

Geothermal Energy Utilisation in Austria

By late 2020 a total of 77 deep geothermal wells had been drilled within the territory of Austria, representing a cumulative length of some 135 km. About two thirds of this figure, both in terms of number and cumulative length, comprised boreholes sunk in sedimentary basins, while the remainder were drilled in the Eastern Alpine units and consisted exclusively of wells intended for balneology and spa tourism. At the end of 2019

the installed capacity of deep geothermal systems amounted to 95 MW, to which can be added an estimated 10 MW for balneological systems. This total output of around 105 MW represents about one tenth of that of near-surface geothermal installations that are based on heat pumps. This paper presents a review Austria's efforts in the field of geothermal energy utilisation.

Geothermie in Österreich

Bis Ende 2020 wurden in Österreich 77 Geothermie-Tiefbohrungen mit einer kumulativen Länge von 135 km niedergebracht. Der Anteil der Bohrungen in den Sedimentbecken liegt sowohl von der Anzahl als auch der kumulativen Länge bei rund zwei Drittel, der Rest entfällt auf Bohrungen in den ostalpinen Einheiten, die ausschließlich für Zwecke der Balneologie und des Bädertourismus gestoßen wurden. Ende 2019 betrug die instal-

lierte geothermische Leistung der tiefen Geothermie 95 MW plus einer abgeschätzten Leistung der balneologischen Anlagen von rd. 10 MW. Die Gesamtleistung von 105 MW stellt rund ein Zehntel der Leistung der auf Wärmepumpennutzung basierenden oberflächennahen Geothermie dar. Der Beitrag gibt einen Überblick über den Stand der Geothermie-Nutzung in Österreich.

Summary

There is a huge variation in the conditions that exist for the development of deep geothermal energy in Austria's geological units (surface area 83,871 km², 8.9 M inhabitants as at 2019). Because of the low permeability of the rock and the generally low heat flux density, apart from a few local anomalies, the units of the Bohemian Massif and large parts of the Central Alps are of limited use for deep geothermal development. In some parts of the Northern Limestone Alps the geothermal gradient is significantly reduced by descending cold meteoric water resulting from the convective imprinting of the temperature field. The effects generated by this convection were discernible to depths of 6,000 m in a hydrocarbon wellbore drilled on the edge of the Vienna Basin in the Northern Limestone Alps.

The basins bordering the Alps, and especially the Upper Austrian Molasse Basin and the Styrian Basin, exhibit the best geological and thermal conditions for exploiting deep geothermal energy and also boast the highest utilisation rates. The geothermal resources of the Vienna Basin are generally estimated to be fairly high and this will have important economic implications, especially in connection with the supply of geothermal district heating to the metropolitan area of Vienna.

By late 2020 Austria had recorded the drilling of 77 deep geothermal wellbores, representing a cumulative length of some

Zusammenfassung

Die Voraussetzungen für die Nutzung der tiefen Geothermie sind in den geologischen Einheiten Österreichs (Fläche 83.871 km², 8,9 Mio. Einwohner im Jahr 2019) sehr unterschiedlich. Die Einheiten der Böhmisches Masse und große Teile der Zentralalpen eignen sich nur eingeschränkt für tiefegeothermische Erschließungen aufgrund der geringen Durchlässigkeit der Gesteine und der mit Ausnahme einiger lokaler Anomalien niedrigen Wärmestromdichte. In einigen Teilen der Nördlichen Kalkalpen ist der Geothermische Gradient aufgrund der konvektiven Überprägung des Temperaturfelds durch absteigende kalte meteorische Gewässer erheblich reduziert. Die Auswirkungen der Konvektion war in einer am Rand des Wiener Beckens in den Nördlichen Kalkalpen gelegenen Kohlenwasserstoffbohrung bis in Tiefen von 6.000 m erkennbar.

Die an die Alpen angrenzenden Becken, insbesondere das Oberösterreichische Molassebecken und das Steirische Becken, zeigen die besten geologischen und thermischen Bedingungen für die Nutzung der Tiefengeothermie und weisen auch den höchsten Nutzungsgrad auf. Die geothermischen Ressourcen des Wiener Beckens werden allgemein als hoch eingeschätzt, was insbesondere in Hinblick auf die geothermische Fernwärmeversorgung der Metropole Wien enorme wirtschaftliche Perspektiven birgt.

