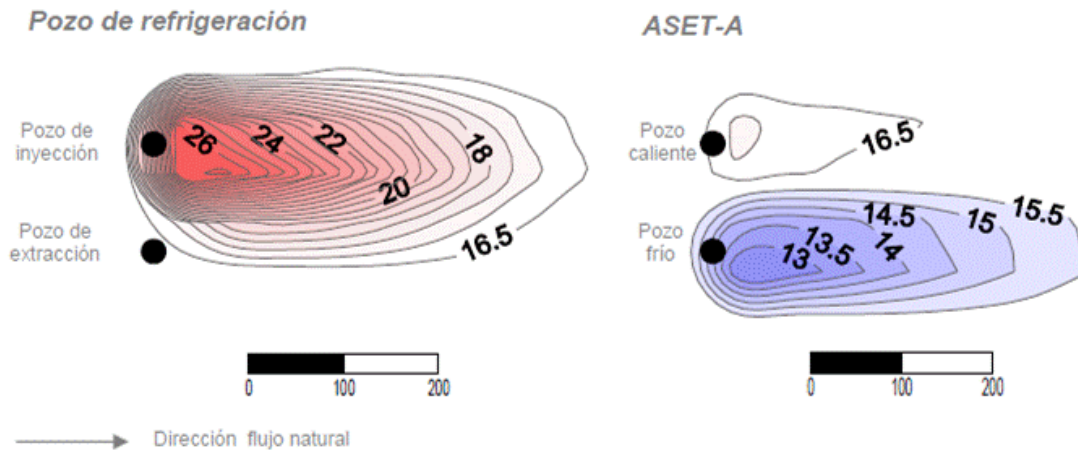


Figura 6.8: Comparación de impacto hidrotérmico luego de 20 años (al final del verano) entre implementación de sistema doble de refrigeración y ASET-A

En el caso de ASET-A el acuífero se calienta alrededor del pozo caliente y se enfría alrededor del pozo frío. El aumento de la temperatura alrededor del pozo caliente está limitado en temperatura (máximo 18 °C) y dimensión. Alrededor del pozo frío la temperatura se baja hasta 8 °C para almacenar frío. La figura 6.8 refleja que pasados 20 años parte del frío almacenado se escapa debido al flujo natural del agua subterránea.

Para comparar ambos sistemas los pozos se ubican con la misma configuración, debido a ello la posición de los pozos no es la óptima. El campo de pozos de ASET-A debe ser dimensionado para recuperar la mayor parte posible de energía fría en los niveles de temperatura más bajos posibles. Para ello, importantes factores son:

- La cantidad de energía fría que se quiere almacenar.
- El grosor del acuífero y la dirección del flujo de agua subterránea.

La situación para un sistema geotérmico de circuito abierto es diferente, en el que prevenir un incidente de quiebre térmico es el primer criterio. Por esta razón los pozos de inyección para sistemas geotérmicos de sistema abierto se localizarán preferentemente aguas abajo, con la mayor distancia posible entre los pozos de extracción e inyección.

Un sistema geotérmico de circuito abierto se beneficiará con un alto flujo natural de agua subterránea, sin embargo para un sistema ASET-A no es favorable.

7 Consideraciones Para una Implementación a nivel Local

En los capítulos anteriores se revisó el marco teórico en que se desenvuelve la geotermia de muy baja entalpía, se explicó el mecanismo de funcionamiento de una bomba de calor, la forma de determinar la demanda de una construcción, las opciones de diseños usadas en la implementación de bombas de calor geotérmicas, y se profundizaron los aspectos técnicos a considerar en una implementación de sistemas de circuito abierto basados en el uso de aguas de un acuífero.

En este capítulo se busca clarificar las consideraciones técnicas, normativas y económicas que se deben considerar en el contexto local, particularmente en la Ciudad de Santiago para un desarrollo exitoso de la tecnología.

7.1 Derechos de Explotación de Aguas

En Chile las normas de solicitudes de explotación de aguas son dictadas por la Dirección General de Aguas (DGA) dependiente del Ministerio de Obras Públicas, éstas están contenidas en el Manual De Normas Y Procedimientos Para La Administración De Recursos Hídricos (DGA, 2008).

Tasa de extracción desde un pozo

Las pruebas requeridas por la Dirección General de Aguas corresponden a las establecidas en la Norma Chilena NCh N° 777/2 , la cual indica que para determinar el caudal que es posible extraer desde un pozo profundo, es necesario que después de un tiempo razonable de bombeo a caudal constante (24 hrs. como mínimo) se produzca una estabilización de niveles o una clara tendencia a ello, es decir, que la variación de las depresiones sea tan pequeña que no se aprecien para intervalos pequeños de tiempo; de tal modo que puedan considerarse estabilizados.

Se define además que un clara tendencia a la estabilización de niveles equivale a un descenso observado de de 2 cm/hora, durante las últimas 3 horas de bombeo

Si una prueba de gasto constante no logra su estabilización la DGA podrá ofrecer como tasa de extracción alternativa el 90 % del caudal obtenido de la curva de agotamiento en un punto donde esta cambie de pendiente.

Cálculo de Transmisividad

Para el cálculo de la transmisividad, se puede utilizar la prueba de bombeo de caudal constante o la de recuperación del caudal constante. Para esto se grafica en un papel semilogarítmico los abatimientos (depresiones) vs. log del tiempo.

En caso de usar la prueba de recuperación, se usarán las depresiones residuales vs log de $[(t + t')/ t']$. Se tiene que:

$$T = 15811.2 \cdot \left(\frac{Z}{\Delta s} \right) \quad (7.1)$$

donde:

T = transmisividad en m²/día; Z = caudal en m³/seg; Δ s = diferencia de niveles de depresión (o descensos residuales) en metros, en un ciclo logarítmico de tiempo, tomado del gráfico de depresiones (o descensos residuales) versus log de t. El valor 15811.2 es una constante de transformación de unidades.

Sofía Aravena (comunicación verbal) indica que para usar la prueba de gasto constante la transmisividad (m²·día⁻¹) está dada por:

$$T = \frac{0.183 \cdot Z}{\Delta s} \quad (7.2)$$

Donde Δs es la caída de nivel en 1 ciclo logarítmico.

Para el cálculo del coeficiente de almacenamiento el manual establece:

$$S = \frac{(2.25 \cdot T \cdot t_0)}{r^2} \quad (7.3)$$

En donde S es el coeficiente de almacenamiento, adimensional; T = transmisividad, en m²/día, t₀ = valor obtenido del gráfico de la recta de Jacob. Corresponde al punto en que la prolongación de la recta corta el eje del tiempo, en días; r = distancia pozo-piezómetro, en m.

Si se quiere usar una curva expresada en minutos (escala logarítmica), por conversión de unidades tenemos.

$$S = \frac{(0.00156 \cdot T \cdot t_0)}{r^2} \quad (7.4)$$

En el mismo manual se documentan estudios previos que investigan el Coeficiente de Almacenamiento local, estableciéndose un rango entre 0.15 a 0.23.

Respecto al uso del agua subterránea en sistemas geotérmicos, la solicitud de uso que no contempla el consumo de agua (no consuntivo), asociada a un sistema de extracción y reinyección del agua debe seguir el mismo trámite administrativo de solicitud de explotación de aguas contemplado por la DGA, adicionalmente la DGA en la actualidad no entrega derechos de explotación

de agua asociados a la ciudad de Santiago con lo cual en el marco regulatorio actual queda descartado poder realizar este tipo de implementación basada en el intercambio de calor con el agua del acuífero en Santiago.

La restricción anterior no opera en el resto del país.

7.2 Marco Regulatorio de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile.

Las ERNC en Chile no poseen una legislación que incorpore, ordene y regule la participación de estas fuentes en el sector energético nacional; y tampoco ha implementado un programa de políticas públicas para cumplir con el compromiso firmado ante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sustentable celebrada en Johannesburgo en septiembre de 2002 y el acuerdo ratificado en la reunión regional de Ministros de Energía de América Latina y el Caribe en octubre del 2003, en función de tener al menos un 10% de energía renovable del porcentaje total energético de la región para el año 2010 (Aedo y Larraín, 2004).

La ley 20.257 (2007) corrige parcialmente esta situación al establecer que "Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10% (meta al año 2024) de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados".

Este marco legal lista las energías que se definen como ERNC

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

Al estar focalizado este marco legal en inyección de energía eléctrica y no definir claramente la geotermia de muy baja entalpía en base a intercambio de calor con el subsuelo se entiende que no es objeto de la ley.

Adicionalmente la ley 20.365 establece un subsidio que costea la instalación de sistemas solares térmicos, dentro de la definición de este tipo de sistemas no da lugar a la geotermia de baja entalpía que usa el subsuelo como colector solar.

Con esto queda claro que el marco regulatorio vigente no incentiva el uso de este tipo de geotermia.

El impacto hidrotérmico que genera una eventual pluma de calor o frío en el subsuelo no se encuentra normado.

La temperatura de acumulación del agua caliente tampoco está normada.

7.3 Temperatura en el Subsuelo en Santiago

La tabla 5.1 muestra las temperaturas típicas para cada mes en Santiago, según esto la media climática anual es de 14.4 °C.

Para efectos de evaluar una instalación geotérmica de baja entalpía en Santiago podemos suponer, según lo establecido en el punto 3.5, que a unos pocos metros de profundidad la temperatura del subsuelo será de 14.4°C, es decir la media de temperatura anual, a mayor profundidad la temperatura sube por efecto del gradiente térmico, así supondremos que este es de 0.03 K °C por metro. De lo anterior a una profundidad de 90 metros podemos esperar una temperatura de 17.1°C tanto para el relleno como para el agua subterránea.

7.4 Características del Acuífero

Santiago cuenta un con gran mega acuífero ubicado a una profundidad generalmente somera, este se puede considerar para cualquier ejemplo dentro de la ciudad como no confinado y de un espesor considerable.

Adicionalmente la DGA cuenta con los expedientes de los pozos de extracción de agua, con las profundidades del agua, muchos de los cuales cuentan con

estratigrafía, pruebas de bombeo y granulometría lo que genera buenos indicadores de lo que se puede encontrar en los alrededores de dichos pozos.

En la sección 7.1 se explicitan criterios específicos de la DGA para el cálculo del rendimiento de un pozo, adicionalmente criterios para el cálculo de la Transmisividad, se establece que un buen supuesto de coeficiente de almacenamiento es de 0.15 a 0.20.

