

# 地热储能技术研究进展及未来展望

芮振华<sup>1,2,3,4</sup>, 刘月亮<sup>1,2,3</sup>, 张政<sup>2</sup>, 李根生<sup>1,2\*</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

3 中国石油大学(北京)碳中和未来技术学院, 北京 102249

4 中国石油大学(北京)克拉玛依校区, 克拉玛依 834000

\* 通信作者, ligs@cup.edu.cn

收稿日期: 2022–09–02

中国石油大学(北京)科研启动基金项目(2462021YJRC012, 2462021QNXZ012)资助

**摘要** 地热储能技术是以地下流体为热载体, 利用地下多孔介质空间存储能量, 在必要时将其采至地面进行综合利用的一类技术。该技术从 20 世纪六十年代至今不断发展, 针对不同行业的取能及减排需求, 形成了基于不同热载体、不同规模、不同储能方式的技术体系, 在技术创新过程中, 在地热储能理念上实现了从“地球电池”的单一储能形式向“地球充电/热室”多能互补储/供能系统的转变, 充分利用地热储能技术“规模大、应用广、跨季节以及成本低”的特点, 具有储热空间大、热利用效率高、安全性好以及绿色低碳等优点, 目前全球范围内已经有多个项目试验了工业余热以及可再生能源的地热化存储并取得了良好的效果, 展现了较好的技术实用性和广阔的发展空间。对能源的稳定供应和高效利用意义重大。地热储能与热提取的主要机理有热传导、对流换热、热弥散、热虹吸效应以及物理化学作用等, 同时通过流体与岩石之间的热—流—固耦合作用实现能量在地下的储存、传递与转换, 因此地热储能的效果取决于流体—岩石相互作用以及地热储能的方式等, 且储热层内流体类型越多, 所涉及到的机理越复杂。本文首先阐述了地热储能技术在国内外的发展历程, 归纳总结了地热储能过程中基于流体—岩石相互作用的传热与储能机理, 在总结前人工作的基础上对地热储层过程中储热层选址、含水层深度选取以及储能载体选择等关键技术难题及其研究现状进行了分析, 同时对全球范围内主要的地热储能项目概况及运营现状进行了梳理和总结。研究认为, 储热层的孔隙度、渗透率、厚度、各向异性及非均质性等参数对其储热效率及规模有较大影响, 在选址过程中应当综合考虑储热层性质、热载体性质以及与地面热源的匹配程度。在此基础上, 本文对地热储能技术的应用前景进行了展望, 同时从储热机理上指出了该技术可能面临的一系列挑战, 认为未来地热储能技术的研究突破点在于与碳捕集、利用与封存技术以及风、光、电等可持续能源的联合存储与利用, 寻找隔热性能好的地下空间, 研发和利用高性能的热能载体以及防堵塞与腐蚀技术的攻关等。作为对现有能源体系的进一步高效利用方式以及有益补充, 地热储能以其在削峰填谷、节能减排以及能源综合利用等方面的独特优势, 具有巨大的潜在资源量与市场潜力, 是未来低碳地质能源发展方向。

**关键词** 地热储能; 储热层选址; 含水层; 热能载体; CO<sub>2</sub> 封存

**中图分类号**: TE357; TE09

## Research progress and prospect of geothermal energy storage technology

RUI Zhenhua<sup>1,2,3,4</sup>, LIU Yueliang<sup>1,2,3</sup>, ZHANG Zheng<sup>2</sup>, LI Gensheng<sup>1,2</sup>

引用格式: 芮振华, 刘月亮, 张政, 李根生. 地热储能技术研究进展及未来展望. 石油科学通报, 2024, 02: 260–281

RUI Zhenhua, LIU Yueliang, ZHANG Zheng, LI Gensheng. Research progress and prospect of geothermal energy storage technology. Petroleum Science Bulletin, 2024, 02: 260–281. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.02.019

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 College of Carbon Neutrality Future Technology, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

4 College of Petroleum, China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay 834000, China

**Abstract** Geothermal energy storage technology is a kind of technology using injected and subsurface in-situ fluid as heat carrier and underground porous media as storage space to store energy, and exploiting it to the ground for comprehensive utilization when necessary. The technology has been continuously developed since the 1960s to keep balance between energy consumption and emission of different industries, and thus establish a technical system based on different heat carriers, scales and energy storage methods. In the process of technological innovation, the geothermal energy storage concept has realized the transformation from a single energy storage form of "Earth Battery" to a multi-energy complementary storage/energy supply system of "Earth Charge and Geothermal Storage", and made full use of the characteristics of geothermal energy storage technology "large scale, wide application, cross-season and low cost", with the advantages of large heat storage space, high heat utilization efficiency, safety, green and low carbon, etc. At present, there are a number of projects around the world to test the geothermal storage of industrial waste heat and renewable energy, and which has achieved good results. It shows better technical practicability and broad development space. It has great significance to the stable supply and efficient utilization of energy. The main mechanisms of geothermal energy storage and heat extraction include heat conduction, convective heat transfer, heat dispersion, thermosiphon effect and physicochemical interaction, etc. At the same time, energy is stored, transferred and converted underground through the heat-fluid-solid coupling effect between fluid and rock. Therefore, the effect of geothermal energy storage depends on the fluid-rock interaction and the way of geothermal energy storage. And the more fluid types in the reservoir, the more complicated the mechanism involved. This paper first described the developing history of geothermal energy storage technology at home and abroad, summarized the heat transfer and energy storage mechanism based on fluid-rock interaction in the process of geothermal energy storage, and analyzed the key technical problems and research status in the process of geothermal reservoir location, aquifer depth selection and energy storage carrier selection on the basis of summarizing previous work. At the same time, the overview and operation status of major geothermal energy storage projects around the world were sorted out and summarized. It was concluded that the porosity, permeability, thickness, anisotropy and heterogeneity of the thermal reservoir have a great influence on its thermal storage efficiency and scale, and the properties of thermal reservoir and heat carrier, and the matching degree with the ground heat source should be considered comprehensively in the selection process. On this basis, this paper looked forward to the application prospect of geothermal energy storage technology, and pointed out a series of challenges that the technology may face from the perspective of heat storage mechanism. It was believed that the breakthrough point of geothermal energy storage technology in the future lies in the joint storage and utilization of carbon capture, utilization and storage technology, sustainable energy such as wind, light and electricity, searching for underground space with good thermal insulation performance, development and utilization of high-performance thermal energy carriers and anti-blocking and corrosion technology. As a further efficient use of the existing energy system and beneficial supplement, with its unique advantages in peak cutting and valley filling, energy conservation and emission reduction and comprehensive utilization of energy, geothermal energy storage has huge potential resources and market potential, and is the future direction of low-carbon geological energy development.

**Keywords** geothermal energy storage; location of heat storage layer; aquifer; thermal energy carrier; CO<sub>2</sub> sequestration

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.02.019

## 0 引言

地热储能技术是利用地下多孔介质空间来储集能量的一种技术<sup>[1]</sup>。该技术以地下流体为载体,选取隔热性能好的地下空间来存储能量,在必要时通过井筒将能量提取至地面加以利用。因此,地热储能技术的目的是综合利用地面可再生及非可再生能源,进一步提高能源利用效率,以达到节能减排的目标<sup>[2-4]</sup>。同时,通过将地面生产的剩余能量保存起来,在需要从地下重新提取利用,有助于缓解短期的能源供应紧

张,进而维持能量的时间/空间分配均衡,起到一定的削峰填谷作用<sup>[5-7]</sup>。针对能源的供需矛盾以及减碳增效的要求,国际上提出了“地球电池”的概念,认为将地球上各种多余的能量储存到地下是一种将取能/储能相结合的能源开发利用新途径。在此基础上,汪集旸院士进一步创造性地提出了“地球充电/热宝”的概念,更加贴切地描述了地热储能“随储随取”的特点。所谓“地球充电/热宝”,是指以地球介质为载体的“地热+”多能互补储/供能系统。该系统可将各种形式的能量储存于地下,并按需求取出加以利用,是

