



Energía Geotérmica Profunda

Fundamentos y posibilidades de usos en Alemania

Pie de Imprenta

Editor

Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG)
Stilleweg 2, 30655 Hannover, Alemania
e-mail: poststelle@liag-hannover.de · internet: <http://www.liag-hannover.de>

Autores

Ingrid Stober, KIT – Instituto de Tecnología de Karlsruhe, Instituto de Geociencias Aplicadas (AGW),
Adenauerring 20 b (edificio 50.40), 76131 Karlsruhe, Alemania, e-Mail: ingrid.stober@kit.edu;
Thomas Fritzer, LfU – Agencia Bávara de Medioambiente,
Bürgermeister-Ulrich-Str. 160, 86179 Augsburg, Alemania;
Karsten Obst, LUNG – Oficina Central de Medioambiente, Protección de Recursos Naturales y Minería de
Mecklemburgo-Pomerania Occidental, Goldberger Str. 12, 18273 Güstrow, Alemania;
Thorsten Agemar, LIAG – Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada,
Stilleweg 2, 30655 Hannover, Alemania;
Rüdiger Schulz, antes LIAG – Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada,
Stilleweg 2, 30655 Hannover, Alemania

Redacción

Josef Weber, LIAG – Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada, Hannover, Alemania
Ernesto Meneses Rioseco, LIAG – Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada, Hannover, Alemania

Diseño

Josef Weber, LIAG – Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada, Hannover, Alemania
Katja Tribbensee, LIAG – Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada, Hannover, Alemania

Impresión

Printmedien Biewald GmbH & Co. KG, Langenhagen, Alemania

Ilustraciones

Johannes Birner (portada, p. 67, 69),
Ingrid Stober (p. 8, 12, 16, 17, 74),
Torsten Tischner (p. 19, 25, 48),
www.geothermie-unterhaching.de (p. 21, 75),
Karsten Obst (p. 22, 63),
Hermann Bunes (p. 24),
Groupement Européen d'Intérêt Économique (GEIE) (p. 27, 79),
Stadtwerke Prenzlau (p. 30),
Frank Hoffmann (p. 36),
GEOVOL Unterföhring GmbH (p. 77)

Primera edición en castellano: 3.000 ejemplares (enero 2017)

Este folleto no está a la venta.

ISBN: 978-3-9817896-2-1

Supported by:



Federal Ministry
for Economic Affairs
and Energy

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Índice

	Observaciones Preliminares	5
1	Introducción	6
2	Fundamentos de la Energía Geotérmica Profunda	7
2.1	Definiciones de términos	7
2.2	Propiedades termofísicas	10
2.3	Propiedades hidráulicas	11
2.4	Métodos de investigación para determinar los parámetros del yacimiento geotérmico	13
3	Sistemas de Aprovechamiento de la Energía Geotérmica Profunda	15
3.1	Sistemas hidrotermales de baja entalpía: Acuíferos	15
3.2	Sistemas hidrotermales de baja entalpía: Fallas	22
3.3	Sistemas petrotermales: Tecnología EGS	23
3.4	Sonda geotérmica profunda	30
3.5	Túneles, cavernas y minas	31
4	Parámetros Relevantes para el Uso de la Energía Geotérmica	32
4.1	Parámetros termofísicos	33
4.2	Parámetros hidráulicos	37
4.3	Propiedades químicas y físicas de fluidos	44
5	Procedimientos de Prueba y Modelación de Acuíferos	49
5.1	Pruebas hidráulicas	49
5.2	Modelación de acuíferos	55
6	Sistema de Información Geotérmico	57
7	Regiones para la Utilización Hidrotermal en Alemania	59
7.1	Cuenca del Norte de Alemania (parte oriental)	60
7.2	Fosa del Alto Rin	64
7.3	Cuenca Molasa del Sur de Alemania	66
8	Proyectos de la Geotermia Profunda	72
8.1	Neustadt-Glewe (Cuenca del Norte de Alemania)	72
8.2	Bruchsal (Fosa del Alto Rin)	74
8.3	Unterhaching (Cuenca Molasa del Sur de Alemania)	75
8.4	Unterföhring (Cuenca Molasa del Sur de Alemania)	76
8.5	El proyecto EGS europeo en Soultz-sous-Forêts	79
9	Bibliografía	80
9.1	Literatura citada	80
9.2	Directrices	84
9.3	Atlas y mapas	85
9.4	Enlaces	85

Observaciones Preliminares

El uso mundial de la energía se ha incrementado en las últimas décadas de manera dramática. Durante este tiempo la población mundial también ha incrementado sus niveles.

Está previsto que el consumo de energía en los próximos 50 años se triplique al igual que la población mundial que pasará de 7,4 en 2016 a 11,2 mil millones de personas en 2100 (NACIONES UNIDAS 2015). Las necesidades energéticas actuales están cubiertas principalmente por la combustión de los recursos energéticos fósiles, como carbón, petróleo y gas, con enormes efectos negativos sobre el clima mundial mediante la liberación de gases de efecto invernadero. La combustión de energías fósiles tiene consecuencias dramáticas para la vida en la Tierra.

La emisión de CO₂, así como el metano que proviene de la explotación y transporte del gas natural, son claramente responsables del incremento del efecto invernadero al igual que el aumento del promedio de la temperatura a nivel mundial. El uso de combustibles fósiles en la generación de energía, ya sea eléctrica y/o para calefacción es un factor de importancia con respecto a los cambios climáticos mundiales. El uso de energías renovables, como la energía solar, la energía hidráulica o la energía geotérmica en plantas eléctricas modernas brinda, al contrario del uso de combustibles fósiles, la posibilidad de tener una producción casi libre de emisiones. Para garantizar un suministro de energía seguro, con futuro sostenible y de tal forma que no dañe al medio ambiente es necesario substituir los combustibles fósiles por energías renovables.

En Alemania se desea ampliar la utilización de energías renovables para así contribuir más al suministro de energía eléctrica y en particular al desarrollo del mercado de la calefacción. La utilización de energías renovables y el uso eficiente de energías son fomentadas por ejemplo a través de la Ley complementaria de Energía Renovable (en alemán: Erneuerbare-Energien-Gesetzes - EEG), la nueva ley de energías renovables de calor, el programa de desarrollo para la promoción de las energías renovables en el mercado de la calefacción y a través de incentivos o subsidios de los costos de perforaciones para proyectos concernientes a la geotermia profunda.

Junto al uso de la energía hidráulica, biomasa, solar y eólica, la energía geotérmica juega cada día más un rol de mayor importancia. El mercado geotérmico registra un crecimiento tan veloz que actualmente la planificación profesional por un lado y la necesidad de información adecuada por otro coexisten al mismo tiempo. El folleto informativo “Energía Geotérmica Profunda - Fundamentos y posibilidades de usos en Alemania” ofrece consejos técnicos e indicaciones para apoyar el proceso de decisión sobre inversiones a favor del uso de la energía geotérmica profunda, sus posibilidades y las diferentes formas de inversión en este campo. Junto a una descripción comprensible de relaciones y principios técnicos y físicos, este folleto nos introduce en detalle la geotermia profunda, permitiéndonos así tener una perspectiva general del estado actual de la tecnología.

1 Introducción

El desarrollo de las energías renovables es un elemento central dentro de las estrategias político energéticas en Alemania. En un plan de energía para el futuro la energía geotérmica puede tener un rol preponderante como energía de base libre de emisiones. Un reporte de la Oficina de Consecuencias del Uso de la Técnica (PASCHEN et al. 2003) confirma un potencial considerable de energía geotérmica profunda que podría cubrir las necesidades energéticas de la República Federal Alemana y aún superar estas necesidades varias veces. En regiones con condiciones favorables como la Cuenca Molasa del Sur de Alemania, la Fosa del Alto Rin y la Cuenca del Norte de Alemania, la utilización de energía geotérmica ya es un éxito. Por ejemplo en Mecklemburgo-Pomerania Occidental ya hay varias centrales de calefacción geotérmica en funcionamiento desde los años 80s. En años recientes la zona de Múnich y sus alrededores ha vivido una expansión en la construcción de plantas geotérmicas que proveen de energía térmica y en algunos casos de energía eléctrica a varios municipios.

No obstante, es necesario todavía investigar y desarrollar el uso de la energía geotérmica profunda para lograr así la reducción de costos de inversiones, el desarrollo de nuevas tecnologías, la minimización de los riesgos de exploración, el desarrollo del potencial de manera segura y en regiones menos favorables. Un aspecto importante constituye en este caso la entrega de datos e información detallada a promotores de proyectos geotérmicos, a instancias encargadas y al público en general. Como lo demuestran las ediciones de este folleto informativo en alemán e inglés, la necesidad de información sistemática sobre los posibles usos de la energía geotérmica es muy grande, por lo que se decidió editar esta versión en castellano con la intención de acceder al numeroso público hispanohablante. Los folletos no sólo presentan de manera simple y concisa las complejas relaciones técnicas sino también explican los sistemas de aplicaciones y los parámetros geotérmicos de importancia junto con los aspectos de planeamiento relacionados. En los primeros capítulos se explica la terminología y se presentan los sistemas de utilización de la energía geotérmica. A esto le sigue una mirada general a los parámetros más importantes y métodos de prueba. Al final del folleto se describen las regiones más importantes de Alemania en el uso de la energía hidrotermal junto con una selección de proyectos.

El contenido de este folleto ha surgido en el marco del desarrollo y evolución del “Sistema de Información Geotérmico de Alemania” (GeotIS). Este proyecto, financiado por el Gobierno Federal Alemán, fue llevado a cabo bajo la dirección del Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG) junto con la Agencia Bávara de Medioambiente (LfU), la Universidad Libre de Berlín, la firma Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN), la Oficina Central de Minería, Energía y Geología de Baja Sajonia (LBEG), la Oficina Central de Medioambiente, Protección de Recursos Naturales y Minería de Mecklemburgo-Pomerania Occidental (LUNG), las autoridades del distrito de Friburgo en el Estado Federal de Baden-Wurtemberg (RPF) y el Instituto de Tecnología de Karlsruhe (KIT). GeotIS es desarrollado a través del apoyo del Ministerio Federal de Economía y Energía Alemán (ver Capítulo 6). Actualmente, el equipo que mantiene y expande GeotIS también establece una plataforma multimedia de educación a distancia (e-learning). Este instrumento de aprendizaje a distancia (online) se basará fundamentalmente en el contenido de este folleto, no obstante no se limitará solamente a este. Se desarrollarán componentes adicionales de medios interactivos para facilitar el conocimiento y la comprensión.

A este folleto se le fueron también incorporados los resultados del trabajo conjunto del grupo “Geotermia Profunda”. Este grupo se encargó de elaborar por medio de una iniciativa del Comité Federal para la Investigación de los Suelos (BLA-GEO) una guía general para el uso de la energía geotérmica en formaciones profundas (PK TIEFE GEOTHERMIE 2007) al igual que un reporte sobre los parámetros y métodos de investigación (PK TIEFE GEOTHERMIE 2008).

2 Fundamentos de la Energía Geotérmica Profunda

2.1 Definiciones de términos

La **energía geotérmica** o también llamada la **geotermia** es la energía térmica generada y acumulada en la Tierra (DIRECTRIZ VDI 4640; una directiva de la Asociación de Ingenieros Alemanes). Sinónimos de esta incluyen también **calor geotérmico**.

La energía geotérmica está generalmente disponible en cualquier lugar y en cualquier momento. Es una energía prácticamente inagotable, si es utilizada correctamente debido a la generación natural continua de calor. El incremento de la temperatura con la profundidad es en promedio 3 K por 100 m cuando la conducción domina el transporte térmico. Este incremento de la temperatura con respecto a la profundidad es llamado gradiente de temperatura o gradiente geotérmico, el cual es medido en K por km, una variante simple y popular de esta unidad de medida sería °C por km. Este gradiente es el resultado del flujo de calor desde el interior de la tierra hacia la superficie terrestre. La densidad de flujo de calor de la superficie terrestre en Alemania es de un promedio alrededor de 65 mW/m². Una pequeña parte de este (aproximadamente 30 %) se remonta a restos de calor producidos durante la formación del planeta Tierra y la mayor parte (alrededor de 70 %) tiene su origen en la desintegración de isótopos de uranio, torio y potasio alojados en la corteza terrestre.

La distribución de la temperatura del subsuelo no es uniforme. En Alemania hay regiones donde el gradiente de temperatura es considerablemente alto en comparación con la media. En algunas zonas de la Fosa del Alto Rin, en la región de Bad Urach a los pies del Jura de Suabia, en la zona de fallas Landshut-Neuötting cerca de Landshut en Bavaria o en diferentes partes de la Cuenca del Norte de Alemania, la temperatura registra en parte un aumento superior a 5 K por 100 m de profundidad. En estos lugares existen las llamadas anomalías positivas con respecto a la temperatura. Estas anomalías son ventajosas para el uso de la energía geotérmica, ya que la temperatura deseada se puede alcanzar a profundidades relativamente bajas logrando así un bajo costo de perforación e inversión.

Los sistemas geotérmicos se pueden clasificar de diferentes maneras. En Alemania, cuando se toma en consideración la profundidad en que se alcanza la temperatura deseada y la forma en que esta ha de ser utilizada, resulta una división entre la geotermia profunda y la geotermia somera o entre sistemas abiertos y cerrados (Fig. 1). Especialmente en Alemania, esta diferenciación es adecuada porque la variedad de parámetros geocientíficos requeridos depende del tipo de utilización.

En el caso de la **geotermia somera**, la energía geotérmica es extraída en regiones cercanas a la superficie terrestre, por ejemplo mediante la utilización de colectores geotérmicos (profundidad de instalación de hasta 5 m, para colectores horizontales normalmente de 1,2 a 1,5 m), sondas geotérmicas verticales (profundidad de pozo normalmente inferior a 100 m debido al reglamento minero en Alemania, pero también a más de 200 m), pozos de agua subterránea (profundidad depende del nivel del agua subterránea) o pilotes geotérmicos (económicamente viables a partir de unos 6 m) (ver DIRECTRIZ VDI 4640 Parte 2 2001). Un uso energético en este caso específico de la geotermia somera es sólo posible a través de bombas de calor, esto significa que mediante trabajo técnico adicional es posible elevar el nivel de temperatura. La calefacción directa (por ejemplo la calefacción de cambiavías de ferrocarril) mediante tuberías de calor (heat pipes) con CO₂ como medio de transferencia de calor se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

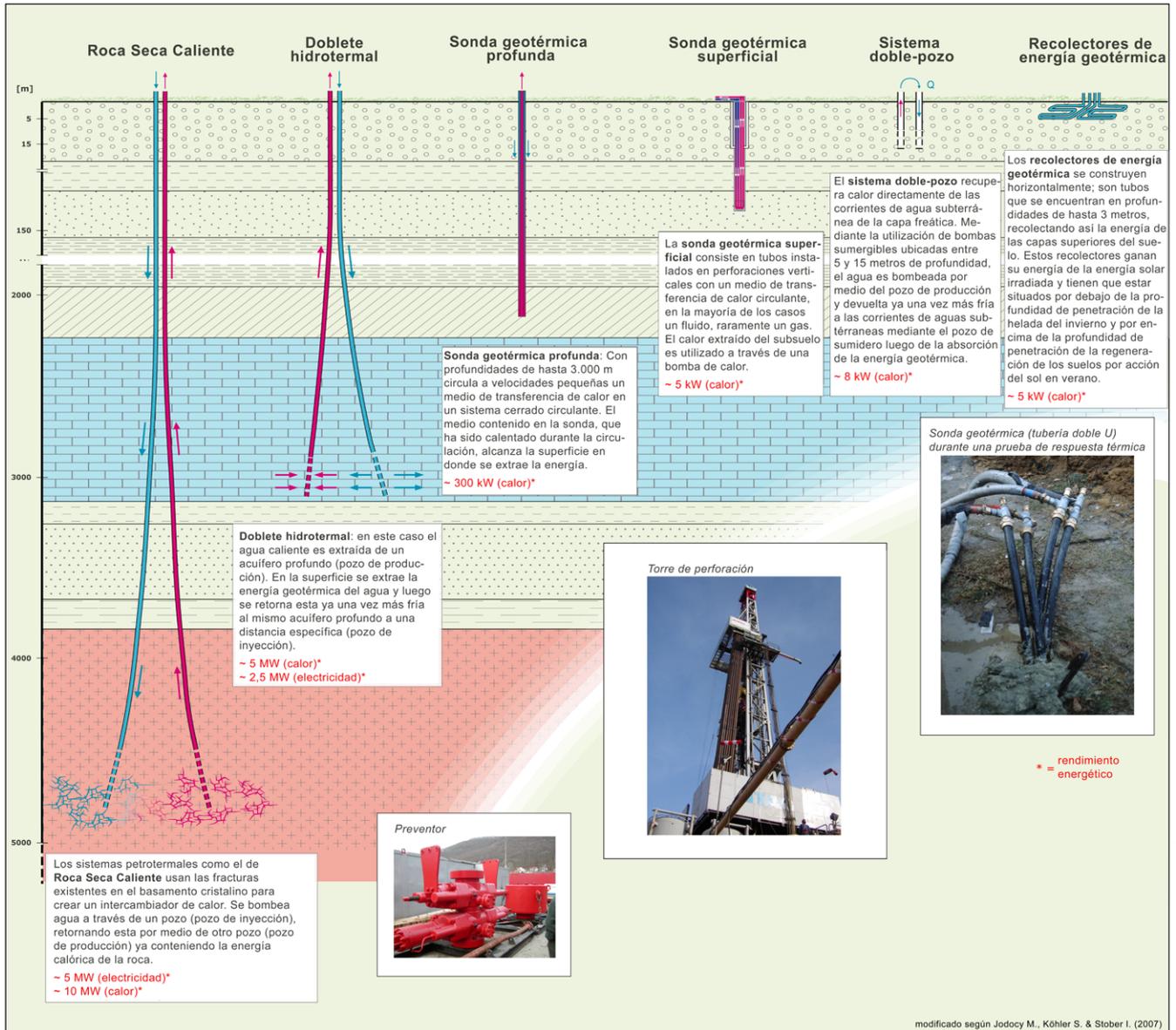


Fig. 1. Ejemplos que muestran los diferentes tipos de utilización de energía geotérmica

La utilización de **energía geotérmica profunda** incluye sistemas en los cuales la energía geotérmica es extraída a través de pozos profundos. La energía se puede usar directamente de fluidos calientes producidos (es decir, sin elevar el nivel de temperatura).

En Alemania, la energía geotérmica profunda comprende comúnmente profundidades de más de 1.000 m y temperaturas superiores a 60 °C. La utilización en profundidades entre aproximadamente 400 m y 1.000 m se denomina a menudo aplicaciones geotérmicas de profundidad media. Las zonas con aguas termales que suben hasta la superficie terrestre (Aquisgrán, Baden-Baden, Wiesbaden) representan un caso especial. Catalogar los recursos geotérmicos por profundidad difiere a nivel mundial y podría no ser útil para los códigos de informes internacionales. Sin embargo, los códigos de informes nacionales y los conceptos de catalogación pueden justificarse como ejemplifica este caso alemán.

La energía geotérmica profunda incluye los siguientes sistemas definidos por la entalpía. La entalpía (o contenido de calor) es una medida de la energía dentro de un sistema termodinámico.

→ **Sistemas hidrotermales de baja entalpía:**

El concepto de utilización de los sistemas hidrotermales se refiere a los fluidos térmicos almacenados en las rocas del yacimiento. En la mayoría de los proyectos relacionados, estos se utilizan directamente (o en casos determinados mediante un intercambiador de calor) para la alimentación de los sistemas de calefacción local y urbana, así como para fines agrícolas, industriales o para baños termales. Temperaturas por encima de aproximadamente 100 °C permiten la generación de electricidad por centrales eléctricas binarias (tipo ORC o Kalina). Ejemplos son:

- **Acuíferos** con agua caliente (> 100 °C), tibia (60–100 °C) o termales (> 20 °C) (Sección 3.1).
- **Fallas o zonas de falla** con flujos elevados de calor o de fluido. En Alemania, estas zonas de falla geotérmicamente activas se encuentran en el rango de temperaturas antes mencionado. Varias iniciativas han sido tomadas para estimar el potencial geotérmico de los sistemas regionales de fallas (JUNG et al. 2002) (ver Sección 3.2). Zonas de fallas más pequeñas ya son objetivos importantes de perforación y además han sido utilizadas con éxito en el Fosa del Alto Rin así como en la Cuenca de Molasa de Baviera (LÜSCHEN et al. 2014).

→ **Sistemas hidrotermales de alta entalpía:**

Utilización de sistemas de vapor o de dos fases para la generación de electricidad; no es posible en Alemania debido al gradiente geotérmico medio relativamente muy bajo.

→ **Sistemas petrotermales:**

Utilización de la energía térmica almacenada en la roca sin necesidad de la presencia de fluidos térmicos naturales. Ejemplos de sistemas petrotermales constituyen los **sistemas geotérmicos mejorados** (Enhanced Geothermal System - EGS) o **sistemas de roca seca caliente** (Hot Dry Rock - HDR): Estos sistemas extraen energía térmica de la roca misma; por lo tanto, son en gran medida independientes de estructuras que contienen agua, pero dependen de la permeabilidad de la roca que necesita ser mejorada por técnicas de estimulación cuando es naturalmente demasiado baja. La roca caliente (todos los tipos de roca compacta, comúnmente roca cristalina o ígnea pero también roca sedimentaria) se utiliza como intercambiador de calor (STOBER & BUCHER 2014). Estos sistemas se utilizan principalmente para la generación de electricidad y son hasta ahora muy costosos (Sección 3.3).

→ **Sondas geotérmicas profundas** (Borehole Heat Exchanger - BHE): Estas extraen energía térmica de cualquier secuencia de rocas cargadas con agua o secas mediante la circulación de un medio de transferencia de calor dentro de un circuito cerrado del intercambiador de calor. Sondas geotérmicas profundas sólo pueden utilizarse para el suministro de calor (Sección 3.4).

Otra posibilidad es la utilización de la energía geotérmica de las minas, cavernas y túneles (Sección 3.5), así como el almacenamiento de energía en los sistemas acuíferos sedimentarios. Especialmente el almacenamiento del exceso de calor, por ejemplo de las centrales de cogeneración o las centrales de ciclo combinado, en los acuíferos profundos en verano con recuperación en tiempos de demanda de calor (en invierno) tiene un gran potencial.

El conocimiento sobre las propiedades de las formaciones subterráneas profundas es importante para caracterizar ubicaciones para el uso de la energía geotérmica profunda. A continuación se describen las propiedades más importantes. En los capítulos 4 y 5 se presenta información detallada sobre los parámetros relevantes, incluyendo sus definiciones y determinaciones.

2.2 Propiedades termofísicas

Aparte de la **temperatura** T [K], las propiedades térmicas más importantes incluyen la **conductividad térmica** λ [$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$] y la **capacidad calorífica específica** c [$\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$]. La conductividad térmica describe la capacidad de un material de transportar energía térmica en forma de calor. La capacidad calorífica describe su capacidad de almacenar calor. Este último parámetro es importante para caracterizar procesos transitorios, es decir, que varían en el tiempo.

Otro parámetro de importancia es la **densidad de flujo de calor** q [W m^{-2}], el flujo de calor por unidad de área. El factor tiempo es un componente integrador del flujo de calor. La densidad de flujo de calor corresponde al producto de la conductividad térmica λ y el **gradiente de temperatura** $\text{grad } T$ [K m^{-1}] y está definida por la ecuación de Fourier, que describe la conducción térmica:

$$q = \lambda \cdot \text{grad } T \quad (1)$$

La conductividad térmica λ varía entre 2 y 6 $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ en roca sólida, mientras que la conductividad térmica del agua es de sólo 0,598 $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ (a 20 °C). Los acuíferos de alta permeabilidad con alta porosidad tienen por lo tanto una conductividad térmica más baja que los acuíferos con baja permeabilidad y porosidad. Bajo condiciones in situ, la capacidad calorífica específica c para las rocas sólidas está en el pequeño intervalo de 0,8 a 1,0 $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$. Por el contrario, la capacidad calorífica específica de aguas subterráneas profundas es mayor y oscila entre 3,5 y 4,4 $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ (dependiendo de la salinidad y la temperatura). Esto significa que el agua almacena el calor mejor que la roca sólida mientras que la conductividad térmica del agua es menor que la de la roca sólida. El ascenso o el descenso de las aguas subterráneas, por ejemplo, puede provocar anomalías de temperatura causadas por la convección. En la gran parte del territorio de Alemania se supone que a mayor profundidad las diferencias en la conductividad térmica y en la densidad de flujo de calor y, en consecuencia el mecanismo de la conducción térmica, son responsables de la distribución heterogénea de la temperatura (Fig. 2).

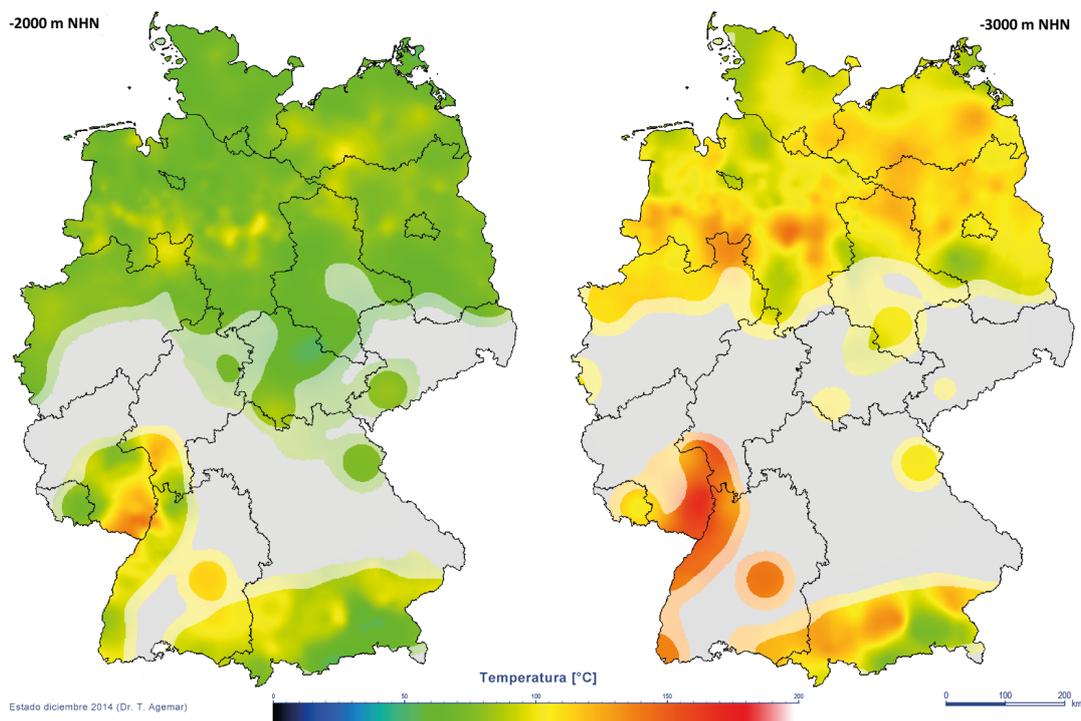


Fig. 2: Distribución de la temperatura del subsuelo en profundidades de 2.000 m y 3.000 m bajo el nivel del mar. Las áreas sin datos aparecen en gris.

2.3 Propiedades hidráulicas

La **permeabilidad** y la **conductividad hidráulica** describen la capacidad de un medio sólido de admitirle a un fluido viscoso con una densidad específica que lo atraviese. La permeabilidad se limita a las propiedades de la roca mientras que la conductividad hidráulica también incluye las propiedades del agua (en parte altamente mineralizada y rica en gas). La conductividad hidráulica k_f [m s^{-1}] indica el caudal Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$] a través de un área A [m^2] en un gradiente hidráulico i [-]:

$$k_f = \frac{Q}{i \cdot A} \quad (2)$$

La permeabilidad K [m^2] está relacionada con la conductividad hidráulica a través de las propiedades físicas del agua (viscosidad μ , densidad ρ):

$$k_f = K \cdot \left(\frac{\rho \cdot g}{\mu} \right) \quad (3)$$

donde g es la aceleración de la gravedad.

La conductividad hidráulica tiene una importancia crucial al cuantificar el flujo de masa de agua subterránea. La conductividad hidráulica es parte de la **Ley de Darcy** (Ecuación 2). Conociendo el área de la sección transversal por la cual pasa el flujo del agua subterránea, es posible calcular la cantidad de agua por unidad de tiempo Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$]. La Ley de Darcy es estrictamente sólo válida para flujos laminares (lineales). Se deben usar otras leyes de flujo para rocas de baja permeabilidad y gradientes hidráulicos extremadamente bajos (como es típico de las rocas de basamento o rocas cristalinas poco permeables, así como formaciones sedimentarias compactas) y para rocas de muy alta permeabilidad con gradientes geotérmicos extremadamente altos (como es típico del karst en rocas carbonatadas o rocas fracturadas con flujo turbulento).

La Ley de Darcy es tomada como la base de todas las **pruebas hidráulicas** realizadas en pozos. A través de estas pruebas, la conductividad hidráulica de las formaciones rocosas subterráneas puede derivarse de la tasa de producción o de inyección del pozo y de los gradientes hidráulicos observados (aumento o caída del nivel de agua, aumento o reducción de la presión). Sin embargo, esto no da una indicación directa de la permeabilidad o de la conductividad hidráulica antes mencionada sino más bien un valor integral sobre el horizonte de prueba (espesor del acuífero H), es decir, la **transmisividad** T [$\text{m}^2 \text{s}^{-1}$]. Sólo si el acuífero es homogéneo e isótropo la conductividad hidráulica se puede calcular directamente a partir de la transmisividad:

$$T = k_f \cdot H \quad (4)$$



Fig. 3: Jurásico Superior cavernoso (Malm): ejemplo de un acuífero con permeabilidad muy alta

es una medida del cambio volumétrico del agua almacenada ΔV en respuesta a un cambio de altura de presión de la columna de agua Δh por superficie A :

$$S = \frac{\Delta V}{\Delta h \cdot A} \quad (5)$$

El **coeficiente de almacenamiento específico** S_s [m^{-1}] se refiere a un volumen en lugar de a una superficie. La relación entre el coeficiente de almacenamiento y el coeficiente de almacenamiento específico es análoga a la relación entre la transmisividad y la conductividad hidráulica. Lo siguiente es válido para acuíferos isótropos y homogéneos:

$$S = S_s \cdot H \quad (6)$$

La **porosidad total** n [-] es la relación entre el volumen de poros presentes en la roca y su volumen total. Este define la capacidad de almacenamiento de un acuífero e incluye las fracturas y poros de la matriz de la roca, así como cualquier vacíos o vacuolas en una masa rocosa causado por grietas, fisuras y cavernas (en Alemania la especificación estándar alemana DIN 4049, parte 3). La permeabilidad de una masa rocosa y, por lo tanto, la productividad del yacimiento dependen significativamente de la red de fracturas y de los sistemas de cavernas. La **porosidad efectiva** n_f [-] describe la parte de la porosidad total n que contribuye al flujo de fluido (por ejemplo, sin agua adhesiva y poros aislados) y se refiere al espacio de poros efectivamente utilizable. La porosidad efectiva es la porosidad total menos la parte del espacio poroso ocupada por el agua adhesiva y por los poros aislados. Esta proporciona una estimación de – pero no se puede convertir directamente en – la conductividad hidráulica porque el tamaño, la forma y las conexiones entre las cavidades son importantes también. La porosidad efectiva puede determinarse mediante pruebas de trazadores o pruebas de bombeo (NORMA DVGW W 109 y W 111).

Las pruebas hidráulicas se pueden utilizar para determinar la transmisividad, así como el **coeficiente de almacenamiento** S [-]. El coeficiente de almacenamiento

2.4 Métodos de investigación para determinar los parámetros del yacimiento geotérmico

Las **pruebas hidráulicas** (pruebas de bombeo) se llevan a cabo en pozos para determinar la permeabilidad y las propiedades de almacenamiento de las formaciones rocosas subterráneas (NORMA DVGW W 111). La conducción y evaluación de las pruebas hidráulicas en pozos para fines geotérmicos se basan también en los métodos de pruebas utilizados por la industria del petróleo y del gas natural (por ejemplo, prueba DST, prueba slug y bail, prueba de bombeo o de inyección). La sección 5.1 contiene una descripción detallada de las pruebas.

La evaluación de las pruebas hidráulicas para pozos geotérmicos se limita generalmente a mediciones de nivel de agua o mediciones de presión en un pozo. Deben tenerse en cuenta las **influencias específicas del pozo**, como el almacenamiento del pozo o el efecto de daño (skin effect). Cuanto más tiempo dura una prueba hidráulica, mayor es el volumen de la formación de roca en el subsuelo cubierto por la señal de presión. El almacenamiento del pozo en el caso de pruebas hidráulicas de larga duración ya no tendría efecto. Los parámetros hidráulicos caracterizan la masa rocosa no afectada por la zona cercana al pozo. Los datos de la prueba permiten también sacar conclusiones acerca de los efectos perturbadores adicionales a distancias mayores, tales como zonas de falla (límites hidráulicamente eficaces). El horizonte de producción se somete por separado a prueba a menudo con la utilización de empacadores. Para el análisis de las diferentes pruebas hidráulicas existen un gran número de métodos de evaluación y programas. Estos métodos y programas toman en consideración las diferentes condiciones iniciales y de límites, y permiten identificar y evaluar los diferentes modelos de acuíferos (STOBER 1986).

Los **métodos geofísicos de registro de pozos** pueden proporcionar información adicional para determinar las propiedades hidráulicas de un horizonte explotable. Para más detalles consulte la NORMA DVGW W 110 y FRICKE & SCHÖN (1999).