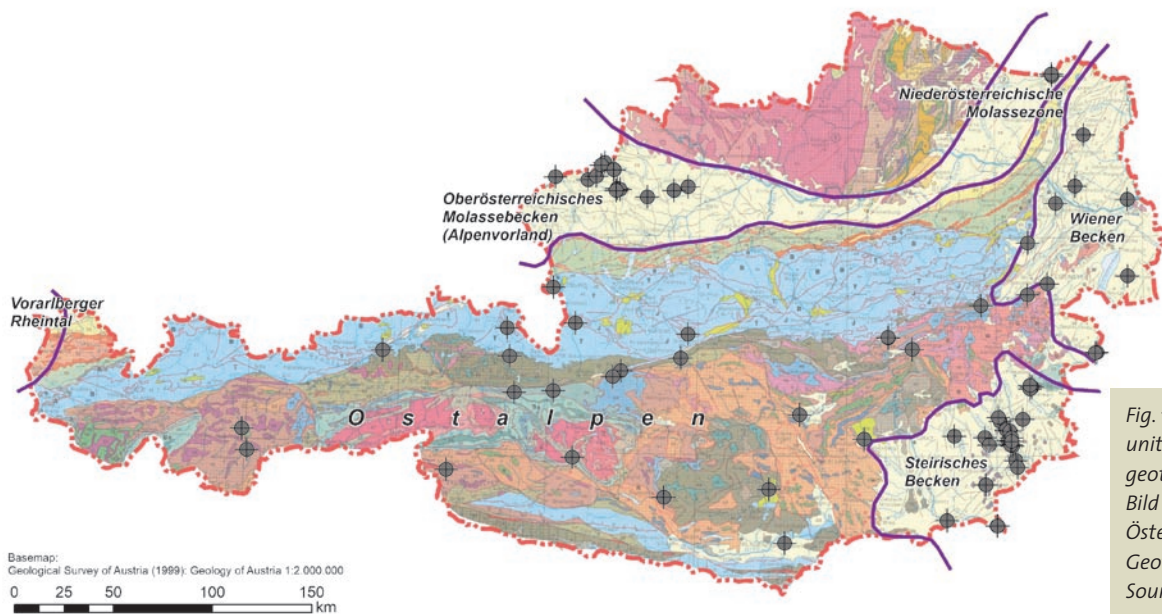


Fig. 1. Austria's geological units and location of geothermal wells.
Bild 1. Geologische Einheiten Österreichs mit Lage der Geothermiebohrungen.
Source/Quelle: Geoteam

135 km (Figure 1). About two thirds of this figure, both in terms of number and cumulative length, comprised boreholes sunk in sedimentary basins, while the remainder were drilled in the Eastern Alpine units and consisted exclusively of wells intended for balneology and spa tourism. Because of the complex depositional features involved, combined with the low permeability and small size of the aquifers, a considerable proportion of these drilling projects proved unsuccessful.

At the end of 2019 the installed output of deep geothermal installations totalled 95 MW, to which can be added an estimated 10 MW from balneological systems. This combined output of 105 MW represents about one tenth of that of near-surface installations that operate using heat pumps.

Upper Austrian Molasse Basin

The Upper Austrian Molasse Basin is part of the northern Alpine foredeeps and constitutes the eastern extension of the South German Molasse Basin, which is the most important area for geothermal exploration in Germany. In both these basins the most significant deep aquifer is contained in the basement carbonate rocks of the Late Jurassic (Malm, also locally Berriasian) period. The platform sediments were originally more than 1,000 m thick but were subsequently worn away by erosion phases during the Lower Cretaceous period, when they constituted the land surface, to levels of thickness of less than 100 m in some places. These erosion processes were also associated with karstification phases that contributed significantly to local increases in permeability that reached maximum values in the region of 10 Darcy. The impact of tectonics is discernible in many of the successful geothermal projects and fault zones are of significance here because of their increased transmissivity, which is frequently connected with the dolomitisation of the limestones.

The water circulating in the Late Jurassic aquifer has a total solution content of 1 to 1.2 g/l and is consistently of the sodium hydrogen carbonate type. According to isotopic labelling this water exhibits a very high percentage of atmospheric precipitation, which suggests a connection to surface catchment areas.