Respecto a la profundidad del agua, esta puede ser inferida de pozos cercanos cuya información puede ser solicitada de los expedientes de la DGA. Iriarte, S., 2003, construye un mapa de profundidad del nivel freático (Figura 7.1) en base a la información disponible, asimismo genera mapa con líneas equipotenciales (figura 7.2).

En un área más extensa, el proyecto "Modelo de Simulación Hidrológico Operacional, Cuencas de los Ríos Maipú-Mapocho (2000)" ofrece un mapa de equipotenciales.

La información referida permite inferir para cualquier proyecto el flujo del agua subterránea y el gradiente hidráulico (i), complementando dicha información con la información topográfica podemos acceder a la profundidad esperada del agua en una ubicación específica.

7.5 Modelamiento Hidrotérmico

Para efectos de modelar el impacto hidrotérmico bajo la superficie en los ejemplos ofrecidos localmente se usó el software Groundwater Energy Design, generado por la "Swiss Federal Office for Energy (BfE)". Este software está diseñado específicamente para la utilización del agua subterránea en sistemas de calefacción o enfriamiento, tiene un énfasis establecer los efectos del impacto hidrotérmico de la pluma de calor o frío.

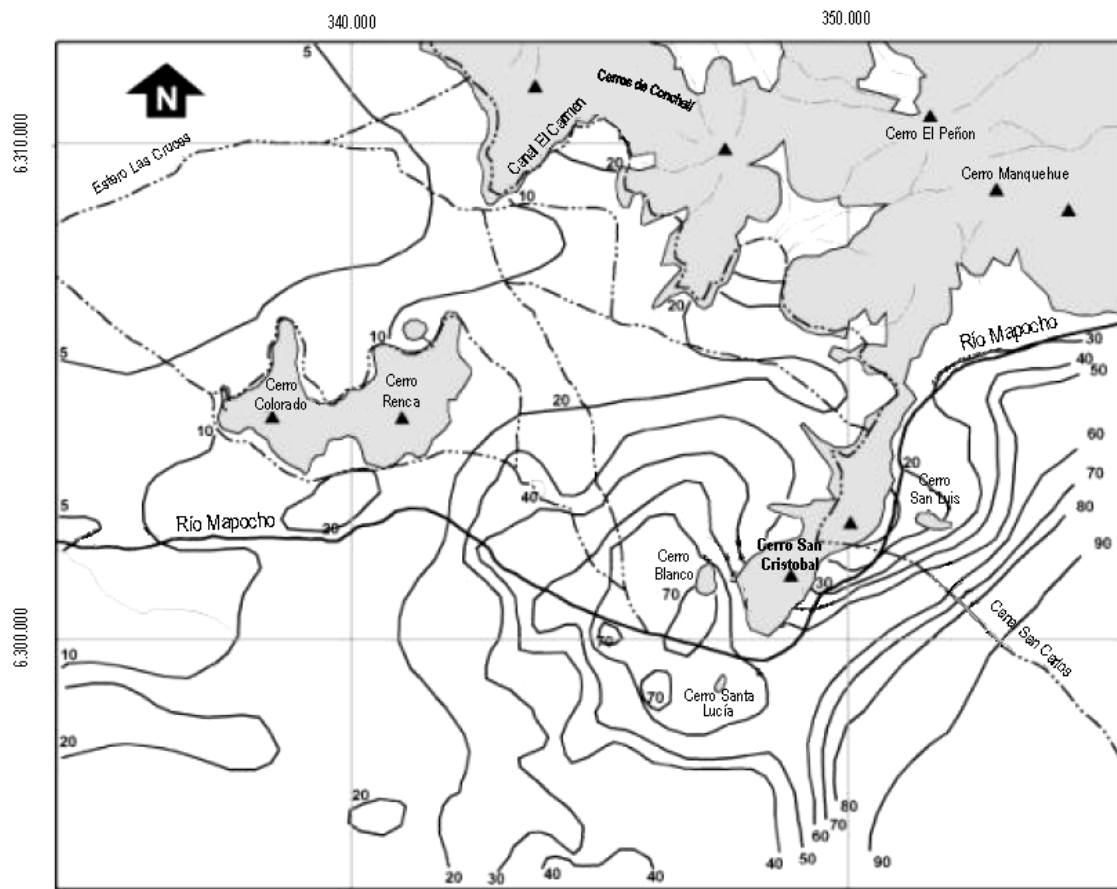


Figura 7.1: Profundidad del nivel freático (año 2002).
 Fuente: Iriarte, S. (2003)

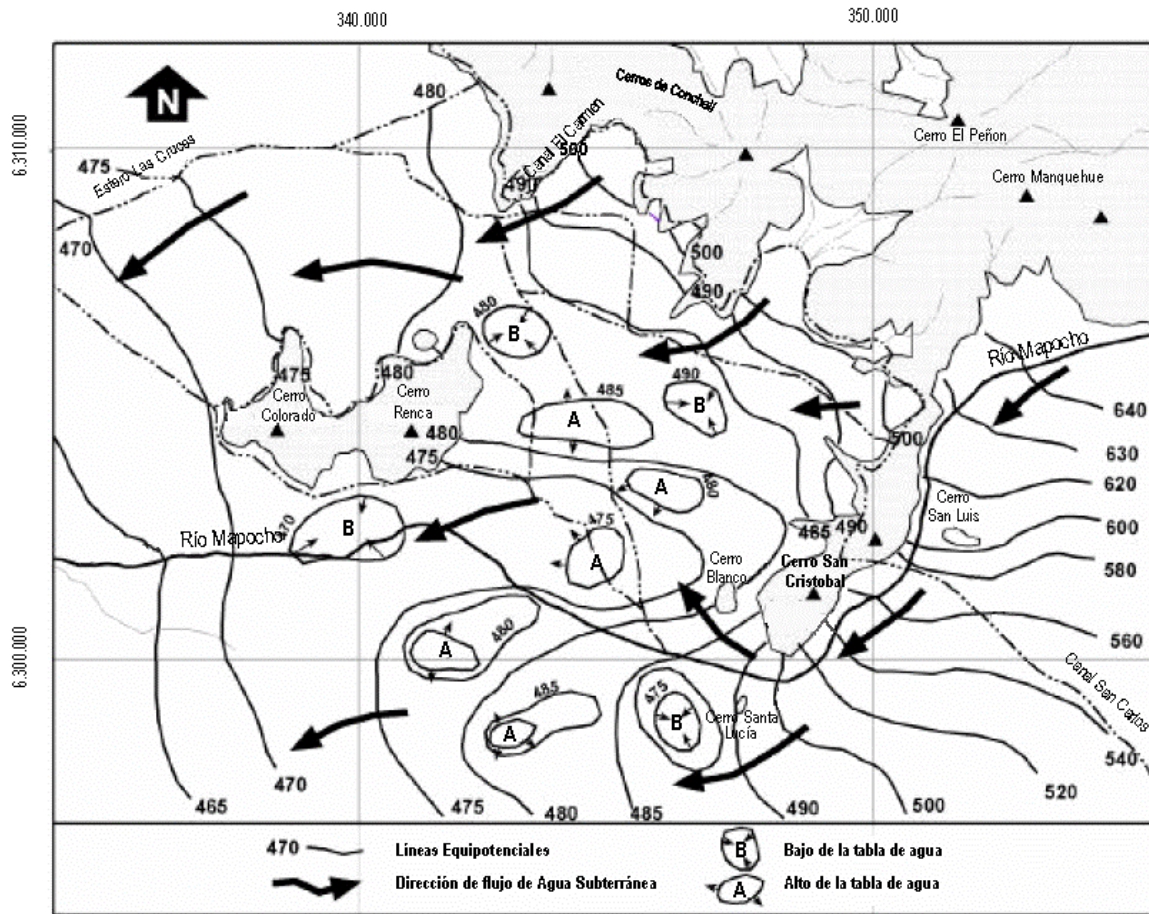


Figura 7.2: Mapa de líneas Equipotenciales (2002-2003).
Fuente: Iriarte, S., 2003

7.6 Ejemplo de Implementación en Edificio Residencial de Las Condes

7.6.1 Ubicación, Infraestructura, Consumos

Para el desarrollo de los conceptos adquiridos se usa un condominio existente en Las Condes, el edificio en cuestión queda ubicado en Viviri 1320, en el sector SW entre las 4 torres del condominio (figura 7.3), las 4 torres se emplazan en un rectángulo de 120 metros (dirección Norte-Sur) por 100 metros (dirección Este-Oeste), cuenta con 60 departamentos, con uso de agua caliente sanitaria durante todo el año y calefacción por losa radiante en invierno, ambos servicios generados por una central térmica, la demanda máxima se asume en 450 kW.

Las coordenadas geográficas corresponden a 33° 25' 17" S, 70° 32' 22" W, UTM 6.300.937 N y 356.872 W, con una altura de 716 msnm.



Figura 7.3: Imagen del condominio en que se desarrolla el ejemplo (4 torres). La torre de estudio en el sector SW entre las 4 existentes.

La tabla 7.1 expone los consumos anuales de gas natural del edificio.

	m3 equivalentes	MCal	MJ	Consumo Térmico (kWh)	Facturación (\$)
Ene	2.117	19.688	82.405	22.890	\$ 1.236.328
Feb	1.659	15.429	64.577	17.938	\$ 968.856
Mar	2.339	21.748	91.026	25.285	\$ 1.365.684
Abr	3.204	29.793	124.697	34.638	\$ 1.870.844
May	6.619	61.557	257.646	71.568	\$ 3.865.496
Jun	14.601	135.785	568.327	157.869	\$ 8.526.692
Jul	13.558	126.089	527.747	146.596	\$ 7.917.872
Ago	15.054	140.002	585.979	162.772	\$ 8.791.536
Sep	9.831	91.428	382.673	106.298	\$ 5.741.304
Oct	4.086	37.995	159.029	44.175	\$ 2.385.932
Nov	3.147	29.267	122.497	34.027	\$ 1.837.848
Dic	2.567	23.868	99.901	27.750	\$ 1.498.836
	78.780	732.649	3.066.504	851.807	\$ 46.007.228

Tabla 7.1: Consumos de gas natural en edificio de 60 departamentos con calefacción por losa radiante y agua caliente sanitaria. Para la valorización en pesos se usa valor vigente del gas natural a Abril de 2012, \$584/m³ equivalente

En las secciones 5.1.1 y 5.1.2 se desarrolla una metodología para inferir la demanda térmica en calefacción considerando la envolvente térmica de una

construcción y el factor climático (días grado), en este ejemplo se recurre a datos empíricos del edificio.