Los siguientes métodos geofísicos de registro de pozos representan el mínimo requerido para responder cuestiones geotérmicas:

- El **registro de temperatura** mide la temperatura del fluido en el pozo. Debido a la perturbación de la temperatura de formación por el proceso de perforación, las mediciones deben repetirse lo más posible o llevarse a cabo después de un período inactivo prolongado para determinar la temperatura de formación no perturbada. Los cambios en el gradiente pueden indicar entradas o salidas de agua.
- El **registro de rayos gamma** mide la radiación gamma natural generada por el potasio con el isótopo radioactivo ^{40}K (particularmente frecuente en minerales arcillosos), así como por isótopos de la serie de uranio y torio.
- El **registro de calibre** utiliza brazos deslizables para registrar y explorar así la sección transversal de un pozo, revelando así zonas donde la roca se ha derrumbado para formar cavidades debido a la perforación del pozo y al campo de tensión in situ.
- El **registro de densidad** utiliza una fuente activa de radiación gamma. Los rayos gamma secundarios causados como resultado son una medida de la densidad de la roca.
- El **registro acústico o sónico** mide la velocidad de propagación de las ondas sísmicas dentro de la roca que depende del material, el grado de fisuración y la porosidad. Estas herramientas pueden usarse para determinar registros de porosidad continua (registro de la porosidad total).

Además existen otros métodos de registro, por ejemplo para determinar las entradas de agua en el pozo (**medidor de caudal**, flow meter), la calidad de la cementación de la tubería de revestimiento, así como los métodos mencionados en la NORMA DVGW W 110.

La magnitud de la conductividad hidráulica está significativamente influenciada por la densidad y viscosidad del agua mineralizada. Las propiedades físicas del agua dependen del contenido de sustancias disueltas, el contenido de gas, la presión y la temperatura (Sección 4.3.7). A menudo se utilizan también en vez de la conductividad hidráulica o la transmisividad, los parámetros independientes del fluido, es decir, la permeabilidad y la porosidad.

En la industria del petróleo y del gas natural la permeabilidad y la porosidad se determinan a menudo sólo a partir de **núcleos de perforación en el laboratorio**; se denominan “**datos de poro-perm**” (Sección 4.2). Una relación entre la porosidad y la permeabilidad puede determinarse de manera empírica para litologías específicas. Los parámetros determinados en el laboratorio están vinculados a la matriz de la roca. En cambio la permeabilidad y la productividad de la masa rocosa están determinadas por la red de fracturas y el sistema cavernoso, y por lo tanto pueden ser varios órdenes de magnitud más altas que los resultados de laboratorio.

El éxito económico de un pozo geotérmico está determinado por su productividad. El parámetro frecuentemente seleccionado para este propósito es el **índice de productividad** PI [$\text{m}^3 \text{s}^{-1} \text{MPa}^{-1}$], un parámetro simplificado en comparación con la transmisividad T o la transmisibilidad T^* . El índice de productividad describe la tasa de extracción Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$] en función del descenso de presión Δp [Pa] y puede, en rigor, ser solamente determinado en condiciones de flujo estacionario (Sección 4.2.6).

Los diferentes parámetros de permeabilidad (K , k_f , T , T^* , PI), los parámetros de almacenamiento (n , n_f , S , S_s , ...) o las propiedades de transporte de las formaciones rocosas subterráneas pueden determinarse mediante pruebas hidráulicas. Estas pruebas proporcionan parámetros de diferente precisión. Para una validación adecuada, los resultados de las pruebas deben considerarse junto con las condiciones específicas de pruebas y los métodos de evaluación aplicados (Sección 5.1).

3 Sistemas de Aprovechamiento de la Energía Geotérmica Profunda

3.1 Sistemas hidrotermales de baja entalpía: Acuíferos

3.1.1 Doblete

En el caso de la utilización hidrotermal el agua se produce de acuíferos profundos y el calor se extrae a través de un intercambiador de calor. Si el agua termal tiene un bajo nivel de mineralización, se podría en principio verter en sistemas de alcantarillado, aguas receptoras o desagües después de su enfriamiento. Sin embargo, el agua enfriada normalmente tiene que ser devuelta (inyectada) al mismo sistema acuífero a cierta distancia del pozo de producción para así recargar el acuífero o para lograr un desecho seguro de la misma para el medio ambiente. Tal sistema de utilización (Fig. 4) consiste en al menos un pozo de producción y un pozo de inyección (**doblete**). Básicamente es posible una combinación de varios pozos de producción e inyección.

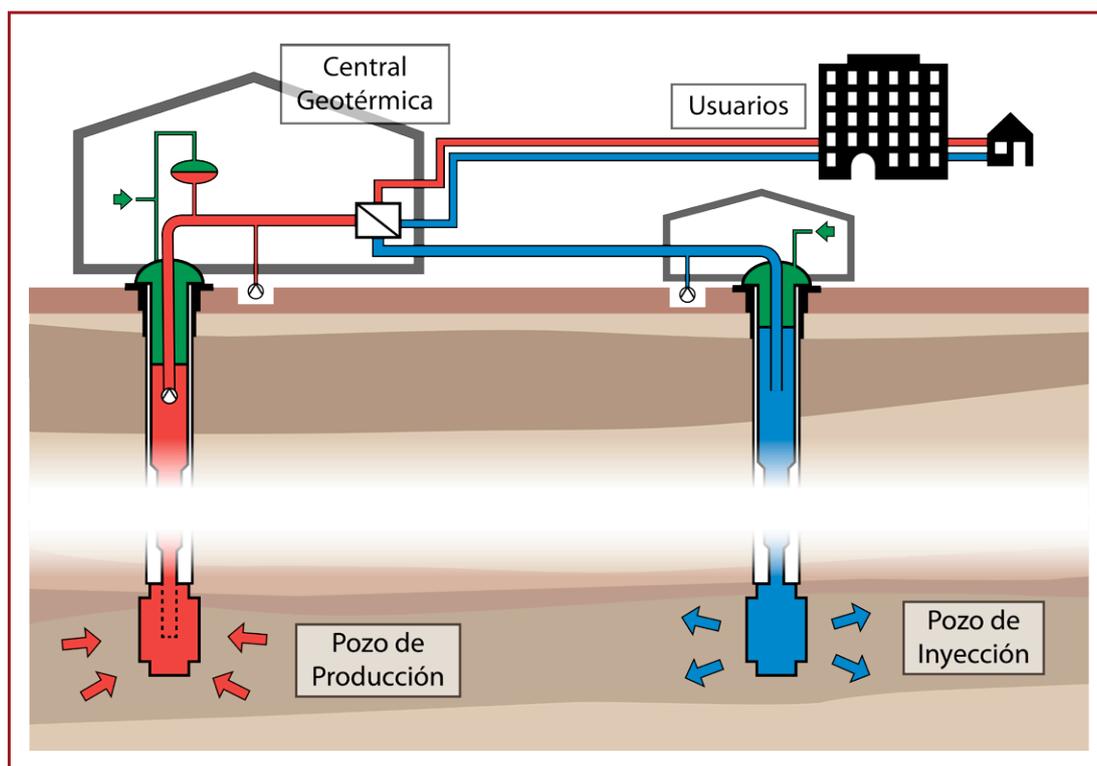


Fig. 4: Esquema de un doblete para la utilización hidrotermal

Los dobletes hidrotermales son adecuados para acuíferos con alta conductividad hidráulica. El parámetro decisivo además de la temperatura del acuífero es la productividad, es decir, la tasa de extracción que puede alcanzarse para un descenso del nivel de agua económico y técnicamente aceptable. El índice de productividad del pozo (véase Sección 4.2.6) puede deducirse a partir del caudal, del descenso y del diámetro del pozo. El índice de productividad generalmente se determina directamente a partir de pruebas de producción (raramente a partir de pruebas de inyección), pero también se puede estimar, antes de perforar, de los parámetros regionales del yacimiento como se describe en la sección 4.2 o de pozos vecinos.

Las altas cargas de sales y grandes cantidades de gases disueltos que se encuentran con frecuencia en fluidos de formación profunda requieren ser reinyectados debido a los estándares regulatorios. Desde el punto de vista hidrogeológico, es problemático que la inyección no tenga lugar en el mismo acuífero desde el que se produjo originalmente el agua (falta de recarga, posibles precipitaciones químicas).

El sistema de un doblete consiste en dos pozos verticales (Fig. 4). Normalmente el pozo de producción y el pozo de inyección se perforan a partir de la misma plataforma de perforación porque el horizonte de utilización puede ser aprovechado por perforación direccional, es decir, desviando la trayectoria de perforación. Esto aumenta la longitud de la sección del pozo conectada a la roca del yacimiento, resultando en un área de acceso al acuífero más grande que en el caso de los pozos verticales. Además, las instalaciones en la superficie, como por ejemplo el sitio de perforación o las tuberías de conexión, requieren menos espacio cuando los cabezales de pozo están cerca el uno del otro. Todas las instalaciones técnicas pueden ser construidas en una misma ubicación y de esa forma evitar tuberías de conexión largas en la superficie.

La utilización hidrotermal utilizando dobletes es una tecnología conocida. Las plantas hidrotermales existen ya desde hace muchos años y en algunos casos desde hace varias décadas, especialmente en Francia, pero también en Italia, Polonia, Austria, Rusia y Alemania (por ejemplo, Neustadt-Glewe, Waren, Nuevo Brandeburgo, Unterhaching y Bruchsal). Sin embargo, esta tecnología aún no está desarrollada totalmente, ya que cada proyecto hidrotermal es específico del lugar y por lo tanto se deben construir plantas individuales con especificaciones técnicas para cada sitio. A pesar de que cada lugar específico requiere soluciones tecnológicas individuales, el concepto general de utilización se puede adoptar: el agua producida y reinyectada después del enfriamiento circula en la superficie dentro de un circuito cerrado que con frecuencia tiene que mantenerse a presión (por ejemplo mediante admisión de nitrógeno) para así evitar la precipitación de minerales del agua altamente salina. El agua termal transportada a la superficie con la ayuda de una bomba sumergible pasa a través de un intercambiador de calor en el que el **calor** extraído se alimenta a un circuito secundario, como por ejemplo a una red de calefacción urbana.

La producción de **electricidad** con turbinas de vapor con un ciclo Rankine de vapor convencional tiene un grado de eficiencia muy bajo ($< 10\%$) a temperaturas del agua inferiores a $180\text{ }^{\circ}\text{C}$. Hasta ahora ningún pozo geotérmico ha superado esta temperatura en Alemania. A temperaturas entre $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ la producción de electricidad se beneficia de una conversión de energía más eficiente en las llamadas plantas binarias. Estas utilizan tecnologías adicionales, tales como el ciclo orgánico Rankine (Organic Rankine Cycle - ORC) o sistemas de ciclo Kalina para transferir el calor de la salmuera a un fluido de trabajo a través de un intercambiador de calor. Las instalaciones ORC (Fig. 5) utilizan fluidos orgánicos como por ejemplo isopentano, mientras que el fluido

de trabajo en instalaciones Kalina es comúnmente una mezcla de agua y amoníaco. Ya a temperaturas moderadas, estos fluidos de trabajo tienen la ventaja de que se pueden producir grandes cantidades de vapor capaces de poner en movimiento a la turbina. Para la condensación del vapor o absorción del amoníaco que ha pasado a través de la turbina se requiere de un intercambiador de calor adicional, denominado condensador, que descarga el calor residual. Es importante señalar que el almacenamiento y manipulación de amoníaco o fluidos orgánicos debe cumplir con las normas de seguridad. Debido a la agresividad química de la mezcla de agua y amoníaco, se deben seleccionar materiales y sellos apropiados para las instalaciones Kalina. La tecnología más compleja de las instalaciones Kalina conlleva a mayores costos de inversión y mantenimiento. Sin embargo, en comparación con las unidades ORC las plantas Kalina tienen un mayor grado de eficiencia a temperaturas del agua por debajo de $150\text{ }^{\circ}\text{C}$. En Alemania hay más instalaciones que utilizan el ciclo ORC que las que usan el ciclo Kalina que se limita a los sitios Unterhaching, Taufkirchen y Bruchsal.



Fig. 5: Sistema ORC (sólo una sección está representada)

Otra forma de aprovechamiento geotérmico es el uso balneológico de los recursos hidrotermales en los baños termales. Sólo se necesita un pozo (de producción) para este fin porque la inyección de agua de baño no cumple con las normas de higiene.

3.1.2 Riesgo de exploración

El riesgo de exploración es el riesgo de perforar uno (o más) pozo(s) en un yacimiento geotérmico con una cantidad o calidad insuficiente. La cantidad se define por la capacidad térmica que se puede lograr utilizando el pozo. Esta capacidad P es proporcional a la tasa de extracción Q y a la temperatura T :

$$P \sim Q \cdot T \quad (7)$$

En este contexto el término calidad básicamente representa la composición (química) del agua (Sección 4.3), mientras que los parámetros del yacimiento como permeabilidad y porosidad controlan la tasa de extracción. El agua puede contener componentes tales como gases o altos contenidos de minerales que podrían impedir o complicar la utilización geotérmica. No obstante las aguas encontradas hasta ahora en pozos geotérmicos en Alemania se han considerado generalmente manejables con respecto a la utilización geotérmica, aunque con un nivel de esfuerzo técnico variable.

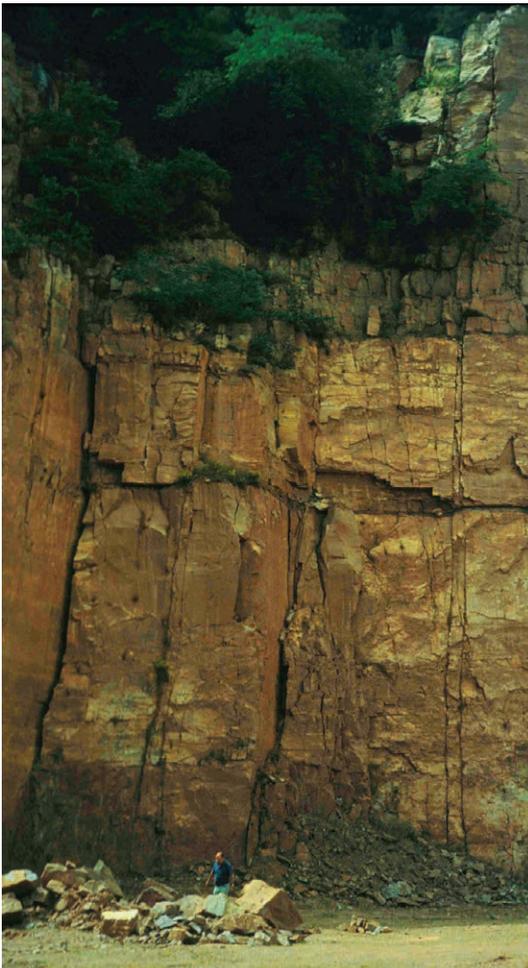


Fig. 6: Arenisca (Buntsandstein) fracturada: ejemplo de un acuífero fracturado

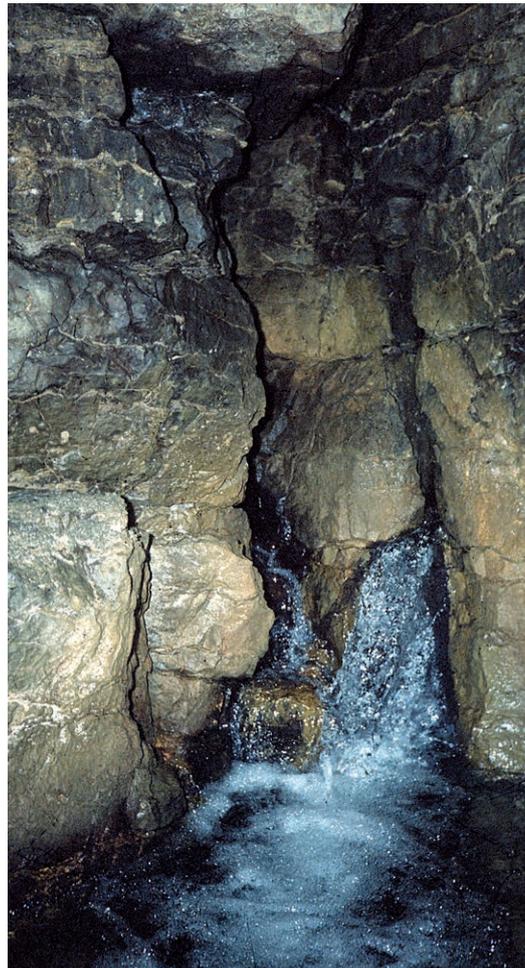


Fig. 7: Facies Muschelkalk karstificada y fracturada: ejemplo de un acuífero kárstico

Por lo tanto, un pozo geotérmico se considera que tiene éxito si

- el caudal del agua termal alcanza más de una tasa determinada de extracción mínima Q en un descenso máximo determinado Δs y si
- se alcanza una temperatura mínima determinada T .

La tasa mínima de extracción y la temperatura de uso económico deben ser determinadas por el operador o el titular de la licencia.

En los acuíferos de roca sólida, la transmisividad y, por lo tanto, la productividad del acuífero depende de la presencia de fisuras abiertas o cavernas, de porosidad efectiva suficiente, así como de otros espacios macroscópicos de poros tales como los que pueden encontrarse, entre otros, en zonas de falla. Dependiendo de la parte principal de su espacio de poro, los acuíferos se pueden dividir en tres tipos básicos: poroso, fracturado o kárstico (ver también Figs. 3, 6, 7).

Si la tasa mínima de extracción no es alcanzada durante la fase de desarrollo, pueden aplicarse **medidas de mejora o estimulación**. Ejemplos de estas medidas incluyen el tratamiento con ácido de rocas carbonosas o rocas fracturadas con rellenos de carbonato y la estimulación hidráulica (fracturación hidráulica), esta última también en combinación con estimulación con ácido en caso de que sea necesario. La productividad se puede también aumentar perforando pozos con trayectoria desviada o un pozo de re-entrada en el horizonte de utilización porque así - como se ha descrito anteriormente - la sección de pozo conectada al acuífero se incrementa.

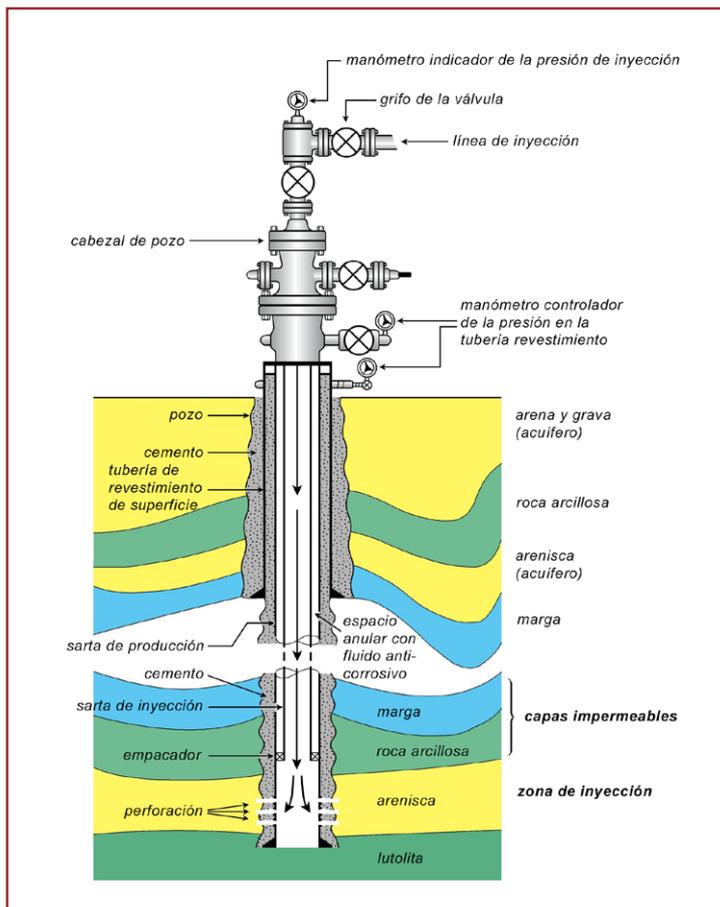


Fig. 8: Esquema de un pozo de inyección (modificado según OWENS 1975)

3.1.3 Distancia entre pozos

En aplicaciones hidrotermales no debe haber “cortocircuitos” hidráulicos o térmicos entre el pozo de producción y el pozo de inyección, es decir, debe evitarse una conexión rápida entre ambos pozos. Las conexiones hidráulicas a otros acuíferos deben evitarse instalando sellos apropiados. La figura 8 muestra un esquema relacionado para un pozo de inyección.

La distancia entre el pozo de inyección y el pozo de producción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que no se produzcan reducciones desventajosas de la temperatura en el pozo de producción como resultado de la inyección de agua fría en el yacimiento hidrotermal durante todo el período de utilización previsto (normalmente 30 años). Por lo tanto, deben mantenerse ciertas distancias mínimas entre ambos pozos en un acuífero. Sin embargo, la distancia debe ser lo suficientemente corta para asegurar una conexión hidráulica entre los dos pozos y garantizar así la productividad a largo plazo del pozo de producción.

Modelos numéricos se utilizan para optimizar la distancia entre el pozo de producción y el pozo de inyección. Sin embargo, debido a la cantidad limitada de datos disponibles, las aproximaciones y suposiciones hechas en los modelos numéricos, sólo es posible describir las condiciones del subsuelo de una manera muy simplificada.

3.1.4 Eficiencia económica

Las declaraciones sobre la eficiencia, durabilidad y rentabilidad de una central geotérmica dependen fundamentalmente de las propiedades hidráulicas y térmicas del horizonte de utilización y de la composición química del agua. Estas propiedades deben determinarse de forma óptima mediante la realización de investigaciones con antelación. Toda la información con respecto a los métodos seleccionados de investigación y evaluación debe documentarse en detalle. La decisión sobre la rentabilidad de las centrales geotérmicas está finalmente en manos del operador o inversionista y radica en consideraciones económicas. La estructura del cliente tiene una alta prioridad en este contexto.



Fig. 9: Trabajo realizado en un cabezal de pozo

Los sitios con gradientes de temperaturas elevados (anomalías de temperatura) pueden conllevar a ahorros de costos ya que profundidades de perforación más bajas pueden ser suficientes. Sin embargo, siempre se debe tener en cuenta la tasa de extracción que debe ser alcanzada. Debido a las condiciones de temperatura del subsuelo relativamente normales en Alemania, la energía geotérmica se utiliza principalmente en forma de calor, por ejemplo para centrales de calefacción, sistemas de calefacción urbana o plantas de secado. Una ventaja de la energía geotérmica es la disponibilidad de calor durante todo el año. Desde el punto de vista económico y ecológico es deseable también utilizar el calor sucesivamente a una gama de niveles de temperatura diferentes (sistemas en cascada) tales como una combinación de calefacción urbana (90 - 60 °C), invernaderos (60 - 30 °C) y acuicultura (por debajo de 30 °C). También son de gran interés los sistemas híbridos, como la combinación de una planta de cogeneración con un doblete geotérmico para almacenar el exceso de calor de la planta durante los meses de verano en un acuífero profundo. Si es necesario, la energía térmica almacenada de esta manera podría entonces ser utilizada para el calentamiento a través del doblete geotérmico.

Por lo general, la generación de energía eléctrica sólo es posible a temperaturas superiores a 100 °C con procesos ORC o Kalina que son aplicaciones prácticas del ciclo teórico de Carnot. Por lo tanto, el grado de eficiencia de la producción de energía depende de la diferencia de temperatura del medio en el circuito de trabajo: cuanto mayor sea el nivel de temperatura de entrada y menor el nivel de temperatura de salida en el proceso, mayor será su eficiencia. Además, la cogeneración permite utilizar y comercializar calor residual, que desde el punto de vista ecológico y económico a menudo tiene sentido. Consideraciones análogas son también válidas para el uso de sistemas petrotermales (Sección 3.3).

3.1.5 Planificación de proyecto de una central hidrotermal

La siguiente lista de comprobación contiene los pasos más importantes que se deben tener en cuenta en la planificación de la utilización de energía geotérmica hidrotermal.

Fase I: Estudio preliminar

1. Meta/participación ciudadana
2. Principios geocientíficos
 - Existencia y disponibilidad de datos (revisión de datos, en particular perfiles sísmicos, perforaciones, pruebas hidráulicas y temperaturas subterráneas)
 - Estructura geológica (secciones transversales geológicas que pasan por el área de estudio, interpretación de los perfiles sísmicos)
 - Profundidad y espesor de los horizontes acuíferos
 - Estimación inicial de la temperatura de los potenciales horizontes de utilización
 - Permeabilidad, posibles tasas de extracción
 - Hidroquímica
 - Revisión de las leyes mineras y de los permisos relacionados con la ley minera
 - Áreas de protección ambiental o cultural/religiosa, regulaciones locales de protección
3. Uso energético
 - Suministro de calefacción planificado/existente (detalles del municipio o de la empresa de energía local: ¿Cuánto debe/puede contribuir la energía geotérmica al suministro de calefacción)
 - Generación de energía eléctrica (opcional, si se desea)
4. Concepto básico técnico de la central geotérmica
 - Suministro de calefacción existente y planificado
 - Variantes de diseño de explotación (por ejemplo, doblete, distancia entre los pozos, pozos desviados)
 - Profundidad prevista y finalización del pozo (como base para una estimación de costos)
 - Instalaciones en la superficie
5. Estimación de costos
 - Situación económica, opciones de financiamiento

Fase II: Estudio de factibilidad

1. Relaciones públicas
2. Los puntos 1-5 del estudio previo como concepto detallado; definición de las variantes a planificar, incluyendo la determinación de las investigaciones geocientíficas o los estudios técnicos que faltan, así como el desarrollo de un concepto integral de calefacción
3. Costos de inversión
 - Exploración
 - Instalaciones en el subsuelo
 - Instalaciones en la superficie
4. Rentabilidad
 - Costos operativos
 - Gastos e ingresos
 - Cálculo de rentabilidad
5. Análisis de riesgo, riesgo de exploración, etc.
6. Evaluación del ciclo de vida
7. Calendario del proyecto, evaluación de la posibilidad de autorización

Fase III: Exploración

1. Contratación de una oficina de planificación/gestión de proyectos
2. Participación del público
3. Solicitar una licencia de las autoridades mineras
4. Exploración geofísica, si es necesario
5. Concepto de la perforación (considerando las especificaciones de las autoridades mineras)
6. Licitación pública para la primera perforación, establecer un plan de operación
7. Establecimiento de redes de monitoreo (monitoreo sísmico, pozos de monitoreo de aguas subterráneas)
8. Planificación de la construcción de la central geotérmica/instalaciones en la superficie, proceso de aprobación
9. Sitio de perforación (permiso, evaluación de impacto ambiental si es necesario, preparación del sitio)
10. Plan de negocios

Fase IV: Primera etapa de desarrollo

1. Planificación de los trabajos de perforación de pozos, requisitos de las autoridades encargadas de la concesión de licencias (ley minera, ley de aguas, protección del medio ambiente)
2. Planificación de las investigaciones durante la perforación, obtención de los permisos necesarios
3. Planificación de medidas de mejora y las aprobaciones necesarias (en caso de ser requerido)
4. Evaluación de impacto ambiental para la fase de perforación y pruebas
5. Participación pública, relaciones públicas
6. Consideración de usos alternativos o relleno cuando sea necesario
7. Perforación del pozo hasta la realización de las investigaciones planificadas y las pruebas, incluyendo los requisitos de aprobación legal; análisis de las investigaciones, evaluación de aptitud o idoneidad, alternativas
8. Medidas de mejora si es necesario, permisos, evaluación de aptitud o idoneidad
9. Ajuste del modelo hidrogeológico del subsuelo, cálculos hidroquímicos (incrustación, corrosión), verificación de estrategias de prevención de incrustación en tuberías (scaling) y corrosión (uso de materiales), monitoreo sismológico con modelación
10. Evaluación del descubrimiento, procedimientos adicionales

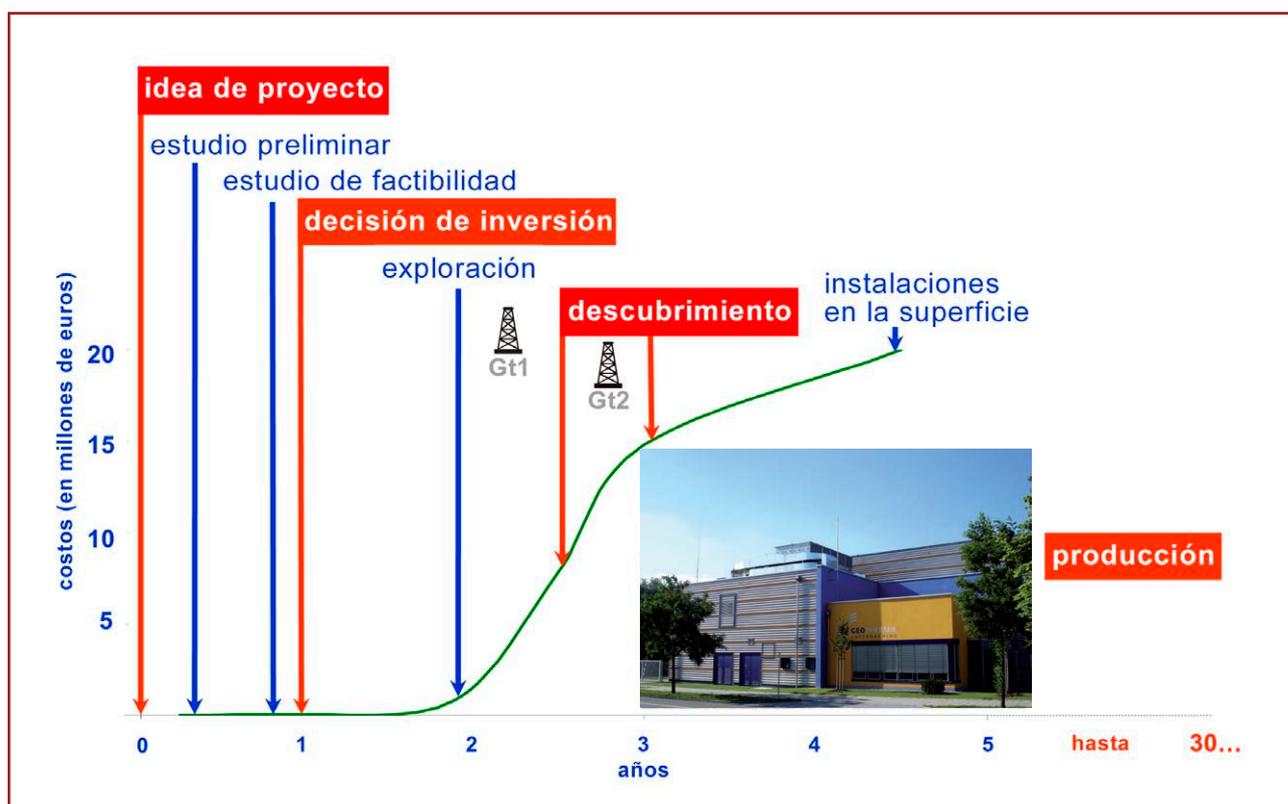


Fig. 10: Diferentes etapas de un proyecto geotérmico: cronograma del proyecto en comparación con las inversiones necesarias (línea verde); el volumen de la inversión puede variar drásticamente dependiendo del tipo del proyecto.

Fase V: Segunda etapa de desarrollo

1. Segundo (y dado el caso más) pozo(s) siguiendo el enfoque de la fase IV
2. Evaluación del descubrimiento de pozos
3. Verificación de las metas del proyecto y las posibilidades de integración en el concepto local de calor y energía
4. Evaluación del impacto ambiental, organismos públicos
5. Instalaciones en la superficie
6. Cálculo del radio de alcance hidráulico y geotérmico, solicitud de licencia para prospección
7. Operación de prueba incluyendo monitoreo, plan operativo principal
8. Funcionamiento continuo incluyendo monitoreo, plan operativo final

3.2 Sistemas hidrotermales de baja entalpía: Fallas

En la actualidad se dispone de muy poca experiencia en la utilización de zonas de fallas (Fig. 11) como yacimientos geotérmicos, aunque las fallas pueden contribuir hidráulicamente a la productividad de los pozos (BENSE et al. 2013). Se considera que tienen un potencial significativo (AGEMAR et al. 2017, en preparación). Las zonas de falla pueden actuar como conductos de migración naturales para el agua que llegan a grandes profundidades (FAULDS & HINZ 2015). Las zonas de falla también pueden conectar acuíferos situados a diferentes profundidades. Dependiendo del tipo de falla, es decir, como se formó y/o se reactivó la falla, de las condiciones recientes de estrés, así como de los procesos geoquímicos y diagenéticos, estas estructuras pueden variar desde ser altamente permeables a ser impermeables.



La probabilidad de que las fracturas canalicen fluidos es mayor en el caso de fallas tectónicamente activas. Las fallas inactivas pueden ser cementadas o selladas por mineralizaciones, mientras que las fallas con desplazamientos grandes pueden contener relleno pulverizado, dependiendo de la litología y la presencia de arcillas o productos de alteración.

Las fallas pueden actuar como conductos para el ascenso de aguas termales que se manifiestan en o cerca de la superficie terrestre en forma de fuentes termales (hot springs). Estas fuentes termales pueden ser aprovechadas y utilizadas para fines balneológicos. No obstante, la realización técnica puede ser complicada bajo estas condiciones que están dadas estructuralmente.

Fig. 11: Ejemplo de una zona de falla en la roca de basamento

3.3 Sistemas petrotermales: Tecnología EGS

3.3.1 Principio básico

En el caso de los sistemas petrotermales la energía geotérmica del subsuelo profundo es aprovechada independientemente de los horizontes acuíferos. Esencialmente, esto implica el aprovechamiento de la energía almacenada en rocas calientes, de baja permeabilidad o compactas (Roca Seca Caliente; Hot Dry Rock - HDR), llevando a cabo medidas de estimulación para crear o mejorar planos de fractura que sirven como intercambiador de calor en lo profundo. Al comienzo del desarrollo de esta tecnología se introdujeron diferentes términos para este tipo de sistemas de energía geotérmica. Además del término clásico Hot Dry Rock, otros términos que se utilizan incluyen Deep Heat Mining, Hot Wet Rock, Hot Fractured Rock y Stimulated Geothermal System. Sin embargo, actualmente el Sistema Geotérmico Mejorado (Enhanced Geothermal System – EGS) es el término más común. A continuación se describe la tecnología EGS que está dirigida al aprovechamiento de la energía geotérmica a altas temperaturas de más de 150 - 200 °C y a profundidades de más de 3.000 m (Fig. 12). El horizonte de utilización suele ser el basamento cristalino, las rocas sedimentarias compactas son menos comunes. Los aspectos económicos y las perspectivas de éxito técnico son cruciales para el uso de medidas de estimulación. Actualmente, la tecnología y la utilización de EGS sigue siendo un tema de investigación, pero ya se ha aplicado en los primeros proyectos pilotos.