Bis Ende 2020 wurden in Österreich 77 Geothermie-Tiefbohrungen mit einer kumulativen Länge von 135 km niedergebracht (Bild 1). Der Anteil der Bohrungen in den Sedimentbecken liegt sowohl von der Anzahl als auch der kumulativen Länge bei rund zwei Drittel, der Rest entfällt auf Bohrungen in den ostalpinen Einheiten, die ausschließlich für Zwecke der Balneologie und des Bädertourismus gestoßen wurden. Bei diesen Bohrungen war aufgrund der komplizierten Lagerungsverhältnisse und der geringen Durchlässigkeit und Kleinräumigkeit der Aquifere ein nicht unbeträchtlicher Anteil an Fehlbohrungen zu verzeichnen.

Ende 2019 betrug die installierte geothermische Leistung der tiefen Geothermie 95 MW plus einer abgeschätzten Leistung der balneologischen Anlagen von rd. 10 MW. Die Gesamtleistung von 105 MW stellt rund ein Zehntel der Leistung der auf Wärmepumpennutzung basierenden oberflächennahen Geothermie dar.

Oberösterreichisches Molassebecken

Das Oberösterreichische Molassebecken ist Teil der nördlichen Vortiefe der Alpen und ist die östliche Fortsetzung des Süddeutschen Molassebeckens, welches als das wichtigste geothermische Erschließungsgebiet der Bundesrepublik Deutschland gilt. In beiden Becken enthalten die Karbonatgesteine des Oberjura (Malm, örtlich auch des Berrias) des Beckenuntergrunds den wichtigsten Tiefenaquifer. Die Plattformsedimente hatten eine ursprüngliche Mächtigkeit von über 1.000 m, wurden jedoch durch Erosionsvorgänge zur Zeit der Unterkreide, als sie die Landoberfläche bildeten, teilweise auf Mächtigkeiten von unter 100 m abgetragen. Mit diesen Abtragungsvorgängen waren auch Verkarstungsvorgänge verbunden, die wesentlich zur lokalen Erhöhung der Durchlässigkeit bis auf Maximalwerte in der Größenordnung von 10 Darcy beigetragen haben. Bei vielen erfolgreichen Erschließungen ist der Einfluss der Tektonik erkennbar; insbesondere sind Störungszonen durch erhöhte Wegigkeiten, häufig in Zusammenhang mit Dolomitierungen der Kalke, von Bedeutung.

Die im Oberjura-Aquifer zirkulierenden Wässer haben einen Gesamtlösungsinhalt von 1 bis 1,2 g/l und sind durchgängig vom Natrium-Hydrogencarbonat-Typus. Nach der Isotopenmarkierung