地热储能的一条新途径。与传统的储能技术相比,地热储能具有以下优点。第一,规模大。地热储能的储热容量远大于地面储热容量以及其他类型的机械储能方式。第二,应用广。地热储能不仅可以利用风能、太阳能无法消纳而剩余下来的能量,也可将城市中的废热、余热集中起来加以储存和利用,比如发电厂、污水处理厂的余热,同时还能以CO<sub>2</sub>作为传热工质实现一定规模的碳封存。第三,跨季节。以地热能存储为主的多能源系统的一个很重要的作用是通过调峰来应对供热和制冷需求的季节性变化,达到减排的目的。第四,成本低。根据汪集旸院士团队的估算,利用“地球充电/热宝”储热,成本为0.1~20 RMB/kW·h,仅为水箱等传统储热方式的1/5<sup>[8]</sup>。基于以上优势,地热储能技术迎来了蓬勃发展,广泛应用于多个领域<sup>[9-13]</sup>。

地热储能本质上并不是一项全新的技术。早在20世纪60年代,上海的纺织工厂就将温度较高的地表水注入地下作为冬季取暖或夏季供冷的重要补充。到20世纪80年代,地热储能技术在国内已经广泛应用于季节调温等方面。与此同时,70年代以后石油危机的爆发,引起了世界范围内对能源安全的广泛关注,因而美国、加拿大、德国、丹麦以及瑞士等国家纷纷开展了不同温度下的地热储能试验<sup>[23-30]</sup>,推动地热储能技术的进一步应用。尽管地热储能技术取得了较大的进展,但由于钻井、发电以及隔热等技术水平的限制,此时的地热储能技术存在规模小、埋深浅、应用模式单一以及运行时间短等问题,同时由于此时没有考虑注入流体本身的性质以及与地层流体的配伍性,产生了井腐蚀以及地层堵塞等问题,许多地热储能项目因此被迫停止运行<sup>[34-37]</sup>。进入21世纪,随着国内外能源格局的不断变化,地热储能技术迎来了新的发展机遇。随着能源与环境危机的加剧,人们将目光投向了以风电、光伏以及水力发电等可再生能源为主的新兴能源,用以取代火电以及石油天然气为主的传统能源。根据《2022年全球风能报告》及《光伏发电行业研究报告》显示,截至2021年,全球累计风电与光伏发电装机容量分别达到了837 GW和800 GW,同比增长分别为12%和27%。中国作为风电及光伏资源大国,每年的装机容量都位居世界前列。作为新能源的主力军,得益于资源量大、可持续性好以及零排放等优点,太阳能及风能成为世界各国重点发展的可持续能源技术。但由于太阳能和风能发电存在能量来源不稳定、空间分布不均等问题,为了确保电网安全,往往只将一定比例的光伏或风能发电量并网,由此导致大量的发电

量被废弃掉。据统计,到2020年,我国总体的弃风、弃光率约为4%,考虑到风力及光能分布的不均匀性,许多地区的弃风、弃光率超过了10%,根据汪集旸院士的研究,中国西北、东北、华北地区部分地方的弃风、弃光率甚至超过了50%,全国弃风、弃光电量总和超过了 $215 \times 10^8$  kW·h,能源浪费严重,而通过热能的形式将其转入地下存储起来,在必要的时候提取利用就成为合理利用这些能量的一种有效的方式。为了进一步提高地热储能的效率,扩展地热储能技术的应用范围,使技术成果更好地服务于国家“双碳”战略目标,亟需对目前的地热储能技术进一步改进和创新<sup>[38-44]</sup>。

近年来,针对不同行业对节能减排的需求,前人对地热储能技术进一步创新和完善,提出了压缩空气地热储能、CO<sub>2</sub>羽流地热系统以及增强型地热系统等改进的地热储能技术<sup>[45-55]</sup>,同时针对地层非均质性、地层堵塞以及设备腐蚀等问题对地热储能效果的影响展开了研究<sup>[56-62]</sup>,并积极地将研究成果进一步应用于节能减排的项目中,取得了较好的效果。因此,本文将从地热储能机理出发,综述了地热储能技术实践过程中的储层选址技术、含水层选择以及储能载体选择等关键性问题的研究现状,总结了近年来国内外所开展的地热储能项目,立足项目实施效果,讨论了地热储能技术的应用前景以及面临的挑战,并对目前地热储能技术的经济性及市场潜力进行了评估,为该技术在创造经济效益以及节能减排中的实践提供合理的参考和建议。

## 1 地热储能技术研究现状

广义上来看,地热储能系统是指在地下储集空间中以热能的形式保存能量的一类储能系统的统称。根据储集空间的不同,地热储能系统可分为闭环系统和开环系统2类。其中闭环系统是指地下储热空间与岩石多孔介质相互隔绝的地热储能系统,即通过人造的洞穴、埋管或储罐等作为地热的储集空间。此类地热储能技术的特点是埋深浅,容量小,系统受地面环境影响较大,且由于储集空间是人为形成的,因此要形成具有一定规模的储热空间,其施工量相对较大。但该技术对地质条件要求较小,不必考虑储热层的选址问题,例如储层多孔介质性质以及地下原始流体分布等。而开环系统则是直接利用地下的地质体作为一个天然封闭的储热层,与地下岩体是作为一个整体存在的,此类储热层通常要依托地下储热层中的流

体作为储层热能的载体。该方法的特点是深度大、热耗散小、受地表环境影响小、无需人工修建储热空间，同时该技术所选用的地下储热层往往是大范围的多孔介质空间<sup>[63-66]</sup>，储热容积大，能够实现大规模的工业化应用。但由于该技术采用天然的储热层，因此对地热储能空间的选址要求较高，需要综合考虑地层原始流体分布以及储层物性等复杂因素。因此，该方法适合服务于工业生产的长期储热。对比两类技术的特点，Paul Fleuchaus等<sup>[67]</sup>从地面建设、考察难度、容积以及投资大小等方面对两类技术进行了半定量的评估(表1)。总体来看，开环系统与闭环系统相比具有储热容积高、投资成本低、占用地面空间小等优势，因而更适合地热的大规模存储，是目前地热储能的主要研究方向。

表1 不同地热储能方式对比<sup>[67]</sup>

Table 1 Comparison of different geothermal energy storage methods<sup>[67]</sup>

指标	开环系统	闭环系统
地面设施要求	高	中等
前期调研要求	高	中等
最大储能容量	中等	低
容积	高	中等
占用空间	低	低
投资	低	中等
维护费用	高	低
与环境相互作用	高	中等

目前来看，为了实现地热储能技术的规模化应用，通常采用开环系统来作为储热空间，即利用流体的比热容高的特点携带能量进入地下隔热性高的含水层，通过天然圈闭来存储地面注入的废热，在需要时通过钻采热井将地下存储的高能热流体提取出来用于发电、供暖以及驱油等，实现热量的循环利用，提高能源的利用效率<sup>[68-70]</sup>。对于开环系统的地热储能技术，根据井的数量和位置不同，可以分为单井系统、双井系统以及循环系统，其中循环系统对于地热储能系统的大规模利用来说效率最高，因此应用范围也最广。如果考虑地热储能系统热载体的不同，开环系统的地热储能技术又存在以水作为热载体的含水层型地热储能系统(ATES)以及以空气作为载体的压缩空气地热储能系统(CAES)。近年来，为了服务于国家“双碳”战略目标，以烟道气等废气作为热载体的CO<sub>2</sub>羽流地热系统被提出，使得地热储能系统在充分利用废弃能量的同时具有较高的碳封存能力，成为目前地热储能技术的重点研究方向<sup>[71-74]</sup>。

### 1.1 地热储能机理研究

对于以开环系统为主的地热储能技术，主要是通过流体将地面的热量携带到地下的多孔介质空间中保存并利用，在实际运行过程中包括储热和取热2个过程。其中地下空间的储热作用是通过含能流体在地下的富集来实现的，而取热过程则是通过流体与地下岩石的相互作用来提取热量。流体在地下流动的过程中主要发生的是流体与多孔介质之间的传质与传热，包括热传导、热对流以及热扩散等，同时通过流体与岩石之间的热—流—固耦合作用实现能量在地下的储存、传递与转换<sup>[75-80]</sup>。除此之外，携热载体本身的性质对地热储能的机理也有较大的影响。例如，对于含水层地热储能，应当考虑不同矿化度的水与岩石之间的相互作用，而对于压缩空气储能，气体的可压缩性使得能量可以通过气体以势能的形式存储在地下。同时还应当考虑所注流体本身的性质，研究显示，CO<sub>2</sub>由于粘度低以及具有热虹吸效应的特点，被认为是实现高效储热及热提取的优质工作流体，因此，以CO<sub>2</sub>作为工质的地热储能技术(如CO<sub>2</sub>羽流地热系统以及注CO<sub>2</sub>的增强型地热系统等<sup>[81-88]</sup>)近年来成为地热储能领域的研究焦点。总的来看，地热储能与热提取的主要机理有热传导、对流换热、热弥散、热虹吸效应以及物理化学作用等，且储热层内流体类型越多，所涉及到的机理越复杂<sup>[89-92]</sup>。