El basamento cristalino de la parte superior de la corteza terrestre es quebradizo y por lo tanto fracturado. Algunas de estas fracturas están abiertas y, por lo tanto, están llenas de agua altamente mineralizada e interconectadas por una red de fracturas permitiendo básicamente así que la circulación del agua sea posible. Así pues, el basamento cristalino se comporta como un acuífero con una (muy) baja conductividad hidráulica. Después de perforar el pozo, se inyecta agua en los sistemas naturales de fracturas para expandir las fracturas existentes o crear nuevas; la masa rocosa es por decirlo así “estimulada”.

La **estimulación** aumenta la permeabilidad natural, mejora las trayectorias de migración del agua y permite mayores tasas de extracción. Para conseguir los caudales y temperaturas necesarias de forma permanente, el sistema de fracturas debe tener un tamaño mínimo de superficie que actúe como intercambiador de calor. Un segundo pozo debe perforarse a través de la zona estimulada. El agua de la superficie se bombea al pozo de inyección y se produce a partir del pozo de producción para que fluya a través de este “intercambiador de calor” o “calentador de agua” para extraer el calor almacenado en la roca. En este sistema, no el agua de formación pura sino una mezcla de agua de formación y agua externa es por lo tanto el medio de transferencia de calor, y la roca la fuente térmica.

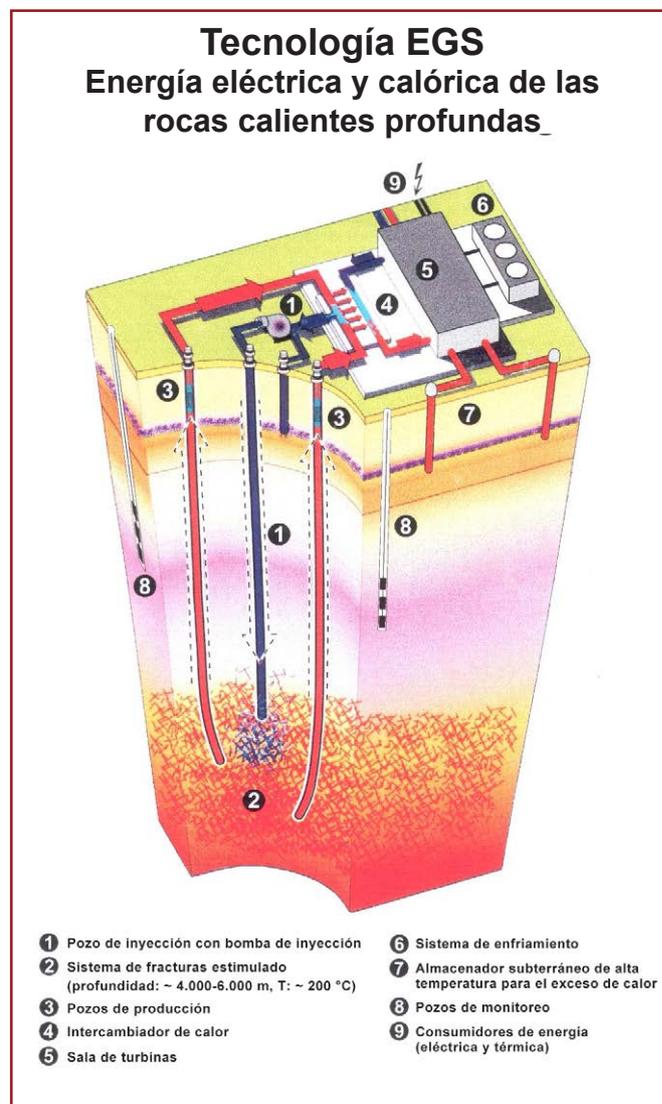
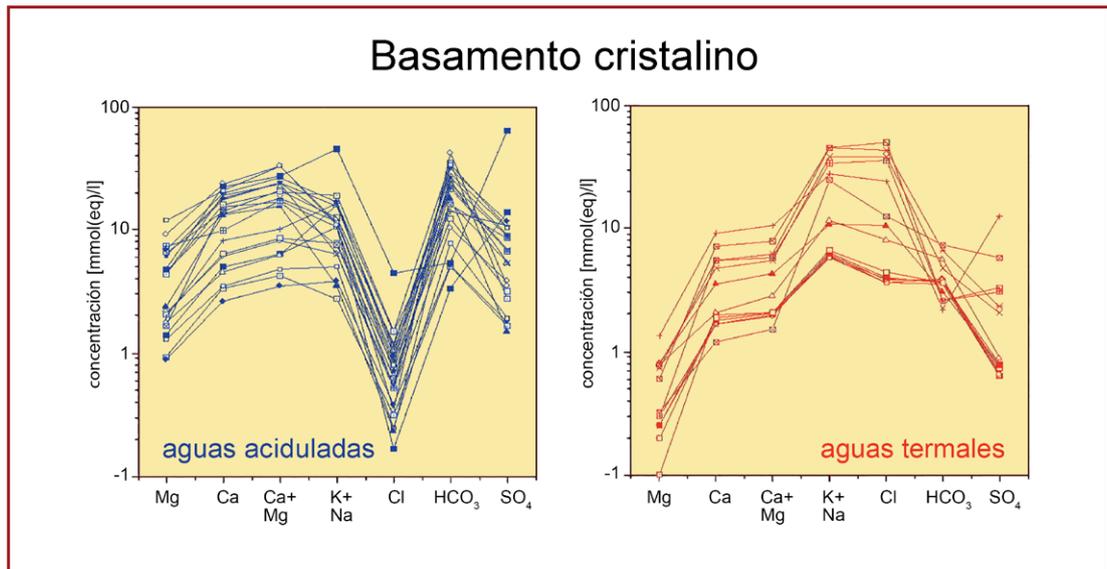


Fig. 12: Esquema de un sistema geotérmico mejorado (EGS) (www.geothermie.de)

El agua de formación en las profundidades requeridas tiene un contenido relativamente alto del **total de sólidos disueltos** con varios 10 g/l (Fig. 13). Al alcanzar la superficie de la tierra, las aguas profundas generalmente se sobresaturan con respecto a minerales específicos y por lo tanto causan precipitaciones. Esto se evita manteniendo la circulación de agua a alta presión dentro de un sistema de circuito cerrado. En algunos casos, se deben agregar inhibidores específicos del sitio para evitar incrustaciones en las tuberías (scaling). La mineralización específica de rocas de basamento cristalino profundo puede conducir a precipitaciones que contienen sustancias radiactivas en casos individuales; este problema afecta especialmente a los intercambiadores de calor y a las bombas sumergibles. Por esta razón el agua producida y las precipitaciones deben analizarse continuamente.

Fig. 13: Propiedades hidroquímicas de aguas profundas en el basamento cristalino (diagrama de Schoeller): la figura muestra las concentraciones de diferentes constituyentes (según: BUCHER & STOBER 2010).



3.3.2 Requisitos

La **temperatura** y por lo tanto la profundidad del pozo es decisiva para los proyectos EGS: las temperaturas que se persiguen están en el rango de 200 °C. Por razones económicas sitios con gradientes de temperatura elevados son de particular interés en este contexto. Otro criterio de selección es la **integridad** de la masa rocosa con respecto al campo de tensión actual. Zonas con muy alta deformación deben ser evitadas en la región donde se prevee estimular cuando las fallas tienen un alto potencial de reactivación, es decir, cuando están sometidas a un estrés crítico.



Fig. 14: Exploración sísmica



Fig. 15: Instalación de bombeo durante un tratamiento de fracturamiento (frac test)

Sismicidad inducida con magnitudes no tolerables podría ocurrir durante la estimulación, especialmente en áreas tectónicamente activas. Por otra parte, las zonas de falla son objetivos de perforación preferenciales para la tecnología EGS porque ya existe un intercambiador de calor natural que podría utilizarse después de la estimulación. Además, las **pérdidas de agua** deben mantenerse al mínimo y ser controlables y no superar el 10 %.

Siempre que la explotación se limite en gran medida a la red de fracturas existente, la **densidad de fractura** natural de la masa rocosa debe ser de media a alta. Las zonas donde la roca ha sido molida y disminuida como fruto del cizallamiento por procesos geológicos hasta alcanzar sus fracciones de grano más pequeñas no son favorables. El sistema natural de fracturas debe tener una distribución relativamente uniforme para lograr una **superficie de intercambio de calor** de tamaño óptimo después de la estimulación bajo el campo de tensión existente. Por ejemplo, RYBACH (2004) estipula un tamaño mínimo para la superficie de intercambio de calor de más de 2 km². Debido a que la **masa rocosa granítica** reacciona más rígidamente a las tensiones tectónicas que las **rocas metamórficas**, el granito a menudo está más intensamente fracturado y por lo tanto es más permeable (STOBER 1995).

La zona estimulada o el yacimiento debe desarrollarse en la dirección de la tensión principal horizontal máxima dentro del **campo de tensión natural**. La experiencia ya adquirida en los proyectos EGS ha revelado que un yacimiento elipsoidal inclinado se forma generalmente por estimulación de acuerdo con el campo de tensión dominante. Según RYBACH (2004), el **volumen del yacimiento** debe ser de al menos 0,2 km³. El uso de un doblete en este contexto requiere pues una distancia de separación en el subsuelo de aproximadamente 1.000 m cuando la longitud de la parte no entubada del pozo (pozo descubierto) es de unos 300 m.

Las medidas de estimulación deben estar dirigidas a lograr una **conectividad** suficientemente alta con el yacimiento. Si la distancia entre el pozo de producción y el pozo de inyección, conectada por diversas fracturas hidráulicas, es demasiado corta, existe entonces el riesgo de **cortocircuito hidráulico** y, por lo tanto, de transferencia de calor inadecuada. Para evitar este riesgo, y para evitar también la estimulación extrema de fracturas singulares, se recomienda realizar las pruebas de inyección necesarias en secciones específicas (utilizando empacadores) si esto es técnicamente factible. De acuerdo con los resultados de simulación y monitoreo, el alcance de fracturas hidráulicas en un sistema naturalmente fracturado puede ser de hasta varios cientos de metros.

3.3.3 Fase de reconocimiento

Las medidas de exploración comienzan con la interpretación geológica de **estudios sísmicos** – en caso de estos existir – realizados por la industria del petróleo y gas natural (y el reprocesamiento que pueda ser necesario). El objetivo aquí es describir las condiciones geológicas incluyendo el espesor de los horizontes individuales e identificar las fallas con la mayor precisión posible. Los resultados de este trabajo sirven de base para decidir si se necesitan estudios sísmicos o geofísicos adicionales. Por lo general es mucho más difícil determinar las trazas de las fallas en el basamento cristalino que en las rocas sedimentarias, aunque no imposible como lo demuestran LÜSCHEN et al. (2015). La interpretación de los perfiles sísmicos se hace también más fácil por la posibilidad de extrapolar la traza de las fallas que atraviesan los sedimentos hasta el basamento cristalino.

El monitoreo geofísico de la sismicidad, así como el monitoreo de las aguas subterráneas cercanas a la superficie (calidad, nivel de agua) se prevee ya antes de la primera perforación. Ambos monitoreos deben realizarse a lo largo de toda la fase de exploración y durante el funcionamiento continuo.

La perforación de un **pozo de exploración** en el basamento cristalino (o en la roca a estimular) es deseable como parte del trabajo de exploración preliminar. Posteriormente, este pozo podría utilizarse entre otras cosas para registrar señales sísmicas durante las pruebas de estimulación en los pozos EGS profundos. El programa de investigación que se llevará a cabo en el pozo de exploración debe incluir pruebas hidráulicas en el basamento cristalino, que ofrecen información sobre la conductividad hidráulica y la capacidad de almacenamiento del basamento antes de la estimulación, y además brindan la oportunidad de obtener datos sobre las propiedades hidroquímicas

del agua, incluyendo su contenido de gas. Esto permite la implementación de medidas de manera oportuna para controlar cualquier problema asociado con la precipitación o la corrosión. No obstante, debido a los altos costos de perforación, el primer pozo se utiliza por lo general después como **pozo de producción** en el que se llevan a cabo las medidas de estimulación. Como regla general, el proceso de perforación y el trabajo de estimulación van acompañados de técnicas geofísicas de registro de pozo.

En el caso de los proyectos EGS, la perforación del primer pozo es seguida por la inyección de agua para expandir el sistema de fracturas naturales, que se acompaña con un aumento de la tensión a la cual la masa rocosa está sometida. Por lo general, estas estimulaciones dan lugar a eventos microsísmicos, la llamada **sismicidad inducida**, que puede ser apreciable en la superficie de la tierra. El número y la magnitud de estos eventos (Fig. 16) dependen de las propiedades geológicas del subsuelo, de las tensiones tectónicas, de las presiones de inyección o del volumen de inyección, así como del tamaño del sistema de fracturas estimuladas. Por lo tanto, en la planificación se debe explorar el sistema existente de tensiones de la masa rocosa y se debe involucrar el servicio sismológico responsable.

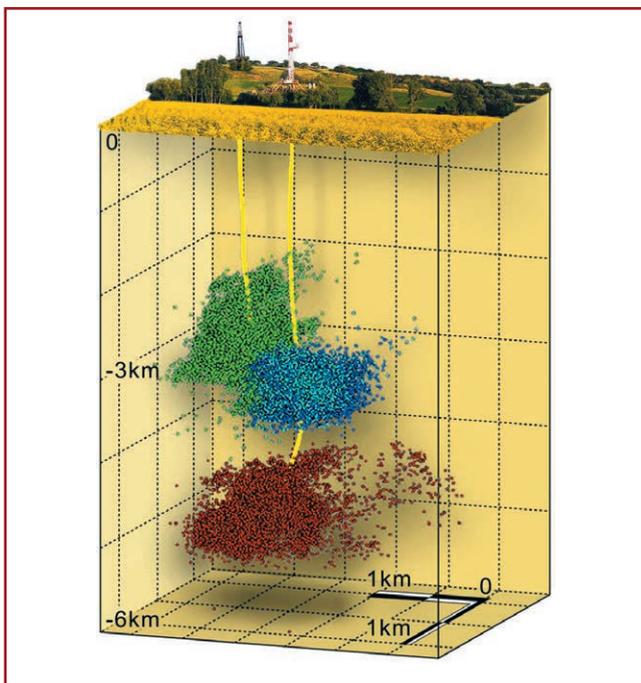


Fig. 16: Estimulación hidráulica en pozos profundos del proyecto EGS en Soultz-sous-Forêts (Francia) (WEIDLER et al. 2002): Cada punto corresponde a un evento microsísmico causado por la inyección de agua; las nubes de puntos indican las superficies artificialmente creadas del intercambiador de calor.

3.3.4 Comportamiento a largo plazo

La primera central de producción de electricidad en el mundo que opera de acuerdo con el principio EGS comenzó operaciones de prueba en Soultz-sous-Forêts (Alsacia, Francia) a mediados de 2008. Las instalaciones técnicas en la superficie han sido recientemente construidas para el funcionamiento continuo en 2015.

Debido al período relativamente corto de operación hay poca experiencia práctica en el comportamiento a largo plazo de las fracturas creadas artificialmente y de la matriz de la roca. Es posible que los planos de las fracturas estimuladas o recién creadas se sellen durante largos períodos de inyección y circulación. Se deben esperar reacciones químicas que alteran el sistema (interacciones agua-roca) o la formación de minerales secundarios. Estos pueden reducir la porosidad por precipitación o aumentar la permeabilidad por disolución y transporte. Con el fin de comprender mejor los mecanismos de EGS, otros proyectos de este tipo son necesarios en diversas partes del mundo.



Fig. 17: Central EGS en Soultz-sous-Forêts (fuente: Groupement Européen d'Intérêt Économique (GEIE) „Exploitation minière de la Chaleur“)

3.3.5 Planificación de proyectos de centrales EGS

El conocimiento de los siguientes parámetros es importante para la planificación de proyectos de centrales EGS:

Distribución y profundidad del basamento (o de formaciones poco permeables)

Se requiere información sobre la distribución del basamento cristalino así como de su profundidad para evaluar los sitios de ubicación. Los datos de pozos profundos y perfiles sísmicos son necesarios para cartografiar la profundidad del basamento cristalino, aunque su superficie a menudo no es identificable como un horizonte de reflexión. Además sólo se cuenta con pocos pozos profundos que llegan al basamento, de modo que sólo se dispone de poca información sobre el **tipo de roca** y sobre las propiedades hidrogeológicas y petrofísicas. El conocimiento de las características petrográficas de las rocas (como, entre otras, la composición mineralógica y la textura) son importantes a la hora de decidir la tecnología de perforación que se va a utilizar y las medidas de estimulación posteriores. Las masas rocosas graníticas suelen reaccionar más rígidamente al estrés tectónico que las rocas metamórficas. De gran importancia es también la información sobre la integridad de la masa rocosa, así como el tipo y el trazado principal de las fallas ya que las secciones de estimulación planificadas en los pozos de inyección y las áreas de circulación necesitan estar situadas a una distancia adecuada de las fallas mayores.

Temperatura y su predicción

La temperatura es un parámetro importante. Desafortunadamente sólo pocos datos de temperatura de horizontes profundos están disponibles de modo que uno generalmente está obligado a extrapolar temperaturas medidas en áreas cercanas y en profundidades menos profundas. Si se supone que las rocas son compactas y no influenciadas por el movimiento del agua y teniendo en cuenta solamente el fenómeno de la conductividad térmica de la roca, la temperatura puede extrapolarse hacia abajo suponiendo un flujo constante de calor vertical. A mayor profundidad es necesario además tener en cuenta la producción de calor radiogénico de la roca (ver Sección 4.1).

Propiedades termofísicas de la roca

El conocimiento de la conductividad térmica, la densidad, la capacidad calorífica específica y la tasa de producción de calor son de especial importancia para la estimación adecuada de la distancia entre los pozos de inyección y los pozos de producción así como para la determinación del radio de alcance térmico y el pronóstico de la vida útil de una central geotérmica. Estas propiedades termofísicas son también importantes para la estimación de la degradación térmica del sistema (envejecimiento del sistema).

Propiedades hidráulicas, sistema de planos de separación (discontinuidades)

El factor decisivo para el éxito económico de una central EGS está dado por el caudal que depende en gran medida de las propiedades hidráulicas del sistema de fracturas que existen de forma natural, así como de las propiedades hidráulicas del sistema de fracturas artificialmente expandido o creado. El éxito de las medidas de estimulación está influenciado principalmente por el volumen y la tasa de inyección, la presión de inyección o el gradiente de presión, así como las propiedades hidroquímicas del fluido de inyección. Una conductividad hidráulica natural ya existente de la masa rocosa es ventajosa para conseguir los caudales requeridos para la extracción de energía. Con el fin de operar un sistema de intercambio de calor de suficiente tamaño, un volumen mínimo de la masa rocosa es requerido. Por lo general, declaraciones más exactas se pueden hacer solamente después de perforar un pozo.

Presión de formación

Tanto para la perforación del pozo como la toma de las medidas de estimulación hidráulica previstas posteriormente en el yacimiento geotérmico es crucial disponer de información previa sobre las presiones hidrostáticas y litostáticas en las formaciones rocosas del subsuelo.

Tensiones tectónicas

La tensión in situ en la roca (alargamientos del pozo, zonas de derrumbes en el pozo) y la presión de poros inicial existente de forma natural en la formación rocosa (initial formation pore pressure), deben medirse antes de iniciar la estimulación hidráulica continua ya que esto es importante tanto para evaluar la estimulación efectuada como para evaluar la sismicidad.

Espacio requerido en la superficie, tamaño del intercambiador de calor

La trayectoria así como los puntos o zonas de destino de los pozos deben estar orientados teniendo en cuenta el campo de tensión natural ya que la zona de estimulación, es decir el yacimiento, se desarrollará de forma más probable de acuerdo al campo de tensión existente. Si sólo se planea utilizar exclusivamente pozos verticales en el proyecto EGS, debe tenerse en cuenta una distancia entre los diferentes pozos individuales de varios 100 metros en la superficie. Los problemas que surgen como consecuencia de la expansión de la tubería de revestimiento en pozos geotérmicos son mucho más fáciles de manejar en pozos verticales. No obstante, en la mayoría de los casos en la actualidad se planean perforaciones desviadas o incluso horizontales.

Propiedades del fluido de formación

El agua en el basamento cristalino es altamente salina. El total de sólidos disueltos oscila entre algunas decenas y cientos de g/l. Los constituyentes principales son sodio, calcio y cloruro (Fig. 13). A menudo, el contenido de elementos traza es mayor, es decir, es posible encontrar elevados contenidos de metales pesados. Además se pueden esperar concentraciones elevadas de gases (BUCHER & STOBER 2010). Con el fin de poder controlar técnicamente los procesos de precipitación y disolución durante la operación de circulación, es esencial conocer las propiedades hidroquímicas del fluido de formación antes de construir las instalaciones en la superficie (Sección 4.3).

Monitoreo sísmológico

Ya antes de perforar el primer pozo debe medirse la actividad sísmica continuamente. El monitoreo debe continuar durante la perforación, la estimulación y la fase de funcionamiento y debe ser complementado con mediciones del movimiento del suelo. Los requisitos para tal monitoreo pueden encontrarse en las recomendaciones correspondientes (BAISCH et al. 2012). En las regiones sísmicamente activas la magnitud y la dirección de las componentes principales del campo de tensión deben determinarse de antemano. Bajo ciertas circunstancias, los eventos sísmicos pueden ser notados en la superficie de la tierra. Un riesgo para los edificios sólo existe si el umbral de perceptibilidad es sobrepasado aproximadamente 10 veces, es decir, si la velocidad del suelo excede los 5 mm/s (DIN 4150). De acuerdo a los expertos la ocurrencia de la sismicidad inducida se considera en principio evaluable, predecible y en parte capaz de ser influenciada.

En un estudio (PLENEFISCH et al. 2015) encargado por la Agencia Alemana de Medio Ambiente (Umweltbundesamt), se clasificó el riesgo de causar daños al medio ambiente, edificios o infraestructuras mediante medidas de estimulación hidráulica y química relacionadas con la energía geotérmica profunda como extremadamente bajo si se toma en cuenta las regulaciones y normas que son aplicables en Alemania.

3.4 Sonda geotérmica profunda

Las sondas geotérmicas profundas tienen circuitos cerrados verticales instalados en pozos con profundidades de unos 100 m. Estas utilizan una tecnología similar a las sondas geotérmicas superficiales. En una sonda geotérmica profunda, un medio de transferencia de calor circula dentro de un sistema cerrado normalmente a profundidades entre 800 y 3.000 m (Fig. 18).

El calor es transferido al fluido que circula en la sonda geotérmica por conducción desde la roca, a través de la tubería de revestimiento y el material de relleno de la sonda. En el sistema de tubo coaxial el fluido frío es bombeado hacia abajo de una manera controlada por volumen a través del espacio anular. Durante su movimiento lento por el tubo (5 – 65 m/min) el fluido se calienta y luego sube hasta la superficie a través del tubo interior aislado térmicamente (Fig. 18). En el cabezal de la sonda geotérmica el fluido caliente entra en las instalaciones en la superficie de la tierra donde se

enfía a aproximadamente 15 °C y se bombea de nuevo al espacio anular mediante una bomba rotativa. El amoníaco se utiliza frecuentemente como fluido. Las rocas más cercanas se enfrían debido a la extracción de calor. Esto da lugar a un gradiente de temperatura horizontal que hace que el calor fluya desde zonas menos directamente cercanas hacia la zona que inmediatamente rodea la sonda.

Las sondas geotérmicas profundas no dependen de los acuíferos altamente permeables y, por lo tanto, pueden instalarse teóricamente casi en cualquier lugar. Debido a que las sondas geotérmicas profundas tienen un circuito cerrado, no tienen impacto en el equilibrio químico natural de la masa rocosa. Por lo tanto, se excluyen por completo las reacciones de disolución o precipitación que pueden producirse en el caso de sistemas hidrotermales o sistemas EGS.

La cantidad efectiva de energía proveída por una sonda geotérmica depende principalmente de la temperatura del subsuelo; las áreas con anomalías positivas de temperatura son por lo tanto particularmente adecuadas. Otros parámetros importantes son la conductividad térmica y el gradiente de temperatura. La cantidad efectiva de energía que se puede extraer también depende del tiempo de funcionamiento, así como del tipo de diseño de la sonda geotérmica y del tubo de subida y, por tanto, también de las propiedades térmicas de los materiales utilizados para la construcción. Las sondas geotérmicas largas con diámetros grandes tienen una superficie de intercambio de calor más grande.

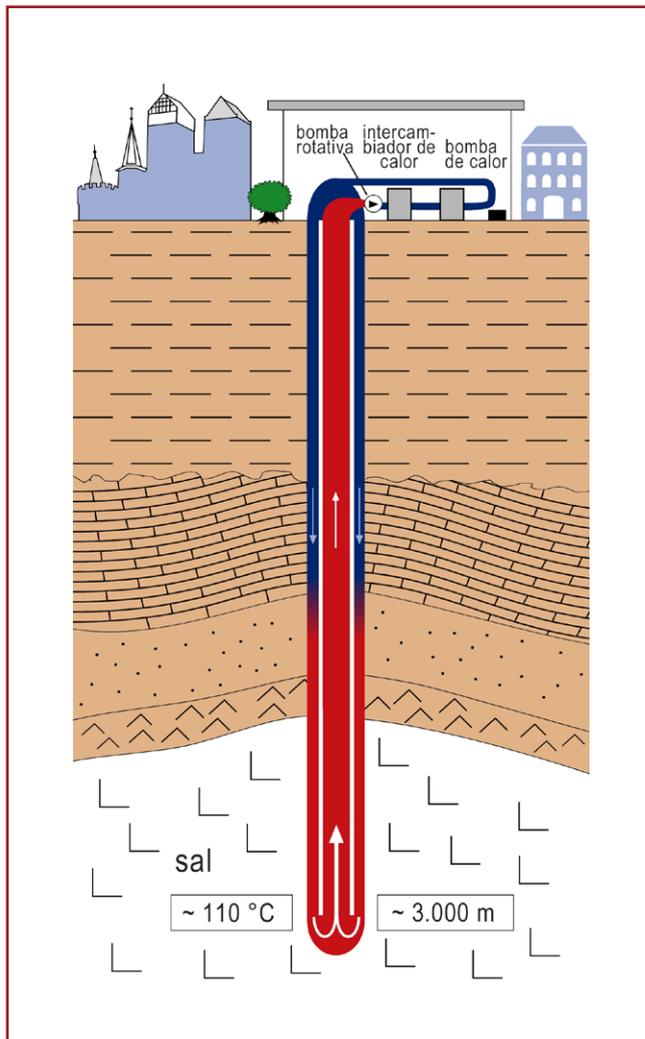


Fig. 18: Instalación geotérmica operada por la empresa municipal de Prenzlau: ejemplo de una sonda geotérmica profunda (fuente: Stadtwerke Prenzlau)

Las sondas geotérmicas profundas se utilizan en proyectos destinados a proporcionar un suministro de calor independiente del sitio de ubicación a temperaturas medias (hasta aproximadamente 60 °C de temperatura de alimentación).

Las sondas geotérmicas generalmente sólo tienen capacidades de unos pocos cientos de kW_{th} y por lo tanto mucho menos que los sistemas abiertos. Esto se debe al pequeño tamaño de la superficie de transferencia de calor en contacto con la masa rocosa ya que esta sólo corresponde a la superficie exterior de la tubería de revestimiento del pozo. A diferencia los sistemas abiertos, no hay riesgo de exploración en el caso de los sistemas cerrados de sondas geotérmicas profundas.

Los principales factores de costo son los gastos que ocasiona la perforación debido a las grandes profundidades de los pozos generalmente requeridas. A pesar de que la eficiencia de las sondas geotérmicas profundas no depende tanto de las condiciones geológicas en el subsuelo como es el caso por ejemplo de los sistemas hidrotermales, la planificación y la minimización de riesgos exigen la predicción más precisa de las condiciones geológicas. Debido a los elevados costos de inversión, las sondas geotérmicas profundas son particularmente adecuadas en sitios donde exista ya un pozo profundo no utilizado, por ejemplo la reutilización de antiguos pozos de petróleo y gas natural o pozos geotérmicos ya secos.

Cuando se planifica una sonda geotérmica profunda se requiere información sobre los siguientes parámetros:

- Profundidad buscada
- Temperatura del subsuelo dependiente de la profundidad
- Composición litológica, espesor de las unidades geológicas
- Formaciones acuíferas
- Geología estructural, en particular fallas
- Conductividad térmica de las rocas
- Capacidad calorífica de las rocas

3.5 Túneles, cavernas y minas

Si existe una alta descarga de agua caliente de túnel (hasta unos 100 l/s), esta se puede utilizar como fuente de energía. Las aguas utilizables de túneles tienen temperaturas promedio de 12 - 24 °C. La temperatura de estas aguas se puede elevar a un nivel explotable usando una bomba de calor. Las aguas con una temperatura más alta se pueden utilizar directamente en caso de estas permitirlo. Los costes de las tuberías de calefacción local o urbana deben incorporarse en los cálculos económicos de la evaluación energética total en caso de ser necesario. Consideraciones similares también se aplican a las aguas de minas abandonadas, por ejemplo en el área alemana del Ruhr, donde es necesario el drenaje y el desagüe.

La capacidad total de calor del agua de túnel actualmente utilizada en Suiza es de unos 4 MW_{th} . Dos instalaciones que utilizan el agua de túnel también operan en verano para proporcionar refrigeración geotérmica. La utilización del agua de túnel también está prevista para el nuevo Túnel de Base de San Gotardo. Los costos de inversión para la distribución de calor aumentan con la distancia entre la fuente y los usuarios.

4 Parámetros Relevantes para el Uso de la Energía Geotérmica

Para cada sistema de utilización de la energía geotérmica profunda existen diferentes parámetros de importancia. Por ejemplo los sistemas hidrotermales son mucho más dependientes de las características hidráulicas del subsuelo que por ejemplo las sondas geotérmicas profundas o sistemas EGS. Las características termofísicas de las rocas son en cambio para las sondas geotérmicas profundas de gran importancia pero para sistemas hidrotermales se les considera secundarias en importancia. En este último caso conocer las características de los fluidos en relación a la corrosión, precipitaciones químicas entre otras características es considerado esencial, mientras que para las sondas geotérmicas en su mayor parte esto no tiene casi significado alguno. La siguiente tabla muestra un resumen de los parámetros más relevantes para cada uno de los sistemas.

Propiedades	Hidrotermal (acuíferos)	Petrotermal (EGS)	Sonda geotérmica	véase sección
Propiedades termofísicas				
conductividad térmica	3	2	1	4.1.3
densidad de la roca	3	2	1	4.1.4
capacidad calorífica	3	2	1	4.1.5
temperatura	1	1	1	4.1.1
densidad de flujo de calor	2	2	2	4.1.2
Propiedades hidráulicas				
permeabilidad/ conductividad hidráulica	1	2	3	4.2.2
transmisividad/transmisibilidad	1	3	3	4.2.3
porosidad	1	3	3	4.2.4
coeficiente de almacenamiento	2	3	–	4.2.5
índice de productividad	1	3	–	4.2.6
pruebas hidráulicas	1	1	–	5.1
Propiedades de los fluidos				
densidad, viscosidad, compresibilidad	1	2	–	4.3.1/2/3
pH, E _H , temperatura	1	1	3	4.3.4/5
total de sólidos disueltos (TDS)	1	1	3	4.3.7
aniones - cationes	1	1	3	4.3.7
sustancias no disociadas	1	1	–	4.3.7
gases	1	1	2	4.3.8
Propiedades geológicas				
fallas, campo de tensión	2	1	3	3.3.5
petrografía/tipo de roca	1	1	2	3.3.5
geometría del acuífero/superficie de intercambio de calor	1	1	–	3.1.3/3.3.5

1 = muy importante
2 = relevante

3 = menos importante
– = no importante

Tabla 1: Tabla de parámetros físicos importantes para cada uno de los sistemas de utilización de la energía geotérmica

4.1 Parámetros termofísicos

La conducción térmica se define según la ecuación de Fourier (Sección 2.2):

$$q = \lambda \cdot \text{grad } T \quad (8a)$$

con la densidad de flujo de calor q [W m^{-2}] (ver Sección 4.1.2), la conductividad térmica λ [$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$] (ver Sección 4.1.3) y el gradiente de temperatura $\text{grad } T$ [K m^{-1}] (ver Sección 4.1.1). Debido a que el flujo térmico está orientado por lo general en la dirección vertical, de abajo hacia arriba en la corteza terrestre, se puede aplicar la ecuación de Fourier en su formulación 1D:

$$q = \lambda \cdot \frac{dT}{dz} \quad (8b)$$

La ecuación (8b) puede ser reformulada asumiendo que no existen fuentes de calor entre el punto de medición en la superficie terrestre y la profundidad z :

$$T(z) = T_0 + q \cdot \frac{z}{\lambda} \quad (8c)$$

en dónde T_0 es la temperatura media en la superficie terrestre. Lo siguiente es válido en el caso de encontrarse fuentes de calor preexistentes:

$$T(z) = T_0 + q \cdot \frac{z}{\lambda} - \frac{1}{2} \cdot H \cdot \frac{z^2}{\lambda} \quad (8d)$$

siendo H [W m^{-3}] la producción específica volumétrica de calor.