7.6.2 Solución Basada en circuito cerrado horizontal (trincheras)

Si se desea poder cubrir la máxima demanda (450 kW), se realiza una aproximación general según los criterios expuestos en la sección 5.5.2.1, En una solución de circuito cerrado horizontal, usando cañerías de PVC en espiral instaladas en una trinchera de 1.5 metros de profundidad se puede obtener 1 kW de potencia por cada 10 m de trinchera, cada trinchera debe estar espaciada por al menos 3 metros de la siguiente, si asumimos que por cada 1 kW se necesitan 35 m², esto representa una superficie disponible de al menos 15750 m².

Si en el mismo caso anterior asumiéramos que, según lo establecido en la sección 5.2, con un 60% de la máxima demanda podríamos cubrir el 90% del consumo anual, esto implica alcanzar una potencia de suministro de 270 kW, lo que equivale a un área de 9450 m².

Si bien esto puede ser una buena y económica solución si se dispone del espacio suficiente, en la práctica disponer de un terreno de dicha envergadura en Santiago es poco probable.

En el ejemplo en desarrollo, esta superficie no está disponible ya que el área involucrada por cada torre es de 60 x 50m, 300m². Adicionalmente esta área no está realmente disponible ya que existen estacionamiento subterráneos no expuestos a la radiación solar.

7.6.3 Solución Basada en Circuito Cerrado – Sondajes

En este caso según la experiencia empírica expuesta en la sección 5.5.2.3.1 y figura 5.7 la potencia aportada por cada metro perforado oscila entre 50 y 104 W/m con una media de 75W/m.

Si se asume el valor promedio para poder suministrar una potencia de 450 kW se necesitan 6000 m de sondajes perforados, es decir unos 60 sondajes de 100 m de profundidad. Si optamos por proveer un 60% de la máxima demanda, esto significa perforar 3600 m o 36 sondajes de 100 m.

Se puede apreciar que esta simulación si bien es técnicamente factible el costo asociado es demasiado alto por la cantidad de metros de perforación involucrados, además hay que considerar que en el caso de Santiago en general hay agua a una relativamente baja profundidad.

7.6.4 Solución basada en captura y reinyección de agua subterránea.

7.6.4.1 Evaluación Técnica

Para calcular el flujo de agua necesario para la máxima demanda de la ecuación 4.5 se tiene que:

$$H = G + E$$

Donde H es la máxima demanda (450 kW), G es el calor extraído del subsuelo y E es la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la bomba de calor.

Si se asume que el coeficiente de desempeño COP_H es 4, y se sabe que según la ecuación 4.6

$$COP_H = \frac{H}{E}$$

$$\text{Entonces } E = \frac{H}{COP_H} = \frac{450kW}{4} = 112.5 \text{ kW}$$

y G es 337.5 kW (o $337500 \text{ J}\cdot\text{s}^{-1}$)

Adicionalmente se tiene según la ecuación 4.7

$$G = Z \cdot \Delta\theta \cdot S_{VCWatt}$$

Donde:

$\Delta\theta$ es la variación de temperatura extraída del agua, asumida en 5°C
Z es el rendimiento necesario del pozo para cubrir la máxima demanda
 S_{VCWatt} Es la capacidad específica calórica del agua $4180 \text{ J l}^{-1}\text{K}^{-1}$

Entonces,

$$Z = \frac{G}{\Delta\theta \cdot S_{VCWatt}} = \frac{337500 \text{ J}\cdot\text{s}^{-1}}{5 \text{ K} \cdot 4180 \text{ J}\cdot\text{l}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}} = 16.15 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1} \text{ o } 1395 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$$

Es decir para poder cubrir la necesidades de calefacción durante la máxima demanda del sistema necesitamos extraer $16.15 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ a los que la bomba de calor extraerá 5 K de temperatura.

Para efectos de tener una media anual de extracción de agua, consideramos el consumo total anual en kWh, la tasa promedio por hora es de 97.2 kWh, lo que equivale a $3.49 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ o $301.54 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$.

Para proveer el nivel del agua usamos el mapa Equipotenciales 1990, Modelo Maipo-Mapocho de la DGA, año 2000, escala 1:250.000. y mapa topográfico. La cota equipotencial equivale a 629 msnm (figura 7.4) de lo que se infiere una profundidad del agua de 88 m.

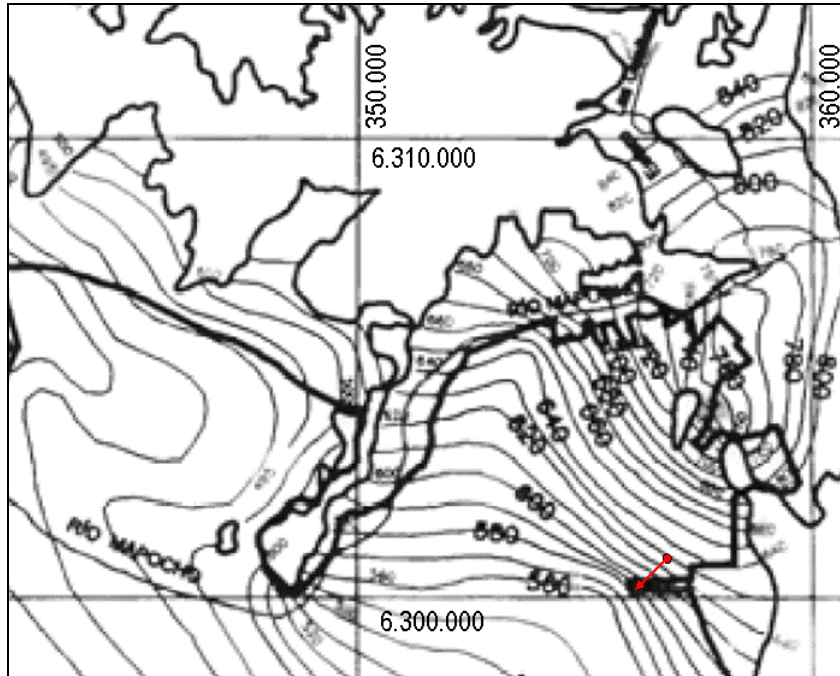


Figura 7.4 Detalle mapa Equipotenciales 1990, Modelo Maipo-Mapocho de la DGA, año 2000, escala 1:250.000.

Se muestra ubicación del condominio, usado como ejemplo, adicionalmente se aprecia el gradiente hidráulico en dirección SW.

Adicionalmente del mapa de equipotenciales podemos calcular el gradiente hidráulico en el sector, el que arroja una caída de 50 metros en un kilómetro en la dirección SW, lo que equivale a $i = -0.05$

En un sistema de calefacción se debe dejar el pozo de inyección aguas abajo, dificultando así el quiebre térmico.

Si asumimos que el acuífero tiene un gran espesor y es muy transmisivo, la ecuación 6.19 nos ofrece la opción de estimar el espesor que necesitamos penetrar para poder obtener el caudal requerido, esta ecuación ya considera las pérdidas asociadas al pozo.

$$Z = \frac{T \cdot s_w}{2}$$

La transmisividad T es $K \cdot D$, y el máximo abatimiento disponible s_w es equivalente al tramo que penetra la sonda en el acuífero saturado, es decir D , entonces

$$Z = \frac{K \cdot D^2}{2} \quad \text{o} \quad D = \sqrt{\frac{2Z}{K}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1395 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}}{150 \text{ m} \cdot \text{día}^{-1}}} = 4.3 \text{ m} \approx 5 \text{ m}$$

Esto significa que una vez que se alcanza el agua subterránea se deben perforar al menos 4.3 metros adicionales que es la penetración mínima en el acuífero para soportar el máximo abatimiento posible para el rendimiento de $16.15 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$.

Además se considera un factor de resguardo de 20 m adicionales para considerar eventuales períodos de sequía donde puede bajar considerablemente el nivel freático.

De esta forma la profundidad tentativa del pozo será de 88 metros (profundidad del nivel freático) + 5 metros (penetración mínima en el acuífero) + 20 metros de resguardo en caso de sequías prolongadas + 2 metros de sumidero, en total 115 metros.

Una vez realizado el pozo la prueba de gasto variable nos entrega información del potencial rendimiento del pozo mediante el criterio de un 90% del punto de inflexión. Luego de esto realizamos la prueba de gasto constante que debe lograr estabilizar la curva de depresión antes de 24 horas y por 180 minutos.

En el ejemplo en curso asumiremos que el pozo realizado tiene 10" de diámetro ($r=0.125 \text{ m}$), el agua se encuentra a 88 metros de profundidad, el coeficiente de almacenamiento es $S=0.18$ que en el caso del acuífero no confinado equivale al rendimiento específico (S_v) o porosidad específica (n_e), se asume adicionalmente que la conductividad hidráulica K es $150 \text{ m}\cdot\text{día}^{-1}$ ($0.00173 \text{ m}^3\cdot\text{s}^{-1}$) lo que multiplicado por los 25m de espesor disponible del acuífero saturado arrojan una transmisividad de $3750 \text{ m}^2 \text{ día}^{-1}$, todos estos datos son normales en el contexto de Santiago.

Como una forma de aclarar el procedimiento que se utiliza para la determinación de los parámetros hidráulicos del acuífero, se realizó **una simulación** numérica de un acuífero con las características antes descritas mediante la ecuación de Cooper-Jacob.

La figura 7.5 muestra la prueba de gasto variable, que se realiza a tasas de extracción de $20 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$, $50 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$, $60 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$, $80 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ y $110 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$.