#### 1.1.1 多孔介质的热传导作用

地热储能系统的热传导过程主要发生在地下含水层相对静止时流体与流体之间、流体与多孔介质之间以及多孔介质颗粒之间的一种传热方式(以固体——固传递为主)，主要由分子的振动以及碰撞临近的分子而产生热传递。在此过程中，物体之间不发生相对位移。从宏观上看，热传导的传热过程是通过较大的温度梯度来实现的，因此热传导主要发生在地热形成的初期阶段，在地下温度场变化逐渐趋于稳定后，热传导的作用就迅速降低。而通过刘诗尧等人<sup>[93]</sup>的研究，对于以流体流动为主要传热方式的地热储能系统来说，除了干热岩等少数几种以热传导为主的储热层以外，热传导在含水层型地热储能中对热传递的贡献很小。因此，在建立多孔介质传质传热控制方程时，很少有学者把热传导系数作为主要控制参数进行考虑。

#### 1.1.2 流体之间的对流换热作用

对流换热又称水热对流，是通过地下流体的自然循环实现热量的传递。流体的流动性使得热量无需通过温度梯度即可实现传递，因此在流体活跃的地下储

热空间对流换热作用普遍存在。从流体与多孔介质的传热形式上看,含水层型地热储能过程中的传热过程以对流换热为主,根据储热阶段不同,可分为自然对流以及强迫对流2种类型。在平时地热存储过程中,地热注采井处于关闭状态,不考虑流体的回灌和抽取过程,地层内的热传递以自然对流为主,即储热层流体与周围区域流体因冷热程度不同而存在密度差异,在导热与热对流的共同作用下形成自然对流,此时地层内不存在压差作用<sup>[94]</sup>。而在注热和取热阶段,注热井和采热井开井,注采井间出现压差作用,此时注入井与生产井之间的流体受到压差主导的强迫对流作用,传热系数增大,地层内热传递加快(图1)。因此在热对流作用下地热储能系统的热传递过程以流体间的压力差为主要传递动力。

### 1.1.3 外来热流体在多孔介质重的热弥散效应

地下流体的热弥散效应是指流体在传热过程中由于流体运动速度的不均匀性造成的热扩散作用的加强,即因多孔介质内质点速度偏离本征单元平均速度所引起的热混合。在地热储层中这种流动的不均匀性主要是由地层的孔隙结构造成的,在多孔介质大孔道内这一现象更加明显。当大孔道内对流传热作用较强时,热弥散作用将进一步取代分子之间的热扩散作用,成为影响地下多孔介质热传递的主要因素。欧阳小龙<sup>[95]</sup>研究发现,多孔介质储层中的热弥散作用是对传热过程的加强。通常在流体流速较低的情形下,自然对流的传热系数较小,而多孔介质能够使流体中的热能发生掺混,提高储层流体的传热系数。由于在研究热弥散效应时需要考虑储热层的孔隙结构,因此目前对于地热储层热弥散效应传热系数的研究也通过将多孔介质空间的表征与储层的传热过程相结合的方式展开。例如Hsu等<sup>[96]</sup>建立了稀疏球粒阵列模型,研究流体

通过多孔介质空间时热弥散导热系数的表达式。而张乐<sup>[97]</sup>在研究超临界CO<sub>2</sub>为工质的增强型地热系统时,考虑了CO<sub>2</sub>岩石自生裂缝、压裂裂缝以及基质内部的传热过程,对超临界CO<sub>2</sub>传热过程的方向性对热弥散效应的影响展开了研究,发现CO<sub>2</sub>向下流动时的浮升力对CO<sub>2</sub>主流流动的扰动较强,增强了流体分子间的掺混,进而强化了孔隙结构的热弥散作用。

### 1.1.4 CO<sub>2</sub> 地热储能的热虹吸效应

热虹吸是指仅依靠流体分子间的吸引力的一种传热方式。与传统的流体传热过程相比,热虹吸法主要通过地层流体的密度差产生的压力势实现传热。热虹吸作用的强弱与流体类型有关。由于CO<sub>2</sub>与水相比具有粘度低,流动性好且对温度有较高的密度敏感性<sup>[98]</sup>,因此与水相比热虹吸效应更强,也更适合作为地热储能的优良载体。根据Aleks D. Atrens<sup>[99]</sup>等人的研究,以CO<sub>2</sub>为工质,由于热虹吸效应的存在,地热储层无需地面泵的加压即可实现较高的传热系数,因此CO<sub>2</sub>在携热过程中的热虹吸效应减少了地面所需的泵功率,可以简化地热储能的地面设备,降低地热储能的设备成本。

实际上,对于存在多种复杂流体的地下储热层,流体之间、流体—岩石之间的传质、传热以及相互作用是一个多场耦合的复杂过程,既要重点考虑影响储层传热效率的热传递过程,还应当考虑储层应力敏感以及岩石矿物颗粒与外来流体之间的化学作用对储热层孔渗参数的影响。总体来看,地热储能的过程是渗流场、应力场以及温度场等多场耦合的结果,在研究地热储能机理的过程中应当立足地热储能的热传递机制,同时全面考虑影响地热储能的诸多因素及其作用机理(图2)。

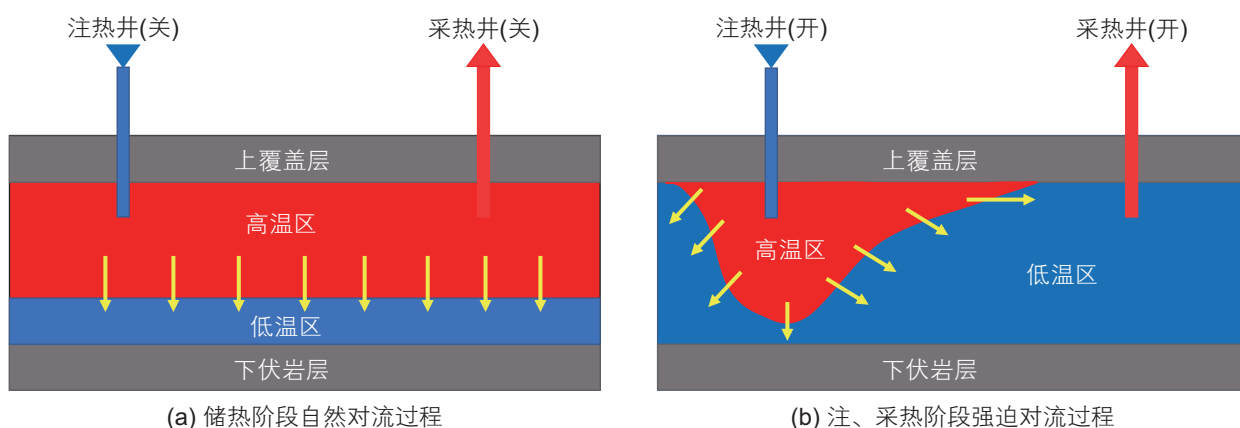


图1 地热储能传热过程示意图

Fig. 1 Heat transfer process diagram of geothermal energy storage

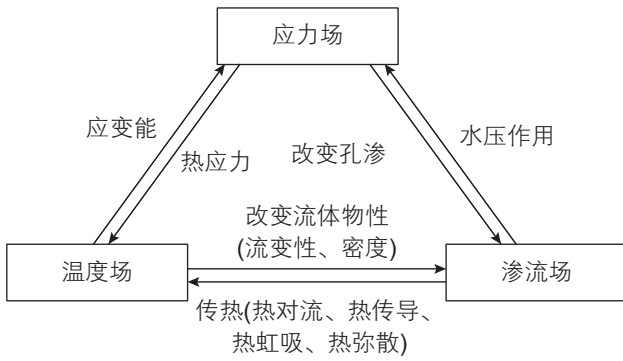


图 2 地热储能多场耦合作用关系图

Fig. 2 Multi-field coupling relationship diagram of geothermal energy storage

### 1.2 储层选址技术研究现状

在考虑储热库建库选址时，需要搜集项目所在地的地热地质调查数据，了解当地的地质构造、含水层分布情况、水质等方面的信息。为了保证储层的保温效果，需要对地层深度、温度以及储层岩性等相关信息进行充分调研。同时为了实现深层含水层储能系统的经济运行，达到高回收效率(提取与储存的热能的比率)的目标，必须根据储层的地质条件、水力特性以及注入水与原水的温度差异等因素综合考量，选择满足地热储能系统高效运行的理想储层。在理想状态下，地热储层一般包含3层，即上部低孔低渗的隔热盖层、中部高孔高渗储热层以及下部的下伏岩层(图3)。