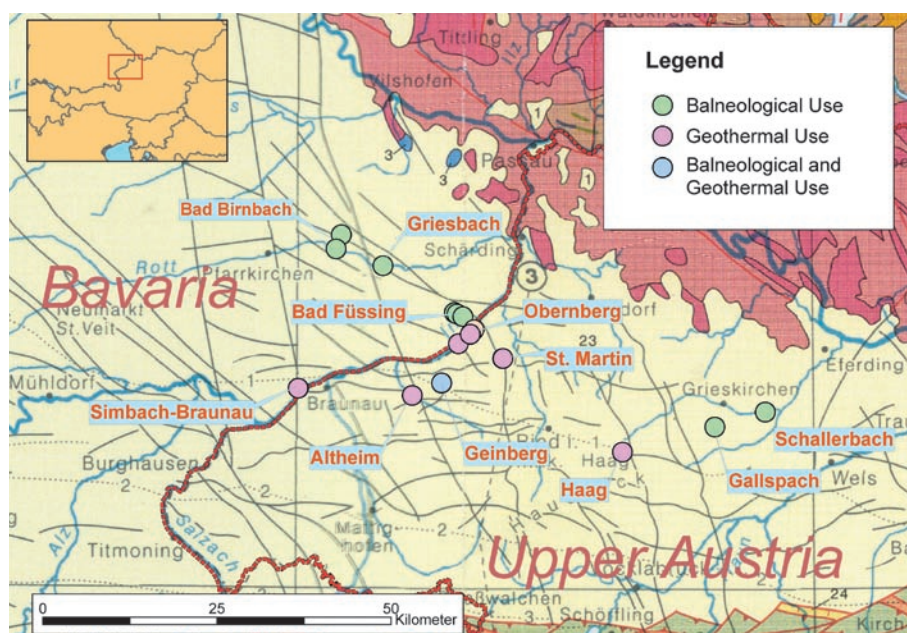


Fig. 2. Overview of geothermal wells in Upper Austria and thermal springs in Lower Bavaria.
Bild 2. Standorte der oberösterreichischen Geothermieanlagen und der Thermen in Bayern.
Source/Quelle: Geoteam

The carbonates of the Late Jurassic lie partly below thick Upper Cretaceous deposits that are mostly of clay marl and calcareous marl in origin. These beds act like a hydraulic and thermal cap rock and are overlain by Palaeogene and Neogene sediments that can reach thicknesses of over 3,000 m in the southern part of the Basin. They contain important oil and gas bearing beds, though apart from local balneological applications the strata have no real significance for the development of deep geothermal energy.

The maximum values of the terrestrial heat flow of 95 mW/m² produce the highest thermal gradients of around 4 K/100 m, local convection systems excluded, with the highest pumping temperatures that can be expected being in the region of 120 °C.

The commercially successful geothermal projects that have already been set up in the Upper Austrian Molasse Basin demonstrate the significance of deep geothermal energy for the decarbonisation of heat supplies. By the end of 2020 seven geothermal district heating networks were in operation with a cumulative installed output of 86 MW and a total volume flow of 380 l/s. These systems are currently concentrated on the northern Innviertel where there is a high density of geothermal installations clustered around the thermal springs of Lower Bavaria, north of the Inn river (Bad Füssing, Bad Birnbach and Bad Griesbach) (Figure 2). The maximum working temperatures of the Upper Austrian installations are around 107 °C, while the highest installed output (18 MW) is currently that of the Ried-Mehrnbach district heating system. Along with the Simbach-Braunau operation, which is a joint German-Austrian project, Ried-Mehrnbach offers the greatest potential for further district heat connections. At the Geinberg thermal project, which provides district heating and supplies a spa resort and hotel complex, plans are now being made to extend and diversify the consumer base by supplying heat energy to a major horticultural centre.

Styrian Basin

The Styrian Basin (Figure 3), which is a marginal branch of the Pannonian Basin, is the second most prospective geothermal

weisen sie einen sehr hohen atmosphärischen Niederschlagsanteil auf, woraus auf eine Verbindung zu Übertage-Einzugsgebieten geschlossen werden kann.

Die Karbonate des Oberjura liegen z.T. unter mächtigen, überwiegend tonmergelig bis kalkmergelig ausgebildeten Oberkreideablagerungen, welche die Funktion eines hydraulischen und thermischen Cap-Rocks erfüllen. Darüber folgen paläogene und neogene Sedimente, die im Süden des Beckens Mächtigkeiten von über 3.000 m erreichen können. Sie enthalten bedeutende Erdöl- und Erdgasträger, die Schichten haben jedoch, abgesehen für lokale balneologische Nutzungen, keine Bedeutung für die tiefe Geothermie.

Aufgrund von maximalen Werten des terrestrischen Wärmestroms vom 95 mW/m² liegen die maximalen thermischen Gradienten, abgesehen von lokalen Konvektionssystemen, bei 4 K/100 m; die höchsten zu erwartenden Fördertemperaturen liegen bei 120 °C.

Die realisierten, wirtschaftlich erfolgreichen Geothermieprojekte des Oberösterreichischen Molassebeckens beweisen die Bedeutung der tiefen Geothermie für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Ende 2020 waren sieben geothermische Fernwärmenetze mit einer kumulativen installierten Leistung von 86 MW und einem Gesamtvolumenstrom von 380 l/s in Betrieb. Die Nutzung konzentriert sich derzeit auf das nördliche Innviertel, wo eine hohe Anlagendichte unter Berücksichtigung der in Niederbayern, nördlich des Inn gelegenen Thermen (Bad Füssing, Bad Birnbach, Bad Griesbach), gegeben ist (Bild 2). Die maximalen Nutzungstemperaturen der oberösterreichischen Anlagen liegen bei 107 °C. Die höchste installierte Leistung hat aktuell mit 18 MW die Fernwärmanlage von Ried-Mehrnbach. Diese weist neben der Anlage von Simbach-Braunau – ein gemeinsames deutsch-österreichisches Projekt – das größte Potential für weitere Fernwärmeanschlüsse auf. Bei der Anlage in Geinberg – Nahwärme, Beheizung von Hotel- und Thermenanlagen, Thermalbad – ist aktuell die Erweiterung und Diversifizierung der Nutzung durch Wärmebelieferung eines Groß-Gärtnereibetriebs geplant.