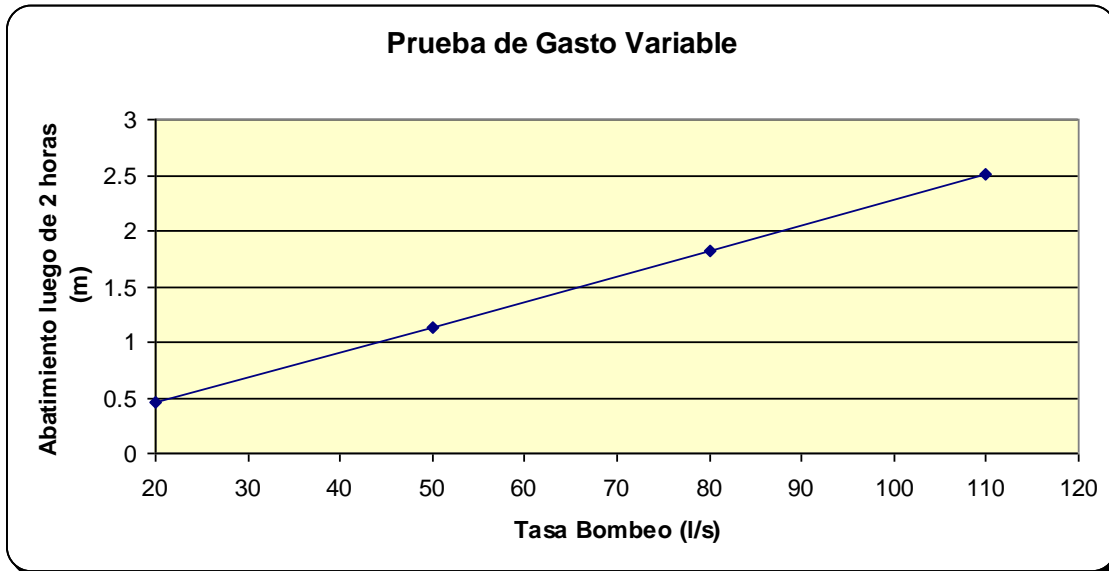


Figura 7.5: Simulación prueba de bombeo de gasto variable

Se aprecia que el comportamiento es el de una recta, esto en primera instancia nos indica que el pozo debe soportar el caudal requerido.

Luego de esto realizamos prueba de gasto constante (a $20 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$) durante un día, 1440 minutos, donde se monitorea el nivel dinámico (Figura 7.6), se aprecia que la variación en el último tercio de la prueba (8 horas) son muy pequeñas, variando sólo 1.5 cm en ese lapso de tiempo, la estabilización de la curva o su clara tendencia a ello (dos centímetros por hora en las últimas tres horas) es prueba suficiente para que la DGA otorgue el permiso de explotación del pozo.

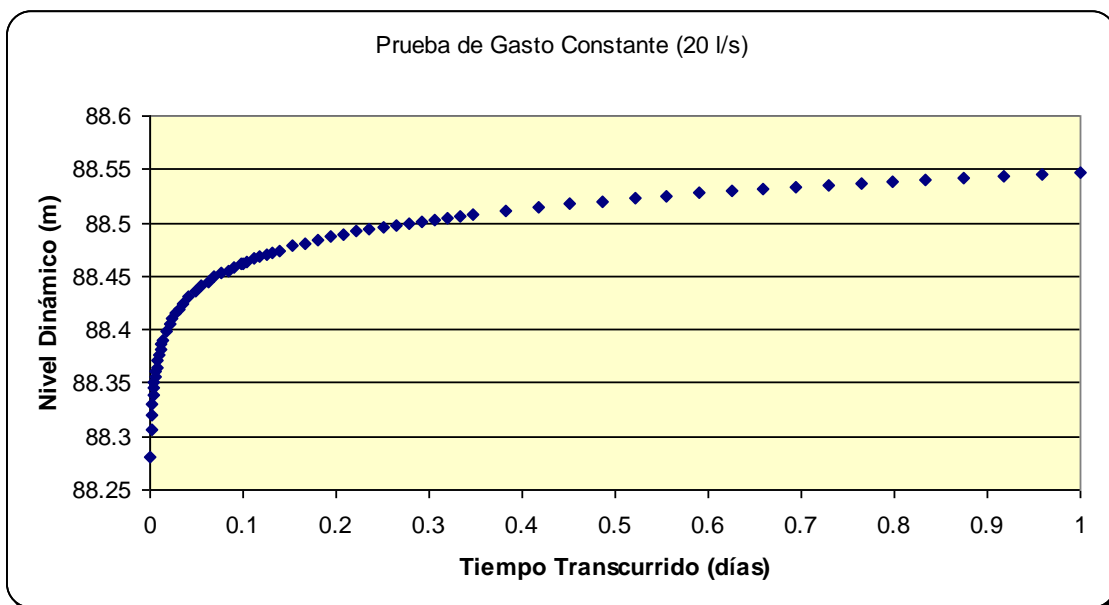


Figura 7.6: Prueba de gasto constante.

Para determinar la transmisividad se plotea la curva de abatimiento en función de Log_{10} (tiempo expresado en días). Aplicando la ecuación 7.2 tenemos que:

$$T = \frac{0.183 \cdot Z}{\Delta s} = \frac{0.183 \cdot 1728 \text{m}^3 \cdot \text{día}^{-1}}{0.0844 \text{m}} = 3746 \text{m}^3 \cdot \text{día}^{-1} \approx 3750 \text{m}^3 \cdot \text{día}^{-1}$$

Por último para la determinación del coeficiente de almacenamiento "S" idealmente debemos contar con un pozo de observación, pero se usa el que se tiene.

Se utiliza la ecuación 7.3, para t_0 se obtiene un valor de $10^{-6.473}$.

$$S = \frac{(2.25 \cdot T \cdot t_0)}{r^2} = \frac{2.25 \cdot 3750 \text{m}^2 \cdot \text{día}^{-1} \cdot 0.000000336047 \text{día}}{(0.125 \text{m})^2} = 0.18$$

Máximo Abatimiento Esperado

Para el cálculo del máximo abatimiento esperado aplicamos la ecuación de Cooper-Jacob dos veces.

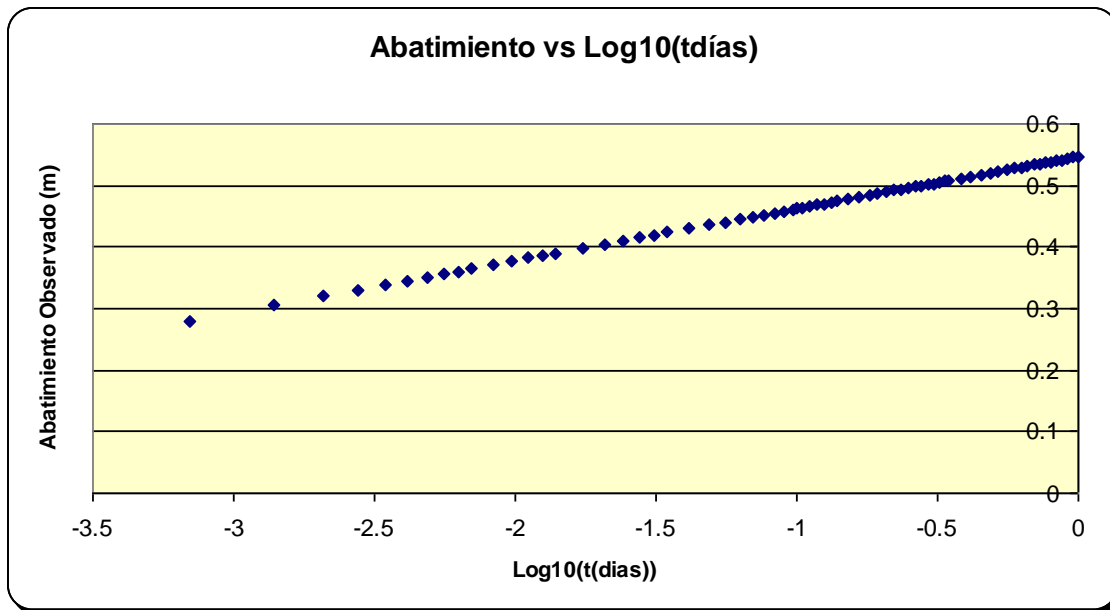


Figura 7.7: curva de abatimiento en función de Log_{10} (tiempo expresado en días)

En el primer caso se asume Z como el promedio de extracción de toda la temporada de invierno, para esto se suman los consumos energéticos en los meses de Mayo a Septiembre tomados desde la tabla 7.1, que suman 545.103 kWh, los que divididos por 5 meses (150 días) y 24 horas diarias arrojan un consumo promedio de 179.2 kWh por hora lo que equivale a una tasa de extracción promedio desde el acuífero por toda la temporada de

invierno de $6.435 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ o $555.6 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$ el tiempo transcurrido que se considera en la ecuación es 150 días.

$$s_w = \frac{2.30Z}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot T \cdot t}{r_w^2 \cdot S} \right) = \frac{2.30 \cdot 555.6 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}}{4 \cdot 3.1416 \cdot 3750 \text{ m}^2 \cdot \text{día}^{-1}} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot 3750 \text{ m}^2 \cdot \text{día}^{-1} \cdot 150 \text{ día}}{0.125^2 \text{ m}^2 \cdot 0.18} \right) = 0.2349 \text{ m}$$

En el segundo caso asumimos Z durante la demanda máxima, $1395 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}$ y t al final del peak diario de extracción = 8h = 0.33 días.

$$s_w = \frac{2.30 \cdot 1395 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}}{4 \cdot 3.1416 \cdot 3750 \text{ m}^2 \cdot \text{día}^{-1}} \cdot \log_{10} \left(\frac{2.25 \cdot 3750 \text{ m}^2 \cdot \text{día}^{-1} \cdot 0.33 \text{ día}}{0.125^2 \text{ m}^2 \cdot 0.18} \right) = 0.4087 \text{ m}$$

Estos peaks son aditivos para el peor de los casos, esto quiere decir que en condiciones normales de operación el abatimiento máximo esperado sería de 0.64 m.