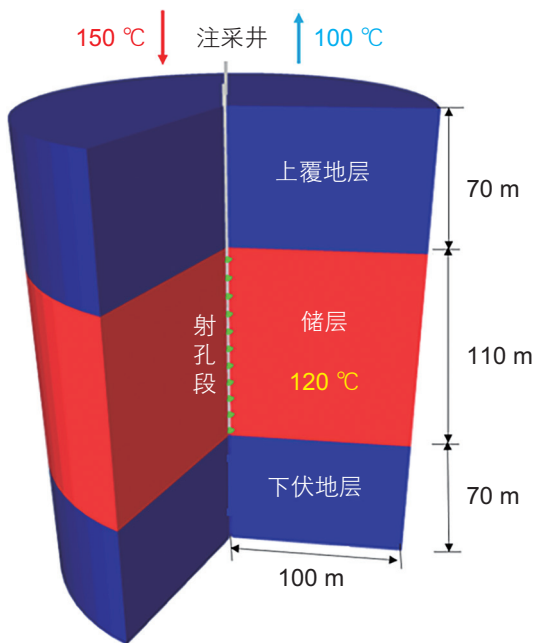


图 3 地热储层模型示意图<sup>[98]</sup>

Fig. 3 Geothermal reservoir model diagram<sup>[98]</sup>

根据Sidney Green等人<sup>[100]</sup>的研究，合适的储层渗透率为250~500 mD，有效孔隙度为20%。较大的孔渗空间可以保证储层的整体储热容量，同时促进热流体沿着地层水平方向运动，高效地将储存的热量携带回地面。除此之外，根据Shah<sup>[101]</sup>等的研究发现，储热库的渗透率越低，注入压力越高，因此，为了防止压裂地层，渗透率不能太低，应当保持在50 mD以上。而为了形成热储集层的有效圈闭，防止热量逸散，理想的储热库上覆岩层以及下伏岩层的孔隙度及渗透率都应该很低，孔隙度及渗透率应当低于2.5%及100 nD，在储集层周围形成良好的隔热层。同样，Kirby等<sup>[102]</sup>在对落基山脉石油探井的渗透率测量后发现，合理的地热储层渗透率应当在100 mD附近。许多迹象表明，孔隙度、渗透率以及储层厚度等参数是在选择储热层时需要考虑的重要参数。其中，孔隙度及渗透率保证了储层的热回收效率，降低了热量的损失，而储层厚度决定了储集层的规模，较厚的储热层利于热量的规模化储集。

除了孔隙度、渗透率以及储层厚度等储层物性参数，在储热层选址时还应当考虑储集层的各向异性及非均质性。研究表明，二者对热流体注入后的温度及压力分布会产生较大影响。Palash Panja等<sup>[103]</sup>在地热储能模型中考虑了储集层的渗透率各向异性，对比了 $k_x/k_y=1$ ， $k_x/k_y=2$ 以及 $k_x/k_y=5$ 共3种不同的渗透率各向异性下储集层的压力及温度分布图(其中 $k_x$ 和 $k_y$ 分别表示储层x和y方向的渗透率)。研究发现，储层的各向异性会引起较高的压力梯度，等压线沿着渗透率低的方向延伸(图4)，而各向异性对温度影响则较小(图5)。

与压力相比，储层温度受储层渗透率非均质性影响更大。数值模拟研究结果显示，不同渗透率级差下，储层纵向温度分布差异很大，不同层温度变化范围与渗透率相对大小一致。根据研究结果，物性均匀的储层更适合作为地热储层，可以在一定程度上抑制热弥散带来的热突破，提高热利用率。

由于地热储层主要是作为工业废热以及太阳能、风能余热的储集层，因此在地热储层选址过程中，除了选取具有合适物性的储层外，还应当注意储热层与地面设施在地理位置上的匹配度。例如，从储集层储热性能的角度来看，美国犹他州东北部的尤因塔盆地是地热储层的良好选择，但由于盆地两侧缺少道路以及电力等基础设施，地下储层距离热源较远，地面设施与储层的不匹配极大限制了地热储集项目的实施。

对于考虑CO<sub>2</sub>封存的地热储能选址，由于目前没

有既定的统一标准和方法来进行CCS的选址，因此Uliasz-Misiak等人<sup>[104]</sup>提出了选择含水层地质结构的标准(图6)，以便同时实现地热能的回收以及CO<sub>2</sub>的封存，同时基于层次分析算法，对单个标准的重要性进行了评估，为CO<sub>2</sub>封存的地热储能选址提供指导。

而Mingjie Chen等人<sup>[105]</sup>通过响应面分析为地热储能规划者和操作者提供了简单而有效的指导，以根据目标的优先级(包括最大发电量、所需热能容量和预期寿命)找到最佳井位和操作方案(图7)。

除此以外，由于含水层型地热储能在所有类型的

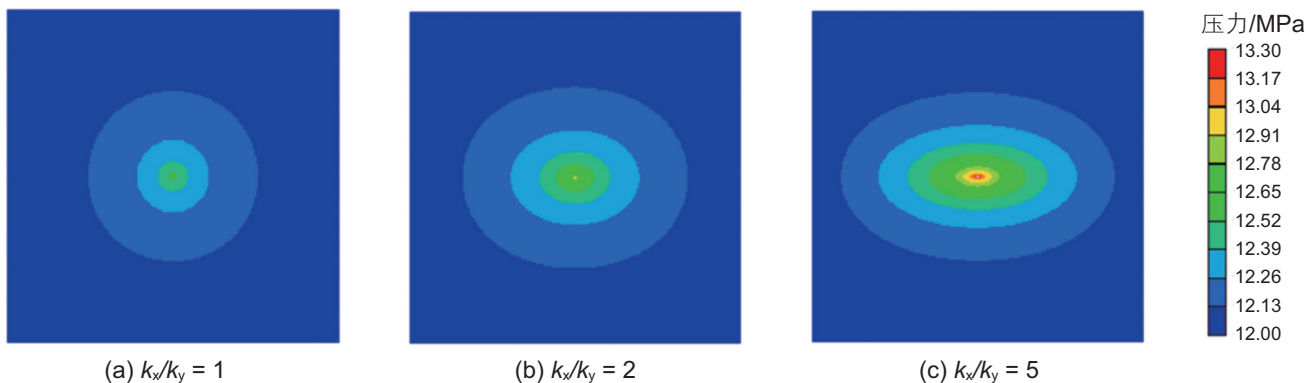


图4  $k_x/k_y=1$ (a),  $k_x/k_y=2$ (b)以及 $k_x/k_y=5$ (c)时储层压力分布图<sup>[103]</sup>

Fig. 4 Reservoir pressure distribution map when  $k_x/k_y=1$ (a),  $k_x/k_y=2$ (b) and  $k_x/k_y=5$ (c)<sup>[103]</sup>