4.1.1 Temperatura T , gradiente de temperatura grad T (temperature, temp. gradient)

Unidades de medida: °C para T ; K para la diferencia de temperatura; K m⁻¹ para grad T

Definición: El gradiente de temperatura es el incremento de la temperatura por unidad de profundidad.

Determinación: Mediciones in situ en el pozo

Métodos: Procedimiento de corrección para el cálculo de temperaturas no perturbadas de las rocas (por ejemplo valores de temperatura de fondo de pozo; BHT – Bottom Hole Temperature)

Parámetros secundarios para los procedimientos de corrección:

- diámetro del pozo [m]
- duración del período inactivo [h]
- difusividad térmica α de la roca [m² s⁻¹], un parámetro que es directamente proporcional a la conductividad térmica λ [W m⁻¹ K⁻¹]: $\alpha = \lambda / (\rho \cdot c_p)$

Margen de valores: En Alemania el gradiente de temperatura tiene una media de 30 K km⁻¹. La temperatura media T_0 de la superficie terrestre en Alemania es de 8,2 °C (el valor más bajo se encuentra en la cima del monte Zugspitze = - 4,8 °C). La mayor temperatura T_z registrada en una perforación realizada en Alemania fue de 253 °C a una profundidad de 9.063 m (Programa Federal Alemán de Perforación Alto Palatinado - KTB Oberpfalz).

El “FIS-GP” o sistema de información geofísico perteneciente al Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG) (www.fis-geophysik.de) permite consultar un banco de datos con información sobre temperaturas en 11.500 perforaciones en Alemania, posibilitando el cálculo de temperaturas en el subsuelo. Básicamente se trata de:

- **Registros de temperatura no perturbada:** Mediciones continuas de la temperatura a lo largo de la profundidad.
- **Registros de temperatura perturbada:** Mediciones continuas de la temperatura a lo largo de la profundidad que debido al proceso de perforación, cementación o circulación hidráulica han sido perturbada.
- **Temperaturas de yacimientos:** Debido al control sistemático y periódico realizado durante años en pozos de producción está a disposición extensas series de mediciones que pueden llegar hasta 100 tomas individuales. El margen de fluctuación de los valores de estas temperaturas se encuentra predominantemente por debajo de 1 K, permitiendo esto por lo general la definición de un solo valor de temperatura.
- **Temperaturas de pruebas:** Mediciones de temperaturas realizadas en pruebas de producción, pruebas del tipo Drill-Stem o similares, temperaturas de salida corregidas (ver Sección 5.1).
- **Temperaturas de fondo de pozo (Bottom Hole Temperature – BHT):** Las mediciones BHT se realizan en casi todas las perforaciones efectuadas por la industria en la zona más profunda de un pozo directamente después de los trabajos de perforación y son térmicamente perturbadas debido a la operación de perforación (circulación del lodo). Una corrección (extrapolación) de los valores de BHT a temperaturas no perturbadas es posible, ya que en la profundidad máxima la influencia perturbadora de la circulación del lodo con respecto al campo de temperatura es mínima. Dependiendo de la duración del período inactivo tras la perforación, el tiempo de circulación del lodo y el número de valores de temperatura disponibles para cada profundidad, se han aplicado diferentes procedimientos de corrección.
- **Mediciones de valores puntuales** de minas y túneles.

4.1.2 Densidad de flujo de calor q (heat flow density)

Unidad de medida: W m^{-2}

Definición: La densidad de flujo de calor es el flujo de energía calórica de la tierra por unidad de superficie.

Determinación: Medición de temperatura realizada in situ en perforaciones y el gradiente de temperatura derivado de estas mediciones; medición de la conductividad térmica de núcleos de perforación en el laboratorio (como alternativa valores publicados para la misma litología, Sección 4.1.3)

Métodos: Extrapolación de la temperatura en la profundidad z (ver Sección 4.1). La extrapolación presupone una pura transmisión de calor por conducción.

Parámetros secundarios para el cálculo:

→ temperatura media en la superficie terrestre T_0

→ conductividad térmica λ

Margen de valores: $30 - 120 \text{ mW m}^{-2}$. La densidad media del flujo de calor en Alemania es aproximadamente 65 mW m^{-2} .

4.1.3 Conductividad térmica λ (thermal conductivity)

Unidad de medida: $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$

Definición: La conductividad térmica es el cociente de la densidad de flujo de calor y el gradiente de temperatura (Sección 4.1.1). La conductividad térmica depende de la temperatura y la presión.

Determinación: Medición de núcleos de perforación en el laboratorio

Para la conductividad térmica de un medio se especifican normalmente los valores a la temperatura ambiente. Conociendo la temperatura del depósito y comparando esta con los datos publicados es posible hacer estimaciones sobre acuíferos profundos. Para el valor de la conductividad térmica es también crucial si las mediciones fueron realizadas en núcleos de perforación secos o húmedos.

Margen de valores: $1,2 - 6,5 \text{ W m}^{-1} \text{K}^{-1}$

4.1.4 Densidad de la roca ρ (rock density)

Unidad de medida: kg m^{-3}

Definición: Masa por volumen

Determinación: Medición de núcleos de perforación en el laboratorio; mediciones geofísicas en o alrededor de un pozo (registro de pozo)

Margen de valores: $2.000 - 3.200 \text{ kg m}^{-3}$; valores altos (por ejemplo en eclogitas que sufre grandes presiones durante su formación) son posibles de forma aislada.

4.1.5 Capacidad calorífica c (heat capacity)

Unidades de medida: $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ para la capacidad calorífica específica c , $\text{J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ para la capacidad calorífica volumétrica $c \cdot \rho$

Definición: La capacidad calorífica específica es la razón entre el calor suministrado a un cuerpo y el cambio de temperatura asociado y su peso. Esta describe la capacidad de un cuerpo de almacenar calor y depende de la temperatura. La capacidad calorífica específica isobárica c_p es la capacidad calorífica específica a presión constante. La capacidad calorífica específica volumétrica es el producto de la capacidad calorífica específica y la densidad y se utiliza para calcular la capacidad de calor en proyectos geotérmicos.

Determinación: Medición de núcleos de perforación en el laboratorio

Margen de valores: $700 - 1.100 \text{ J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ (valor medio: $840 \text{ J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ – con un margen estrecho de fluctuación) para la capacidad calorífica específica c ; $1,9 - 2,5 \cdot 10^6 \text{ J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ (valor medio: $2,1 \cdot 10^6 \text{ J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ – con un margen estrecho de fluctuación) para la capacidad calorífica específica volumétrica $c \cdot \rho$



Fig. 19: Perforación geotérmica en Unterhaching (Gt1, Alemania Meridional)

4.2 Parámetros hidráulicos

El flujo de masa en un medio poroso se describe mediante la *Ley de Darcy*:

$$q = k_f \cdot \nabla h \quad (9a)$$

con el caudal volumétrico por unidad de superficie q [m s^{-1}], la permeabilidad hidráulica (conductividad hidráulica) k_f [m s^{-1}] (ver Sección 4.2.2) y el gradiente de potencial hidráulico ∇h . En la formulación en 1D:

$$q = k_f \cdot \frac{\delta h}{\delta x} = k_f \cdot i \quad (9b)$$

δh es la diferencia de potencial a lo largo de la distancia horizontal δx en la dirección del flujo y $\delta h/\delta x$ es el gradiente hidráulico i . Si se conoce la sección transversal A atravesada por el flujo de agua subterránea, se puede determinar el caudal por unidad de tiempo Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$]:

$$Q = k_f \cdot A \cdot \frac{\delta h}{\delta x} = k_f \cdot A \cdot i \quad (9c)$$

La Ley de Darcy es utilizada en casi todos los procesos de flujo en acuíferos porosos, fracturados y kársticos y en las evaluaciones de las pruebas hidráulicas en uno o más pozos. En rigor, esta es sólo válida para un flujo laminar (lineal).

4.2.1 Presión hidrostática p_g (hydrostatic pressure)

Unidad de medida: bar (1 bar = 10^5 Pa = 0,1 MPa; 1 Pa = 1 N m⁻²)

Definición: La presión es la razón entre la fuerza F y el área A , a la cual la fuerza actúa perpendicularmente.

$$p = \frac{F}{A} \quad (10a)$$

La presión hidrostática es la presión, que se establece dentro de un fluido en reposo (normalmente agua) bajo la influencia de la aceleración de la gravedad g . Es un parámetro estático dependiente de la altura h de la columna del fluido y de la densidad ρ_F por encima del punto de medición.

$$p_g = h \cdot \rho_F \cdot g \quad (10b)$$

La presión hidrostática absoluta (o sea “la presión”) en un punto que se encuentra dentro de un cuerpo de agua subterránea es la sumatoria de la presión atmosférica p_{atm} y la correspondiente presión hidrostática p_g :

$$p = p_{atm} + p_g \quad (10c)$$

Determinación: Medición en el pozo mediante un sensor de presión; 1 m de columna de agua (m.c.a) = 0,9807 kPa \approx 0,1 bar

4.2.2 Permeabilidad K , conductividad hidráulica k_f (permeability, hydraulic conductivity)

Unidades de medida: m^2 (1 Darcy = $0,98697 \cdot 10^{-12} m^2$) para la permeabilidad K ; $m s^{-1}$ para la conductividad hidráulica k_f

Definición: La permeabilidad y la conductividad hidráulica describen la capacidad de un medio poroso de permitirle a un fluido (p. ej. agua) que lo atraviese, donde la permeabilidad está sólo dada por las propiedades de las rocas y la conductividad hidráulica incluye además las propiedades del fluido. La conductividad hidráulica define el caudal volumétrico Q para un dado gradiente hidráulico i por área A a una temperatura específica del fluido. La permeabilidad se encuentra relacionada con la conductividad hidráulica tomando en consideración la viscosidad dinámica μ , la densidad ρ_F del fluido y la aceleración de la gravedad g mediante la siguiente fórmula:

$$k_f = \frac{K \cdot \rho_F \cdot g}{\mu} \quad (11)$$

Para el agua pura a $10^\circ C$ es válida la siguiente equivalencia: una conductividad hidráulica de $10^{-5} m s^{-1}$ corresponde a una permeabilidad de 1 D y $1 m s^{-1}$ corresponde a $10^{-7} m^2$ respectivamente. Ambos parámetros K y k_f pueden ser dependientes de la dirección y deben ser considerados como tensores.

Determinación: Medición de núcleos de perforación en el laboratorio (propiedades de la matriz de la roca), derivación de las mediciones de la perforación (permeabilidad), evaluación de pruebas de bombeo y de inyección, pruebas de trazadores (propiedad de la masa rocosa)

Parámetros secundarios (ver Secciones 4.3.1/2):

- viscosidad dinámica del fluido μ [$kg m^{-1} s^{-1}$]
- viscosidad cinemática del fluido $\nu = \frac{\mu}{\rho_F}$ [$m^2 s^{-1}$]
- densidad del fluido ρ_F [$kg m^{-3}$]

La conductividad hidráulica está significativamente influenciada por la densidad y la viscosidad del fluido. Estos parámetros dependen del tipo y de la fracción de sólidos disueltos, de la presión, del contenido de gas y de la temperatura.

Margen de valores: $10^{-8} - 10^{-20} m^2$ (buenos valores $> 10^{-13} m^2$) for K , $10^{-1} - 10^{-13} m s^{-1}$ (buenos valores $> 10^{-6} m s^{-1}$) for k_f . La permeabilidad/conductividad hidráulica mínima para una utilización hidrotermal debe ser mayor a $10^{-13} m^2$ o mayor a $10^{-6} m s^{-1}$ respectivamente.

4.2.3 Transmisividad T , transmisibilidad T^* (transmissivity, transmissibility)

Unidades de medida: T en $\text{m}^2 \text{s}^{-1}$, T^* en m^3

Definición: La transmisividad describe el valor integral de la conductividad hidráulica sobre el espesor del acuífero:

$$T = \int_0^H k_f dz \quad (12a)$$

Sí el acuífero es homogéneo e isótropo, entonces es válido:

$$T = k_f \cdot H \quad (12b)$$

Lo siguiente se aplica en el caso de un acuífero compuesto por varias capas:

$$T = \sum k_{f,i} \cdot H_i \quad (12c)$$

Si se integra la permeabilidad K en vez de la conductividad hidráulica k_f , entonces se habla de transmisibilidad [m^3].

Determinación: Evaluación de pruebas de bombeo y de inyección (ver Sección 5.1)

Margen de valores: $10^0 - 10^{-11} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ para la transmisividad; $10^{-7} - 10^{-18} \text{ m}^3$ para la transmisibilidad. Los valores mínimos para una utilización hidrotermal deben ser superior a $5 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ o superior a $5 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$ respectivamente.

4.2.4 Porosidad Φ (porosity)

Unidad de medida: porcentaje [-]

Definición: La **porosidad absoluta** es la fracción del volumen de huecos n [-] sobre el volumen total de la masa rocosa. La **porosidad efectiva** n_f representa la parte del volumen de huecos en donde el agua puede moverse libremente, así por ejemplo no agua connata. Si bien que la porosidad efectiva es una condición para la permeabilidad, no existe una correlación directa entre ambas ya que además el tamaño, la forma y las interconexiones del volumen poroso son decisivas.

Determinación: Medición de núcleos de perforación en el laboratorio (propiedades de la matriz de la roca), evaluación de mediciones geofísicas en o alrededor de un pozo (registro de pozo); la porosidad efectiva puede ser calculada mediante pruebas de trazadores o bajo ciertas circunstancias mediante pruebas de bombeo (propiedad de la masa rocosa).

Tratamiento posterior: Hay una relación empírica entre la porosidad y la permeabilidad, que es válida para una litología específica y no es transferible a otras unidades geológicas.

La relación entre la porosidad y la permeabilidad se describe mediante el uso de modelos capilares, modelos de esferas y aproximaciones basadas en la teoría de fractales. Esta relación se puede describir como una función del tipo $K = x_1\Phi + x_2\Phi^2 + x_3\Phi^{10}$ para una litología específica. Cambios menores en la porosidad tienen un gran efecto sobre el valor de la permeabilidad K .

Margen de valores: 0 – 30 % (porosidad absoluta); 0 – 15 % (porosidad efectiva)

4.2.5 Coeficiente de almacenamiento S , coeficiente específico de almacenamiento S_s (storage coefficient, specific storage coefficient)

Unidades de medida: [-] para el coeficiente de almacenamiento S ; m^{-1} para el coeficiente específico de almacenamiento S_s

Definición: El coeficiente específico de almacenamiento S_s se define como el cambio del volumen de agua almacenada por cada unidad de volumen del espacio del agua subterránea cuando se registra un cambio del nivel de una columna de agua en un metro. En acuíferos confinados este se determina en gran medida por la compresibilidad. El coeficiente de almacenamiento es de forma análoga a la transmisividad y al valor k_f la integral del coeficiente específico de almacenamiento sobre el espesor del acuífero (ecuaciones 13a–c). El coeficiente de almacenamiento S es una medida del cambio del volumen de agua almacenada ΔV por unidad de superficie A en un descenso Δh de un metro:

$$S = \Delta V / (A \cdot \Delta h).$$

El coeficiente de almacenamiento puede ser determinado solamente mediante pruebas de bombeo.

$$S = \int_0^H S_s dz \quad (13a)$$

Lo siguiente se aplica si el acuífero (con el espesor H) es homogéneo e isótropo:

$$S = S_s \cdot H \quad (13b)$$

Lo siguiente se aplica en el caso de un acuífero compuesto por varias capas:

$$S = \sum S_{s,i} \cdot H_i \quad (13c)$$

Determinación: Evaluación de pruebas de bombeo (ver Sección 5.1)

Margen de valores: En acuíferos confinados el coeficiente específico de almacenamiento se encuentra en $10^{-6} - 10^{-7} m^{-1}$. El coeficiente de almacenamiento puede ser hasta dos órdenes de magnitud mayor. En acuíferos libres el coeficiente de almacenamiento corresponde de formar aproximada a la porosidad efectiva.

4.2.6 Índice de productividad PI , índice de inyectividad II (productivity index, injectivity index)

Unidad de medida: $m^3 s^{-1} MPa^{-1}$

Definición: El índice de productividad PI es la razón entre la tasa de extracción y la caída de presión. Para los pozos de inyección el índice de inyectividad II es análogo al índice de productividad. El índice de inyectividad es la razón entre la tasa de inyección y el aumento de presión. Tomando en cuenta las diferentes unidades de medidas resulta la siguiente tabla de conversión:

Unidad	$m^3 s^{-1} MPa^{-1}$	$m^3 h^{-1} MPa^{-1}$	$l s^{-1} (m.c.a.)^{-1}$	$l s^{-1} bar^{-1}$
$m^3 s^{-1} MPa^{-1}$	1	3.600	9,806650	100
$m^3 h^{-1} MPa^{-1}$	$0,278 \cdot 10^{-3}$	1	$2,724 \cdot 10^{-3}$	$27,8 \cdot 10^{-3}$
$l s^{-1} (m.c.a.)^{-1}$	0,101971	367,098	1	10,1971
$l s^{-1} bar^{-1}$	0,01	36	$98,067 \cdot 10^{-3}$	1

Tabla 2: Tabla de conversión concerniente a las diferentes unidades de medida utilizadas para el índice de productividad PI

Determinación: El índice se determina normalmente a través de pruebas hidráulicas, no obstante hay que tener en cuenta que durante tiempos cortos de prueba el descenso no ha alcanzado su máximo debido a las condiciones inestacionarias que aún prevalecen. El índice de productividad no sólo depende de las características del subsuelo sino también es dependiente de las propiedades del pozo (almacenamiento del pozo, efecto de daño).

El índice de productividad puede ser estimado matemáticamente mediante la solución de THIEM (1906) para descensos estipulados s (con $p = \rho \cdot g \cdot s$) y radios del pozo r si se conoce el valor k_f , el espesor del acuífero H y el radio del cono de depresión R :

$$PI = \frac{Q}{s} = 2\pi \cdot k_f \cdot H \frac{1}{\ln \frac{R}{r}} \quad (14)$$

El índice de productividad determinado de esta manera debe ser convertido por medio de la densidad ρ_f y la aceleración de la gravedad g en la dimensión usual.

En caso que la presión de fractura de la masa rocosa no es sobrepasada (deformación elástica o por presión mecánica), el índice de inyectividad es idéntico al índice de productividad para un acuífero ideal con un fluido de iguales propiedades. Ya que la diferencia de presión a aplicar para esto depende de la viscosidad y de la densidad del fluido, en especial la viscosidad depende en gran medida de la temperatura, el índice de inyectividad en perforaciones geotérmicas (inyección de agua enfriada) es a menudo varias veces menor que el índice de productividad (extracción de agua caliente o tibia). Esto significa que para la inyección de agua enfriada se debe lograr una diferencia de presión mayor que en el caso de extracción con la misma tasa.

4.2.7 Otros parámetros

Aparte de ser estos parámetros hidráulicos mencionados anteriormente los más importantes, también la **dispersión** D [$\text{m}^2 \text{s}^{-1}$] y la **dispersividad** α [m] son de gran significado (ingl.: dispersion, dispersivity). Ambos representan una medida de la mezcla y la distribución de fluidos y desempeñan una función especial en los sistemas de dobletes para la distribución de temperaturas en el subsuelo. La dispersión depende de la velocidad de flujo. La gama de valores es por lo tanto muy grande y normalmente varía desde $10^{-9} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ hasta más de $10 \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$. En caso de la dispersividad la mayoría de los valores se encuentran entre 10^{-1} m y 10^3 m .

El proceso de descenso y de recuperación o la evolución de la presión en un pozo de extracción son determinados no sólo por los parámetros anteriormente mencionados sino también notablemente por el **almacenamiento del pozo** C [$\text{m}^3 \text{ Pa}^{-1}$] y el **factor de daño** s_f [-] (ingl.: wellbore storage, skin factor).

El almacenamiento del pozo es la capacidad intrínseca de un pozo, o sea el cambio específico de volumen por diferencia de presión. La duración del almacenamiento del pozo depende del diámetro del pozo, de la permeabilidad del acuífero así como también de la permeabilidad del entorno inmediato al pozo. El factor de daño es una medida del cambio de la permeabilidad en las zonas inmediatamente cercanas al pozo, que pueden ser provocado por el proceso de perforación, la tubería de revestimiento o el funcionamiento del pozo. Los valores del factor de daño se encuentran entre $-\infty$ y $+\infty$.

4.3 Propiedades químicas y físicas de fluidos

A continuación se encuentran los parámetros físicos y químicos de fluidos del subsuelo profundo más importantes para los pozos geotérmicos. Estos parámetros son esenciales tanto para los cálculos termodinámicos como para la determinación de los procesos de disolución o precipitación química.

4.3.1 Densidad del fluido ρ_F (fluid density)

Unidad de medida: kg m^{-3}

Definición: La densidad del fluido es la razón entre la masa y el volumen que este ocupa.

La densidad depende de la presión y de la temperatura. A presión normal el agua pura alcanza su máxima densidad a 4 °C. La densidad disminuye con el aumento de la temperatura y aumenta con el incremento de la presión. Cuando consideramos gradientes geotérmicos normales, el efecto de la temperatura domina aunque de forma mínima, por lo que con el aumento de la profundidad la densidad disminuye. No obstante, el ascenso del agua caliente es contrarrestado por lo general debido a que con el aumento de la profundidad la permeabilidad de la roca decrece y la mineralización del agua incrementa. Las aguas del subsuelo profundo pueden tener un total de sólidos disueltos (ingl. total dissolved solids - TDS) superior a 100 g/kg, esto también provoca el aumento de la densidad.

Margen de valores: $0,8 - 1,5 \cdot 10^3 \text{ kg m}^{-3}$

4.3.2 Viscosidad dinámica μ y cinemática ν (dynamic/kinematic viscosity)

Unidades de medida: Pa s o $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$

Definición: La viscosidad dinámica de un fluido es una medida de su resistencia a las deformaciones graduales. Esta depende casi exclusivamente de la temperatura. Entre 0 °C y 150 °C la viscosidad dinámica del agua varía en varios órdenes de magnitud en comparación con la densidad. Por eso esta es de inmensa importancia para el comportamiento del flujo de aguas termales.

Margen de valores: $0,2 - 1,75 \cdot 10^{-3} \text{ Pa s}$

La viscosidad cinemática se considera como el cociente de la viscosidad dinámica y la densidad del fluido:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_F}$$

(15)

4.3.3 Compresibilidad c (compressibility)

Unidad de medida: Pa⁻¹

Definición: La compresibilidad es el cambio de volumen por cambio de presión con respecto al volumen inicial.

La compresibilidad se comporta inversamente proporcional a la presión. La compresibilidad aumenta a temperaturas superiores a 50 °C y disminuye a temperaturas inferiores a 50 °C.

Margen de valores: 4,0 – 5,5 · 10⁻¹⁰ Pa⁻¹

4.3.4 Valor del pH

Unidad de medida: [-]

Definición: El valor del pH está definido como el logaritmo decádico negativo de la concentración de iones de hidrógeno en solución: $pH = -\log H^+$.

En soluciones neutras la concentración de los iones $[H^+]$ y $[OH^-]$ es igual y tienen a temperatura ambiente un pH de 7,0. El valor del pH influye en la solubilidad de muchas sustancias y sus concentraciones de iones en agua. De forma inversa sustancias disueltas en agua cambian a menudo el valor del pH . Por esta razón el valor del pH es también de gran importancia para el cálculo en dependencia de si una solución está saturada o sobresaturada con respecto a ciertos minerales. Normalmente el valor del pH disminuye con el aumento de la temperatura, ya que el pH neutro ($pH = 7,0$ a temperatura ambiente) disminuye a valores pequeños.

Margen de valores: 5,5 – 8,0

4.3.5 Valor del E_H (potencial redox), valor del p_e

Unidad de medida: V

Definición: El potencial de reducción-oxidación (redox) E_H es una medida de la actividad relativa de las sustancias oxidadas y reducidas en un sistema.

La solubilidad de diferentes elementos depende del valor del pH y también de sus niveles de oxidación presente en el correspondiente fluido o roca. En caso de la presencia de potenciales electroquímicos ocurren reacciones de reducción-oxidación (redox) en las que electrones son transferidos. La oxidación y la reducción pueden definirse en general como la pérdida de electrones y la ganancia de electrones respectivamente.

En un fluido que contiene diferentes niveles de oxidación de una sustancia, se mide el potencial redox como potencial eléctrico (tensión) entre un electrodo metálico inerte y un electrodo de referencia sumergidos en la solución. Los potenciales redox denotados como E_H son aquellos medidos con electrodos de hidrógeno como electrodo de referencia (en este caso se considera al hidrógeno con un potencial redox de cero voltios). La mayoría de las reacciones redox son dependientes del valor del pH . El valor del E_H es dependiente de la temperatura.

A menudo se toma el valor del p_e [-] como medida de la concentración de la especie redox activa en vez del potencial de reducción E_H . El valor del p_e se enlaza con el valor del E_H a través la siguiente relación:

$$p_e = \frac{E_H}{2,303 \cdot R \cdot \frac{T}{F}} \quad (16)$$

donde R es la constante universal de los gases, T es la temperatura absoluta y F es la constante de Faraday.

4.3.6 Conductividad eléctrica, salinidad (electric conductivity, salinity)

Unidad de medida: S m⁻¹

Electrólitos reales y potenciales se disocian en soluciones acuosas. Los iones resultantes hacen la solución eléctricamente conductora, en donde los iones tienen distintas conductividades dependiendo del grado de disociación y movilidad. La conductividad eléctrica se compone de los valores de la conductividad eléctrica de los diferentes cationes y aniones. De esta manera la conductividad eléctrica proporciona una primera indicación sobre el contenido total de sustancias disueltas y sobre el residuo de evaporación y por lo tanto es un parámetro de control fácil de calcular. La conductividad eléctrica es medida a menudo como registro de pozo para localizar entradas de agua de diferente mineralización y es denominada frecuentemente como salinidad. La conductividad eléctrica depende de la temperatura.

4.3.7 Sustancias disueltas en un fluido

Unidad de medida: mg/kg o mg/l

Definición: Concentración de sustancias disueltas o masa por unidad de volumen

Cationes – aniones

El tipo y la envergadura del análisis de una muestra de agua dependen en gran parte de los objetivos de la investigación, del nivel de los conocimientos científicos y prácticos sobre el significado de los distintos parámetros así como de las posibilidades analíticas. Cationes importantes son: sodio (Na), potasio (K), calcio (Ca), magnesio (Mg), hierro (Fe), manganeso (Mn) y amonio (NH₄). En el caso de los aniones, los más importantes son: cloruro (Cl), anión bicarbonato y/o carbonato (HCO₃ y/o CO₃ en dependencia del valor del pH), sulfato (SO₄), fluoruro (F), bromuro (Br), yoduro (I), nitrito (NO₂), nitrato (NO₃) y fosfato (PO₄). Especialmente para los cálculos termodinámicos información sólo sobre el contenido de las sustancias principales en cationes y aniones no es a menudo suficiente, también elementos traza como aluminio (Al), arsénico (As), plomo (Pb), mercurio (Hg), bario (Ba) o estroncio (Sr) deben ser analizados. La NORMA DVWK 128 (1992) contiene información abundante sobre la toma de muestras y la envergadura del análisis.

Sustancias no disociadas

Entre las sustancias no disociadas se encuentran el óxido de silicio (SiO_2) y el ácido bórico/boro ($\text{H}_3\text{BO}_3/\text{B}$). El sílice puede ser usado como “termómetro geotérmico” y específicamente en aguas termales permite obtener indicaciones importantes sobre la temperatura y profundidad del “yacimiento”. Boro se encuentra raras veces en aguas naturales cercanas a la superficie. Este elemento se utiliza como trazador para obtener información sobre el origen del agua. Fuentes importantes de boro son por ejemplo los gases volcánicos.

Total de sólidos disueltos (total dissolved solids – TDS)

El total de sólidos disueltos es la suma de todos los cationes y aniones disueltos. La concentración total en aguas con poca mineralización se expresa a menudo como masa por unidad de volumen.

Por ejemplo aguas del subsuelo profundo en la Fosa del Alto Rin son independientes de la estructura de capas geológicas de fluidos con alta concentración de Na-Cl (aproximadamente 80 – 200 g/kg) que normalmente son ricos en CO_2 . En el acuífero Malm de la Cuenca Molasa del Sur de Alemania las aguas son de muy poca mineralización, no obstante la concentración y el contenido de Na-Cl aumenta a medida que profundidad de la cuenca aumenta. En la Cuenca del Norte de Alemania predominan los fluidos de formación del tipo Na-Cl o Ca-Na-Cl con concentraciones totales que pueden alcanzar en parte más de 300 g/kg (STOBER et al. 2014).

4.3.8 Gases, contenido de gas de un fluido

La solubilidad de los gases en agua es específica para cada gas y depende de la temperatura del agua, de la presión (en el caso de mezcla de gases de la presión parcial) y del total de sólidos disueltos (TDS). La solubilidad de un gas λ en l/l [–] se describe a través de la ecuación de Henry-Dalton:

$$\lambda = K' \cdot p \quad (17)$$

donde p es la presión o la presión parcial y K' es un factor de proporcionalidad dependiente de la temperatura.

Existen diferentes mezclas de agua y gas, que contienen componentes disueltos y no disueltos. En la naturaleza están presentes mezclas con CO_2 , pero también mezclas con nitrógeno, metano, ácido sulfhídrico y otros gases son observadas. Las mezclas de agua y gas poseen propiedades hidráulicas que difieren de aguas subterráneas normales.

La solubilidad de los gases en agua cambia en presencia de sustancias sólidas disueltas.

Cuando un fluido entra en contacto con el aire atmosférico se alcanza un equilibrio según las presiones parciales de los diferentes componentes del aire en el espacio de gas y los gases disueltos. Las aguas que están saturadas con un gas, por ejemplo CO_2 , a alta presión liberan el gas hasta alcanzar un equilibrio con la atmósfera. Esto es válido en particular para gases como H_2S y H_2 o CO_2 cuya presión parcial es casi cero o muy baja en la atmósfera.

La ocurrencia de precipitaciones en grandes cantidades de aragonita y/o calcita (CaCO_3) puede darse como consecuencia de una reducción del CO_2 disuelto (CO_2 libre), por ejemplo por contacto con el aire atmosférico o por reducción de la presión del fluido, por ejemplo en la extracción de aguas termales de gran profundidad. Para evitar el contacto con el aire atmosférico el agua termal es extraída en las perforaciones geotérmicas en un sistema cerrado. Además este sistema cerrado es sometido a presiones del orden de aproximadamente 20 bar. La sobresaturación del agua con cuarzo o baritina es mucho más problemática. El cálculo de las presiones necesarias en cada caso puede llevarse a cabo teóricamente a través de programas termodinámicos y en la práctica mediante experimentos en el laboratorio. Ambos procedimientos presuponen un conocimiento exacto de la composición hidroquímica del fluido. El análisis de gases y contenido de gas en el fluido del yacimiento es de máxima prioridad. Es importante en este contexto la indicación de las unidades de medida así como las condiciones de medición.



Fig. 20: Toma de una muestra de fluido para determinar la composición del agua y de gases realizada en el pozo Horstberg

5 Procedimientos de Prueba y Modelación de Acuíferos

5.1 Pruebas hidráulicas

5.1.1 Procedimientos de prueba en pozos individuales

Las pruebas hidráulicas son métodos o procedimientos de investigación que se llevan a cabo en un pozo y con estos es posible determinar los parámetros hidráulicos. Entre estos parámetros se encuentran la transmisividad (Sección 4.2.3) y el coeficiente de almacenamiento (Sección 4.2.5). Por medio de la transmisividad y conociendo del espesor H del acuífero se puede, asumiendo que se trata de un acuífero homogéneo e isótropo, determinar la conductividad hidráulica k_f (Sección 4.2.2). A continuación se ofrece una compilación de los procedimientos de prueba más importantes para pozos profundos (p. ej. KRUSEMAN & DE RIDDER 1991, STOBER 1986, NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG (AGENCIA DE BAJA SAJONIA PARA LA ECOLOGÍA Y AGENCIA DE BAJA SAJONIA PARA INVESTIGACIÓN DE LOS SUELOS) 1997, PK TIEFE GEOTHERMIE 2008).

La utilización hidrotermal se realiza casi exclusivamente en acuíferos presentes en roca sólida. En estos acuíferos profundos existen básicamente condiciones hídricas subterráneas confinadas. Para la evaluación de las pruebas se encuentra a menudo solamente un pozo a disposición, una red de pozos de monitoreo no existe. Se trata aquí de un procedimiento de un pozo individual. Para ello existen diferentes configuraciones de prueba en el pozo (véase Fig. 21):

- Pruebas en pozos descubiertos con o sin empacadores (empacadores simples o dobles)
- Pruebas en pozos entubados de monitoreo

Las pruebas hidráulicas son poco significativas cuando varias capas geológicas o acuíferos son sometidos a ensayo juntos y una diferenciación no es posible. Mediante el uso de empacadores, entubaciones adecuadas o de mediciones geofísicas apropiadas en el pozo es posible probar hidráulicamente y de forma individual horizontes o capas por separado. Esto permite la asignación de parámetros hidráulicos medidos sucesivamente a capas geológicas específicas.

Las pruebas hidráulicas que se realizan en **pozos descubiertos sin empacadores** (Fig. 21, izquierda) permiten tomar información sobre todo el trayecto de la perforación.

Los parámetros calculados como la conductividad hidráulica, la permeabilidad y el coeficiente de almacenamiento son solamente representativos para la masa rocosa si el subsuelo presenta condiciones uniformes o si fuera posible realizar con información adicional, p. ej. mediciones con medidores de flujo, mediciones de registros de conductibilidad o temperatura en el pozo (llamados logs), una ponderación de las secciones individuales de la masa rocosa.

Para las pruebas en **pozos descubiertos con empacadores** es necesario un equipamiento de prueba, compuesto por una sarta de prueba con válvula de prueba y uno o dos empacadores. Un empacador es un elemento elastomérico flexible con una longitud entre 0,5 y 1 m que puede ser deformado de forma mecánica o hidráulico-neumática. Su función en estado extendido es hidráulicamente sellar la zona a probar.