De forma más simple se puede aplicar la variante de la aproximación de Logan (ecuación 6.19), que considera las pérdidas del pozo.

$$Z = \frac{T \cdot s_w}{2} \text{ o } s_w = \frac{2 \cdot Z}{T} = \frac{2 \cdot 1395 \text{ m}^3 \cdot \text{día}^{-1}}{3750 \cdot \text{m}^2 \cdot \text{día}^{-1}} = 0.744 \text{ m}$$

Quiebre Hidráulico y Térmico

Para analizar la probabilidad de un eventual quiebre térmico usamos la ecuación 6.25 que indica la distancia en la cual se genera interferencia térmica, es decir que una proporción del agua fría inyectada al acuífero reingrese por el pozo de extracción, para esto tomamos el rendimiento anual del pozo $Z=301.5 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$.

$$L < \frac{2Z}{T \cdot \pi \cdot i} \text{ o } L < \frac{2 \cdot 301.5 \text{ m}^3 \text{ día}^{-1}}{3750 \text{ m}^2 \cdot \text{día}^{-1} \cdot 3.1416 \cdot 0.05} \implies L < 1.02 \text{ m}$$

Se obtiene una distancia pequeña de L, esto obedece al alto gradiente hidráulico i (-0.05) mayor al gradiente hidráulico inverso y a un relativamente alta conductividad hidráulica K ($150 \text{ m}\cdot\text{día}^{-1}$), si se observa el mapa de equipotenciales generado por Iriarte (figura 7.2) es posible notar que para Santiago en general los gradientes hidráulicos son más aplanados. En el caso de la conductividad hidráulica K, si se observa la tabla 6.1 se tiene que para "arena" los valores de K son de 10^{-7} a $10^{-3} \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, y en el caso de "gravas" estos valores oscilan entre 10^{-4} a $10^{-1} \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, en el ejemplo analizado el valor de K es de $0.00174 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, la tabla nº 7.2 sensibiliza los valores de L de este mismo ejemplo con otros valores de conductividad

hidráulica (K) y gradiente hidráulico (i) lo que refleja que en otras situaciones este factor es relevante y se pueden obtener altos valores de L.

K(m/s)	K(m/día)	i	L(m)
1.74E-03	1.50E+02	-5.00E-02	1.0
1.74E-03	1.50E+02	-1.00E-02	5.1
1.74E-03	1.50E+02	-1.00E-03	51.2
1.74E-03	1.50E+02	-1.00E-04	511.9
1.00E-03	8.64E+01	-5.00E-02	1.8
1.00E-04	8.64E+00	-5.00E-02	17.8
1.00E-05	8.64E-01	-5.00E-02	177.7
1.00E-06	8.64E-02	-5.00E-02	1777.4
1.00E-07	8.64E-03	-5.00E-02	17774.4

Tabla 7.2: Sensibilización de valores de Conductividad Hidráulica K y Gradiente Hidráulico i para el cálculo de L

Tiempo transcurrido para la generación de un quiebre térmico.

La ecuación 6.30 de Lippmann and Tsang (1980) y Clyde y Madabhushi (1983) entrega una forma de cálculo del tiempo transcurrido hasta el quiebre hidráulico.

$$t_{hyd} = \frac{Ln_e}{K \cdot i} \left[1 + \frac{4\alpha}{\sqrt{-1-4\alpha}} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\sqrt{-1-4\alpha}} \right) \right] \text{ donde } \alpha = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot T \cdot i \cdot L}$$

Como en el ejemplo desarrollado la distancia L de interferencia térmica es muy pequeña y para ejemplificar el uso de la ecuación en el ejemplo en desarrollo se asume que el gradiente hidráulico es $i = -0.0001$, y en este caso la separación para evitar el quiebre térmico es 511 metros (tabla 7.2), si se asume que L entre los pozos es de 70 metros que es el máximo disponible en la superficie que le corresponde a la torre se tiene:

$$\alpha = \frac{Z}{2 \cdot \pi \cdot T \cdot i \cdot L} = \frac{311m^3 \cdot día^{-1}}{2 \cdot 3.1416 \cdot 3750m^2 \cdot día^{-1} \cdot -0.0001 \cdot 70m} = -1.83$$

$$t_{hyd} = \frac{70m \cdot 0.18}{1395m^3 \cdot día^{-1} \cdot -0.001} \left[1 + \frac{4 \cdot -1.83}{\sqrt{-1+1.83}} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\sqrt{-1+1.83}} \right) \right] = 86.1día$$

En el ejemplo el quiebre hidráulico sucede a los 86.1 días, para efectos de calcular el quiebre térmico se vio en las ecuaciones 6.34 y 6.38 que el tiempo asociado al quiebre térmico se puede expresar como

$$t_{the} = R \cdot t_{hyd}$$

Donde

$$R = \frac{x_{hyd}}{x_{the}} = \frac{S_{VCaq}}{n_e S_{VCwat}} \quad \text{o} \quad R = \frac{2.4}{(0.15 \cdot 4.18)} = 3.83$$

Es decir en este ejemplo el quiebre térmico comenzaría a ocurrir a los 274 días.

Se realizó simulación con los datos de los ejemplos entregados en el software GED "Groundwater Energy Design".

La figura 7.8 muestra la simulación según los parámetros desarrollados, en la figura 7.9 se elige en forma arbitraria un menor gradiente hidráulico para visualizar el efecto de un choque térmico, se hace notar que luego de 10 años la extensión de la isoterma de 3K tiene una extensión de 109 metros, adicionalmente si bien existe el quiebre térmico este es acotado, el reingreso del agua fría al pozo de extracción tiene una diferencia de temperatura menor 2K respecto de la temperatura promedio del agua subterránea.

7.6.4.2 Consideraciones Económicas

Ahorros Esperados

No es alcance de este trabajo realizar una evaluación económica detallada, no obstante se realizarán consideraciones económicas que se deben tener en cuenta a la hora de pensar en una implementación de este tipo.

Tarifa Eléctrica

La tarifa eléctrica en Chile para instalaciones no residenciales (mayores a 10 kW) tiene dos componentes, un cobro asociado a la energía consumida el cual a tarifa vigente en Abril de 2012 es de \$53.498/kWh.

Adicionalmente, de forma simplificada, existe un cobro por la máxima demanda en el horario punta, y otro por la máxima demanda fuera del horario punta (tarifa BT-4.3), en el caso del horario punta este es entre los meses de marzo a septiembre de 18:00 a 22:00 horas, de lunes a viernes, esta tarifa se cobra durante todo el año y en Las Condes, a tarifa vigente en Abril de 2012 es de \$7619.94/kW por el máximo peak registrado en horario punta y de \$2010.64 por el máximo peak registrado en horario fuera de punta.

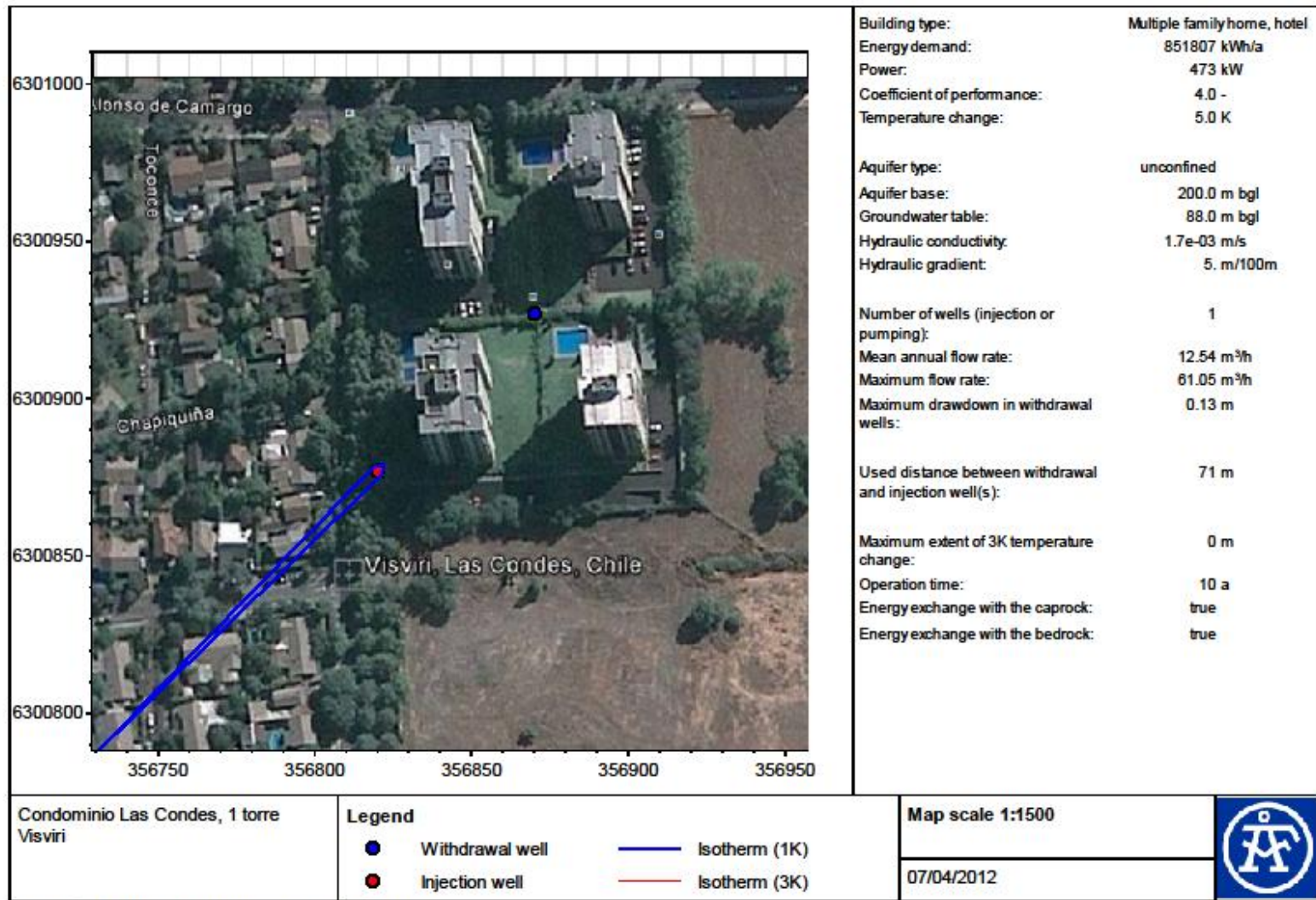


Figura 7.8: Se modelan isotermas para sistema de calefacción asociado a una torre con datos inferidos de las fuentes disponibles.