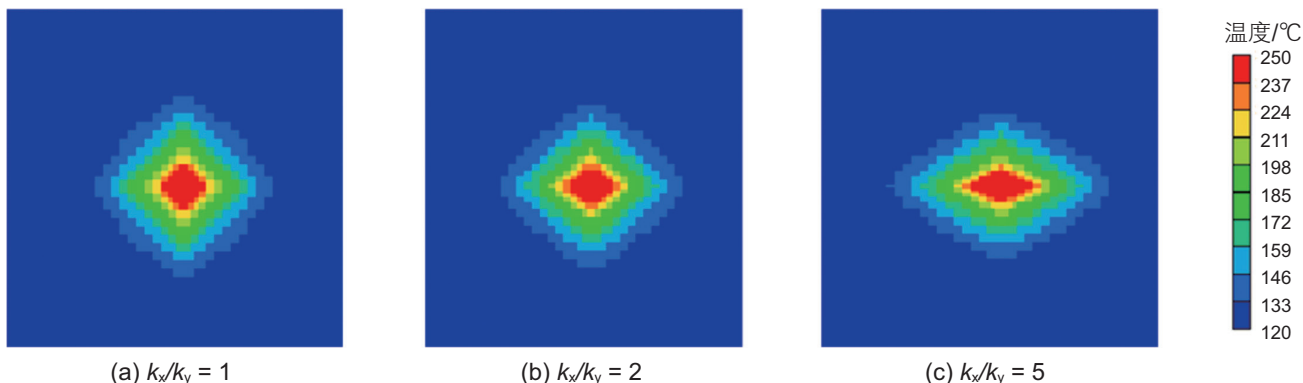


图5  $k_x/k_y=1$ (a),  $k_x/k_y=2$ (b)以及 $k_x/k_y=5$ (c)时储层温度分布图<sup>[103]</sup>

Fig. 5 Reservoir temperature distribution map when  $k_x/k_y=1$ (a),  $k_x/k_y=2$ (b) and  $k_x/k_y=5$ (c)<sup>[103]</sup>

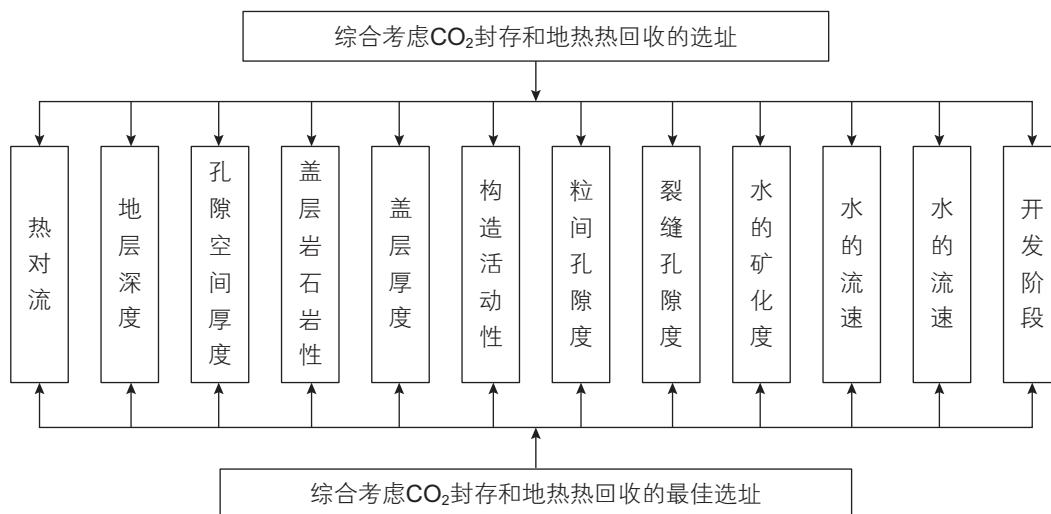


图6 考虑CO<sub>2</sub>封存地热储能选址的含水层地质结构选取标准<sup>[104]</sup>

Fig. 6 The selection criteria of aquifer geological structure considering the selection of CO<sub>2</sub> and geothermal energy storage<sup>[104]</sup>

地热储能系统中占比较高，因此对于此类的储能系统，选址的主要目的是选取合适的含水层层位。含水层储能系统是以地下水为介质，以 100% 原水回灌为手段，利用地质热惯性开发的储能技术。该技术有效解决了国内地下水源热泵地下水不能有效回灌的瓶颈，节能 60% 以上<sup>[106]</sup>(技术原理见图 8)。

含水层型地热储集层按深度划分可分为潜水含水层以及承压含水层。而承压含水层又可以进一步细分为浅层含水层以及深层含水层。其中潜水含水层由于距离地表太近，存在着受地表影响大、水温低、投资成本高以及对地表污染程度高等缺陷，因此，目前大部分的含水层型储热库大部分为承压型含水层。其中，国际上对储热系统始于 20 世纪中叶的浅层含水层<sup>[107]</sup>。德国第一个全商业化的基于浅层地下含水层的跨季节储热系统<sup>[108-109]</sup>也于 2000 年建成。到 2017 年，我国也已经拥有 6 处浅层含水层储热系统投入使用<sup>[110]</sup>。尽管浅层含水层具有成本低的优点，但由于工作温度低，储热能力有限等问题，近年来，世界范围内已经将研究重心转向深层含水层储热系统。与浅层含水层相比，深层含水层具有工作温度高、热损失小、可储热量高

等优点。自 1976 年以来，国内外针对深层含水层储热系统开展了大量的科学研究。由于深层含水层深度较大，大部分在 500 m 以上，在实际工程中存在着井下淤塞、部件腐蚀等一系列的难题，尽管科学家已经证实了深层含水层储能的可行性，但由于技术仍不成熟，目前世界上只有德国柏林在 2004 年建立的两座深层含水层储能系统投入实际运行<sup>[111]</sup>。实际上，目前世界上对含水层储热的实际工程应用主要还是集中在浅水层，未来在深水层储能方面仍有广阔的研究空间。

### 1.3 储能载体选择研究现状

在地热储能载体的选择上，目前主要的热载体仍然是水。即通过热水将地面能量携带到地下多孔介质中保存。压缩空气储能技术是仅次于抽水蓄能的第二大蓄能技术。目前含水层压缩空气储能技术(CAES)多是通过洞穴实现，其主要缺点是对地质要求较高，合适的洞穴数量有限，为扩大其应用，可使用地下咸水含水层作为储层。近年来，更多学者开始探索 CAES 实现在储能的同时实现温室气体的封存与有效利用，是平衡风能和太阳能发电系统的大规模能量储存技术

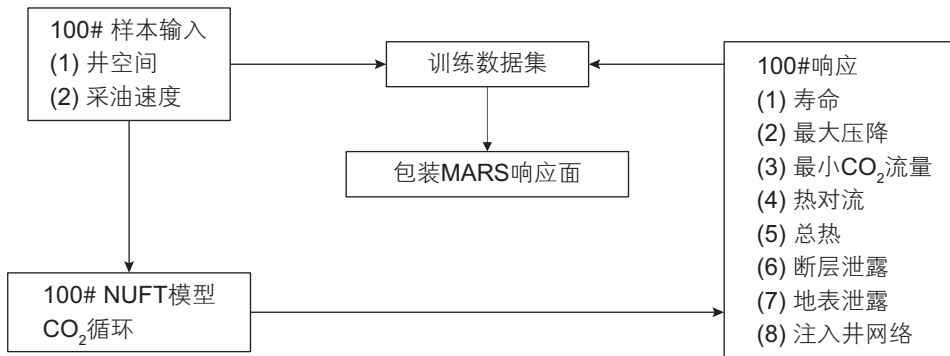


图 7 响应面开发流程图<sup>[105]</sup>

Fig. 7 Flow chart of response surface development<sup>[105]</sup>

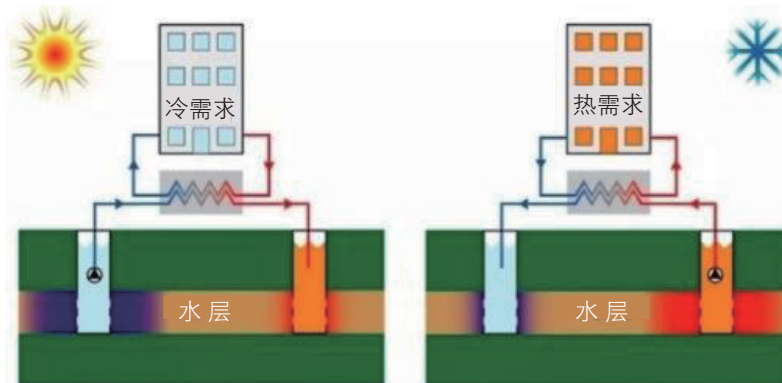


图 8 含水层储能技术原理图<sup>[106]</sup>

Fig. 8 Principles of aquifer energy storage technology<sup>[106]</sup>



中一种广泛的低成本应用。CAES的基本原理是利用具有合适渗透性和孔隙度的有利深层盐水层作为压缩空气储存空间,井筒作为循环注入和生产的通道,将电能转换为压缩空气势能进行储存,在用电时将其加热释放<sup>[112]</sup>(图9)。