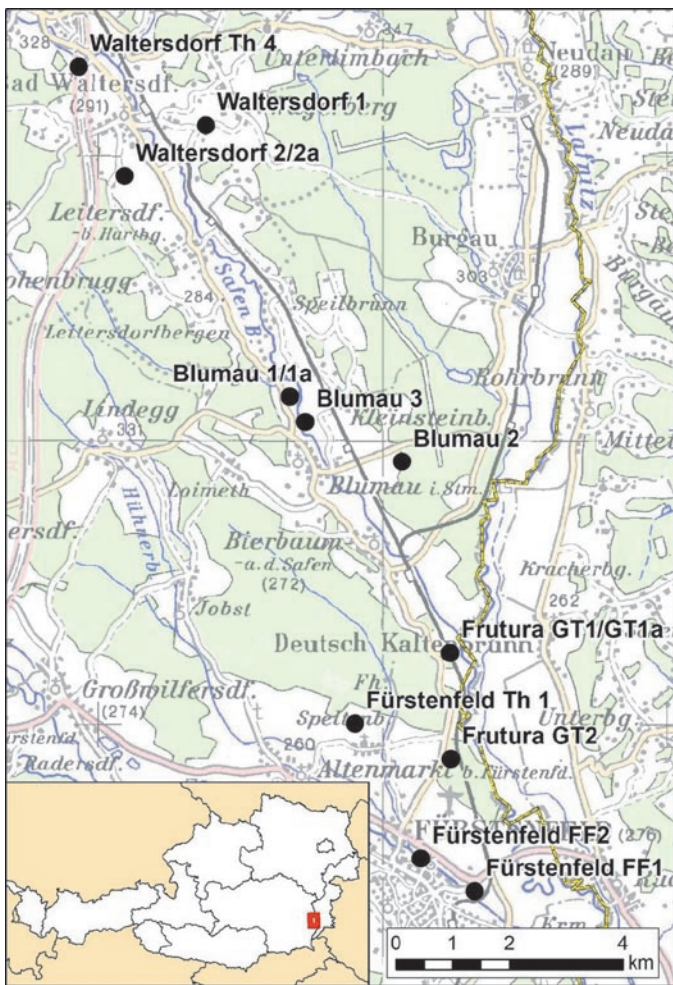


Fig. 3. Geothermal wells in the Styrian Basin (Fürstenfeld Basin).
Bild 3. Lage der Geothermiebohrungen im Steirisches Becken
(Fürstenfelder Becken). Source/Quelle: Geoteam

Steirisches Becken

Das Steirische Becken (Bild 3), welches ein Randbecken des Pannonischen Beckens darstellt, ist vom Potential an die zweite Stelle der geothermischen Provinzen Österreichs zu reihen. Die in den 1970er Jahren beginnende Erschließungstätigkeit war anfangs durch die stoffliche (balneologische) Nutzung geprägt, wobei drei Standorte (Loipersdorf, Bad Waltersdorf und Bad Blumau) auf nicht fründige Kohlenwasserstoffbohrungen zurückgehen. In der Folgezeit wurden an allen drei Standorten Erweiterungsbohrungen niedergebracht. Von den erfolgreichen Thermenprojekten gingen wichtige wirtschaftliche Impulse aus, welche einen Strukturwandel in den agrarisch geprägten Regionen bewirkten.