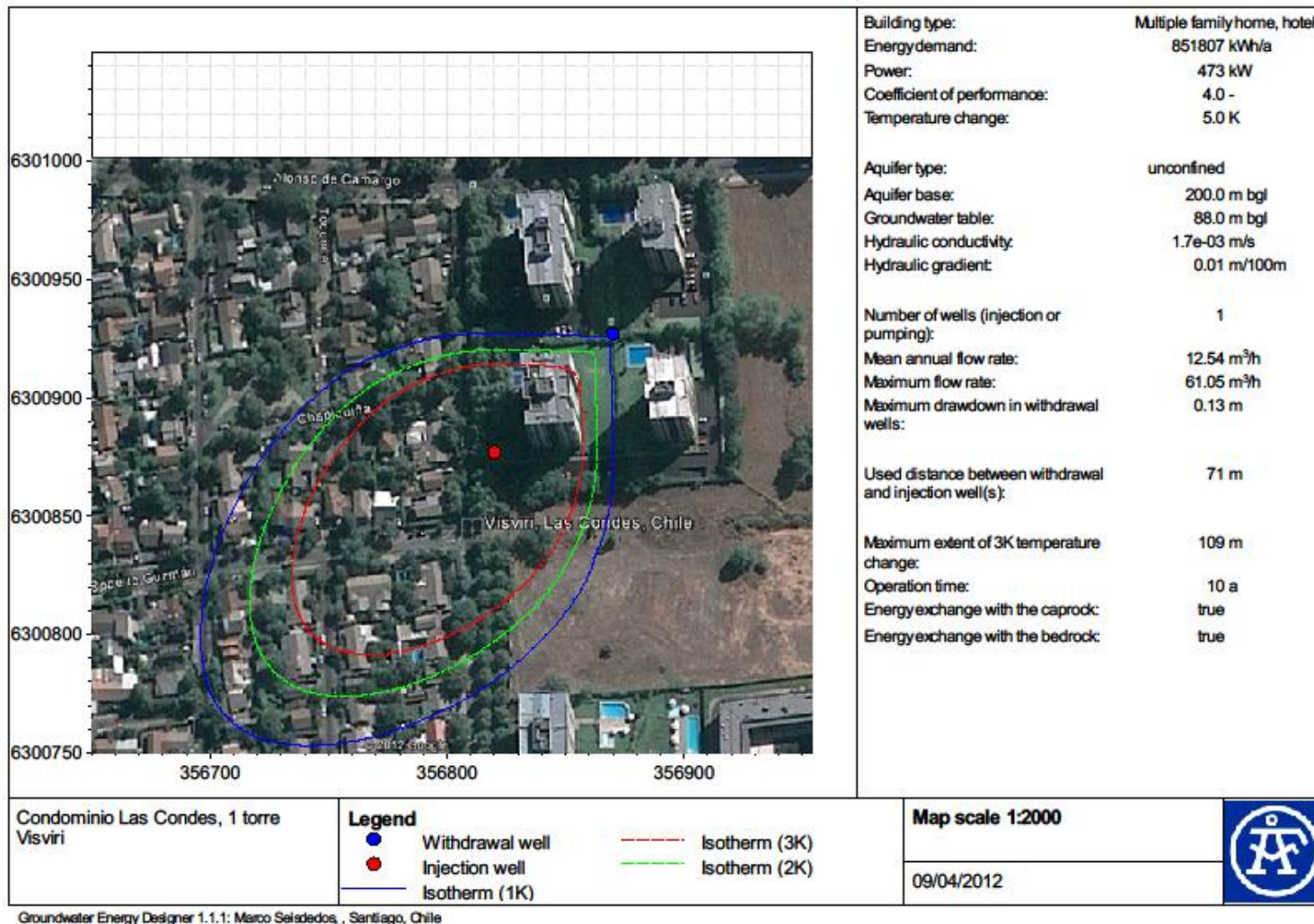


Figura 7.9: Se cambia arbitrariamente el gradiente hidráulico a 10^{-4} m/s, se aprecia que se genera un quiebre térmico.

Como primera aproximación se asume que demanda máxima del sistema ocurre indistintamente en el horario punta y fuera de punta, según esto ya sabíamos que la máxima demanda térmica es 450 kW, en el caso de sustitución por el sistema geotérmico, usando el COP_H de 4, $E = 112.5$ kW.

La tabla 7.3 refleja el potencial de ahorros del sistema, el cual alcanza 21,6 millones por año.

Consumo Térmico (kWh)	Ahorro Térmico (\$)	Consumo Eléctrico (kWh)	Costo Energía	Costo Demanda Hora Punta	Costo Demanda Fuera Punta	Costo Eléctrico Total	Ahorro Mensual
22890	\$ 1,236,328	5723	306,144	\$ 857,243	\$ 226,197	1,389,585	-\$ 153,256.57
17938	\$ 968,856	4485	239,912	\$ 857,243	\$ 226,197	1,323,352	-\$ 354,496.12
25285	\$ 1,365,684	6321	338,176	\$ 857,243	\$ 226,197	1,421,616	-\$ 55,932.20
34638	\$ 1,870,844	8659	463,266	\$ 857,243	\$ 226,197	1,546,706	\$ 324,138.12
71568	\$ 3,865,496	17892	957,189	\$ 857,243	\$ 226,197	2,040,629	\$ 1,824,866.68
157869	\$ 8,526,692	39467	2,111,412	\$ 857,243	\$ 226,197	3,194,853	\$ 5,331,839.30
146596	\$ 7,917,872	36649	1,960,654	\$ 857,243	\$ 226,197	3,044,094	\$ 4,873,777.66
162772	\$ 8,791,536	40693	2,176,994	\$ 857,243	\$ 226,197	3,260,434	\$ 5,531,101.61
106298	\$ 5,741,304	26575	1,421,684	\$ 857,243	\$ 226,197	2,505,124	\$ 3,236,179.85
44175	\$ 2,385,932	11044	590,814	\$ 857,243	\$ 226,197	1,674,254	\$ 711,678.04
34027	\$ 1,837,848	8507	455,095	\$ 857,243	\$ 226,197	1,538,535	\$ 299,312.72
27750	\$ 1,498,836	6938	371,148	\$ 857,243	\$ 226,197	1,454,588	\$ 44,248.18
851807	\$ 46,007,228	212952	\$ 11,392,488	\$ 10,286,919	\$ 2,714,364	\$ 24,393,771	\$ 21,613,457

Tabla 7.3: Estimación de ahorros posibles en Ejemplo de Condominio en Las Condes, se considera una torre de 60 departamentos, demanda máxima de 112.5 kW en horarios punta y fuera de punta.

De la tabla se desprende que de los costos eléctricos un 53.3% obedecen a los costos por demanda y un 42% por la demanda en horario punta.

Es posible que las máximas demandas no estén asociadas al horario punta antes descrito, de hecho los horarios de mayor consumo deben estar relacionados con las temperatura mínimas, las que ocurren típicamente en la mañana, es decir fuera del horario punta. Si es así los costos eléctricos caerían de forma importante. La sección 5.3 aborda este problema en la fase de diseño del edificio, mediante la instalación de grandes acumuladores de agua que permiten tener un almacenamiento térmico suficiente para enfrentar el horario punta.

Alternativamente el acumulador puede ser la masa térmica del edificio mismo, reforzada mediante la incorporación (durante la construcción) de una gruesa cama de concreto.

Como última opción podemos evitar los consumos eléctricos en horarios de máxima demanda suministrando energía mediante grupo electrógeno o bien usando el sistema previo basado en gas natural.

La tabla 7.4 muestra la evaluación de ahorros evitando en un 50% los cobros de demanda en horario punta, de esta forma los ahorros suben a 26.8 millones por año, se tomará este ejemplo para efectos comparativos.

	Consumo Térmico (kWh)	Ahorro Térmico (\$)	Consumo Eléctrico (kWh)	Costo Energía	Costo Demanda Hora Punta	Costo Demanda Fuera Punta	Costo Eléctrico Total	Ahorro Mensual
Ene	22890	\$ 1,236,328	5723	306,144	\$ 428,622	\$ 226,197	960,963	\$ 275,365.05
Feb	17938	\$ 968,856	4485	239,912	\$ 428,622	\$ 226,197	894,730	\$ 74,125.51
Mar	25285	\$ 1,365,684	6321	338,176	\$ 428,622	\$ 226,197	992,995	\$ 372,689.42
Abr	34638	\$ 1,870,844	8659	463,266	\$ 428,622	\$ 226,197	1,118,084	\$ 752,759.75
May	71568	\$ 3,865,496	17892	957,189	\$ 428,622	\$ 226,197	1,612,008	\$ 2,253,488.31
Jun	157869	\$ 8,526,692	39467	2,111,412	\$ 428,622	\$ 226,197	2,766,231	\$ 5,760,460.93
Jul	146596	\$ 7,917,872	36649	1,960,654	\$ 428,622	\$ 226,197	2,615,473	\$ 5,302,399.29
Ago	162772	\$ 8,791,536	40693	2,176,994	\$ 428,622	\$ 226,197	2,831,813	\$ 5,959,723.23
Sep	106298	\$ 5,741,304	26575	1,421,684	\$ 428,622	\$ 226,197	2,076,503	\$ 3,664,801.48
Oct	44175	\$ 2,385,932	11044	590,814	\$ 428,622	\$ 226,197	1,245,632	\$ 1,140,299.67
Nov	34027	\$ 1,837,848	8507	455,095	\$ 428,622	\$ 226,197	1,109,914	\$ 727,934.35
Dic	27750	\$ 1,498,836	6938	371,148	\$ 428,622	\$ 226,197	1,025,966	\$ 472,869.81
	851807	\$ 46,007,228	212952	\$ 11,392,488	\$ 5,143,460	\$ 2,714,364	\$ 19,250,311	\$ 26,756,917

Tabla 7.4: Estimación de ahorros asumiendo una máxima demanda eléctrica de 56.25kW en horario punta de y de 112.5 kW en horario fuera de punta.

Costos,

Según fuentes del mercado grosso modo el metro de perforación encamisado en 10" cuesta 14 UF + IVA, y esta perforación permite una bomba de hasta 50 l·s⁻¹.

Si se considera que son dos pozos de 115 m el costo total es de 86.2 millones.

No se dispone de información acerca del resto de los costos los que arbitrariamente se establecen en 50% adicional con lo cual el costo del proyecto puede ascender a 129.3 millones.

Esto implica que el proyecto se podría pagar en 4.8 años.

Es interesante notar que pese a no haber desarrollado un ejemplo favorable debido a la profundidad del agua, y considerar sólo un sistema de calefacción sin refrigeración, igualmente este podría ser viable desde un punto de vista económico sin la necesidad de subsidios.