CAES是具备规模化应用潜力的物理储能技术,具有存储规模大、选址灵活的优点。早在20世纪80年代,为了解决全球电力系统负荷过大的问题,科研人员开始探索CAES的可行性。目前世界上已建成并投入运行的CAES电站主要有2座,分别为德国290 MW的Huntorf电站和美国阿拉巴马州110 MW的Mcintosh电站<sup>[113]</sup>。这2座电站在压缩空气储能方面积累了丰富的经验。尽管目前运行的压缩空气储能电站均采用洞穴来储气,使用含水层作为压缩空气储层尚未在实际中得到应用,同时天然气和空气在物理及化学特性方面存在差异且二者的储存周期也不同,但利用孔隙储层存储天然气的一些技术及经验仍可以直接用于利用含水层储存压缩空气中。例如Yi Li等<sup>[114]</sup>开发并模拟了整个地下过程的井筒—含水层耦合模型,研究了CAES循环注气及生产过程中地层温度的变化及分布,发现压缩空气对地热能量的补充效果显著,甚至导致从井口回收的能量大于注入能量。

近年来,许多学者在含水层压缩空气储能技术的基础上,结合了CO<sub>2</sub>地质埋存技术。例如,有学者提出了CO<sub>2</sub>羽流地热(CPG)系统,通过将CO<sub>2</sub>作为工作流体在地质储层中循环来获取地热能。由于CO<sub>2</sub>的粘度较低且具有良好的热力学性质,CPG系统比传统的水循环地热生产系统更有效。CO<sub>2</sub>密度随压力和温度的剧烈变化引起的明显热虹吸效应可以降低传热过程中地热储层对地面压缩泵功率的要求。这些CPG研究中的大多数假设储层最初完全被CO<sub>2</sub>饱和,而没有考虑CO<sub>2</sub>封存阶段之后储层的实际状态。实际上,CO<sub>2</sub>

羽流通常在注入井周围形成,并在盖层下向上扩散。应在足够的CO<sub>2</sub>羽流内确定CO<sub>2</sub>循环面积,以确保采出液混合物(CO<sub>2</sub>和盐水)中CO<sub>2</sub>的纯度。除此以外,美国与瑞士研究了利用压缩过的CO<sub>2</sub>替代传统的水作为储能媒介,将地热储能和CO<sub>2</sub>地质封存结合起来,在实现高效储能的同时进行CO<sub>2</sub>的存储<sup>[115-118]</sup>。CO<sub>2</sub>的来源包括化石燃料发电厂和生物燃料发电厂,化石燃料发电厂将为地热设施提供附近的电网接入。地热能可用于发电、区域供暖和/或在CO<sub>2</sub>封存或EOR期间为压缩机提供动力(图10)。该项目已证明以CO<sub>2</sub>为介质相较于传统以水为主的含水层储能系统在储能效率上有明显提升。

在CO<sub>2</sub>地质封存的基础上,Mark R. Fleming等人<sup>[119]</sup>提出通过一种新型的CO<sub>2</sub>羽流地热(CPG-F)设施。它可以使用地质储存的CO<sub>2</sub>来提供可调度的电力、能量储存,或者同时提供可调度的电力和能量储存。Kai Zhang等<sup>[120]</sup>以印度尼西亚Arun气藏为例利用衰竭凝析气藏进行CO<sub>2</sub>封存和地热储能潜力的研究,主要包括向衰竭气藏注CO<sub>2</sub>生产凝析油、封存CO<sub>2</sub>以及利用地热储能发电。研究表明,印度尼西亚凝析气藏中的地热资源很大一部分可在CO<sub>2</sub> EOR和CO<sub>2</sub>封存后通过CO<sub>2</sub>热开采进行开发。除印尼以外,冰岛也计划将溶解在水中的CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S注入到玄武岩地热系统中<sup>[121]</sup>,来自生产井的液态水和蒸汽被分离,蒸汽用于发电(图11),废气和蒸汽冷凝物随后被分离,CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S被捕获,随后注入充有CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S的冷凝物以及水(地热盐水或分离的水和冷凝的蒸汽),最终通过地热储能的方式实现CO<sub>2</sub>和H<sub>2</sub>S的封存。

除了以CO<sub>2</sub>为介质来存储能量以外,近年来科研人员对其他形式的地热储能作了研究。Ali Sohani等人<sup>[122]</sup>通过动态多目标优化方法(DMOA)优化了太阳能—地热多联产系统的设计,实现了太阳能利用、地

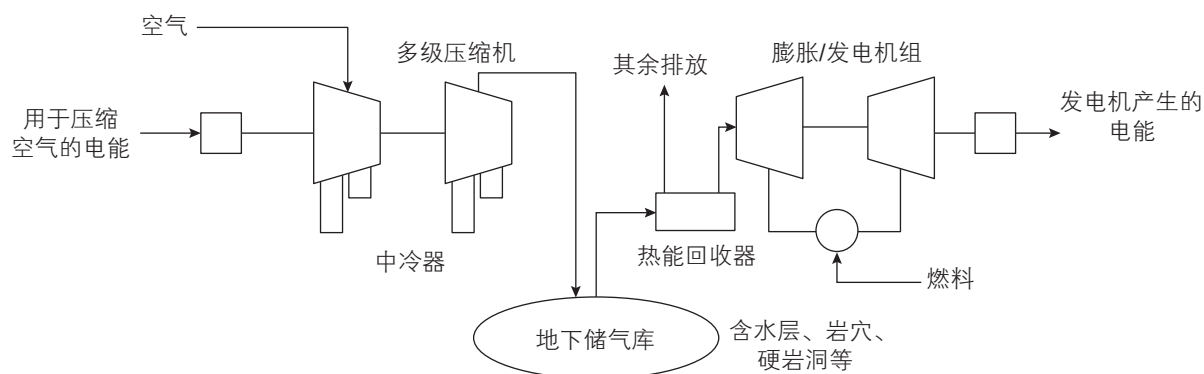


图9 压缩空气储能系统结构图<sup>[112]</sup>

Fig. 9 Structure diagram of compressed-air energy storage system<sup>[112]</sup>



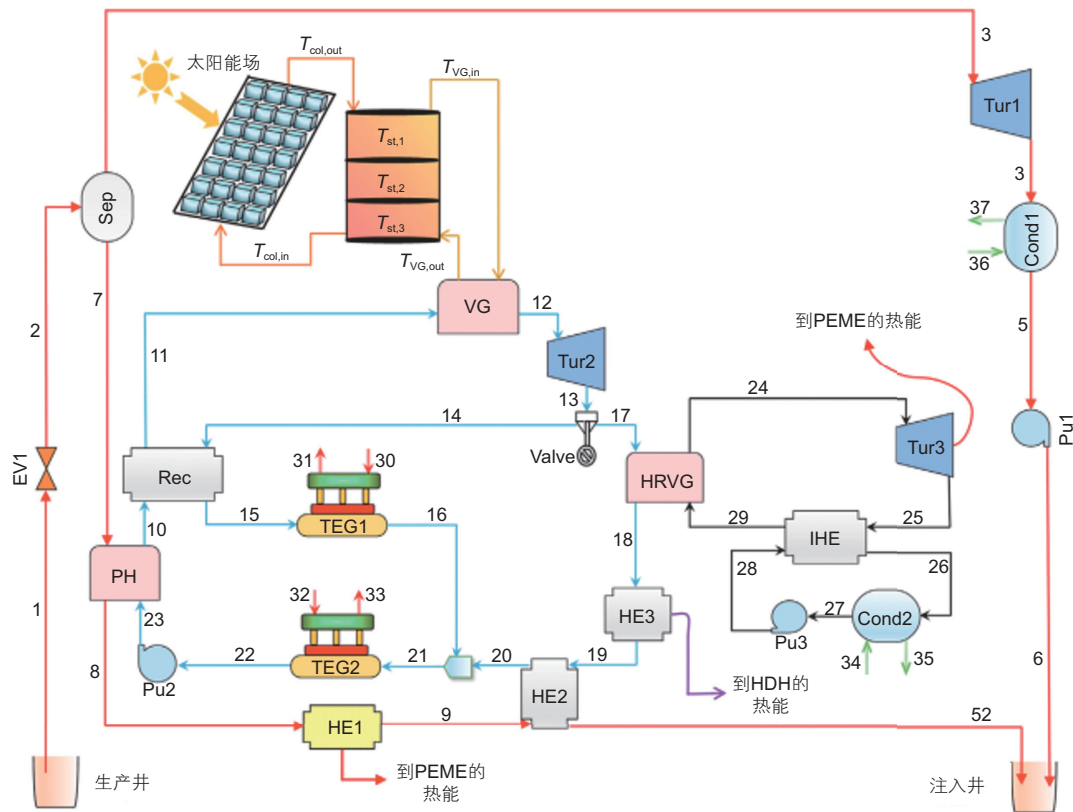


图 12 基于 TRCC 循环新型三联产系统示意图<sup>[123]</sup>

Fig. 12 Schematic diagram of new triple production system based on TRCC cycle<sup>[123]</sup>