Als Randbecken des Pannonischen Beckens weist das Steirische Becken terrestrische Wärmestromdichten von bis zu 105 mW/m² auf, woraus geothermischen Gradienten zwischen 4 und 5 K/100 m resultieren. Hauptaquifer für die tiefe Geothermie stellen die überwiegend aus dem Devon stammenden Karbonatgesteine des Grazer Paläozoikums im Beckenuntergrund dar. Diese geologische Einheit weist einen komplizierten internen Deckenbau auf, der aufgrund der relativ geringen Aufschlussdichte nicht zur Gänze geklärt ist. Dies schränkt die geologische Prognosesicherheit ein. Eine wesentliche Randbedingung stellt auch das Auftreten von postvulkanischem CO₂ im paläozoischen Aquifer, welches bei Druckentlastung bei der Förderung durch Entgasung zu massiven Karbonat-Ausfällungen (Scaling) führt. Bei einzelnen Bohrlöchern wurden Gas-Wasser-Verhältnisse von über 10:1 beobachtet.

Über dem Beckenuntergrund folgen neogene Sedimente mit einem stratigraphischen Umfang von Karpat bis Pliozän. In der überwiegend klastischen Sedimentfolge treten im Unterbadeniun und Pliozän Vulkanite auf, letztere in Form von Basalten, während die badenischen Vulkanite als Latite und Andesite ausgebildet sind, die weitflächige begrabene Schildvulkane bilden, welche die reflexionsseismische Prospektion stark erschweren.

Aufgrund der geringeren Anforderungen an den Volumenstrom können balneologische Projekte auch in der neogenen Schichtfolge umgesetzt werden, wobei vor allem Sandsteine des Sarmatium als Aquifere fungieren. Die nutzbaren Temperaturen liegen bei max. 60 °C.

Bei den geothermischen Nutzungsprojekten sind Bad Blumau und das Projekt Frutura (Gemüseproduktion) besonders hervorzuheben. Blumau beruht auf einer Aufschlussbohrung der Rohöl Aufsuchungs Gesellschaft aus dem Jahr 1979, die klüftiges Grazer Paläozoikum in einer Teufe von ca. 2.600 m aufschloss (Bohrung Blumau 1/1a). Zur Umsetzung des Thermenprojekts Bad Blumau wurden 1996 ein 2.800 m tiefes geothermisches Förderbohrloch Blumau 2 und ein 1.200 m tiefes Bohrloch für die balneologische Nutzung niedergebracht. Die geothermische Doublette wird durch das Förderbohrloch Blumau 2 und das Reinjektionsbohrloch Blumau 1/1a gebildet. Bei einem freien, durch den Gaslifteffekt des entgasenden CO₂ hervorgerufenen Überlauf von 30 l/s erfolgt eine kaskadenartige Nutzung in Form des Betriebs einer ORC-Anlage zur Stromproduktion (Netto-Leistung 250 kW_{el}), der Beheizung der Hotelanlage und der Therme und der Beschickung von Outside-Pools. Die installierte thermische Leistung liegt bei 7,5 MW.

The basement of the Basin is overlain with Neogene sediments whose stratigraphic reach extends from Carpathian to Pliocene. The mainly clastic sediments of the Lower Badenian and Pliocene contain volcanic rocks, which in the latter case take the form of basalts, while the Badenian volcanites are formed as latite and andesite, these creating extensive buried lava domes that present significant problems for seismic-reflection survey work.

Because of their reduced volumetric flow demand balneological projects can also be set up in the Neogene strata series, with the sandstones of the Sarmatium Stage mainly serving as aquifers. Here the usable temperatures are at a maximum of 60 °C.

Of all the geothermal energy schemes currently running Bad Blumau and Frutura (vegetable production) are especially worthy of mention. The Blumau project is based on an exploratory well that was drilled by an oil prospecting company back in 1979. This hydrocarbon well reached the fractured Graz Palaeozoic at a depth of some 2,600 m (the Blumau 1/1a well). In 1996, during the development of the Bad Blumau geothermal project, a 2,800 m deep geothermal well (Blumau 2) was drilled along with another 1,200 m-deep well that was intended for balneological use. This geothermal doublet consists of production well Blumau 2 and reinjection well Blumau 1/1a. With a free overflow of 30 l/s produced by the gas-lift effect of the degassing CO₂ the result is a cascade-type process that uses ORC technology for electrical power generation (250 kW_{el}) and also for heating a hotel complex and thermal spa centre, as well as supplying an outdoor swimming pool. The installed thermal output is around 7.5 MW.