Resulta más interesante aun la opción de ofrecer calefacción a las 4 torres en vez de una, si se asume que todas consumen por igual, que el diámetro de la perforación sube a 12" y que el precio del metro perforado y encamisado es de UF 16+IVA el costo de la perforación será de 98.5 millones lo que podría traer asociado un costo total de este proyecto de 147.7 millones. La tabla 7.5 evalúa los ahorros que se podrían alcanzar, se asume una demanda máxima eléctrica E es de 450 kW en horario fuera de punta y 225 kW en horario punta, los ahorros alcanzan 114.5 millones anuales, en este contexto la inversión inicial se recuperaría en 1.29 años.

Analicemos si técnicamente puede existir algún problema, la máxima tasa de extracción será de $64.6 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$ o bien $5580.86 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$, por Logan (ecuación 6.19) obtenemos que para 25 metros de penetración en el espesor saturado del acuífero el caudal máximo de extracción del pozo puede ser hasta $46.875 \text{ m}^3\cdot\text{día}^{-1}$ lo que equivale a $542 \text{ l}\cdot\text{s}^{-1}$, por lo tanto este aspecto no es una restricción, al testear el máximo abatimiento posible este es de 2.5 m y al testear la distancia entre los pozos de inyección y extracción para un eventual quiebre térmico se tiene que la distancia entre los pozos debe ser sólo mayor a 4.09m, es decir no existen impedimentos técnicos para realizar este proyecto, siempre y cuando el acuífero mantenga sus características hidráulicas. La figura 7.10 representa la evaluación de impacto del proyecto en las nuevas condiciones.

	Consumo Térmico (kWh)	Ahorro Térmico (\$)	Consumo Eléctrico (kWh)	Costo Energía	Costo Demanda Hora Punta	Costo Demanda	Costo Eléctrico Total	Ahorro Mensual
Ene	91561	\$ 4,945,312.00	22890	1,224,577	\$ 1,714,487	\$ 904,788	3,843,852	\$ 1,101,460
Feb	71752	\$ 3,875,424.00	17938	959,647	\$ 1,714,487	\$ 226,197	2,900,331	\$ 975,093
Mar	101141	\$ 5,462,736.00	25285	1,352,704	\$ 1,714,487	\$ 226,197	3,293,387	\$ 2,169,349
Abr	138552	\$ 7,483,376.00	34638	1,853,063	\$ 1,714,487	\$ 226,197	3,793,746	\$ 3,689,630
May	286273	\$ 15,461,984.00	71568	3,828,756	\$ 1,714,487	\$ 226,197	5,769,440	\$ 9,692,544
Jun	631474	\$ 34,106,768.00	157869	8,445,650	\$ 1,714,487	\$ 226,197	10,386,333	\$ 23,720,435
Jul	586386	\$ 31,671,488.00	146596	7,842,616	\$ 1,714,487	\$ 226,197	9,783,300	\$ 21,888,188
Ago	651088	\$ 35,166,144.00	162772	8,707,977	\$ 1,714,487	\$ 226,197	10,648,660	\$ 24,517,484
Sep	425192	\$ 22,965,216.00	106298	5,686,736	\$ 1,714,487	\$ 226,197	7,627,419	\$ 15,337,797
Oct	176699	\$ 9,543,728.00	44175	2,363,255	\$ 1,714,487	\$ 226,197	4,303,938	\$ 5,239,790
Nov	136108	\$ 7,351,392.00	34027	1,820,380	\$ 1,714,487	\$ 226,197	3,761,064	\$ 3,590,328
Dic	111002	\$ 5,995,344.00	27750	1,484,590	\$ 1,714,487	\$ 226,197	3,425,274	\$ 2,570,070
	3407227	\$ 184,028,912	851807	\$ 45,569,951	\$ 20,573,838	\$ 3,392,955	\$ 69,536,744	\$ 114,492,168

Tabla 7.5: Estimación de ahorros para un sistema basado en 4 torres asumiendo una máxima demanda eléctrica de 225kW en horario punta de y de 450 kW fuera de punta.

Queda claro que con prácticamente la misma infraestructura el beneficio económico crece considerablemente.

Reversibilidad del sistema

Ya se ha visto que la bomba de calor permite generar calefacción y refrigeración, no obstante no es factible realizarlo por la vía de un sistema compensado tipo ASET-A, esto debido a alta conductividad hidráulica presente.

Para efectos de contemplar refrigeración y calefacción, la configuración de los pozos no cambia, el beneficio económico aumenta ya que no se requiere de infraestructura adicional.

7.6.4.3 Reducción de Emisiones de CO₂

En este ejemplo no se emite CO₂ in situ, no obstante la generación eléctrica si lo hace, actualmente en el Sistema Interconectado Central (SIC) la generación de electricidad es mayoritariamente termoeléctrica (53.7%) (<http://www.centralenergia.cl/generacion/generacion-sic/>), lo cual implica importantes emisiones de CO₂.

1 kW térmico producido por gas natural genera 0.204 kg de CO₂, en el ejemplo de calefacción para las 4 torres se sustituyen 3407227kWh térmicos que corresponden a 695 toneladas de CO₂ anualmente.

A su vez en la generación de 1 kWh eléctrico en el SIC (Sistema Interconectado Central) intervienen 0.385 kg de CO₂, para el consumo eléctrico de 851807 kW se generan 328 toneladas de CO₂, esto representa menores emisiones de CO₂ equivalentes a un 53% en comparación con la generación de calefacción con gas natural.

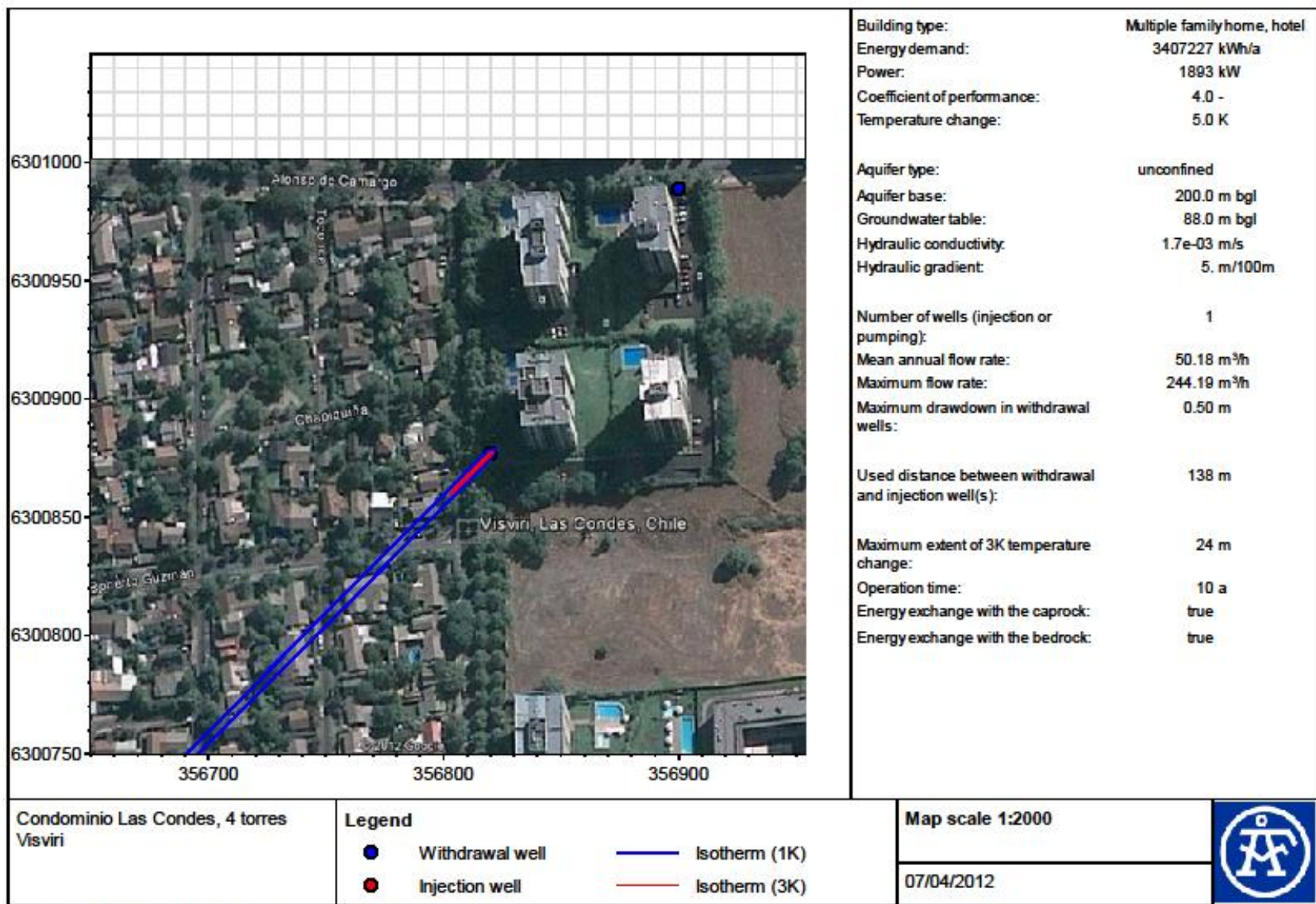


Figura 7.10: Se evalúa sistema geotérmico para las 4 torres.

8 **Discusión y Conclusiones**

Desde un punto de vista técnico:

- La implementación de sistemas geotérmicos de baja entalpía es perfectamente factible desde un punto de vista técnico en la ciudad de Santiago.
- Al presentar agua a niveles someros, es recomendable considerar sistemas geotérmicos basados en la captura o disipación de calor desde el acuífero, que presentarán por lo general una mejor solución que sistemas de circuito cerrado basados en sondajes.
- La explotación del acuífero presenta la opción de capturar agua por convección forzada, esto permite acceder a sistemas de mayor potencia instalada con un relativamente bajo involucramiento de recursos económicos.
- En eventuales instalaciones que presenten extensas superficies disponibles es probable que los sistemas de circuito cerrado en el subsuelo presenten un mayor interés económico.
- La evaluación de este tipo de sistemas requiere una perspectiva multidisciplinaria, conociendo e interpretando adecuadamente los datos hidrogeológicos, estimando adecuadamente los patrones de consumo y la magnitud y ocurrencia de las máximas demandas.
- En la etapa de diseño de la edificación existen herramientas que permiten disminuir la demanda máxima eléctrica en los horarios punta, estos aspectos debieran ser considerados en una eventual política pública.
- No existe un mercado de prestación de servicios idóneo, aspecto fundamental para un desarrollo exitoso de esta tecnología.
- En el desarrollo de esta tesis se explican las variables críticas hidrogeológicas que influyen en el éxito de una eventual implementación y se ofrecen ejemplos prácticos para facilitar la comprensión de estos sistemas.