在国外，一些校园等公共场所已经通过小型的多能源系统实现了至少 72% 的 CO<sub>2</sub> 减排，而 Paolo Gabrielli 等人<sup>[129]</sup>提出了通过优化模型实现系统的最佳运行，所提出的算法允许将大学校园的 CO<sub>2</sub> 排放降低 87% 以上。同样，在中国诸如长三角等冬冷夏热的地区，风力、光伏的资源总量虽然大得多，但存在时间、空间上供需不匹配的问题，可将夏季酷暑难熬时的多余热量存储于地下含水层中，供冬季严寒时取出来加以利用。

在国外，地热储能技术目前已有不少成功应用的实例。例如，德国 2004 年就在 Kiel 地区建立了基于地下含水层的跨季节储热系统<sup>[130-135]</sup>。该项目的冷井工作温度约在 10 °C 左右，利用 1000 m<sup>2</sup> 的屋顶太阳能集热器作为热源，使热井工作温度达到 50 °C 左右，为 108 栋公寓共计 7000 m<sup>2</sup> 的社区进行供暖。瑞士计划在首都伯尔尼地区将发电站的废热存储在地下砂岩含水层，以实现在冬季为该市旧城区提供供暖。该项目利用发电厂生产过程中废物、木材和天然气等焚烧产生的热量加热地下水并将其泵入地下 200~500 m 深的砂岩层中进行存储，预计可存储热容量为 3~12 MW 的废热。

截至目前，区域实验性或示范性地热储能站在全球已有 1 万多个案例，随着我国经济的快速发展，集中供冷供热的区域能源案例也将近 20 个。以中国科学院团队为主体承担的国家战略性先导科技专项资助项目——深层含水层地下储热技术研究已从理论模型研究进入到技术研发和工程示范阶段。中能建地热公司将含水层储能技术在办公区及农业生产等方面的诸多项目中进行了应用，运行的节能效果显著。国家设施农业工程技术研究中心项目位于上海崇明岛，整个示范基地占地面积约 196 500 m<sup>2</sup>。采用 2 对含水层储能井为园艺供暖和降温调节，替代常规的矿物燃料供热，优化植物生长环境。该项目从 2013 年项目实施以来，冷井的温度逐年降低，热井的温度逐年升高，有利于得到更高品质的冷热能，进而提高整个供冷供热系统的总体能效。西安开米万盛城市综合体项目建筑面积达 8100 m<sup>2</sup>，采用 1 对含水层储能井以满足该综合体夏季供冷以及冬季供暖的需求。尽管西安地质复杂，含水层储能技术仍然成功实现了 100% 原水回灌，且供冷的系统 COP 达 6.3 以上。

表 2 总结了国际上深层含水层储能系统工程的相关典型案例<sup>[136]</sup>。目前我国在含水层储能技术上的研究

与实践多局限于浅层，针对中深层热储的深层储热系统的理论与工程实践还是空白。

## 2 地热储能技术应用前景及面临的挑战

### 2.1 技术应用前景

结合当前中国的实际情况来看，北方地区清洁供暖是摆在全国地热工作者面前的一个大问题。无论是北京城市副中心、雄安新区还是京津冀地区，地热储能技术大有用武之地。雄安新区自2004年大规模开采深部震旦系雾迷山组大型岩溶热储的地下热水进行全县供暖以来，水位从2004年的地下42 m急速下降到2012年的地下81 m。8年间下降了39 m，平均每年下降近5 m。可以想象，这部分采出的地下热水空间若加以回灌补充，可储存巨大的热水体积，从而增加雄安地区的地热资源潜力。而且回灌后，可补充地热田下降的热储压力，也有助于恢复地下水位。

《“十四五”能源领域科技创新规划》在“地热能开发与利用技术”板块的“应用推广”部分中提出，推广含水层储能、岩土储能等跨季节地下储热技术利用，因地制宜推广集地热能发电、供热(冷)、热泵于一体的地热综合梯级利用技术。在“集中攻关”部分提出，开展高温含水层储能和中深层岩土储能关键技

术研究，实现余热废热的地下储能。这进一步明确了地热储能技术在我国的应用。比如，发展含水层储能技术，以地下水为介质，以100%原水同层对井回灌为手段，利用含水层的地质热惯性进行开发。冬冷夏用，夏热冬用，冷热联供，是中央空调系统的最佳冷热源。与燃气供热和电制冷的传统空调系统比较，供暖节能50%、制冷节能80%，同时可解决国内地下水源热泵地下水不能有效回灌的瓶颈，让地下水源热泵起死回生。

国外地热储能项目主要集中于地热资源丰富且其他类型能源排放较高或有较多盈余的国家，其中最主要的是美国和西欧地区<sup>[137]</sup>。1976年，在美国奥本大学首次报道了含水层热水季节性储存的实验。在国际能源署的倡议下，已将ATES技术积累的技术和运行经验汇编和整理在“通过储能节约能源计划”中。例如，桑纳在《最先进摘要》中回顾了九个深度ATES项目，包括奥本大学的项目。这12个项目中至少有4个(法国的Plaisir Thiverval-Grignon、瑞士的Dorigny、丹麦的Horsholm和荷兰的Utrecht)遇到了操作困难，最常见的原因是温度和压力变化导致地下水的地球化学变化，从而导致腐蚀或堵塞问题。法国的Le Plaisir Thiverval-Grignon项目是由于不利的复杂地球化学和机械相互作用而失败的典型例子，原因是设计不良的

表2 国际上深层含水层储能系统工程的相关典型案例<sup>[143]</sup>

Table 2 International typical cases of deep aquifer energy storage system engineering<sup>[143]</sup>

年份	地点/工程名称	热容量/MW·h	当前状态	热源	注入温度/°C	深度/m
1976	Auburn University, Mobile/AL, USA	13 000	实验/已关闭	电厂余热	55	40~61
1982	SPEOS, Lausanne-Dorigny, Switzerland	18 000	已关闭	废水处理厂余热	69	未知
1982	Horsholm, Denmark	22 000	示范工程/已关闭	垃圾处理厂余热	100	10
1982	University of Minnesota, St. Paul, USA	27 000	实验/已关闭	未知	115(150)	180~240
1987	Plaisir, Thiverval-Grignon, France	15 000	实验/已关闭	未知	180	500
1991	De Uithof, Universieit Utrecht, Netherlands	30 000	示范工程/已关闭	热电联供	90	4~45
1998	Hooge Burch, Zwammerdam near Gouda, Netherlands	22,000	示范工程/已关闭	热电联供	90	未知
1999	Reichstag, Berlin, Germany	—	示范工程/正在运行	热电联供	70	300
2004	Neubrandenburg, Germany	12 000	运行中	热电联供	75~80	1250
2015	Duiven, Netherlands	—	可行性研究	垃圾处理厂余热	140	未知
2016	BMW, TU Munich, Germany	115 000	示范工程/运行中	未知	130	500~700
2017	Hamburg, Germany	≤50 000	运行中	垃圾处理厂余热	80~90	400~500
2017	Bern, Switzerland	10 000	计划	垃圾处理厂余热	90~100	500