The two deep wells for the Frutura greenhouse project north of Fürstenfeld were drilled in 2014. As at Blumau these wellbores were also targeted at the Palaeozoic limestones and dolomites of the Basin basement. The first well, Frutura GT 1, reached the Palaeozoic sequence at a depth of 2,800 m and drilled through 460 m of limestone and dolomite rock. As the results of the first pumping tests were unsatisfactory a sidetrack (Fru GT 1a) was then drilled on the basis of data obtained from well-seismic surveys. Frutura GT 2 only reached the top of the Palaeozoic strata series marginally higher than GT 1. However, GT 2 had a greater deviation than GT 1/1a and was therefore able to penetrate the completely dolomite-based Palaeozoic sequence over a length of some 560 m. After carrying out tests it was decided to use GT 2 as the production well and GT 1/1a as the reinjection well. The installation of a centrifugal immersion pump at a depth of 900 m, which was well below the bubble point, produced a production rate of 60 l/s without the need for a separator. Frutura GT 2, which has a probe head temperature of 124.5 °C, is now Austria's hottest geothermal well. The CO₂ content of the gas can be as much as 90% at a gas-water ratio of up to 12:1. Frutura GT 2 has achieved a water mineralisation rate of 70 g/l, the highest yet recorded in the Styrian Basin. Isotope labelling has qualified the sodium-chloride water as connate water without meteoric components.

Geothermal energy was first used in the greenhouse centre in 2016. The installed thermal output currently stands at 16 MW for a greenhouse area of 17.5 ha and an annual energy output of 63 GWh. When the complex is finally completed it will have a greenhouse area of about 24 ha. There are also plans to use the carbon dioxide gas for CO₂ supplementation in the greenhouses.

Die beiden Tiefbohrungen für das Gewächshausprojekt Frutura nördlich von Fürstenfeld wurden im Jahr 2014 hergestellt. Ihre Bohrziele waren ebenso wie in Blumau auf die paläozoischen Kalke und Dolomite des Beckenuntergrunds ausgerichtet. Das erste Bohrloch, Frutura GT 1, hat die paläozoische Sequenz in 2.800 m Höhe erschlossen und 460 m Kalksteine und Dolomite erbohrt. Da die Ergebnisse erster Pumpversuche nicht zufriedenstellend waren, wurde ein Side-Track (Fru GT 1a) auf der Grundlage der Auswertung von bohrlochseismischen Untersuchungen ausgeführt. Frutura GT 2 traf den Top der paläozoischen Schichtfolge nur geringfügig höher als in GT 1. GT 2 wurde stärker abgelenkt als GT 1/1a und hat daher die vollständig aus Dolomit aufgebaute paläozoische Schichtfolge auf einer Länge von ca. 560 m erbohrt. Nach Tests wurde entschieden, GT 2 als Produktionsbohrung und GT 1/1a zur Reinjektion zu verwenden. Durch Installation der Tauchkreiselpumpe in 900 m, deutlich unter dem Gasentlösungspunkt, ist eine Förderung von 60 l/s ohne Separator möglich. Mit einer Sondenkopftemperatur von 124,5 °C ist Frutura GT 2 das derzeit heißeste Bohrloch Österreichs. Der Anteil von CO₂ im Gas beträgt bis ca. 90% bei einem Gas-Wasser Verhältnis von bis zu 12:1. Frutura GT 2 hat mit 70 g/l die bisher höchste Wasser-Mineralisierung des Steirischen Beckens erbracht. Das Natrium-Chlorid-Wasser ist aufgrund seiner Isotopenmarkierung als Formationswasser (Connate Water) ohne meteorische Komponenten zu klassifizieren.

Die geothermische Nutzung in den Gewächshäusern begann im Jahr 2016. Die derzeit installierte thermische Leistung beträgt 16 MW bei einer Gewächshausfläche von derzeit 17,5 ha und einer Jahresarbeit von 63 GWh. Im Endausbau wird die Gewächshausfläche rd. 24 ha betragen. Die Nutzung des Kohlenstoffdioxids in den Gewächshäusern ist geplant.

Author / Autor

Univ.-Prof. Dr. Johann Goldbrunner,
Managing Director Geoteam Ges.m.b.H., Graz/Austria