Pruebas con empacadores simples son llevadas a cabo durante la perforación cuando por ejemplo entradas de agua de formación o pérdidas de lodo indican trayectorias de migración de agua. La sarta de prueba con un solo empacador se monta sobre la zona deseada y sella así la zona de prueba entre el empacador y el fondo del pozo contra el espacio anular por encima del empacador (Fig. 21, centro).

Pruebas con empacadores dobles son normalmente llevadas a cabo luego de realizar la perforación de una sección más grande. La sarta de prueba en este caso está compuesta por dos empacadores que aíslan y prueban una zona de entre 1,5 y 5 m en la perforación. Esta prueba incluye la medición de la temperatura y la presión en la zona de prueba y si el equipamiento de prueba lo permite también en zonas por encima y por debajo de esta (Fig. 21, derecha).

En **pruebas en pozos entubados de monitoreo** la utilización de empacadores tiene sentido sólo si los empacadores son instalados en una zona con juntas montadas tras la tubería de revestimiento, permitiendo así que zonas específicas de prueba puedan ser investigadas separadamente mediante un aislamiento hidráulico.

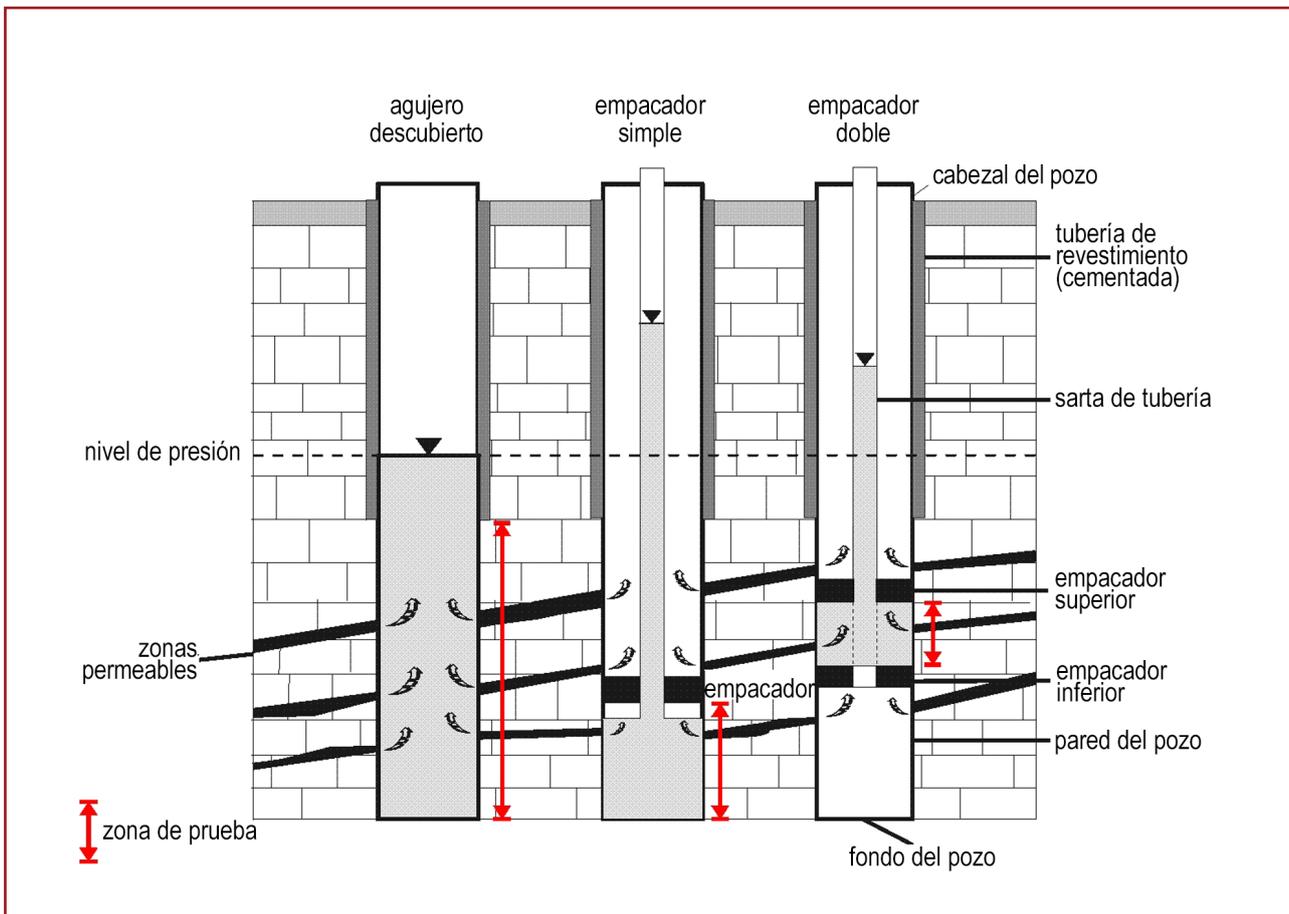


Fig. 21: Diferentes posibilidades de realización para pruebas hidráulicas en pozos (según: NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG (AGENCIA DE BAJA SAJONIA PARA LA ECOLOGÍA Y AGENCIA DE BAJA SAJONIA PARA INVESTIGACIÓN DE LOS SUELOS) 1997)

5.1.2 Procedimiento básico de las pruebas hidráulicas

Todas las pruebas hidráulicas en perforaciones tienen el mismo principio: la presión inicial medida en la zona de prueba (o acuífero) sirve como presión de referencia o como nivel estático de agua. Cuando se realizan pruebas con empacadores esta presión inicial es medida después de la colocación del empacador. Durante el período de alcance de equilibrio (compliance period) las perturbaciones externas por lo general se reducen en la perforación (excepción: efectos de la marea).

En el primer paso de la prueba la presión inicial en la zona de prueba es modificada artificialmente por medio de extracción o inyección de agua (o gas en el caso de roca densa). La extracción (with-drawal) provoca una reducción de presión, la inyección por otra parte un aumento de presión. En el segundo paso de la prueba la extracción y/o inyección es terminada y la recuperación de la presión hasta alcanzar la presión de formación (la presión intacta de la roca) se supervisa. La presión inicial y la presión de formación deben ser idéntica.

El análisis de la prueba está basado en los cambios temporales de la tasa de flujo y del nivel de presión (inestacionario). Cuanto más larga sea la duración de la prueba hidráulica, mayor es el espacio tridimensional registrado por la señal de presión y mayor es la oportunidad de superar la zona perturbada (skin) que se encuentra generalmente en el entorno inmediato de la perforación, ya que las zonas circundantes pueden ser alteradas a causa de la perforación o del entubado del pozo. Pruebas en perforaciones de gran diámetro o en acuitardos son además caracterizadas en gran medida en su fase inicial por la capacidad intrínseca del pozo (almacenamiento del pozo). No obstante las pruebas en perforaciones profundas son realizadas en lo más corto posible de tiempo por razones de costo. Si los intervalos o los pasos de pruebas individuales son demasiado cortos, no es posible sacar conclusiones sobre zonas más distantes del pozo, p. ej. sobre los parámetros del acuífero o las fronteras del mismo.

Las pruebas clásicas de bombeo e inyección, que son realizadas preferiblemente en perforaciones de aguas termales, se caracterizan por largos períodos de producción o inyección y por lo tanto tienen una calidad muy alta.

Si se mide el nivel de agua (o una presión muy por encima del horizonte de prueba) en lugar de la presión inicial, entonces en perforaciones profundas se debe corregir el nivel de agua medido considerando la influencia térmica. Dado que la densidad del agua depende de la temperatura, columnas de agua con peso idéntico pero con temperaturas distintas tienen diferentes longitudes. Aunque la diferencia de densidad es muy pequeña, no obstante la diferencia de longitudes de columnas de agua con varios cientos de metros de longitud puede alcanzar varios metros. En el caso de estado de reposo la temperatura del agua en un pozo se adapta a la respectiva temperatura de la roca. Si se extrae agua de un pozo, el agua caliente fluye rápidamente de las zonas más profundas hacia arriba que se traduce en el calentamiento de toda la columna de agua. Por esta razón es posible que al inicio de una prueba de bombeo el nivel de agua aumente en vez de disminuir debido al cambio de densidad relacionado con la temperatura. Es debido a esto que durante la realización de un análisis es necesario convertir la disminución del nivel de agua o la longitud de la columna de agua a una temperatura definida, lo que hace necesario una corrección de la densidad de la columna de agua para cada valor medido (STOBER 1986).

5.1.3 Procedimientos de prueba

Existe un gran número de procedimientos de pruebas hidráulicas. Para la selección del procedimiento adecuado, además de la finalidad, es necesario tener en cuenta la permeabilidad de la roca. La figura 22 muestra las diferentes posibilidades de aplicación que ofrecen las pruebas en dependencia de la conductividad hidráulica de la roca.

Prueba de bombeo y de inyección

Según la NORMA alemana DVGW W 111 (1997) una **prueba de bombeo** es un experimento de campo laborioso y controlable en el que agua subterránea es extraída por medio de uno o varios pozos.

El objetivo de una prueba de bombeo es evaluar el rendimiento del pozo o la capacidad de extracción de una zona de prueba en el pozo, las propiedades hidráulicas del acuífero y de las rocas vecinas in situ, así como la calidad del agua subterránea. La influencia de las condiciones definidas de frontera puede ser tomada en consideración al evaluar las pruebas de bombeo.

Una **prueba de inyección** es en principio el inverso de una prueba de bombeo, o sea, el agua es inyectada en la roca en lugar de ser extraída.

Pruebas a tasa de flujo constante (Fig. 23) o a presión constante son tipos especiales de pruebas de bombeo o de inyección respectivamente. Las pruebas que se realizan a tasa constante (prueba de acuífero) son las que proporcionan con creces el marco más amplio de información (STOBER 1986), ya que en este caso existe un gran número de métodos de evaluación dependiendo del modelo de flujo a tomar en consideración (análisis de curvas típicas, procedimientos de evaluación analíticos y numéricos, soluciones aproximadas).

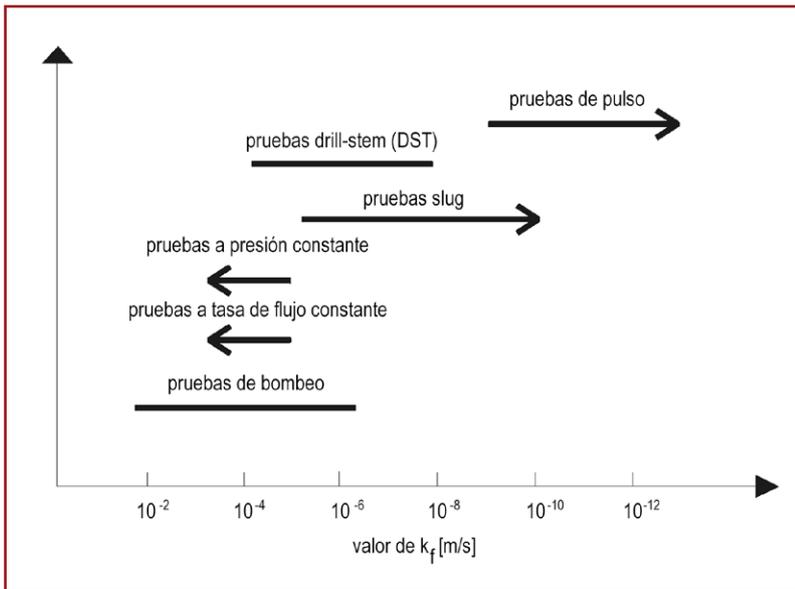


Fig. 22: Áreas de aplicación de diferentes procedimientos de prueba hidráulicos dependiendo de la conductividad hidráulica (según: NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

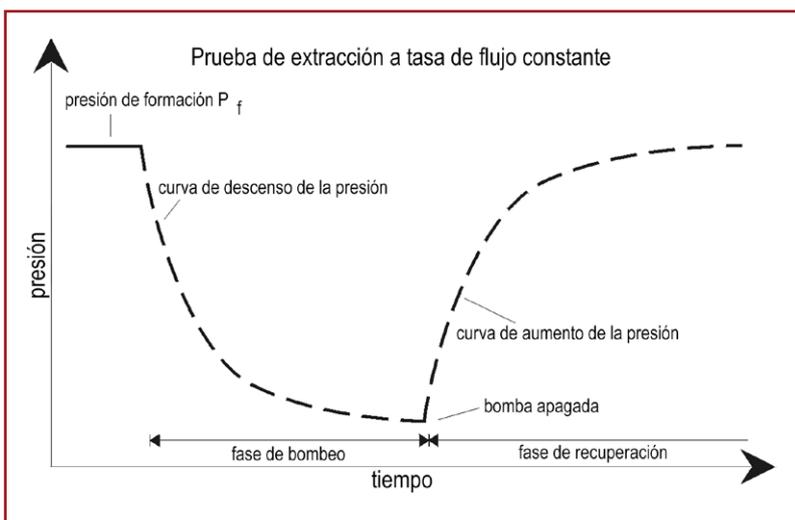


Fig. 23: Desarrollo de presión típico de una prueba de extracción (según: NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

Prueba drill-stem (ing.: drill-stem-test - DST)

La prueba DST se puede utilizar para determinar la permeabilidad, el almacenamiento del pozo y el factor de daño. El nombre de la prueba se deriva del sinónimo inglés para sarta de perforación (drill string), es decir, drill stem.

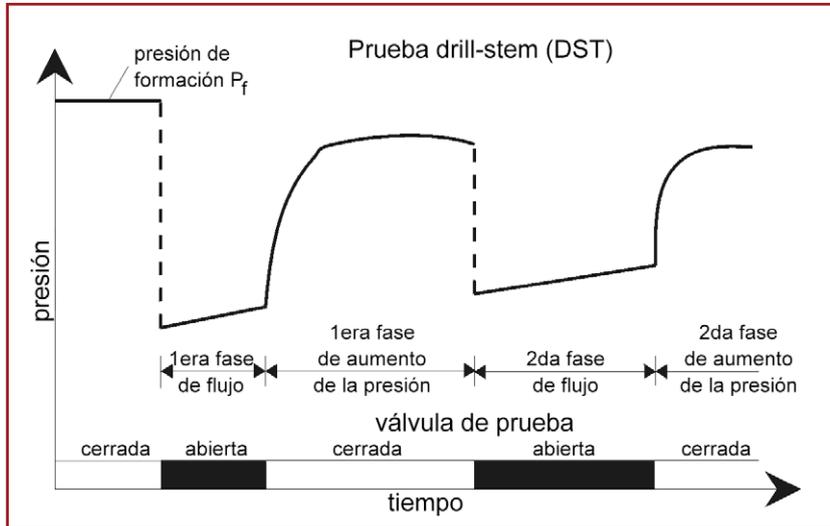


Fig. 25: Desarrollo de presión típico de una prueba DST

(según: NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

Como se muestra en la figura 25 la prueba DST se divide en un primer período de flujo corto, un primer período de cierre, un segundo período de flujo largo y un segundo período de cierre largo. Mediante la apertura de la válvula se crea una presión negativa dentro de la zona de prueba que hace que el fluido fluya desde la formación rocosa hacia dentro del pozo. En el período de cierre (válvula cerrada) la presión aumenta alcanzando posiblemente la presión de formación. Luego la válvula se abre de nuevo durante un período de flujo más largo y el proceso comienza otra vez. Medidores de presión son utilizados para medir las presiones de flujo y de cierre pertinentes durante un período de tiempo más largo. Debido a que las variaciones de temperatura

que se producen durante la prueba pueden influenciar en gran medida la evolución de la presión, es necesario también registrar la temperatura además de la presión para permitir así la realización de correcciones durante la evaluación. El tiempo necesario para realizar una prueba DST depende de la transmisividad y de la estabilidad de la masa rocosa.

Si se logra un estado de flujo estacionario, se puede utilizar para la evaluación por ejemplo el método de HORNER (1951). Para el análisis de curvas de presión en un estado no estacionario es adecuado utilizar por ejemplo los métodos de curvas típicas presentes en GRINGARTEN et al. (1979). Además de estas curvas típicas existen otras curvas típicas para una multitud de posibles modelos del subsuelo. Métodos numéricos son utilizados para la evaluación.

Prueba de interferencia

Para una prueba de interferencia es necesario la utilización de varios pozos de monitoreo porque de esta forma es posible determinar el contacto hidráulico entre diferentes pozos, así como el radio y la forma del cono de depresión y la distribución de la transmisividad en la proximidad del pozo.

5.2 Modelación de acuíferos

La extensión volumétrica de un yacimiento geotérmico juega un papel importante en el aprovechamiento de la energía geotérmica. El volumen y por lo tanto el contenido energético del yacimiento se pueden calcular a partir de la forma geométrica del yacimiento, es decir, de la dimensión horizontal y su espesor. Un yacimiento con la misma conductividad hidráulica pero un espesor mayor tiene una transmisividad más alta y por lo tanto también una posible tasa de producción más alta.

Como base para un modelo geométrico del subsuelo se toman datos provenientes de exploraciones geofísicas, la mayoría obtenidos por métodos sísmicos, más raramente obtenidos con métodos geoeléctricos, así como resultados obtenidos en diferentes perforaciones. También, se pueden usar datos de la exploración de hidrocarburos, si estos están disponibles, siendo complementados por investigaciones de proyectos geotérmicos. Las perforaciones proporcionan información sobre el subsuelo a lo largo de una trayectoria, mientras que las secciones sísmicas bidimensionales proporcionan información en forma de secciones transversales (verticales) del subsuelo. Solamente la sísmica tridimensional puede proporcionar un modelo volumétrico del subsuelo.

Los datos sísmicos primarios son procesados usando métodos matemáticos complejos a fin de obtener información de profundidad a partir de información de tiempo ("Processing", una descripción detallada puede encontrarse en HARTMANN et al. 2015). Basándose en esta evaluación la interpretación geológica se lleva a cabo considerando especialmente las cuestiones geotérmicas. El objetivo es entonces crear un modelo estructural geológico tridimensional basado en la información de perforaciones (unidimensional) irregularmente distribuida y la información sísmica bidimensional. El modelo geológico tridimensional generado de esta manera incluye información sobre la estratificación de las capas geológicas así como sus espesores.

El modelo estructural y los datos hidroestratigráficos sirven de base para el desarrollo de un concepto de modelo termohidráulico que constituye el concepto fundamental para el modelo hidrogeológico. Esto implica en particular la conversión de las unidades litológicas y estratigráficas del modelo estructural tridimensional en unidades hidroestratigráficas y la asignación de parámetros hidráulicos a estas unidades. Además los parámetros termofísicos apropiados deben asignarse a los horizontes individuales.

El modelo hidrogeológico (simplificado) constituye la base para la modelación numérica del transporte de calor y de masa. Se desarrolla un modelo estacionario de flujo de agua subterránea haciendo suposiciones acerca de las condiciones límites geohidráulicas así como eventualmente de la recarga de agua subterránea y del afloramiento de las aguas del subsuelo profundo. En el marco de la calibración estacionaria los parámetros del acuífero geohidráulico y las condiciones límites se ajustan dentro del modelo numérico de flujo de agua subterránea de tal manera que se logre la mejor coincidencia posible entre la medida y el cálculo de valores y distribuciones de potenciales así como también que se logre un balance plausible de agua subterránea. Las variaciones de los parámetros sólo deben hacerse dentro de un margen plausible. Sin embargo, esta calibración suele asociarse con considerables incertidumbres debido al pequeño número de valores medidos.

Una vez calibrado el modelo estacionario de flujo de agua subterránea se utiliza para modelar el campo de temperatura natural, no obstante en este modelo altamente simplificado la convección natural normalmente no se toma en consideración debido a la carencia de datos al respecto en la mayoría de los casos. Es entonces que es posible comenzar con la simulación numérica con el funcionamiento geotérmico de uno o más dobles.

Es obvio que los resultados de la simulación dependen en gran medida de la densidad y calidad de los parámetros hidráulicos y térmicos medidos. La escala de modelación también juega un papel importante en la precisión y exactitud de los resultados.

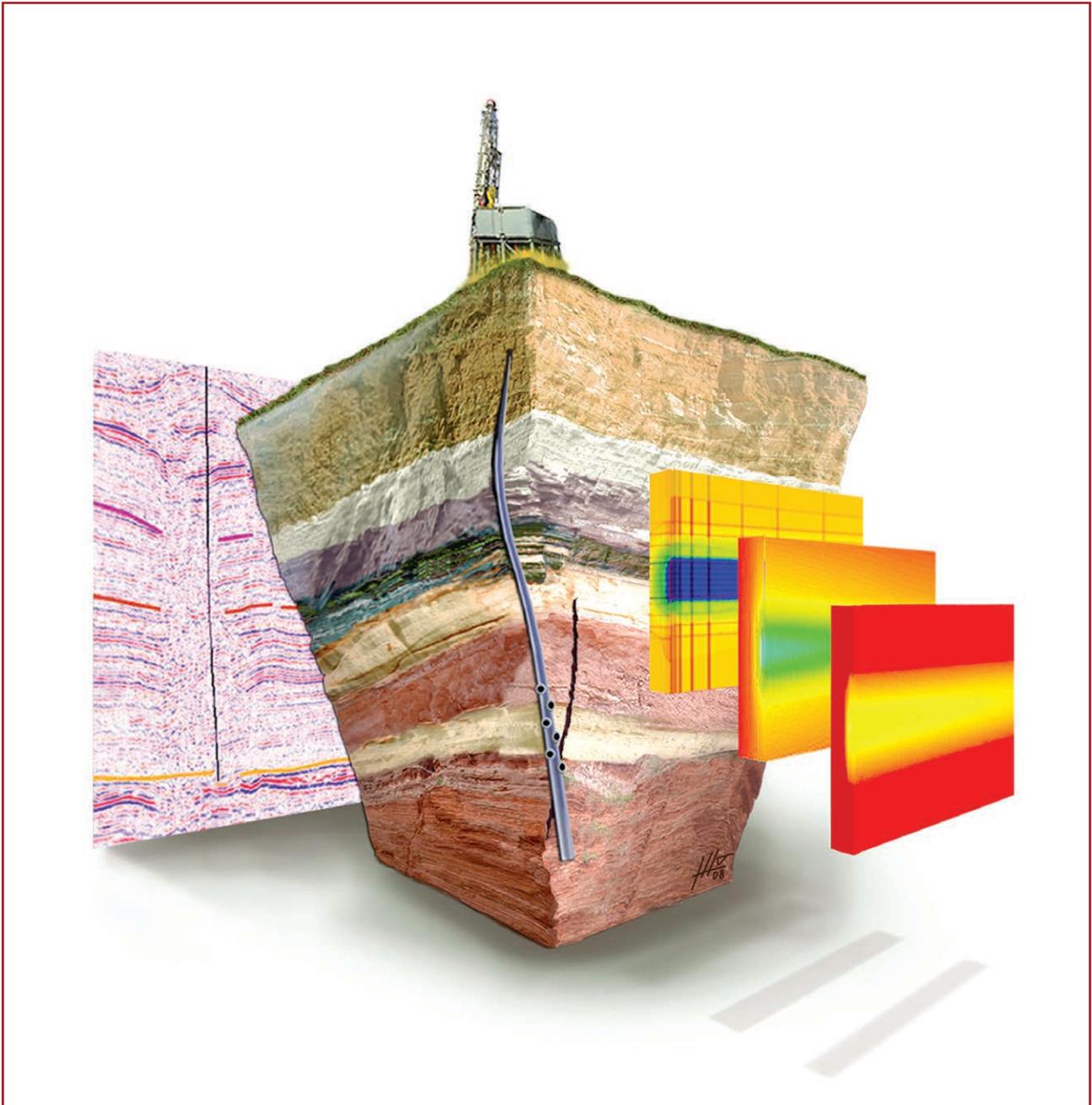


Fig. 26: Modelo de subsuelo

6 Sistema de Información Geotérmico

El acceso a datos geológicos y geofísicos es uno de los requisitos más importantes para la planificación de proyectos geotérmicos. La investigación y compilación de datos y mapas relevantes puede requerir mucho tiempo y ser muy costosa. Sin embargo es un paso necesario en la evaluación de la estructura geológica, la temperatura del subsuelo y la composición química de las aguas termales, así como en la estimación de las tasas de producción y de inyección. Cuanto mejor sea la base de información, menor es el riesgo de exploración.

Las experiencias de las instalaciones geotérmicas vecinas, los datos de pozos profundos y las mediciones sísmicas cercanas a la ubicación prevista son especialmente valiosos para la planificación de proyectos geotérmicos. En Alemania la mayor parte de estos datos están relacionados con la exploración de petróleo y de gas natural y son propiedad del concesionario. Aprovechar estos datos para las actividades geotérmicas requiere un acuerdo oficial con los propietarios de los datos. De acuerdo con la ley federal de minería en conjunto con la ley de exploración los concesionarios están obligados a entregar determinados resultados de las exploraciones en forma adecuada a la autoridad competente (servicio geológico y agencia minera) que a la vez están obligados a guardar secreto. Es una peculiaridad de la ley de exploración alemana que la protección de estos derechos de propiedad no está limitada en el tiempo de 3 a 10 años como en la mayoría de los otros países europeos. Los planificadores de proyectos deben ponerse en contacto con los propietarios para usar los datos deseados.

Hoy en día la mayoría de los datos necesarios para un estudio preliminar de un proyecto geotérmico puede obtenerse de fuentes de libre acceso. La principal fuente de datos libres geocientíficos de geotermia profunda es el Sistema de Información Geotérmico GeotIS (AGEMAR et al. 2014). Este sistema proporciona abundantes datos geológicos y geofísicos sobre regiones en el subsuelo profundo en Alemania que vale la pena considerar para el aprovechamiento de la energía geotérmica. GeotIS posee una interfaz gráfica de usuario y se puede acceder en internet en <http://www.geotis.de> (Fig. 27). Cada usuario puede crear interactivamente secciones transversales y mapas con fallas, contornos de profundidad, rango de distribución y campo de temperatura de un horizonte de utilización. Es posible señalar puntos individuales en mapas y secciones transversales para obtener predicciones de temperatura incluyendo el margen de incertidumbre esperado.

Las estimaciones de la temperatura del subsuelo se basan en un modelo geoestadístico tridimensional que se extiende desde la superficie hasta una profundidad de 5 km bajo el nivel del mar y se ha calculado con una resolución de cuadrícula de 2 km lateral y 0,1 km vertical (AGEMAR et al. 2012). Paralelamente a la visualización de estructuras geológicas y distribuciones de temperatura del subsuelo se pueden mostrar muchos otros mapas de parámetros como por ejemplo la conductividad hidráulica y facies de los horizontes a utilizar. La conductividad hidráulica es representada en un mapa como transmisividad dividida por el espesor del acuífero T/H.

Los mapas del acuífero karstificado Malm en la Cuenca Molasa del Sur de Alemania se derivaron de pruebas hidráulicas en pozos y de la distribución de facies (BIRNER et al. 2014, STOBER et al. 2013). Los mapas para el noreste de Alemania se basan también en pruebas hidráulicas así como en numerosos análisis de núcleos de perforación. También se determinaron datos de conductividad hidráulica para los horizontes individuales de utilización geotérmica de la Fosa del Alto Rin (STOBER & BUCHER 2014). Los mapas generalizados del potencial hidrotermal y petrotermal en Alemania presentados en el “Atlas para visualizar posibles conflictos de interés entre el almacenamiento de CO₂ (CCS) y la geotermia profunda” (SUCHI et al. 2014) están también incluidos en GeotIS.

La información estadística sobre la generación geotérmica de electricidad y el uso directo del calor así como los datos operativos de las instalaciones individuales complementan la oferta de información en el sitio web. Es posible seleccionar las instalaciones por la ubicación o las especificaciones técnicas así como también por el tipo de uso o los parámetros de rendimiento. Los datos de producción se actualizan anualmente y los usuarios pueden visualizar estos en forma de diagramas para todas o para varias instalaciones durante un período de tiempo seleccionable. Los primeros registros se remontan al año 2003 para la producción geotérmica de electricidad y al año 1999 para el uso directo del calor. En el capítulo 8 se describen ejemplos de instalaciones geotérmicas.

También se pueden seleccionar recortes de mapas disponibles que muestran la ubicación de campañas sísmicas bidimensional y tridimensional así como de perforaciones profundas. La ley federal de minería prohíbe la presentación de información adicional como por ejemplo registros de perforaciones o análisis de núcleos.

Otras ofertas de información y herramientas de investigación son proporcionadas por los servicios geológicos estatales. Guías de planificación de instalaciones geotérmicas, mapas geotérmicos, comprobantes de ubicaciones de perforaciones y otras informaciones relevantes para los planificadores de proyectos pueden encontrarse en los sitios web de estas autoridades estatales y pueden ser en parte descargadas. Muchos estados federales de Alemania formaron la Alianza de Geología de Hidrocarburos coordinada por la Autoridad Estatal de Minería, Energía y Geología de Baja Sajonia (LBEG) en Hannover. La LBEG es responsable de la colección, procesamiento y documentación de los datos de exploración industrial, de producción y de almacenamiento, así como también de su archivamiento en bases de datos y el mantenimiento del Sistema de Información de Hidrocarburos (KW-FIS). El servidor de mapas de la LBEG ofrece vía internet metadatos sobre perforaciones profundas, sísmica de reflexión y mediciones gravimétricas. Los perfiles sísmicos, por ejemplo, pueden ser consultados en el servicio geológico correspondiente o en la LBEG. En caso de interés los derechos de uso deben ser adquiridos del propietario.

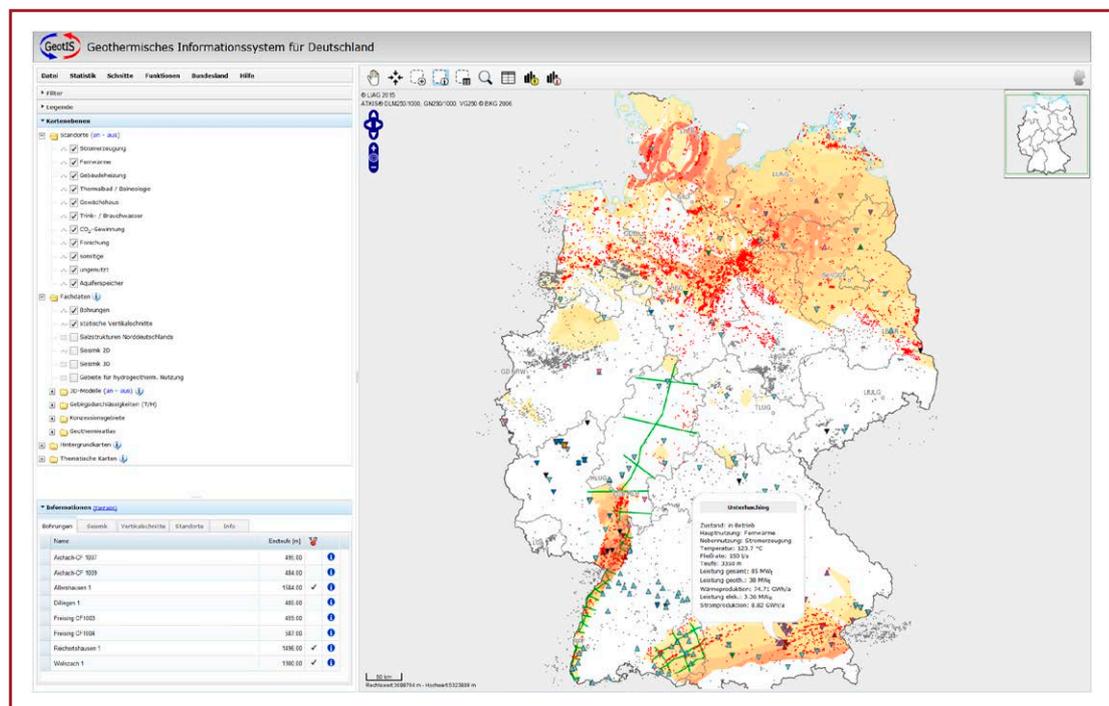


Fig. 27: Captura de pantalla de GeotIS. El sistema de información geotérmica ofrece información sobre instalaciones geotérmicas en Alemania y numerosos datos para estimar los potenciales regionales de energía geotérmica profunda.

7 Regiones para la Utilización Hidrotermal en Alemania

Las regiones más importantes de Alemania para la utilización hidrotermal son la Cuenca del Norte de Alemania, la Fosa del Alto Rin y la Cuenca Molasa del Sur de Alemania (Fig. 28). En estas regiones existen en el subsuelo profundo yacimientos de aguas calientes que se pueden utilizar directamente para el calentamiento a temperaturas superiores a 60 °C. Además a temperaturas superiores a 100 °C estas aguas calientes permiten la generación de energía eléctrica adecuada para el suministro de carga base. El almacenamiento subterráneo estacional del exceso de calor producido y la posterior extracción del mismo pueden realizarse en otras regiones.