Respecto del acuífero de Santiago se puede establecer lo siguiente:

- Existe abundante información disponible de pozos previos, la cual es accesible en la DGA.
- En general este acuífero en los niveles de extracción de agua puede ser considerado no confinado y de un gran espesor.
- Existen mapas generados por la DGA que ofrecen un contexto amplio de las principales características del acuífero, lo que puede servir como primera referencia para la generación de una evaluación técnica y económica específica.
- El agua es somera en gran parte de Santiago lo que ofrece ventajas económicas importantes en una eventual implementación.

Desde un punto de regulatorio y de políticas públicas se puede indicar que:

- La geotermia de muy baja entalpía para la climatización de edificios es una excelente herramienta, es una tecnología probada exhaustivamente a nivel mundial, que es rentable por sí misma y es factible de ser utilizada en prácticamente en todo el territorio nacional.
- Actualmente no existen políticas de apoyo que apliquen a esta tecnología.
- La autoridad debe establecer una política pública de apoyo específica a la implementación de esta tecnología.
- Se debe considerar el apoyo en el Know How técnico a empresas locales de forma que se pueda adquirir el expertise necesario para implementar los proyectos.
- Para conseguir una mejor comprensión de la hidrogeología a nivel nacional se propone elaborar mapas con las propiedades hidráulicas de los acuíferos, esto facilitará generar evaluaciones técnicas de los proyectos.
- Desde un punto de vista técnico la DGA debiera ofrecer permisos de explotación no consuntivos en la ciudad de Santiago ya que no afectan la disponibilidad de agua.
- Se debe regular el impacto hidrotérmico admisible, asimismo potenciar la opción de que los sistemas sean compensados (ASET-A) lo que minimiza el impacto de la pluma de calor o frío lo que en definitiva permite un uso más generalizado de los sistemas.

Desde un punto de vista económico

- No se estableció una evaluación económica detallada, si se realizaron consideraciones económicas en el ejemplo desarrollado.
- Se aprecia que si bien el ejemplo no era favorable por la alta profundidad a la que se encontraba el agua, este logra una viabilidad económica con una recuperación de la inversión en menos de 5 años para una torre o en menos de 1.5 años para el condominio de 4 torres.
- Lo anterior ejemplifica que si bien los sistemas basados en la explotación del acuífero requieren un trabajo más especializado, mayor inversión y Mantencion, funcionan a un nivel muy competitivo cuando escalan en tamaño.

9 **Referencias**

AEDO, P; Y LARRAIN, S. 2004. Proyecto de Ley para la Promoción de las Energías Renovables en Chile. Programa Chile Sustentable. Primera Edición, Enero 2004. 82 p.

BAKEMA, G., 2001, Well and borehole failures in UTESS. State of the art 2000 (Draft 2). IF Technology bv report 2/9805/GW, Arnhem, Netherlands, November 2001, 48 pp.

BANKS, D. 2008, An Introduction to Thermogeology, Ground Source Heating and Cooling, Blackwell Publishing Ltd, Oxford, 339p.

BANKS, D. Y ROBINS, N., 2002, An Introduction to Groundwater in Crystalline, Bedrock. Norges geologiske undersøkelse, Trondheim, 63 pp.

BANKS, D., DAVIES, C. Y DAVIES, W., 1995, The Chalk as a karstic aquifer: the evidence from a tracer test at Stanford Dingley, Berkshire. Quarterly Journal of Engineering Geology 28: S31–S38.

BIERSCHENK, W.H., 1963, Determining well efficiency by multiple step-drawdown tests. International Association of Scientific Hydrology Publication 64: 493–507.

BOYLE, G., 2004, Renewable Energy, 2nd Edition. Oxford University Press, Oxford, 452 pp.

BREDEHOEFT, J.D., PAPADOPULUS, S.S. Y COOPER, H.H., 1982, Groundwater: The water-budget myth. The Geophysics Study Committee, Studies in 302 References, Geophysics: Scientific Basis of Water Resource Management, National Academy Press, Washington DC, 51–57, Chapter 4.

CHILE, Ministerio de Obras Públicas, Dirección General de Aguas, Manual De Normas Y Procedimientos Para La Administración De Recursos Hídricos, 2008.

CLYDE, C.G. Y MADABHUSHI, G.V., 1983, Spacing of wells for heat pumps. Journal of Water Resources Planning and Management 109(3): 203–212.

COOPER, H.H. Y JACOB, C.E., 1946, A generalised graphical method for evaluating formation constants and summarizing well field history. Transactions of the American Geophysical Union 27: 526–534.

DE MARSILY, G., 1986, Quantitative Hydrogeology. Groundwater Hydrology for Engineers. Academic Press, New York, 464 pp.

DEGREE DAYS - Handle with Care!, 2012, [En Línea], <http://www.energylens.com/articles/degree-days>, Consulta Abril, 2012.

DICKSON, M.H. Y FANELLI, M., 2004, What Is Geothermal Energy? Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR, Pisa, Italia.

DOMENICO, P.A. Y SCHWARTZ, F.W., 1990, Physical and Chemical Hydrogeology, Wiley, New York, 824 pp.

DRISCOLL, F.G., 1986, Groundwater and Wells. Johnson Filtration Systems, St Paul, USA, 1089 pp.

FERGUSON, G. Y WOODBURY, A.D., 2005, Thermal sustainability of groundwater-source cooling in Winnipeg, Manitoba. Canadian Geotechnical Journal 42: 1290-1301.

GRINGARTEN, A.C., 1978, Reservoir lifetime and heat recovery factor in geothermal aquifers used for urban heating. Pure and Applied Geophysics 117(1-2): 297-308.

GROVE, D.B., 1971, U.S. Geological Survey tracer study, Amargosa Desert, Nye County, Nevada, Part II - an analysis of the flow field of a discharging-recharging pair of wells. U.S. Geological Survey Report USGS-474-99: 56 pp.

GUVEN, O., FALTA, R.W., MOLZ, F.J. Y MELVILLE, J.G., 1986, A simplified analysis of two-well tracer tests in stratified aquifers. Ground Water 24(1): 63-71.

HALOZAN, H. Y RIEBERER, R., 2003, Direct-evaporation ground-coupled heat, pumps. Abstract ICR0461 submitted to 21st International Institute of Refrigeration (IIR) Congress of Refrigeration (Sector: Heat Pumps), 17-22 August 2003, Washington DC.

HEAP, R.D., 1979, Heat Pumps. E. & F.N. Spon Ltd., London, 155 pp.

HENDRIKS, M. y GODSCHALK, M. S., 2008, De Pozos de Refrigeración a Almacenamiento de Energía, Madrid.

HIMMELSBACH, T., HOTZL, H. and MALOSZEWSKI, P., 1993, Forced gradient tracer tests in a highly permeable fracture zone. In: Banks, S.B. and Banks, D. (eds.), Hydrogeology of Hard Rocks, Memoirs of the XXIVth Congress International Association of Hydrogeology, Ås, Oslo, Norway, 237-247.

IRIARTE, S., 2003, Impact of Urban Recharge on Long Term Management of Santiago Norte Aquifer, Santiago-Chile, thesis for the degree of Master of Science, University of Waterloo, Ontario, Canadá. 154p.

KELLEY, I., 2006, Ground-source heat pumps deliver both high efficiency and reliability – good news for both contractors and their customers. Wisconsin Perspective, September–October 2006: 14–16.

LIENHARD, J.H. (IV) and Lienhard, J.H. (V), 2006, A Heat Transfer Textbook, 3rd Edition. Phlogiston, Cambridge, MA, USA, 749 pp.

LIPPMANN, M.J. Y TSANG, C.F., 1980, Groundwater use for cooling: Associated aquifer, temperature changes. Ground Water 18(5): 452–458.

LLOPIS, G.y ANGULO, V., 2008, Guía de la Energía Geotérmica, Dirección General de la Industria, Energía y Minas, Consejería de Economía y Consumo, 185p, Madrid.

MISSTEAR, B., BANKS, D. and CLARK, L., 2006, Water Wells and Boreholes. Wiley, Chichester, UK, 498 pp.

OCHSNER, K., 2008, Geothermal Heat Pumps, A guide for Planning & Installing, Earthscan, Londres.

POLLACK, H.N., HURTER, S.J. Y JOHNSON, J.R., 1993, Heat flow from the earth's interior. Analysis of the global data set. Reviews of Geophysics 31: 267–280.

ROSÉN, B., GABRIELSSON, A., FALLSVIK, J., HELLSTROM, G. Y NILSSON, G., 2001, System för värme och kyla ur mark – En nulägesbeskrivning [Systems for ground source heating and cooling – a status report – in Swedish]. Varia 511, Statens Geotekniska Institut Linköping, Sweden.

RYBACH, L., 2003. Geothermal energy: sustainability and the environment. Proceedings of the European Geothermal Conference, 25–30 May 2003, Szeged, Hungary, Paper No. 1-2-03.

SKARPHAGEN, H., 2006, Grunnvarme – Varmeveksling med grunnen [Ground source heat – heat exchange with the ground: in Norwegian]. Distance learning module developed for the University of Oslo.

SNIJDERS A.L., 1992, Aquifer seasonal cold storage for space conditioning: some cost effective applications. ASHRAE Transaction 1992 symposium.

SNOW, D.T., 1969, Anisotropic permeability of fractured media. Water Resources Research 5(6): 1273–1289.

STEFANSSON, V. and AXELSSON, G., 2003, Sustainable utilization of geothermal energy resources. United Nations University, Geothermal

Training Programme IGC2003 – Short Course, Orkustofnun, Grensásvegur 9, September 2003, IS-108 Reykjavík, Iceland.

THEIS, C.V., 1940, The source of water derived from wells: Essential factors controlling the response of an aquifer to development. *Civil Engineering* 10(5): 277–280.

THIEM, A., 1887, Verfahrers für Natürlicher Grundwassergeschwindigkeiten. *Polytechnisches Notizblatt* 42: 229.

WALSH, J.B., 1981, Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* 18: 429–435.

WILLEMSEN, A., 1998, Open-loop Geothermal Heat Pump Systems in the USA and Aquifer Cold Storage in the Netherlands – Similarities and Differences. *The Second Stockton International Geothermal Conference*.