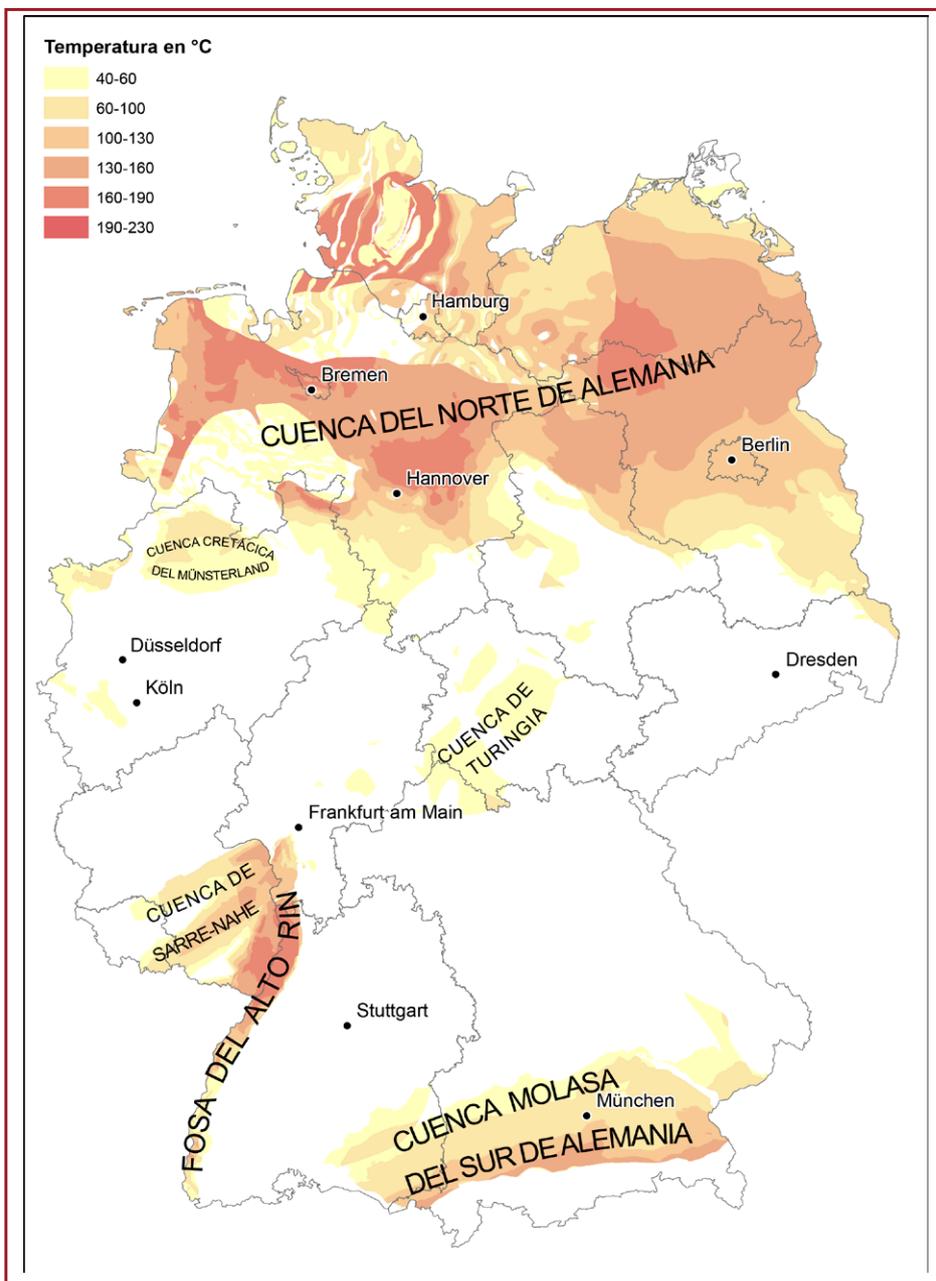


Fig. 28: Resumen de las regiones de Alemania consideradas adecuadas para la utilización hidrotermal y rangos de temperatura asociados (mapa según SUCHI et al. 2014). Las regiones más importantes son la Cuenca del Norte de Alemania, la Fosa del Alto Rin y la Cuenca Molasa del Sur de Alemania.

7.1 Cuenca del Norte de Alemania (parte oriental)

En la parte oriental de la Cuenca del Norte de Alemania los mejores yacimientos para el aprovechamiento de la energía geotérmica incluyen las areniscas de Rhaetiense/Lias, de Jurásico Medio, de Cretácico Inferior y de facies Buntsandstein. Aunque en menor grado, las areniscas Rotliegend y la formación de Schilfsandstein del Keuper Medio pueden ser consideradas también como acuíferos geotérmicos por su extensión, porosidad y temperatura (KATZUNG 1984, FELDRAPPE et al. 2008, OBST et al. 2009; Fig. 29).

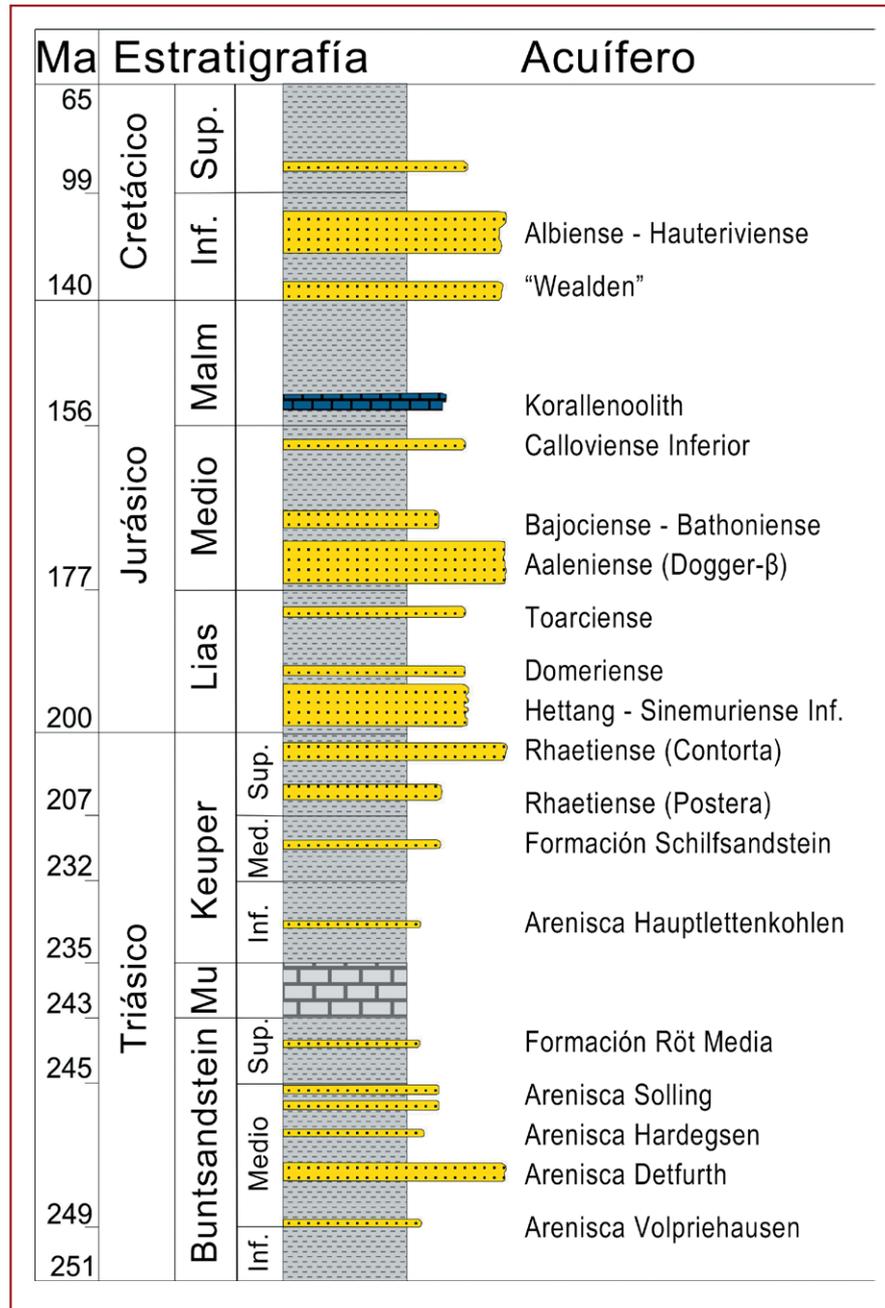


Fig. 29: Los acuíferos de arenisca mesozoica (en amarillo) en la Cuenca del Norte de Alemania (WOLFGRAMM et al. 2004, FELDRAPPE et al. 2008)

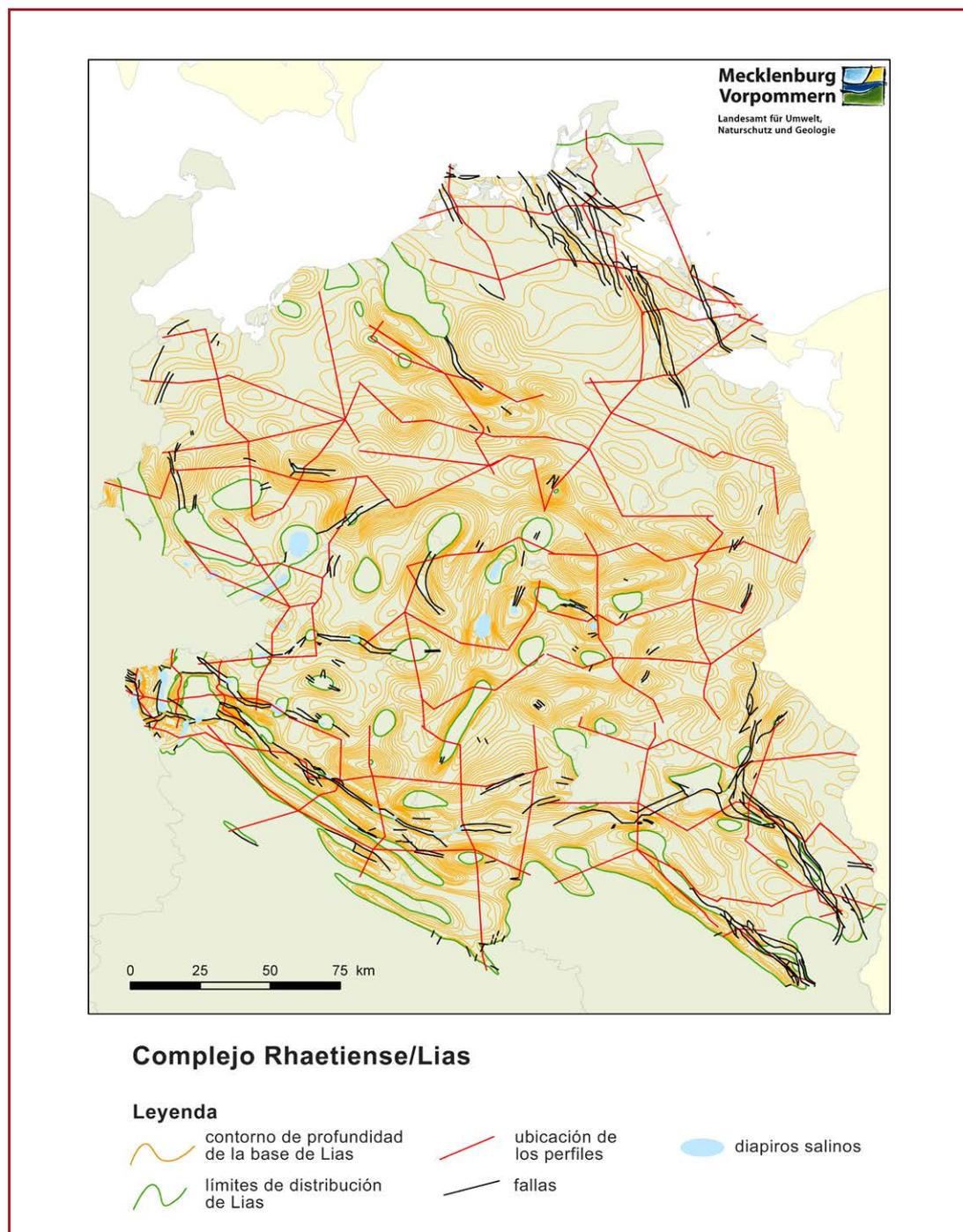


Fig. 30: Distribución y profundidad de los acuíferos del complejo Rhaetiense/Lias en el noreste de Alemania. Se muestran también las fallas y estructuras de sal más importantes así como la posición de las secciones transversales (rojo) (OBST et al. 2009).

Con pocas excepciones locales el complejo acuífero Rhaetiense/Lias se extiende por toda la parte oriental de la Cuenca del Norte de Alemania (Fig. 30). Los acuíferos de arenisca en el Rhaetiense se encuentran en las capas geológicas de Postera, de Contorta y de Triletes. En la mayoría de los casos se alcanza un espesor de más de 10 m. En Mecklemburgo-Pomerania Occidental los horizontes utilizables son predominante las areniscas de las capas de Postera Superior y/o de Contorta. Las areniscas con poca cementación tienen porosidades de 25 a 30 %, permeabilidades de 500 a 1.000 mD y productividades de 50 – 150 m³ h⁻¹ MPa⁻¹. Las propiedades de las areniscas de Lias (Hettangiense, Sinemuriense, Domeriense) son comparables con las del Rhaetiense. Los sedimentos del Jurásico Medio en la Cuenca del Norte de Alemania muestran una estructura compleja. Las areniscas se pueden encontrar en el Aalenense así como en los estratos más jóvenes del Bajociense/Bathonense y del Calloviense Inferior.

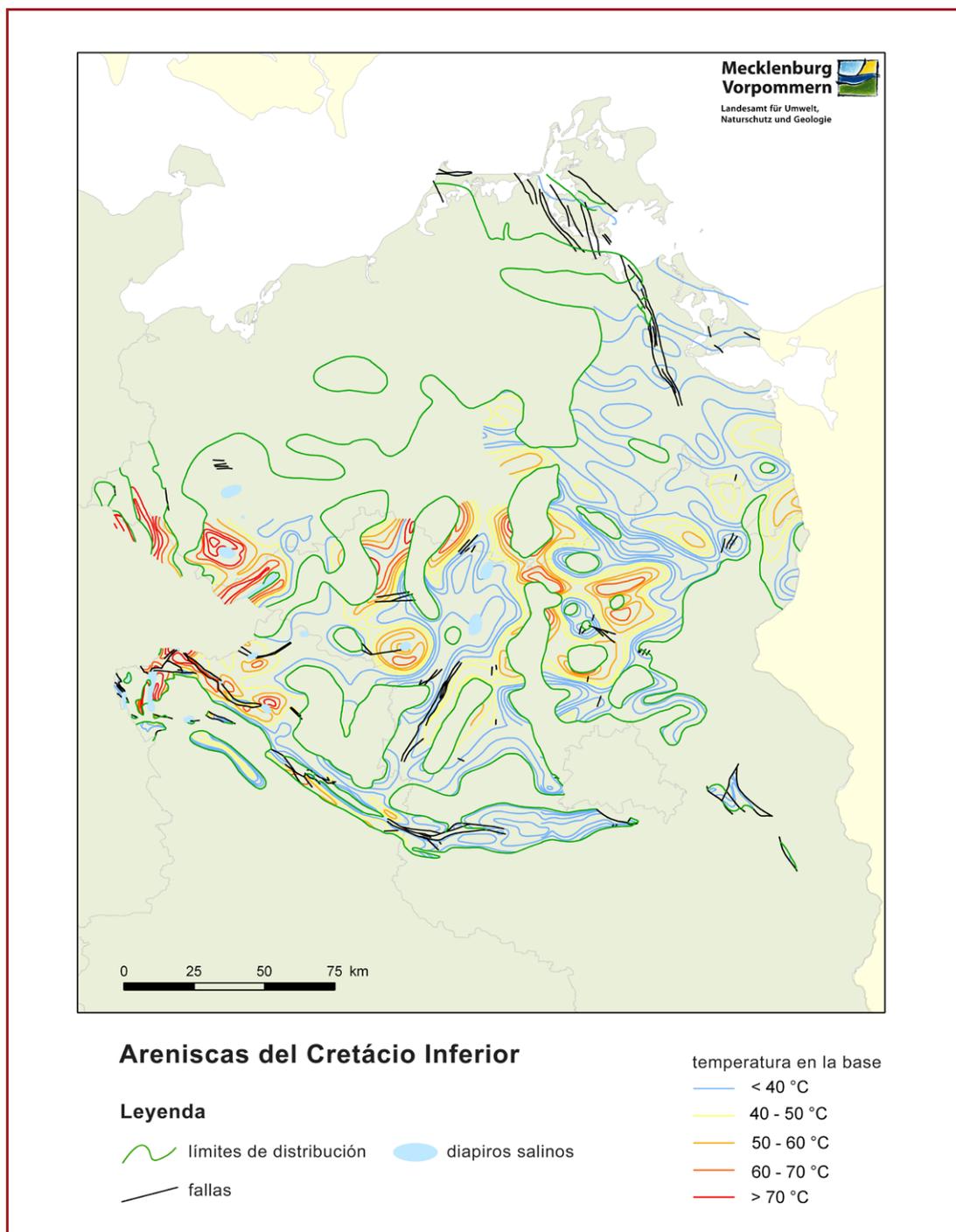


Fig. 31: Distribución regional de la temperatura en las areniscas (en este caso el Cretácico Inferior) de la Cuenca del Norte de Alemania (OBST & BRANDES 2011).

Las areniscas de Aalenense representan acuíferos con excelentes propiedades de almacenamiento con productividades estimadas de 150 a $300 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$. También las areniscas del Cretácico Inferior muestran porosidades de alrededor de 30% ($25 - 37 \%$) y permeabilidades con un promedio de 250 mD lo que resulta en productividades de más de $100 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$ (Fig. 31). Los acuíferos de las facies Buntsandstein Medio muestran buenas propiedades de yacimiento cerca de la costa del Mar Báltico, es decir en el borde norte de la cuenca, donde tienen porosidades generalmente mayores a 20% . Una comparación con las productividades de los pozos geotérmicos en Stralsund y Karlshagen indica que por ejemplo la arenisca Detfurth podría tener productividades de aproximadamente $100 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$. La formación Schilfsandstein (en particular las facies de cauce) del Keuper Medio así como las areniscas Rotliegend sólo podían utilizarse localmente como acuíferos geotérmicos.

Los siguientes horizontes estratigráficos en la Cuenca del Norte de Alemania fueron preparados para GeotIS (Capítulo 6):

- Cretácico Inferior
- Jurásico Medio (areniscas de Aalenense)
- Lias
- Rhaetiense
- Keuper Medio (facies Schilfsandstein)
- Facies Buntsandstein Medio

La información sobre otros acuíferos desarrollados localmente o regionalmente (por ejemplo Keuper Inferior Bajociense/Bathoniense, Calloviense y Toarciense) no está incluida aún.

Una base de datos construida adicionalmente para el noreste de Alemania proporciona información puntual sobre más de 1.640 perforaciones que puede utilizarse para investigaciones detalladas. Además de los datos de cabecera de los pozos los datos estratigráficos de los horizontes relevantes para utilizaciones geotérmicas son de particular interés para inversionistas potenciales. Por lo tanto mediante consultas de datos se generaron tablas adicionales con información sobre la profundidad de las bases de las unidades estratigráficas así como el número y espesor total de los correspondientes horizontes de arenisca (más de 8.000 conjuntos de datos). También se incorporó información sobre la porosidad y la permeabilidad. Sin embargo esta información sólo está disponible para aproximadamente 1.300 o 600 conjuntos de datos.

Los proyectos geotérmicos profundos realizados hasta ahora en el noreste de Alemania incluyen las centrales de calefacción geotérmica en Waren, Nuevo Brandeburgo y Neustadt-Glewe (Fig. 32) que utilizan las areniscas del complejo acuífero Rhaetiense/Lias. Sus parámetros operativos han sido registrados y actualizados anualmente (ver Sección 8.1).



Fig. 32: En la central de calefacción geotérmica de Neustadt-Glewe

7.2 Fosa del Alto Rin

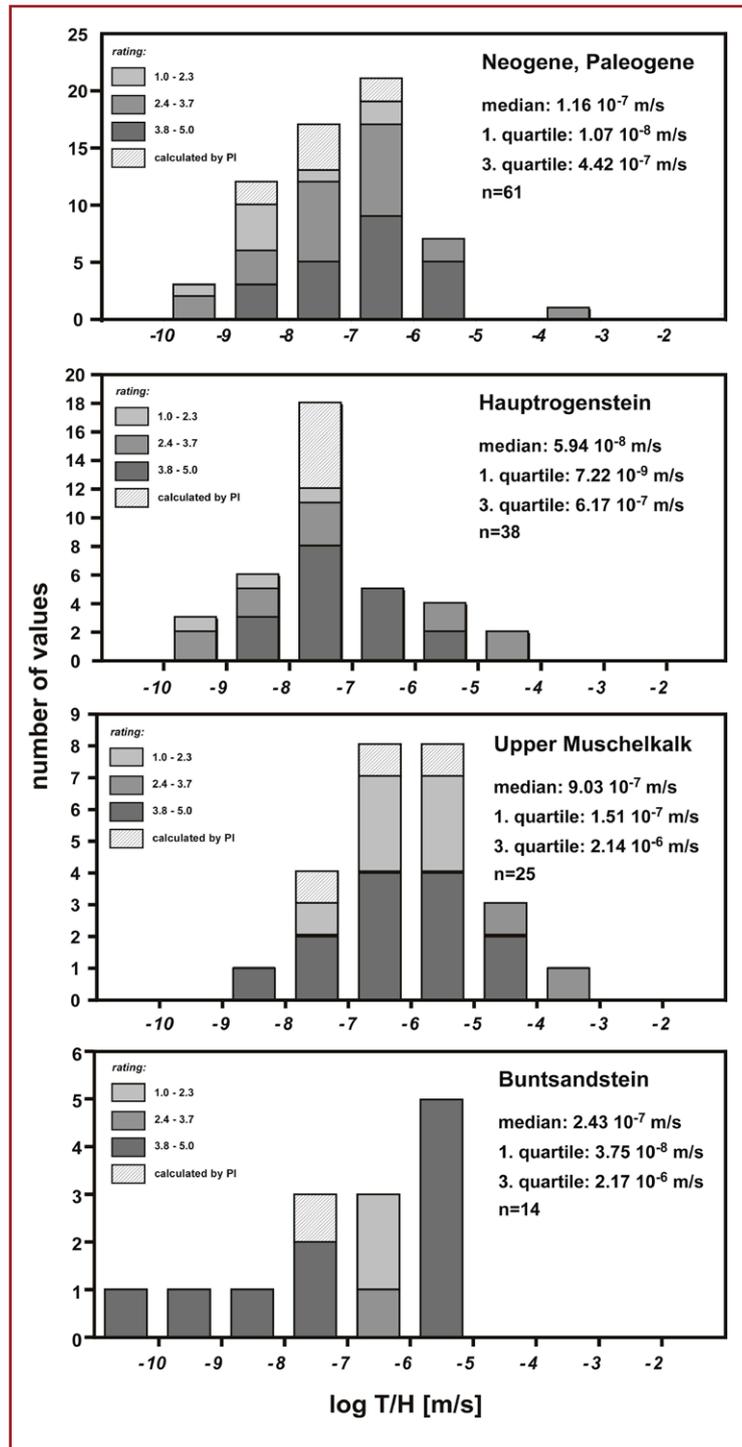


Fig. 33: Distribución de la conductividad hidráulica en las facies Muschelkalk Superior, Buntsandstein, Hauptrogenstein y la secuencia profunda de Neógeno y Paleógeno (Terciario) en la Fosa del Alto Rin (STOBER & BUCHER 2014)

Los horizontes potenciales para la utilización hidrotermal en la Fosa del Alto Rin son principalmente las formaciones geológicas de las facies Muschelkalk Superior y de las facies Buntsandstein. Otras formaciones de interés son el Hauptrogenstein (Jurásico Medio, antes Dogger) en la parte sur de la fosa tectónica entre Kehl y Basilea y los lechos arenosos de la secuencia geológica relativamente joven Neógeno-Paleógeno en la parte norte de la fosa tectónica.

El proyecto GeotIS inicial incluyó por primera vez la colección sistemática, la evaluación y la estimación de la conductividad hidráulica a partir de todos los datos de pruebas hidráulicas de pozos profundos perforados por la industria de los hidrocarburos así como de pozos de aguas potables y geotérmicos en el lado alemán y francés de la Fosa del Alto Rin. Este inventario de datos se ha extendido hasta el presente. La figura 33 muestra la distribución de la conductividad hidráulica (T/H) de los horizontes potenciales de utilización dentro de la Fosa del Alto Rin.

En las facies Hauptrogenstein y Muschelkalk Superior los valores de conductividad hidráulica muestran una distribución log-normal con una mediana de $T/H = 5,9 \cdot 10^{-8}$ m/s para las facies Hauptrogenstein y una mediana significativa-

mente mayor de $T/H = 9,0 \cdot 10^{-7}$ m/s para las facies Muschelkalk Superior. Las facies Buntsandstein y la secuencia de Neógeno y Paleógeno muestran valores de conductividad hidráulica intermedia con medianas de $2,4 \cdot 10^{-7}$ m/s y $1,2 \cdot 10^{-7}$ m/s.

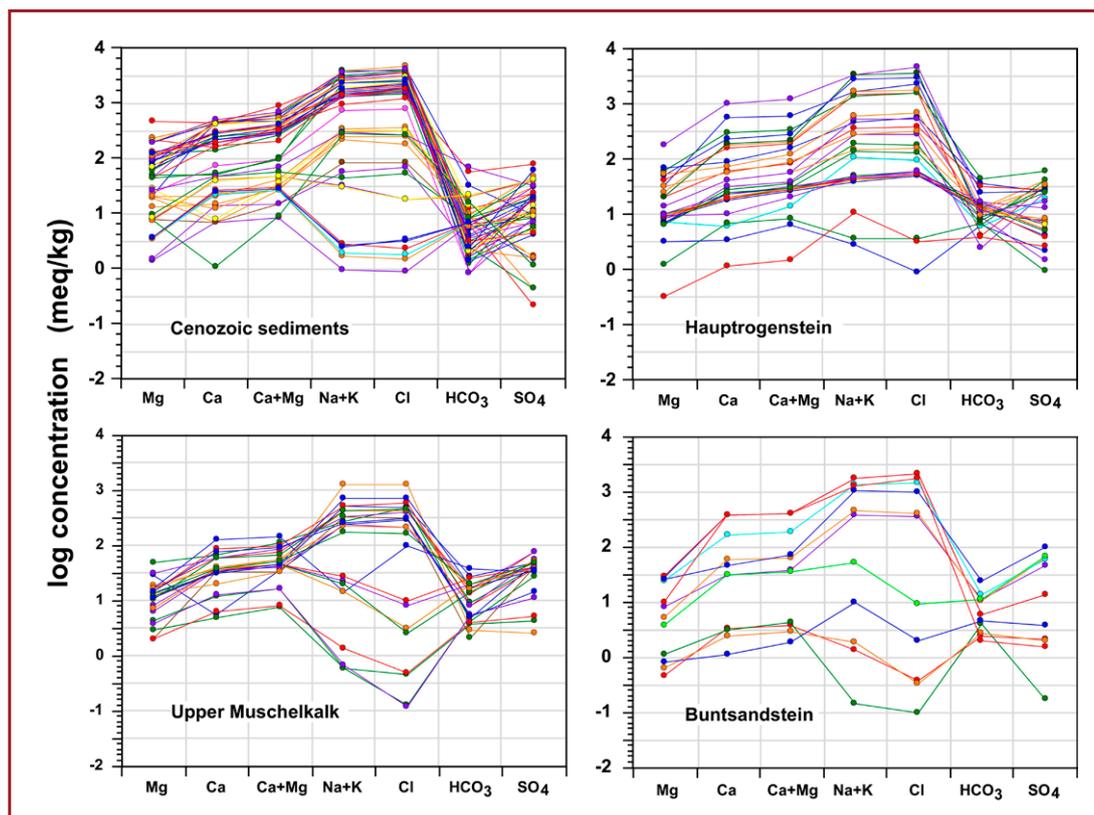


Fig. 34: Propiedades hidroquímicas de las aguas de los horizontes potenciales de utilización en la Fosa del Alto Rin (diagrama de Schoeller) (STOBER & BUCHER 2014)

Las aguas profundas en la Fosa del Alto Rin tienen sin excepción un contenido muy elevado de sal y son ricas en cloruro de sodio. La figura 34 muestra los componentes principales mediante diagramas de Schoeller. El total de sólidos disueltos (TDS) como parámetro de suma de todos los componentes disueltos varía ampliamente en los diferentes horizontes de utilización y puede alcanzar valores de algunas decenas g/kg (para comparación: el agua de mar tiene un TDS de aproximadamente 35 g/kg). TDS normalmente aumenta con la profundidad del acuífero. Las aguas tienen generalmente un TDS por encima de 10 g/kg a una profundidad de más de 1.000 m debajo de la superficie. Las concentraciones más altas se midieron en las aguas de la formación Hauptrogenstein y de las capas Cenozoicas (Terciario).

Los diagramas de Schoeller (Fig. 34) también ponen de manifiesto la existencia de dos tipos de agua diferentes en cada acuífero. Las aguas de baja mineralización provienen de bajas profundidades y por lo tanto cerca de la zona de piedemonte. Estas aguas se caracterizan por intensas interacciones agua-roca. Las aguas más profundas están situadas en la zona interior de la fosa tectónica. Estas muestran una alta mineralización y poseen altas concentraciones de sodio y cloruro independientemente del acuífero de donde provienen. El alto contenido de Na-Cl se atribuye a sistemas de circulación profunda que se extienden a través de los límites de estratos.

Actualmente se consideran dos sistemas de circulación que actúan en gran parte de forma independiente. La mayoría de las aguas profundas de las facies Buntsandstein se caracterizan por el ascenso de aguas ricas en Na-Cl provenientes del basamento cristalino. Las aguas ascendentes caracterizan también las propiedades hidroquímicas de las aguas profundas de las facies Muschelkalk Superior, en parte directamente, en parte indirectamente a través de los depósitos salinos que aparecen por ejemplo en algunas áreas de las facies Muschelkalk Medio subyacentes. El segundo sistema de circulación abarca la formación Hauptrogenstein y la secuencia Cenozoica (Terciario), en la cual los altos contenidos de Na-Cl en la formación Hauptrogenstein están muy probablemente relacionadas con los depósitos salinos de la secuencia Cenozoica (STOBER et al. 2014, STOBER & BUCHER 2014, STOBER et al. 2013).

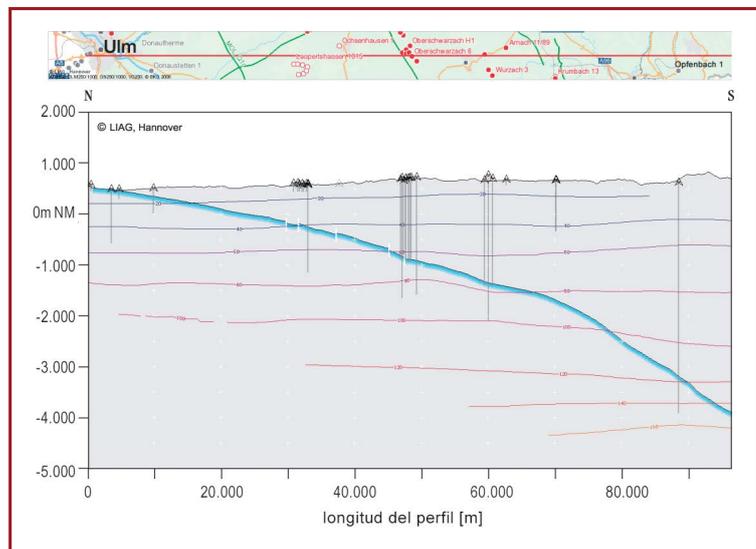
Las secciones sísmicas de reflexión de la exploración de petróleo y gas fueron interpretadas geológicamente para el desarrollo de modelos conceptuales de la estructura del subsuelo profundo. Los planos de ubicación digitalizados y las secciones sísmicas escaneadas junto con los pozos profundos proporcionan la base de datos de las secciones transversales geológicas que se pueden ver en GeotIS (<http://www.geotis.de>). Las secciones sísmicas pueden proporcionar información sobre la posición de las fallas, así como sobre la profundidad y espesor de los horizontes de utilización hidrotermal. En los últimos años se realizaron nuevos estudios y mediciones sísmicas 2D y 3D; los resultados se archivan en la Autoridad Estatal de Minería, Energía y Geología de Baja Sajonia (LBEG). Los datos locales pueden ser proporcionados por los servicios geológicos del estado federal responsable. Información sobre las temperaturas posibles a alcanzar, las tasas de producción, así como las estructuras de compresión y extensión pueden derivarse de los conocimientos sobre la estructura geológica regional.

7.3 Cuenca Molasa del Sur de Alemania

7.3.1 La parte occidental de la cuenca

Las formaciones del Jurásico Superior y Muschelkalk Superior son los más importantes yacimientos geotérmicos potenciales en la parte de Baden-Württemberg de la Cuenca Molasa del Sur de Alemania. Las formaciones de la parte superior del Jurásico Superior en la parte norte se consideran el acuífero con mayor potencial hidrotermal debido a su alta productividad. Dividido en una parte septentrional y una parte meridional el Jurásico Superior contiene una zona en forma de un cinturón grueso paralelo a la cuenca que se extiende desde el área de Constanza-Singen en la región alrededor de Pfullendorf y Aulendorf hasta el Iller y que es de particular interés para el aprovechamiento de la energía geotérmica. Las facies Suaba encontradas en la parte septentrional de la cuenca consisten en calizas y dolomitas masivas, parcialmente estratificadas, que pueden alcanzar espesores de hasta 250 m (VILLINGER 1988). Especialmente en esta zona compuesta de arrecifes de esponjas y algas, la facies Felsenkalke Superior e Inferior (calizas) así como la facies Bankkalke de muro (calizas masivas y estratificadas) se caracterizan por oquedades, rocas cavernosas y cavidades ampliadas por medio de la corrosión durante el proceso de karstificación (MEYER & SCHMIDT-KALER 1996). Los caminos naturales del agua son agrandados adicionalmente mediante varios sistemas de fallas a gran escala que se extienden predominantemente a lo largo de la cuenca. El espesor del acuífero disminuye en gran medida en las regiones de la cuenca meridional donde la ausencia de la facies de arrecife se hace notable y donde sólo se encuentran calizas estratificadas de mucha menor permeabilidad.

Fig. 35: Sección transversal geológica de la Cuenca Molasa (Sistema de Información Geotérmico GeotIS): ubicación de la profundidad de la parte superior del Malm (azul), posición de las fallas principales en el Malm (líneas cortas en blanco) y de perforaciones profundas circundantes (gris oscuro). Las isolíneas muestran la distribución de la temperatura del subsuelo.



Más al sur las calizas estratificadas de la facies Suaba ceden paso a la facies Helvética, ambas menos importantes como horizontes para la utilización hidrotermal debido a la ausencia de extensos arrecifes y zonas cavernosas (p. ej. STOBER 2013).

El grado de karstificación del Jurásico Superior que tuvo lugar básicamente durante el Plioceno disminuye con la distancia desde el Danubio y con el aumento de la profundidad. El Jurásico Superior se sumerge en la dirección suroriental y la karstificación probablemente termina al sur de la línea que une Überlingen, Aulendorf y Ochsenhausen. Las margas y calizas estratificadas masivas de la formación Zementmergel y de la formación Bankkalke de techo son generalmente mucho menos permeables según la información obtenida de las actividades de extracción de agua en el Jura de Suabia y muestran en grandes partes sólo muy cercanas a la superficie de la tierra haber sido afectadas por karstificación. No obstante esta afectación por karstificación no se extiende en muchos casos hasta el acuífero.

Las perforaciones en la cuenca prealpina de Molasa muestran un aumento de temperatura general orientado al sureste y por lo tanto hacia el centro de la cuenca en todos los acuíferos (Fig. 35). Este efecto se atribuye principalmente al hundimiento gradual de los acuíferos.

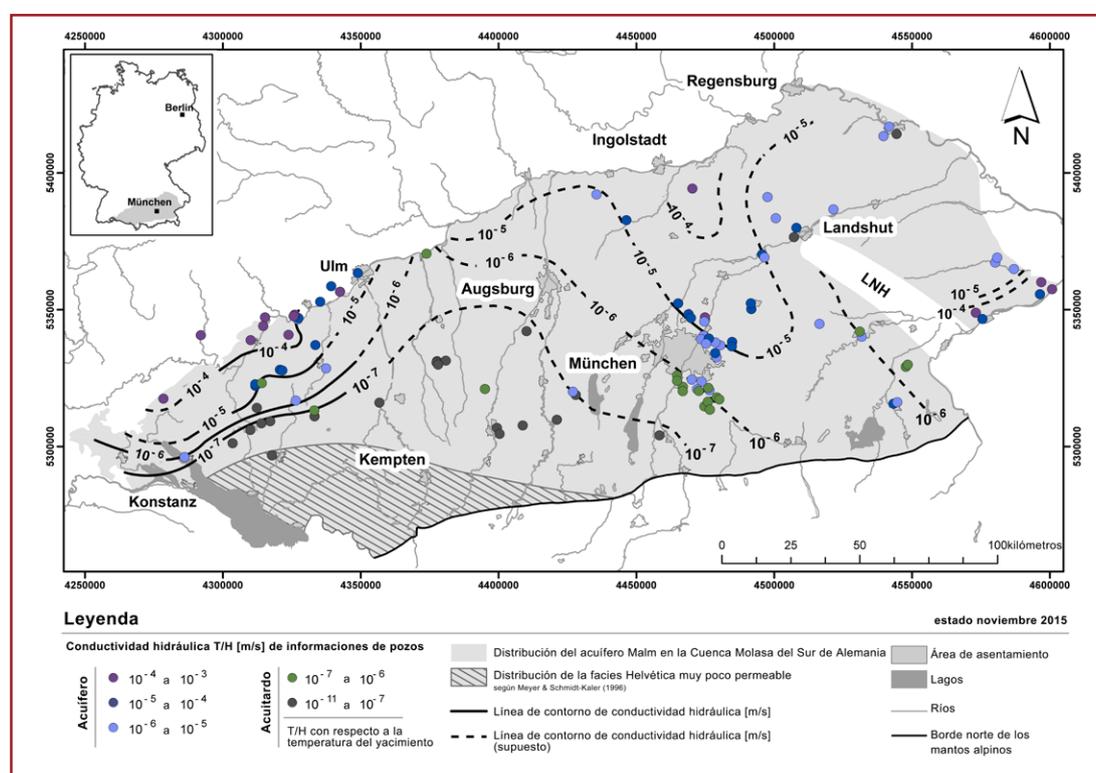


Fig. 36: Distribución de la conductividad hidráulica en el Jurásico Superior (Malm) de la Cuenca Molasa (modificado según BIRNER et al. 2012)

La figura 36 muestra la distribución espacial de las conductividades hidráulicas en el Jurásico Superior de la Cuenca Molasa del Sur de Alemania (BIRNER et al. 2012). En la parte de la cuenca en Baden-Wurttemberg las conductividades hidráulicas disminuyen lentamente en dirección sureste ya que la secuencia del Jurásico Superior se sumerge cada vez más. Además de una recarga de agua subterránea más fuerte y de la entrada de CO_2 asociada desde la dirección noroeste en el área del Jura de Suabia, esta ligera disminución de la conductividad hidráulica se atribuye principalmente al desarrollo de arrecifes de esponjas y algas que forma un cinturón en la región de Saulgau. La conductividad hidráulica disminuye más rápidamente al sur de la línea que une Überlingen, Aulendorf y Ochsenhausen (STOBER & VILLINGER 1997).

Es muy probable que el límite sur de la karstificación del acuífero esté en esta región. Además la transición gradual hacia la facies Helvética ocurre en esta región. Esta suposición está respaldada por las experiencias negativas respecto a la utilización en los pozos Waldsee 1 y Ravensburg así como la baja productividad en el pozo Waldsee 2. De acuerdo con esto no hay circulación significativa de aguas subterráneas en la parte superior del Jurásico Superior de la región sur de la Cuenca Molasa en Baden-Württemberg.

La gran mayoría de los análisis hidroquímicos de las aguas del Jurásico Superior fueron hechos de pruebas provenientes de profundidades mayores a 400 m bajo el nivel del suelo. Estas aguas tienen un nivel relativamente bajo del total de sólidos disueltos (TDS) entre aproximadamente 0,32 g/kg y 0,75 g/kg al máximo. En profundidades entre 400 m y 2.000 m el total de sólidos disueltos parece ser mínimamente mayor. El valor más alto encontrado es de aproximadamente 3,3 g/kg. No obstante la mayoría de las aguas rara vez alcanzan valores superiores a 1 g/kg. El más alto TDS medido de 36,6 g/kg provino de una profundidad de aproximadamente 3.700 m. El pozo correspondiente está situado en la parte más meridional del área de estudio dentro de la facies Helvética. El tipo de agua dentro el acuífero del Jurásico Superior también cambia con la profundidad. Las aguas de baja mineralización que se encuentran a poca profundidad tienen altas concentraciones de calcio y de hidrogenocarbonato, así como en parte altas concentraciones de magnesio y, por lo tanto, son clasificadas del tipo Ca-(Mg)-HCO₃. Con el aumento de la profundidad del Jurásico Superior en dirección sureste la concentración de sodio aumenta, acoplada en algunos casos con un aumento de la concentración de sulfato y cloruro. Es de esperar que al extremo sureste de la región dentro de la facies Helvética las aguas se caractericen por tener un grado alto de mineralización que pertenecen al tipo Na-Cl (BIRNER 2013; Fig. 37).

7.3.2 El Jurásico Superior en la parte bávara de la Cuenca Molasa

En la parte central y oriental de la Cuenca Molasa el Malm (Jurásico Superior), considerado como el acuífero geotérmico potencialmente más productivo, es el principal objetivo para la utilización energética de energía geotérmica. El aprovechamiento de la energía geotérmica de las areniscas del Cretácico también podría ser posible donde las condiciones son particularmente propicias. Según los conocimientos actuales la utilización de la energía geotérmica de los acuíferos potenciales de la secuencia Terciaria Inferior se limitarán principalmente a usos balneológicos (BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE 2012).

En la actualidad (noviembre de 2016) se encuentran veinte plantas de calefacción hidrotermal en funcionamiento en Baviera, de las cuales cuatro son centrales de cogeneración de calor y electricidad. En dos de estas plantas existe ya la construcción o planificación de centrales eléctricas adicionales. Además hay dos plantas que (hasta ahora) sólo producen electricidad. Dos proyectos de cogeneración ya están en fase de perforación, mientras que otros proyectos están a punto de comenzar la fase de perforación o aún están en fase de planificación. Todas estas plantas o proyectos utilizan el Malm o persiguen como objetivo al Malm como el acuífero geotérmico.

La mayoría de estas instalaciones están situadas en la región de Múnich debido a las condiciones favorables del subsuelo y a la buena estructura existente del cliente, especialmente para la calefacción urbana. Las instalaciones geotérmicas son operadas por los municipios (en parte a través de filiales) como Unterschleißheim, Garching, Unterföhring, Ismaning, una asociación de Aschheim, Feldkirchen y Kirchheim cerca de Múnich, Unterhaching, Grünwald y Pullach, así como la empresa municipal de Múnich y otras empresas operadoras privadas.

Según la estrategia energética de la empresa municipal de Múnich, Múnich debe ser la primera ciudad en Alemania que proporcione la calefacción urbana 100 % de las energías renovables para el año 2040. A cause de que hay pocas alternativas de energías renovables en la zona urbana, la energía geotérmica debe proporcionar aquí la carga principal.

Se han realizado ya estudios preliminares (principalmente estudios sísmicos 2D y 3D en el área urbana de Múnich) y se planifican más estudios aún. Se prevee que la relevancia de la energía geotérmica profunda aumentará a largo plazo y se convertirá en una de las formas de energía más baratas para el suministro de calor en el 2040 (GRELLER & BIEBERBACH 2015).

Las calizas y dolomitas del Malm parcialmente karstificadas constituyen el acuífero geotérmico más importante en la parte bávara de la Cuenca Molasa debido a su productividad generalmente alta combinada con profundidades suficientemente grandes y una amplia distribución. Al norte del Danubio el Malm alcanza la superficie de la tierra y se extiende por el Jura de Suabia y el Jura de Franconia. Al sur del Danubio esta formación se sumerge debajo de la Cuenca Molasa hasta profundidades superiores a 5.000 m al margen de los Alpes.

El Malm (incluyendo el Purbeck) alcanza su mayor espesor de más de 600 m al sur de Múnich entre los ríos Lech e Inn. En esta zona el Malm se compone de calizas masivas de esponja con espesores de hasta 500 m así como de calizas detríticas coralinas porosas (MEYER & SCHMIDT-KALER 1996). Hasta la transgresión Cenomaniense Superior varias centenas de metros de sedimentos de Malm se erosionaron en la parte noreste de la plataforma del Malm que ha sido arrastrada por el levantamiento del Macizo Bohemio. Por lo tanto, el espesor del Malm en la parte oriental actual de la Cuenca Molasa bávara disminuye hacia el noreste hasta alcanzar menos de 100 m.

Las aguas subterráneas en el Malm se mueven en gran medida a largo de las cavidades kársticas, fisuras y zonas de falla, y en menor medida a lo largo de planos de estratificación. La diferenciación de facies del Malm también tiene una influencia directa en la conductividad hidráulica debido a que las facies tienen diferentes capacidades de ser afectadas por procesos de karstificación. Las calizas masivas dolomitizadas son generalmente muy permeables debido a que su porosidad ha sido incrementada por el proceso de recristalización, y además de esto la karstificación también daña a los bordes de grano de forma preferencial (ANDRES 1985). Por el contrario, las rocas de la facies Helvética del Malm en el suroeste pueden clasificarse en general como de baja a muy baja permeabilidad.

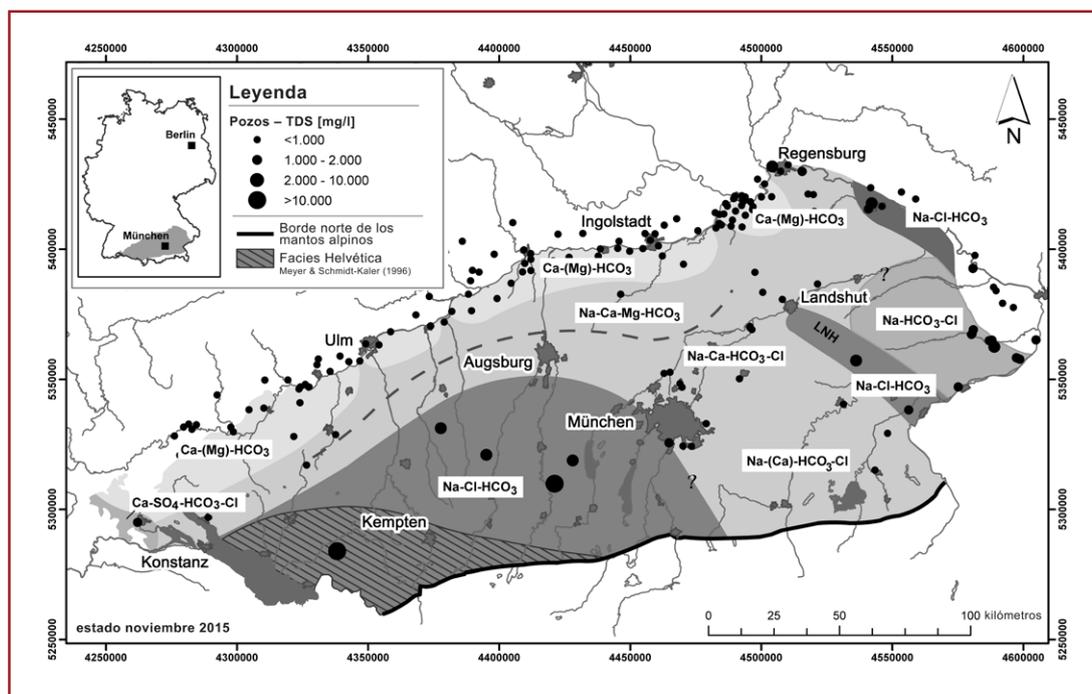
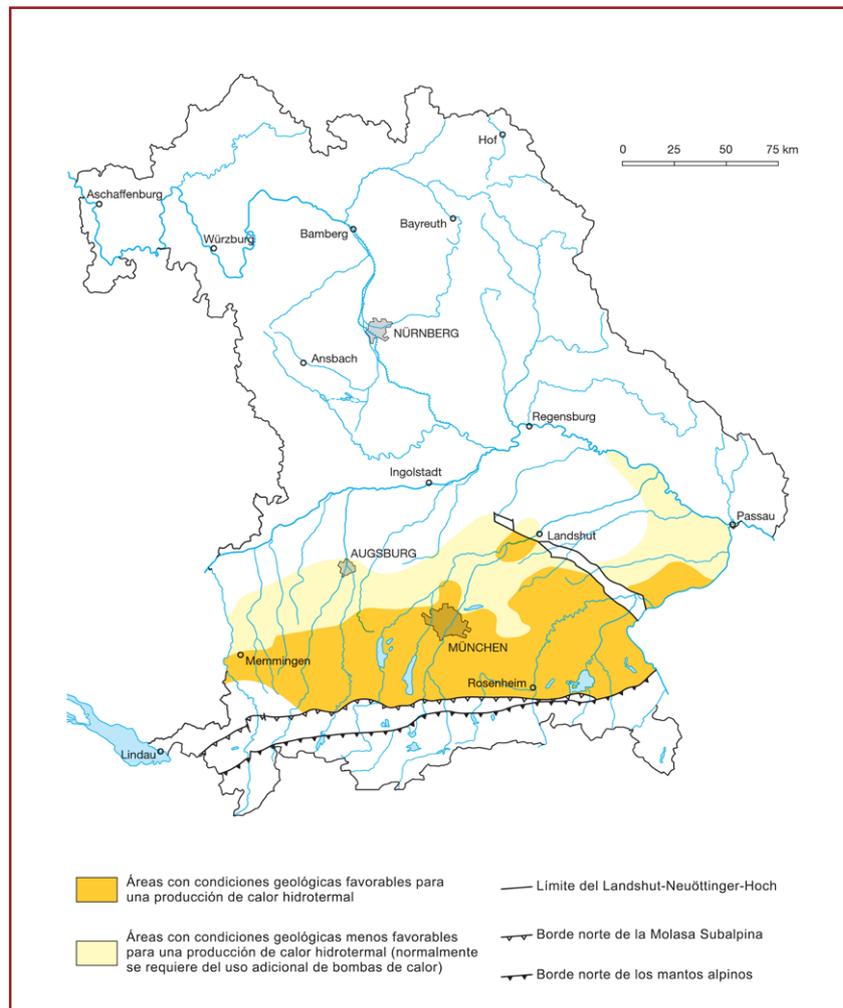


Fig. 37: Hidroquímica del acuífero Malm (modificado según BIRNER 2013)

El espesor neto del acuífero Malm depende esencialmente de la profundidad de la karstificación y por lo tanto en general es mucho menor que el espesor total. Informaciones sobre espesores netos, porosidades o volúmenes efectivos de cavidades son muy difíciles de evaluar en un acuífero kárstico/fisurado y deben interpretarse como valores estadísticos. En la parte central y oriental de la Cuenca Molasa se esperan porosidades promedio de 2,5 % para la secuencia del Malm sin considerar el recubrimiento de las capas del Cretácico y de 2,0 % en las áreas restantes (HÄNEL et al. 1984).

Informaciones sobre las permeabilidades en el Malm también se basan en valores que tienen que ser interpretados estadísticamente debido a que las permeabilidades pueden estar parcialmente sujetas a fluctuaciones locales extremas. Varias pruebas hidráulicas se han evaluado a partir de más de 60 pozos que utilizaron las aguas con temperaturas de más de 20 °C en el Malm en la Cuenca Molasa bávara. Las transmisividades (T) oscilan entre $6,9 \cdot 10^{-8}$ m²/s y $1,6 \cdot 10^{-1}$ m²/s, y la mayoría de los pozos muestran transmisividades que van desde $1,0 \cdot 10^{-4}$ m²/s hasta $1,0 \cdot 10^{-2}$ m²/s (BIRNER et al. 2012). Las conductividades hidráulicas (T/H) de la formación derivadas de estas transmisividades varían de $5,8 \cdot 10^{-11}$ m/s a $5,2 \cdot 10^{-4}$ m/s. El máximo de la distribución de frecuencias está en el intervalo de $1,0 \cdot 10^{-6}$ m/s a $1,0 \cdot 10^{-5}$ m/s. En la parte oriental de la Cuenca Molasa bávara el área con conductividades hidráulicas más elevadas parece extenderse hasta el sureste. En la parte occidental las conductividades hidráulicas disminuyen hacia el suroeste (BIRNER et al. 2012; ver Fig. 36).

El nivel del agua confinada en el Malm en la parte central de la Cuenca Molasa se encuentra por debajo del nivel del suelo y generalmente está por debajo del nivel del agua confinada en el Terciario, es decir, “presiones sub-hidrostáticas” dominan. Se esperan niveles de agua confinada de 100 m a 200 m por debajo del nivel del suelo en la región de Múnich. Los niveles potenciales de las aguas subterráneas en el sureste en la depresión de Wasserburg permanecen en gran parte inexplicables.



En el sur de la fosa de Braunau (al noreste del Landshut-Neuöttinger-Hoch) las aguas subterráneas del Malm, Cretácico y Terciario Inferior están en contacto hidráulico entre sí (PRESTEL 1991, BAYER. LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT 1999). Las aguas allí están bajo presión artesiana en extensas áreas.

La mayor parte de las aguas de Malm se pueden clasificar como de agua dulce. En el borde septentrional de la cuenca se encuentran casi exclusivamente aguas con poca mineralización ($< 1 \text{ g/l}$) del tipo Ca-Mg-HCO_3 y en el centro de la cuenca se encuentran también aguas con normalmente poca mineralización del tipo Na-Ca-HCO_3 (BIRNER et al. 2011). Las concentraciones de sulfato disminuyen desde el borde norte de la cuenca hacia el centro de la cuenca debido a que aquí el sulfato se reduce a sulfuro. El H_2S resultante de este proceso es detectable en todas las aguas del Malm en la cuenca. Con el aumento de la profundidad de la cuenca hay un aumento de los constituyentes disueltos, de modo que en el sur – al menos en las áreas donde hay poca afluencia – también se puede esperar la presencia de aguas con alta mineralización y elevadas concentraciones de cloruro (Fig. 37).

Altas temperaturas de más de $100 \text{ }^\circ\text{C}$ se alcanzan en el Malm en el sur, mientras que las temperaturas disminuyen hacia el norte (Fig. 38). Por lo tanto, la producción de electricidad hidrotermal sólo es factible al sur de Múnich ya que las temperaturas deben estar por encima de los $100 \text{ }^\circ\text{C}$ para ese fin (Fig. 39).

En el atlas geotérmico bávaro (BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE 2012) se puede encontrar más información sobre la utilización de la energía hidrotermal en Baviera.

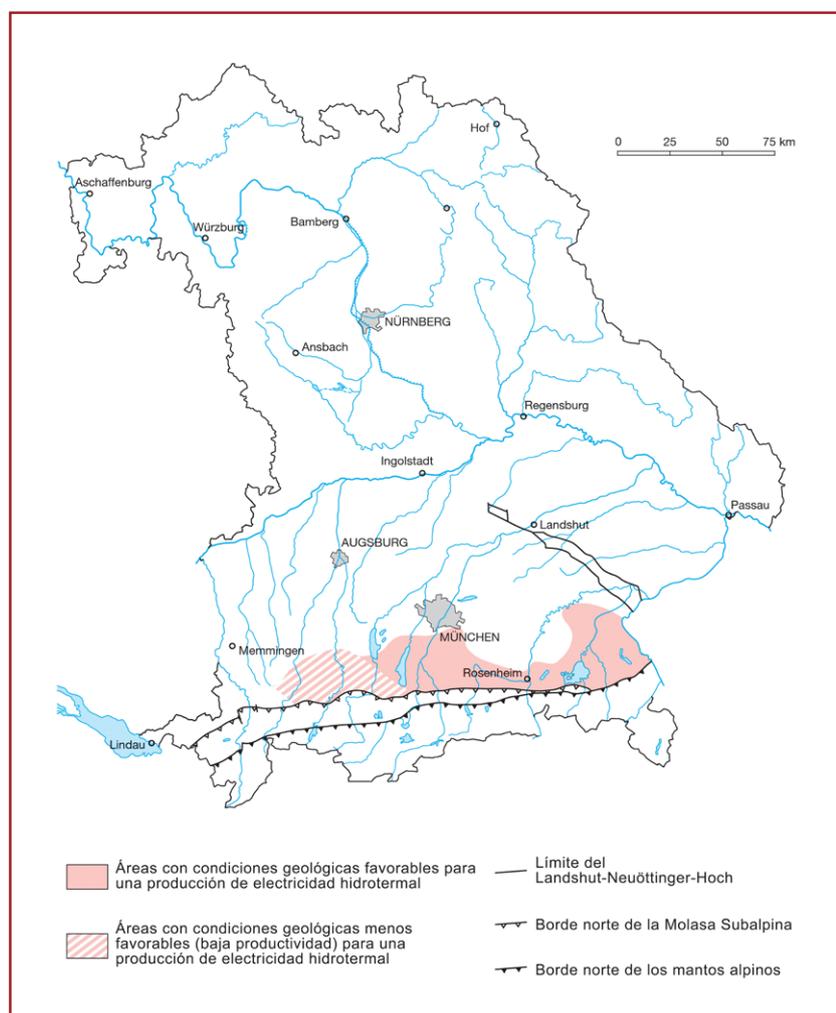


Fig. 39: Áreas en Baviera con condiciones geológicas favorables o posiblemente menos favorables para una producción de electricidad hidrotermal (fuente: Bayerisches Landesamt für Umwelt - Agencia Bávara de Medioambiente)

8 Proyectos de la Geotermia Profunda

Los proyectos de la geotermia profunda descritos a continuación son ejemplos de un aprovechamiento exitoso de la energía geotérmica en las regiones con el potencial más significativo para su utilización en Alemania. Además el proyecto geotérmico europeo en Soultz-sous-Forêts (Alsacia, Francia) se describe brevemente como un ejemplo de un sistema EGS.

8.1 Neustadt-Glewe (Cuenca del Norte de Alemania)

En los años ochenta se perforaron veinte pozos en seis lugares en Mecklemburgo-Pomerania Occidental (Waren, Nuevo Brandeburgo, Neustadt-Glewe, Stralsund, Karlshagen y Schwerin) con el objetivo de utilizar aguas termales de acuíferos productivos para sistemas de calefacción urbana. En 1984 la central de calefacción geotérmica de Waren entró en servicio como la primera de su tipo en Alemania. Esto prueba que un sistema de doblete hidrotermal funciona con éxito incluso después de 30 años. A partir de 1988 la segunda central de calefacción geotérmica de Alemania en Nuevo Brandeburgo produjo energía geotérmica utilizando la tecnología de doblete durante diez años. Después de una conversión tecnológica para poder almacenar el calor residual de una central de ciclo combinado ahora es el sistema de almacenamiento de calor más grande del mundo con una capacidad de 3,0 a 3,5 MW_{th}. La central de calefacción geotérmica de Neustadt-Glewe que funciona desde 1995 fue convertida en el 2003 en una central combinada de calor y electricidad mediante la instalación de una unidad ORC adicional (Fig. 32). Con una potencia eléctrica instalada de 230 kW_{el} esta se puede considerar como planta piloto para el sector de baja entalpía en Alemania. Aunque la producción de electricidad geotérmica se detuvo en el 2010 demostró que una instalación de este tipo también podría funcionar incluso a temperaturas de acuífero relativamente bajas.

Ya en 1984 el proyecto geotérmico de Neustadt-Glewe fue lanzado por parte de una antigua fábrica de cuero. El objetivo era suministrar a la fábrica con calor térmico y calor de proceso así como a una nueva urbanización vecina con calor térmico. Los datos geológicos y geofísicos generados durante la exploración de petróleo y gas se evaluaron inicialmente para proporcionar una primera valoración de los recursos geotérmicos en el área de Neustadt-Glewe. La ubicación de esta se encuentra en el flanco occidental de una elevación pasiva de sal causada principalmente por la migración de sal en el diapiro salino vecino de Kraak en el noroeste y en el diapiro salino de Werle al sur.

Investigaciones con vibroseis con camiones vibradores se realizaron a mediados de 1988 para evaluar la estructura local y definir las ubicaciones de los sitios de perforación. El pozo Gt NG 1/88 fue perforado en la formación Gipskeuper Inferior en 1989 con una profundidad de 2.450 m y el pozo Gt NG 2/89 alcanzó en 1990 una profundidad final de 2.335 m en la formación Dolomitmergelkeuper. La distancia entre ambos pozos es de 1.400 m. Se identificaron tres o cuatro horizontes potenciales, geotérmicamente utilizables, en los pozos de los cuales la arenisca Contorta del Rhaetiense demostró tener las mejores propiedades como yacimiento compacto, masivo y estable. Más de 400 metros de núcleo de perforación fueron obtenidos en total y más de 1.100 muestras de núcleo fueron investigados por la compañía Geothermie Neubrandenburg. Los parámetros de productividad e inyectividad se determinaron a partir de la realización de diferentes pruebas hidráulicas. Como resultado se decidió utilizar la perforación Gt NG 1/88 como pozo de producción y la perforación Gt NG 2/89 como pozo de inyección.

La arenisca Contorta, geotérmicamente utilizable, se encuentra a una profundidad entre 2.218 m y 2.278 m en la perforación Gt NG 1/88. En la perforación Gt NG 2/89 esta se encuentran 40 m más profunda. El yacimiento se compone de areniscas de grano fino a mediano con un espesor efectivo de aproximadamente 50 m.

De acuerdo a mediciones de registros de pozo, la porosidad media es de aproximadamente 25 %. Las porosidades medidas en el laboratorio en muestras de núcleo alcanzan un valor de casi 22 %. La permeabilidad media también determinada en el laboratorio es de alrededor 500 mD. La permeabilidad derivada de los resultados de pruebas hidráulicas fue mucho mayor y se estimó como 1.400 mD. Las temperaturas en el acuífero alcanzan un valor de casi 100 °C. Este es por lo tanto el acuífero más caliente utilizado en el norte de Alemania hasta el momento. Como generalmente en los acuíferos Mesozoicos de la Cuenca del Norte de Alemania, la salinidad es también muy alta y asciende a 220 g/l.

La compañía Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH fue fundada en 1992 para la construcción y operación de una instalación geotérmica. El proyecto fue financiado por el Ministerio Federal de Investigación y Tecnología, el Estado Federal de Mecklemburg-Pomerania Occidental y la sociedad anónima Hamburger Elektrizitätswerke AG. Después de consolidar los pozos existentes en 1993 y construir la central de calefacción, la instalación geotérmica en Neustadt-Glewe comenzó el funcionamiento normal en 1995. Dependiendo de la demanda de calor del cliente, la cantidad de agua termal producida oscila entre 40 y 110 m³/h (11 – 35 l/s).

Debido a que la temperatura del agua en el cabezal del pozo de producción es de 97 °C, y por lo tanto suficiente para la producción de calor, el suministro de calor es posible sin usar una bomba de calor. La capacidad geotérmica máxima instalada es de 5,3 MW_{th} cuando se enfría el agua termal hasta 50 °C. En la práctica se consigue una capacidad de 4 a 4,5 MW_{th}. La capacidad total instalada es de 14 MW_{th} (incluyendo calderas de gas y fuel para la calefacción). La producción anual se sitúa entre 16 GWh y 21 GWh, de las cuales más del 90 % proviene de la energía geotérmica. El sistema de calefacción urbana conectado suministra a 1.325 unidades de vivienda así como a nueve empresas medianas y pequeñas.

Debido a la baja demanda de calor en los meses de verano se buscó un concepto para usar ese exceso de energía geotérmica para generar electricidad. Cuando la Ley de Energía Renovable (en alemán: Erneuerbare-Energien-Gesetzes - EEG) entró en vigor en 2000 y se consiguió la subvención del anterior Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, la primera central geotérmica combinada de Alemania fue construida en Neustadt-Glewe para realizar el suministro tanto de electricidad como de calor. La central geotérmica utilizó el ciclo orgánico de Rankine (ORC), es decir, en las instalaciones en la superficie circula un medio orgánico con bajo punto de ebullición en un circuito secundario, lo que permite generar electricidad de fuentes de calor con temperaturas bajas de aproximadamente 90 °C (Fig. 40).

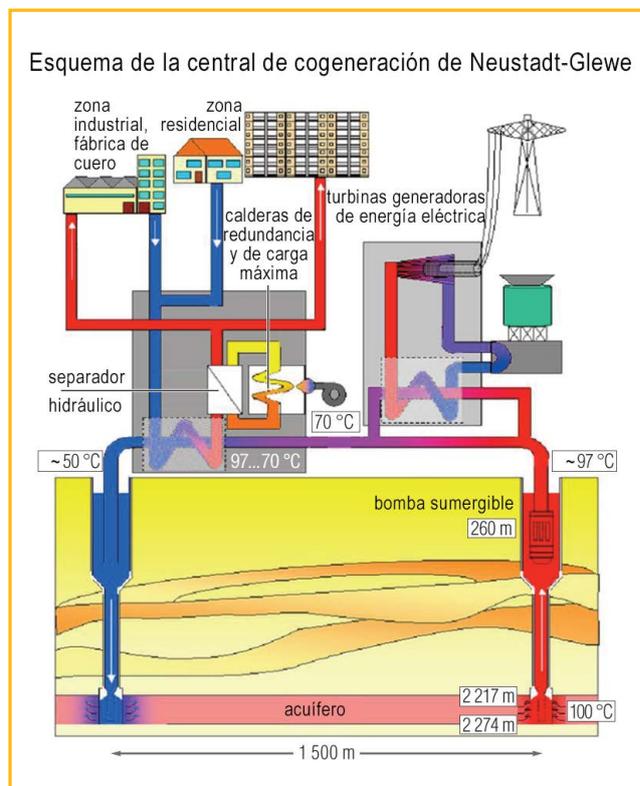


Fig. 40: Esquema que muestra el principio de la central combinada de calor y electricidad en Neustadt-Glewe

Debido a que en la práctica sólo se alcanzaba una capacidad de $140 \text{ kW}_{\text{el}}$ y la producción de calor tiene prioridad a bajas temperaturas ambientales, la producción de electricidad se cerró por razones económicas y la planta de ORC fue desmantelada en 2012.

La central de calefacción geotérmica de Neustadt-Glewe es operada por la compañía WEMAG AG Schwerin junto con los servicios municipales de Neustadt-Glewe y la compañía Geothermie Neubrandenburg GmbH. La planta ORC fue operada por la compañía Erdwärme-Kraft GbR, una filial de la compañía Vattenfall Europe Berlin, y también por la sociedad anónima WEMAG AG.

8.2 Bruchsal (Fosa del Alto Rin)

A pesar de que la central eléctrica en Bruchsal, situada en el borde oriental de la Fosa del Alto Rin, a unos 30 km al norte de Karlsruhe, no comenzó a operar hasta fines de 2009, los primeros trabajos de este proyecto se remontan a 1983. Debido al alto precio del petróleo en ese momento la ciudad de Bruchsal decidió perforar el primer pozo profundo (GB1) en 1983. El pozo con una profundidad de 1.874 m produce agua termal altamente mineralizada de la facies Buntsandstein. El segundo pozo profundo (GB2) se perforó hasta alcanzar una profundidad de 2.542 m en 1985. El pozo GB 2 produce agua termal de la facies Buntsandstein y del Pérmico. La caída de los precios del petróleo en los años noventa hizo que el proyecto geotérmico fuera económicamente poco atractivo. Sólo con la aprobación de la Ley de Energías Renovables el proyecto se reactivó en 2002.



Fig. 41: Instalación de una bomba hidráulica en el pozo GB2 (Bruchsal)

Los dos pozos verticales están separados a una distancia de unos 1.400 m. La temperatura en la base del pozo GB2 es de $131 \text{ }^\circ\text{C}$, y alrededor de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ menor en el pozo GB1. Las pruebas hidráulicas realizadas en los años 80 demostraron que la transmisividad es ligeramente mayor en el pozo GB2 ($T = 1 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$) que en el pozo GB1. Actualmente la tasa de extracción en el pozo GB2 es de 24 l/s. Ambos pozos explotan un agua altamente salina del tipo Na-Cl con un total de sólidos disueltos (TDS) de aproximadamente 127 g/kg y una relación de gas a agua alrededor de 1,5 : 1. Los componentes principales del gas son CO_2 y N_2 . El agua bombeada a la superficie está muy sobresaturada con respecto a diferentes minerales debido al alto contenido de sólidos disueltos y de gas, así como a la reducción de temperatura y presión. Esto significa que los minerales, especialmente aragonito y calcita, pueden precipitar espontáneamente particularmente en el caso de intercambio gaseoso. Este problema es contrarrestado manteniendo una presión de aproximadamente 22 bar en las instalaciones de la central eléctrica y de las tuberías en la superficie. El agua termal también es muy corrosiva debido a las altas concentraciones de cloruro y CO_2 . El valor del pH es aproximadamente 5,0.

El calor extraído del agua termal se transfiere a un ciclo secundario. El fluido de trabajo utilizado en este ciclo es una mezcla binaria de amoníaco y agua (ciclo Kalina). La central está diseñada para una capacidad eléctrica de aproximadamente $550 \text{ kW}_{\text{el}}$. Tomando como base un tiempo de trabajo anual de 8.000 horas, la central puede generar en teoría unos 4.400 MWh al año.

8.3 Unterhaching (Cuenca Molasa del Sur de Alemania)

El proyecto geotérmico del municipio de Unterhaching al sur de Múnich fue el primero en la Cuenca Molasa bávara en el que se realizó la generación de electricidad además de la calefacción local y urbana. Además fue el primer proyecto de este tipo en el mundo para el cual se pudo contratar un seguro privado de riesgo de exploración (SCHULZ et al. 2004).

El proyecto geotérmico de Unterhaching fue inicialmente concebido como una central eléctrica. La calefacción urbana sólo desempeñó un papel secundario en la fase de planificación inicial ya que el precio de los combustibles fósiles en ese momento no indicaba que un suministro extenso de calor de la energía geotérmica sería económicamente viable. Sin embargo, esta situación cambió completamente ante los enormes aumentos del precio de los combustibles fósiles a partir de 2003, por lo que la prioridad cambió hacia la calefacción urbana.

El primer pozo en el sitio de la central energética planificada fue terminado en septiembre de 2004 alcanzando una profundidad vertical real (TVD: true vertical depth) de 3.350 m (3.445 m profundidad medida; MD: measured depth) y accediendo al horizonte de utilización del Malm (Jurásico Superior) con un espesor vertical de aproximadamente 380 m. La temperatura en este horizonte superó los 120 °C y por lo tanto estaba muy por encima de las expectativas más optimistas. Sin embargo, la tasa de producción fue inicialmente insatisfactoria. Después de una estimulación con ácido se pudo lograr una tasa de producción que indicaba un posible caudal de hasta 150 l/s para el funcionamiento normal.

El segundo pozo se perforó a 3 km al este con el fin de intersectar una notable discontinuidad estructural identificada por el reprocesamiento de datos sísmicos. En enero de 2007 el pozo desviado alcanzó una profundidad final de 3.580 m TVD (3.863,7 m MD) con una pérdida total de lodo de perforación. Se perforó un espesor total de aproximadamente 650 m de Malm atribuible a un aumento vertical del espesor de la secuencia como resultado de fallamiento. Las pruebas de pozo que se realizaron después de la estimulación con ácido mostraron resultados aún mejores que en el primer pozo en términos de propiedades térmicas (temperatura del yacimiento) así como hidráulicas (tasa de producción).

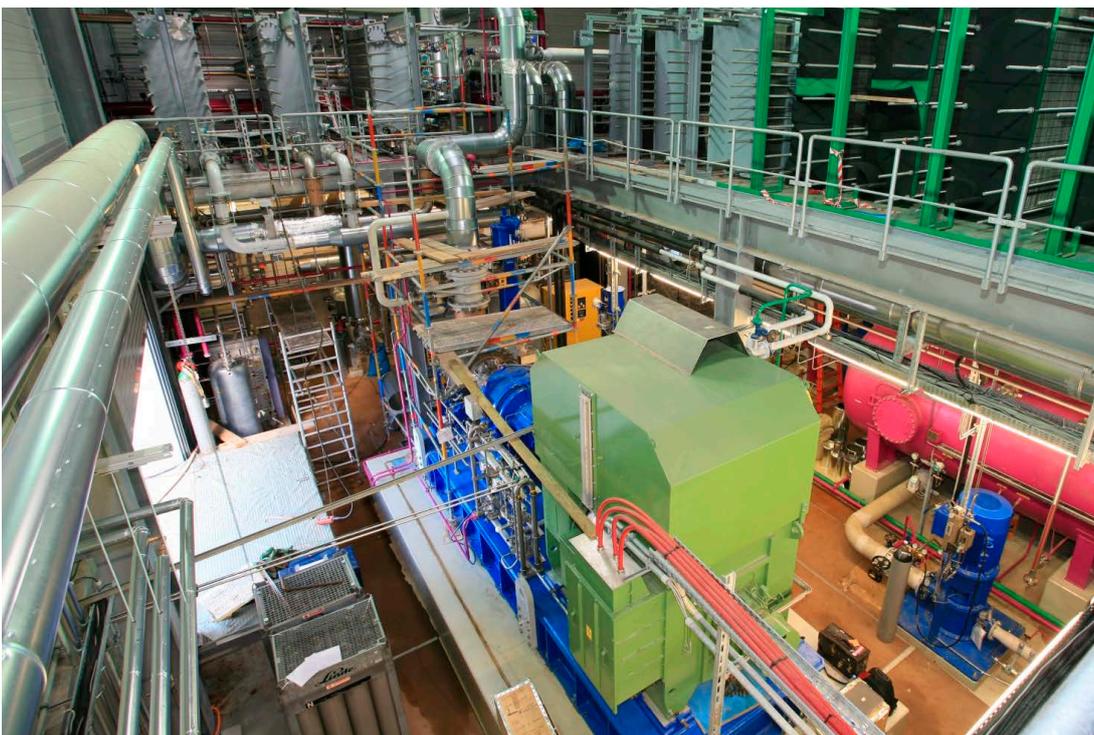


Fig. 42: Central geotérmica en Unterhaching

El agua explotada en Unterhaching tiene una mineralización muy baja ($< 1 \text{ g/l}$) y casi la calidad del agua potable. Por lo tanto es relativamente poco problemática con respecto a la precipitación y a la corrosión. Después de la terminación de la central de calefacción, de las calderas de redundancia y de carga máxima, así como de la primera fase de construcción de la nueva red de calefacción urbana, el suministro de calor comenzó en la temporada de calefacción 2007/2008. A finales de 2010 la carga térmica conectada a la red era ya de $38 \text{ MW}_{\text{th}}$ y alcanzó $58 \text{ MW}_{\text{th}}$ el 1 de mayo de 2015. El objetivo de expansión se ha fijado en aproximadamente $90 \text{ MW}_{\text{th}}$ de los cuales un máximo de $38 \text{ MW}_{\text{th}}$ puede ser proporcionado por el pozo de producción.

Al principio del proyecto las tecnologías disponibles para la generación de electricidad eran la ya frecuentemente aplicada tecnología ORC (Organic Rankine Cycle) y el menos probado ciclo Kalina (con una mezcla de amoníaco y agua). Este último se consideró que tenía una eficiencia ligeramente superior a temperaturas comparativamente bajas. Por lo tanto una planta que utiliza el ciclo Kalina fue elegida y financiada por el gobierno alemán como una planta de demostración. Los primeros kWh de electricidad generada geotérmicamente en Baviera fueron alimentados a la red el 8 mayo de 2008. La central eléctrica inició funcionamiento continuo en febrero de 2009 con una capacidad eléctrica de $3,36 \text{ MW}_{\text{el}}$ (KNAPEK 2009, RÖDL 2009).

En el año 2012 las compañías Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG y Erdwärme Grünwald GmbH fundaron la primera unión de calefacción urbana geotérmica en Baviera. En el marco de esta unión las centrales geotérmicas de Unterhaching y Oberhaching/Laufzorn están conectadas por una nueva tubería de calefacción urbana desde abril de 2013. Esta cooperación hasta ahora única permite el uso mutuo del exceso de calor de ambas centrales y por lo tanto una utilización más eficiente de las instalaciones. Esta situación ofrece la posibilidad de un aumento de la producción de electricidad en Unterhaching ya que el exceso de calor de Laufzorn puede ser utilizado si es necesario. Además en el caso de mantenimiento, fallo o avería y por lo tanto de un tiempo de inactividad de una central, ambos socios son capaces de compensar, al menos en parte, la pérdida mediante el calor proporcionado por la otra central y no tienen que recurrir a combustibles fósiles para generar calor (LEDERLE & GEISINGER 2014). Este uso conjunto de centrales vecinas podría tener efectos económicos positivos para muchos operadores y debería servir de ejemplo positivo para proyectos futuros.

8.4 Unterföhring (Cuenca Molasa del Sur de Alemania)

El proyecto geotérmico en Unterföhring, situado al noreste de Múnich, es el primer proyecto en Baviera que se ha ampliado con un segundo doblete y esto a costos de perforación notablemente bajos. Antes de esto, la central geotérmica de Pullach (al sur de Múnich, al oeste de Unterhaching) se ha extendido por un tercer pozo que actúa como el nuevo pozo de inyección. El pozo de inyección anterior se utiliza ahora como segundo pozo de producción.

La central geotérmica en Unterföhring estaba prevista como un proyecto de calefacción sin producción de electricidad ya que se esperaba una temperatura del agua inferior a $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$. En la fase preliminar del proyecto geotérmico, en noviembre de 2006, se realizaron estudios sísmicos propios por primera vez en Baviera. Los pozos proyectados deberían completarse desde un solo sitio de perforación común y luego ser desviados hasta alcanzar una distancia de separación de 2 km a la profundidad final.

La perforación del pozo TH 1 comenzó en noviembre de 2008 y alcanzó su profundidad final en 3.042 m MD (2.512 m TVD) en febrero de 2009. La prueba de bombeo subsiguiente indicó una temperatura del yacimiento de $86 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y un caudal de al menos 50 l/s . No obstante, se podía esperar un caudal considerablemente mayor ya que el rendimiento de la bomba hidráulica estaba limitado a 50 l/s . Las expectativas mínimas de $80 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y 35 l/s han sido claramente superadas.

A partir de mediados de marzo de 2009 el segundo pozo TH 2 fue perforado y alcanzó su profundidad prevista de 2.578 m MD (2.124 m TVD) a principios de mayo 2009. Después de la finalización de las pruebas de bombeo se decidió utilizar el segundo pozo como pozo de producción ya que este proporcionó resultados ligeramente mejores con una temperatura de yacimiento de 87 °C y un caudal de al menos 75 l/s.

Ya incluso antes de las operaciones de perforación una capacidad térmica de conexión a la red de aproximadamente 4,5 MW_{th} se pudo asegurar contractualmente. A partir del 3 de diciembre de 2009 las primeras 1.200 unidades de vivienda fueron suministradas con calor geotérmico. En febrero de 2014 la red de calefacción urbana para el “Área de Suministro Norte” había alcanzado una longitud de 22 km con una capacidad térmica de conexión a la red de aproximadamente 24,3 MW_{th}. El pozo de producción proporciona una capacidad geotérmica de aproximadamente 10 MW_{th}. En general es posible satisfacer la demanda de la red sin uso de una capacidad de carga de pico adicional debido a la estructura de cliente favorable y al factor resultante de baja utilización.

Debido al alto grado de aceptación del proyecto geotérmico y a la gran demanda de calor geotérmico la compañía GEOVOL Unterföhring GmbH, una filial 100 % del municipio de Unterföhring, ha impulsado la planificación de un segundo doblete hidrotermal con el fin de duplicar la capacidad geotérmica y además para también suministrar la calefacción urbana a una otra área (“Área de Suministro Sur”). En la preparación del nuevo proyecto otro estudio sísmico 2D se llevó a cabo en el área de concesión. Además se estudió mediante simulaciones numéricas la ubicación óptima de los puntos de destino para los dos nuevos pozos para minimizar así las posibles interacciones hidráulicas y térmicas entre los pozos antiguos y nuevos.



Fig. 43: Prueba de bombeo en la perforación TH 4 en Unterföhring (© GEOVOL Unterföhring GmbH)

Los trabajos sobre el nuevo doblete comenzaron a mediados de febrero de 2014 con la perforación del pozo TH 4. La perforación se desvió hacia el sur y alcanzó una profundidad final de 3.879 m MD (2.340 m TVD) a principios de abril de 2014. La prueba de bombeo subsiguiente indicó una temperatura del yacimiento de 93 °C y un caudal de 85 l/s (Fig. 43). El tiempo de perforación fue de sólo 48 días. Las pruebas de pozo subsiguientes, incluyendo la limpieza de pozo, la estimulación con ácido, la prueba de bombeo de corto tiempo, la instalación de la tubería de revestimiento, la segunda estimulación con ácido y la prueba de producción de largo tiempo (cuatro semanas) tardaron 28 días más, de modo que en total sólo 76 días fueron necesarios para la finalización (LENTSCH et al. 2014).

La perforación del cuarto pozo TH 3 comenzó en mayo de 2014 y alcanzó la profundidad final de 3.050 m MD (2.053 m TVD) en junio 2014 después de sólo 39 días. El pozo TH 3, previsto a ser el pozo de inyección debido a una anomalía de temperatura negativa conocida en el este, mostró como era de esperar una temperatura del yacimiento considerablemente más baja de aproximadamente 84 °C. El pozo TH 3 es ideal como pozo de inyección y se sitúa entre los mejores pozos de la región de Múnich en lo que respecta a sus propiedades hidráulicas con una productividad de 12,5 l/(s·bar) en la terminación total y un caudal de al menos 87 l/s demostrado por la prueba de producción de largo tiempo (cuatro semanas) (LENTSCH et al. 2014).

La construcción de la segunda central geotérmica se inició en noviembre de 2014 y la finalización del cuerpo del edificio se celebró en julio 2015. El objetivo es suministrar también el sur del municipio con calor geotérmico a más tardar a partir de 2020, cubriendo así todo el área municipal.

Además desde mediados de 2015 los primeros dos edificios de oficinas son enfriados con ayuda del calor geotérmico. Para este fin se utiliza un denominado refrigerador por absorción que proporciona enfriamiento mediante el uso de energía térmica y una solución salina de agua y bromuro de litio. El principio se basa en el enfriamiento por evaporación del agua y la capacidad de la solución salina de absorber el vapor de agua resultante. El calor geotérmico expulsa el agua de la solución y el ciclo puede comenzar de nuevo.

El enfriador se instaló directamente en uno de los dos edificios de oficinas y reemplaza al aire acondicionado que existía hasta hora funcionado con electricidad. Con una capacidad de enfriamiento de 200 kW el enfriador proporciona enfriamiento para aproximadamente 4.500 m² de espacio de oficina en funcionamiento normal. Un aire acondicionado eléctrico adicional está listo para cubrir la carga pico en días muy calurosos.

8.5 El proyecto EGS europeo en Soultz-sous-Forêts

El proyecto geotérmico europeo en Soultz-sous-Forêts, Francia, se encuentra a unos 40 km al norte de Estrasburgo y a unos 30 km al suroeste de Karlsruhe en el borde occidental de la Fosa del Alto Rin. Los tres pozos de 5.000 m de profundidad alcanzaron el basamento granítico a una profundidad de 1.400 m. El sistema de fisuras y grietas en la roca caliente a 200 °C se expandió por inyección masiva de agua (estimulación) en la sección más baja de los pozos y se conectó para crear un intercambiador de calor geológico. Los pozos profundos se perforaron con un ángulo de inclinación significativo, considerándose así como pozos desviados. Aunque estos pozos se encuentran muy cerca el uno del otro en la superficie, sus secciones de fondo están alrededor de 600 m aparte la una de la otra.

El agua caliente se produce a partir de dos de los tres pozos. El agua contiene un total de sólidos disueltos de aproximadamente 100 g/kg y también gases, principalmente CO₂ y N₂. Los componentes principales son sodio y cloruro. Al igual que en Bruchsal el agua tiene propiedades corrosivas. Por lo tanto el agua termal en las instalaciones en la superficie circula dentro de un circuito primario cerrado mantenido bajo sobrepresión. El calor se extrae y se transfiere a un medio de trabajo orgánico utilizando intercambiadores de calor tubulares. El agua se reinyecta a través del tercer pozo. El medio de trabajo orgánico es relajado en una turbina acoplada a un generador antes de ser enfriado y fluidificado de nuevo en un condensador conectado a un sistema de refrigeración por aire equipado con ventiladores (unidad ORC).

Como primer proyecto EGS del mundo, esta instalación inició operaciones de prueba en junio de 2008. La instalación tiene una capacidad eléctrica neta de 1,5 MW_{el} a una tasa de producción alrededor de 30 l/s y a una temperatura del agua de aproximadamente 165 °C. Las instalaciones en la superficie fueron construidas nuevamente y la central está ahora en operación comercial.



Fig. 44: La central geotérmica en Soultz-sous-Forêts (fuente: Groupement Européen d'Interêt Économique (GEIE) - Exploitation Minière de la Chaleur)

9 Bibliografía

9.1 Literatura citada

- AGEMAR, T., SCHELLSCHMIDT, R. & SCHULZ, R. (2012): Subsurface temperature distribution in Germany. – *Geothermics*, **44**: 65-77.
- AGEMAR, T., ALTEN, J.-A., GANZ, B., KUDER, J., KÜHNE, K., SCHUMACHER, S. & SCHULZ, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – *ZDGG, German Journal of Geology*, **165**, 2: 129-144.
- AGEMAR, T., HESE, F., MOECK, I. & STOBER, I. (2017): Kriterienkatalog für die Erfassung tiefreichender Störungen und ihrer geothermischen Nutzbarkeit in Deutschland (List of Criteria for the Geothermal Survey of Deep-Reaching Faults in Germany). - *ZDGG, German Journal of Geology*, submitted.
- ANDRES, G. (1985): Fränkische Alb und Malmkarst des Molassebeckens. – In: Grundwassergleichenkarte von Bayern 1 : 500 000 mit Erläuterungen. – Schriftenreihe Bayer. Landesamt f. Wasserwirtschaft, **20**: 23-25, München.
- BAISCH, S., FRITSCHEN, R., GROOS, J., KRAFT, T., PLENEFISCH, T., PLENKERS, K., WASSERMANN, J. & RITTER, J. (2012): Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität – Positionspapier des FKPE. *DGG Mitteilungen* (3), 17-31.
- BAYERISCHES LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT (1999): Das Thermalwasservorkommen im niederbayerisch-oberösterreichischen Molassebecken – Hydrogeologisches Modell und Thermalwasser-Strömungsmodell im Auftrag des Freistaates Bayern und der Republik Österreich. – Kurzbericht: 21 p.; München.
- BENSE, V. F., GLEESON, T., LOVELESS, S. E., BOUR, O. & SCIBEK, J. (2013): Fault zone hydrogeology. - *Earth Science Reviews*, **127**: 171-192.
- BIRNER, J. (2013): Hydrogeologisches Modell des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken – Diss. FU Berlin, 86 p., Berlin.
- BIRNER, J., MAYR, C., THOMAS, L., SCHNEIDER, M., BAUMANN, T. & WINKLER, A. (2011): Hydrochemie und Genese der tiefen Grundwässer im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens. – *Z. geol. Wiss.*, **39**, 3/4: 291-308, Berlin.
- BIRNER, J., FRITZER, T., JODOCY, M., SAVVATIS, A., SCHNEIDER, M. & STOBER, I. (2012): Hydraulische Eigenschaften des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken und ihre Bedeutung für die geothermische Erschließung. – *Z. geol. Wiss.*, **40**, 2/3: 133-156, Berlin.

- BUCHER, K. & STOBER, I. (2010): Fluids in the upper continental crust. – *Geofluids*, **10**, 241-253 (DOI 10.1111/j.1468-8123.2010.00279.x).
- COOPER, H. H., BREDEHOEFT, J. D. & PAPADOPULOS, I. S. (1967): Response of a Finite-Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water. – *Water Resources Research*, **3**, 1: 263-269.
- FAULDS, J. E. & HINZ, N. (2015): Favorable Tectonic and Structural Settings of Geothermal Systems in the Great Basin. – *Proceedings World Geothermal Congress 2015, 19-25 April 2015, Melbourne, Australia*, #11100.
- FELDRAPPE, H., OBST, K. & WOLFGRAMM, M. (2008): Die mesozoischen Sandstein-Aquifere des Norddeutschen Beckens und ihr Potential für die geothermische Nutzung. – *Zeitschr. Geol. Wiss.*, **36**: 199-222.
- FRICKE, S. & SCHÖN, J. (1999): *Praktische Bohrlochgeophysik*. – 256 p.; Stuttgart (Enke Verlag).
- GRELLER, M. & BIEBERBACH, F. (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. – *et-Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65. Jg., Heft 08: 14-17, Essen.
- GRINGARTEN, A. C., BOURDET, D. P., LANDEL, P. A. & KNIAZEFF, V. J. (1979): A comparison between different skin and wellbore storage type-curves for early-time transient analysis. – *Soc. Petroleum Eng.*, 8205, Dallas, Texas.
- HÄNEL, R., KLEEFELDT, M. & KOPPE, I. (1984): Geothermisches Energiepotenzial. Pilotstudie: Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland (Abschlussbericht). – *NLFB-Bericht, Archiv-Nr.: 96 276, Band I-IV*; Hannover. – [unpublished]
- HARTMANN, H. VON, BEILECKE, T., BUNESS, H., MUSMANN, P. & SCHULZ, R. (2015): Seismische Exploration für tiefe Geothermie. – *Geol. Jb. B 104*: 271 p., 171 figures, 7 tables; Hannover.
- HORNER, D. R. (1951): Pressure build-up in wells. – *Proc. 3rd World Petroleum Congress, The Hague, Section II*: E. J. Brill, Leiden: 503-521.
- HVORSLEV, M. J. (1951): Time lag and soil permeability in groundwater observations. – *U.S. Army Corps of Eng., Waterways Experimental Station, Bull. No. 36*: 50 p.; Vicksburg, Mississippi.
- JUNG, R., RÖHLING, S., OCHMANN, N., ROGGE, S., SCHELLSCHMIDT, R., SCHULZ, R. & THIELEMANN, T. (2002): Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland. – *BGR/GGA-Bericht (für das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag), Archiv-Nr.: 122 458*; Hannover. – [unpublished]
- KNAPEK, E. (2009): *Das Tiefengeothermieprojekt Unterhaching – Schriftenreihe des Lehrstuhls und Prüfamt für Grundbau, Bodenmechanik, Felsmechanik und Tunnelbau der Technischen Universität München, Heft 44*.

- KRUSEMAN, G. P. & DE RIDDER, N. A. (1991): Analysis and Evaluation of Pumping Test Data. – ILRI Publ. Ser., **47**, 2nd Edition: 377 p.; Wageningen.
- LEDERLE, A. & GEISINGER, W. (2014): Energiewende hoch 2: Der Wärmeverbund der Tiefengeothermie-Gemeinden Grünwald und Unterhaching im Landkreis München. – bbr Sonderheft Geothermie 2015: 90-95, Bonn.
- LENTSCH, D., BÖHM, F., DORSCH, K. & SCHUBERT, A. (2014): «Performance Drilling» am Beispiel des kommunalen Geothermieprojekts Unterföhring. – bbr Sonderheft Geothermie 2015: 96-101; Bonn.
- LÜSCHEN, E., WOLFGAMM, M., FRITZER, T., DUSSEL, M., THOMAS, R. & SCHULZ, R. (2014): 3D seismic survey explores geothermal targets for reservoir characterization at Unterhaching, Munich, Germany. - *Geothermics*, **50**: 167-179.
- LÜSCHEN, E., GÖRNE, S., VON HARTMANN, H., THOMAS, R. & SCHULZ, R. (2015): 3D Seismic Survey for Geothermal Exploration in Crystalline Rocks in Saxony, Germany. – *Geophysical Prospecting*, **63**: 975-989.
- MEYER, R. K. F. & SCHMIDT-KALER, H. (1996): Jura. – In: BAYERISCHES GEOLOGISCHES LANDESAMT (Hrsg.): Erläuterungen zur Geologischen Karte von Bayern 1 : 500 000 (4. Aufl.): 90-111; München.
- NACIONES UNIDAS, DEPARTAMENTO DE ASUNTOS ECONÓMICOS Y SOCIALES, DIVISIÓN DE POBLACIÓN (2015): World Population Prospects: The 2015 Revision, Key Findings and Advance Tables. Working Paper No. ESA/WP.241.
- NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG (1997): Altlastenhandbuch des Landes Niedersachsen. Wissenschaftlich-technische Grundlagen der Erkundung. – 557 p.; Berlin (Springer).
- OWENS, S. R. (1975): Corrosion in disposal wells. – *Water and Sewage Works*, Ref. No. 1975: R10-R12.
- PAPADOPULOS, I. S., BREDEHOEFT, J. D. & COOPER, H. H. (1973): On the analysis of slug test data. – *Water Resources Research*, **9**, 4: 1087-1089.
- PASCHEN, H., OERTEL, D. & GRÜNWARD, R. (2003): Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. – Sachstandsbericht, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht **84**: 129 p.; Berlin (TAB).
- PK TIEFE GEOTHERMIE (2007): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – Arbeitshilfe für Geologische Dienste. – www.infogeo.de/home/geothermie/dokumente/download_pool/tiefe_geothermie_arbeitshilfe_08022007.pdf
- PK TIEFE GEOTHERMIE (2008): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – geowissenschaftliche Parameter und Untersuchungsverfahren. – www.infogeo.de/home/geothermie/dokumente/download_pool/Parameter_24012008.pdf

- PLENEFISCH, T., BRÜCKNER, L., CERANNA, L., GESTERMANN, N., HOUBEN, G., TISCHNER, T., WEGLER, U., WELLBRINK, M. & BÖNNEMANN, C. (2015): Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen. – Texte 104/2015; Dessau (Umweltbundesamt).
- PRESTEL, R. (1991): Hydrochemische Untersuchungen im süddeutschen Molassebecken. – In: BAYER, LFW & LGRB (Hrsg.): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkars-tes im süddeutschen Molassebecken. – Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 03E-6240 A/B (im Auftrag des Bundesministerium für Forschung und Technologie): 64 p.; München, Freiburg.
- RAMEY, H. J., AGARWAL, R. G. & MARTIN, J. (1975): Analysis of slug test or DST flow period data. – J. Can. Petroleum Technol., **14**, 3: 37-47; Montreal.
- RÖDL & PARTNER (2009): Erfolgreiche Projektumsetzung Geothermie Unterhaching – www.geothermieprojekte.de.
- RYBACH, L. (2004): EGS – The State of the Art. – Tagungsband der 15. Fachtagung der Schweizerischen Vereinigung für Geothermie, Stimulierte Geothermische Systeme: 7 p.; Basel.
- SCHULZ, R., THOMAS, R., JUNG, R. & SCHELLSCHMIDT, R. (2004): Geoscientific prospect evaluation for the Unterhaching geothermal power plant. – Z. Angew. Geol. 2/2004: 28-36; Hannover.
- STOBER, I. (1986): Strömungsverhalten in Festgesteinsaquiferen mit Hilfe von Pump- und Injektionsversuchen. – Geol. Jb., C **42**: 204 p.; Hannover.
- STOBER, I. (1995): Die Wasserführung des kristallinen Grundgebirges. – 191 p.; Stuttgart (Enke Verlag).
- STOBER, I. (2013): Die thermalen Karbonat-Aquifere Oberjura und Oberer Muschelkalk im Südwestdeutschen Alpenvorland. – Grundwasser, **18** (4): 259-269, (doi: 10.1007/s00767-013-0236-2).
- STOBER, I. & VILLINGER, E. (1997): Hydraulisches Potential und Durchlässigkeit des höheren Oberjuras und des Oberen Muschelkalks unter dem baden-württembergischen Molassebecken. – Jh. Geol. Landesamt Baden-Württemberg, H. **37**: 77-96; Freiburg.
- STOBER, I. & BUCHER, K. (2014): Hydraulic and hydrochemical properties of deep sedimentary aquifers of the Upper Rhine Graben, Europe. – Geofluids (doi: 10.1111/gfl.12122).
- STOBER, I. & BUCHER, K. (2014): Hydraulic conductivity of fractured upper crust: Insights from hydraulic tests in boreholes and fluid-rock interaction in crystalline basement rocks. - Geofluids, **16**: 161-178 (doi: 10.1111/gfl.12104).
- STOBER, I., JODOCY, M., BURISCH, M. & PERSON, R. (2013): Tiefenwässer im Oberen Muschelkalk-Aquifer des Oberrheingrabens und des Südwestdeutschen Molassebeckens. – Grundwasser, vol. 18, H. 2, 117-127 (doi: 10.1007/s00767-0224-6).
- STOBER, I., WOLFGRAMM, M. & BIRNER, J. (2014): Hydrochemie der Tiefenwässer in Deutschland. – Z. geol. Wiss., 41/42 (5-6), 339-380.

- SUCHI, E., DITTMANN, J., KNOPF, S., MÜLLER, C. & SCHULZ, R. (2014): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CO₂-Einlagerung (CCS) und Tiefer Geothermie in Deutschland. – ZDGG, Band 165, Heft 3, 439-453.
- THIEM, G. (1906): Hydrologische Methoden. – 56 p.; Leipzig (Gebhardt).
- VILLINGER, E. (1988): Bemerkungen zur Verkarstung des Malms unter dem westlichen süddeutschen Molassebecken. – Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. und -Ing., **54** (127): 41-59; Losone.
- WEIDLER, R., GÉRARD, A., BARIA, R.; BAUMGÄRTNER, J. & JUNG, R. (2002): Hydraulic and micro-seismic results of a massive stimulation test at 5 km depth at the European hot-dry-rock test site Soultz, France. – Proceedings of the 27th workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University; SGP-TR-171: Gp.
- WOLFGRAMM, M., SEIBT, P. & LENZ, G. (2004): Neue Aspekte der Speicherbewertung für die geothermische Stromerzeugung. – GtV-Tagung in Landau, Tagungsband: 177-227.

9.2 Directrices

- DIN 4049: Hydrologie, Teil 3: Begriffe zur quantitativen Hydrologie. – Oktober 1994, 78 p.; Berlin.
- DIN 4150: Erschütterungen im Bauwesen – Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlagen. – Normenausschuss Bauwesen im DIN. – Februar 1999; Berlin.
- DVGW REGELWERK TECHNISCHE REGEL ARBEITSBLATT W 109: Planung, Durchführung und Auswertung von Markierungsversuchen bei der Wassergewinnung. – Dezember 2005, 22 p.; Bonn.
- DVGW REGELWERK TECHNISCHE REGEL ARBEITSBLATT W 110: Geophysikalische Untersuchungen in Bohrungen, Brunnen und Grundwassermessstellen – Zusammenstellung von Methoden und Anwendungen. – Juni 2005, 50 p.; Bonn.
- DVGW REGELWERK TECHNISCHE REGEL ARBEITSBLATT W 111: Planung, Durchführung und Auswertung von Pumpversuchen bei der Wassererschließung. – März 1997, 37 p.; Bonn.
- DVWK REGELN 128 (1992): Entnahme und Untersuchungsumfang von Grundwasserproben. – DVWK Regeln zur Wasserwirtschaft, 36 p.; Hamburg & Berlin (Paul Parey).
- VDI-RICHTLINIE 4640: Part 2 – Thermal use of the underground – Ground source heat pump systems. – September 2001, 43 p.; Düsseldorf.

9.3 Atlas y mapas

- BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE (Hrsg.) (2012): Bayerischer Geothermieatlas. – 96 p.; München.
- HÄNEL, R. (Hrsg.) (1980): Atlas of subsurface temperatures in the European Community. – Hannover (Th. Schäfer).
- HÄNEL, R. & STAROSTE, E. (Hrsg.) (1988): Atlas of geothermal resources in the European Community, Austria and Switzerland. – Hannover (Th. Schäfer).
- HURTER, S. & HÄNEL, R. (Hrsg.) (2002): Atlas of Geothermal Resources in Europe. – Luxemburg (Office for Official Publications of the European Communities).
- KATZUNG, G. (Hrsg.) (1984): Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik. – Text, 27 Karten; Berlin (Zentrales Geologisches Institut).
- OBST, K., BRANDES, J., FELDRAPPE, H. & IFFLAND, J. (2009): Geologische Karte von Mecklenburg-Vorpommern, Übersichtskarte 1 : 500 000 – Nutzhorizonte des Rhät/Lias-Aquiferkomplexes. – Güstrow (LUNG Mecklenburg-Vorpommern).
- OBST, K. & BRANDES, J. (2011): Geologische Karte von Mecklenburg-Vorpommern, Übersichtskarte 1 : 500 000 – Nutzhorizonte im Mittleren Buntsandstein. – Güstrow (LUNG Mecklenburg-Vorpommern).

9.4 Enlaces

- | | |
|---|---|
| Sistema de Información Geotérmico GeotIS: | http://www.geotis.de |
| Asociación Geotérmica Alemana (BVG): | http://www.geothermie.de |
| Sociedad Geotérmica Suiza (SVG): | http://www.geothermie-schweiz.ch |
| International Geothermal Association (IGA): | http://www.geothermal-energy.org |

La integración de la energía geotérmica profunda en el suministro de electricidad y calor es de gran importancia para el alcance de los objetivos de protección del clima y ofrece las mejores oportunidades para un desarrollo sostenible. A pesar de que Alemania no se considera un país geotérmico tradicional debido a sus temperaturas relativamente bajas en el subsuelo, el calor geotérmico profundo ya se utiliza en diversas aplicaciones. La energía geotérmica no sólo es ecológica y ambientalmente eficiente sino que también está disponible durante todo el año con sólo una pequeña demanda de espacio.

El propósito de este folleto es proporcionar un resumen técnico y ofrecer recomendaciones útiles para los inversionistas públicos y privados. Los autores además de ofrecer una introducción detallada a la energía geotérmica profunda, presentan la tecnología más actual usando proyectos alemanes como ejemplo, e ilustran de una manera comprensiva las interrelaciones geológicas, físicas y técnicas.