完井和过滤不充分导致采热井快速反复堵塞(在生产注入过程中)。

与20世纪80年代和90年代在一些地热储能项目上的失败相反,目前的地热储能项目的运营相当成功。例如在Neubrendenburg,一台针对深层含盐含水层(1200~1300 m)的ATES自2004年开始运行,在第一个冬季向当地供热网提供了4~5 MW的电力。工厂重新启用了2个以前的油井,用复合玻璃纤维/环氧树脂衬里进行了改造,以避免腐蚀问题,并使用特定的地球化学和微生物监测方法来验证地热存储温度逐渐升高的变化规律。其他ATES发电厂也在荷兰、加拿大、瑞典、德国、比利时和其他一些国家的较浅含水层中成功运行。在20世纪80年代和90年代,由于2个问题的影响,ATES概念没有作为储热解决方案出现:(1)油气价格低,ATES与之相比在成本上缺乏竞争优势;(2)运行条件不充分或过于苛刻,试点工厂失败。近年来,随着国际油气价格大幅上升以及ATES技术的不断成熟,在国际能源市场上ATES的价格优势开始凸显,而第二个问题可以通过适当的项目设计(适当的操作设计和材料选择)和操作(水处理)来解决,以确保地热储层流体与地质和地球化学环境配伍。

除了纯粹的深水层地热储能项目外,许多国家通过地热与其他能源结合部署的方式来提高地热储能在调峰中的灵活性。以美国为例,内华达州的斯蒂尔沃特发电厂开发了一种地热/太阳能混合发电的技术,太阳能发电过程中多余的热量可以送到地热储层来作为太阳能不足时的补偿措施。事实上,根据太阳辐照度和地热温度在美国的分布(图13),美国有相当多的地

区具有地热/太阳能混合发电的潜力,其中以加州和内华达州最为典型<sup>[138]</sup>。

地热储能工业生产过程中应用广泛,在地热能的存储与利用上,在储热库位置选定后,应当根据储热库附近的区位特点以及对地热的需求来确定地热能的转化方向。例如,对于电力需求较高的经济发达地区,可以考虑利用地热储能发电作为工业和民用电力的补充和安全保障;在北方寒冷地区,地热储能的应用则更多地考虑建筑物的供暖问题。对于当地一些具有明显特色的产业,例如石油开采等,提出以CO<sub>2</sub>为传热工质的地热与油气藏联合开发系统,将地热利用、碳封存与提高石油采收率三者结合起来,在开采地热能的同时实现CO<sub>2</sub>的地质封存。研究表明,CO<sub>2</sub>的热力学及化学特性使它具有优良的载热能力、自循环能力以及在中低温储层中优于水的热提取能力。因此,可将地面的CO<sub>2</sub>或混合其他化学助剂通过U型井注入到储热层,待油田开采时将携带地下热能的混合流体运移到油气富集的目标区域,起到降低原油粘度、改善原油流动性的目的,同时实现部分CO<sub>2</sub>的地质封存(图14)。因此,以CO<sub>2</sub>为热载体、利用地热能提高油气采收率具有较大的潜力。但由于CO<sub>2</sub>注入地下后水—岩—CO<sub>2</sub>之间的化学作用会对系统稳定性和CO<sub>2</sub>封存量产生影响,因此,研究化学作用引起的矿物溶解及其对储层物性特征产生的影响是目前利用地热储能提高原油采收率需要重点攻关的科学问题之一。

## 2.2 面临的挑战

从上文分析来看,理想的地热储集层具有储热效

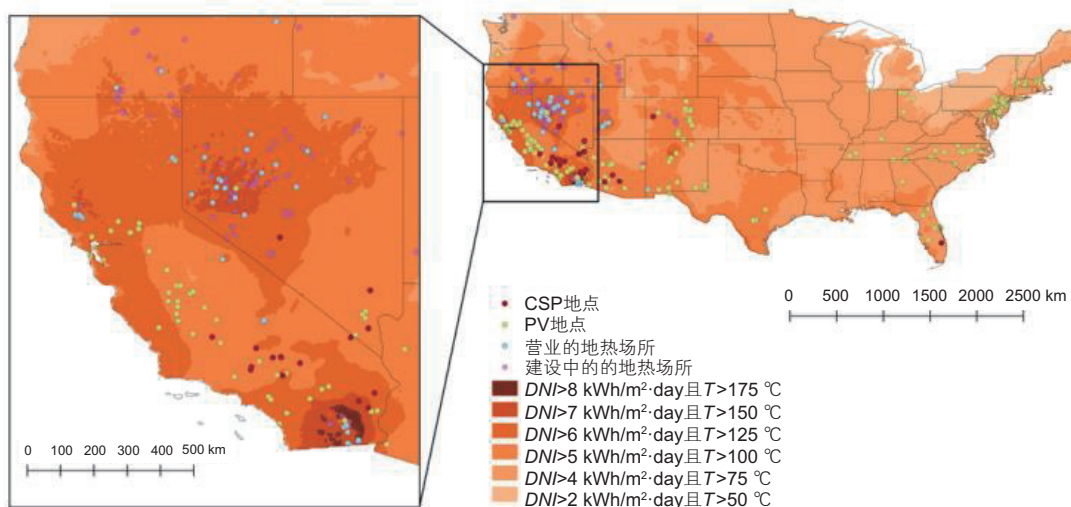


图13 美国太阳辐照度和地热温度分布图<sup>[138]</sup>

Fig. 13 Distribution of solar irradiance and geothermal temperature in USA<sup>[138]</sup>

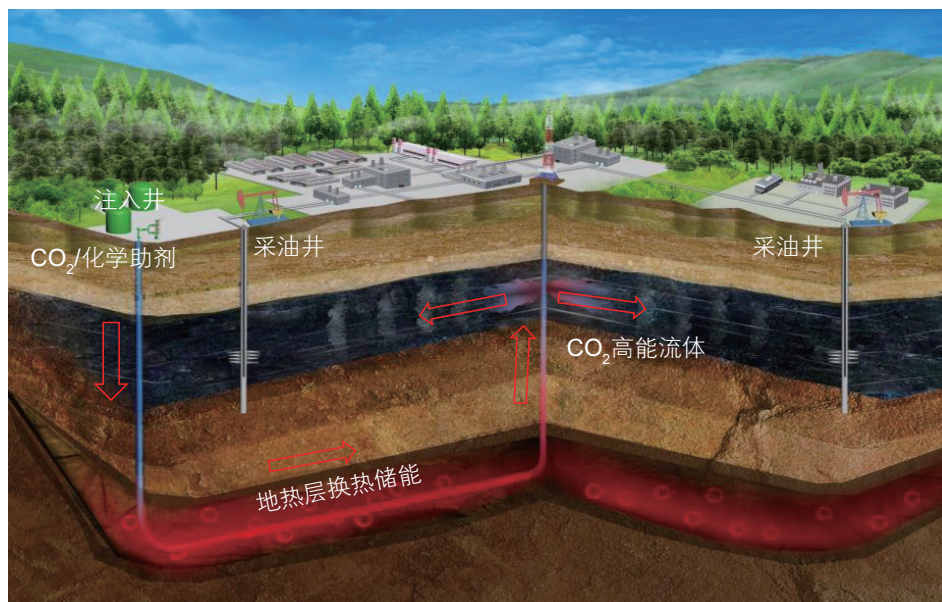


图 14 利用地热储能采油示意图

Fig. 14 Schematic diagram of oil recovery using geothermal energy storage

率高、存储规模大、技术成熟可靠、节能减排效果好以及碳封存率高等诸多优势，因此目前国内外已经开展了多个地热储能试验及项目，总体效果较好，基本实现了削峰填谷、提高能源利用率的目标。但从当前的全球能源格局来看，煤、石油、天然气以及传统火力发电依然占据着全球能源供应的主要份额，因此缺少地热储能项目大规模工业化应用的机遇与空间，在实际工程应用上进展较慢。因此，在工程技术以及环境保护等方面面临着一系列的挑战。

目前地热储能在工程技术方面面临的主要问题有地球化学反应引起的储层矿物溶蚀及反应物沉淀、地下矿物溶解在流体中采出对设备的破坏等。根据 Joseph Moore 等人<sup>[139]</sup>的研究，在向含水层注入热水的过程中，储层中流体的温度快速波动，引起水中溶解的碳酸盐的溶解度快速降低，出现过饱和状态，产生沉淀堵塞储层孔道。而地层中的石英等硅酸盐矿物溶解度更高，更易溶解于水中，造成储层局部渗透率的上升。储层中矿物的溶蚀与沉积改变了储层原始的孔渗特征，进而影响储集层的储热性能。除了储层以外，溶解在水中的矿物同样容易在管线及换热器等地面设备上发生沉淀<sup>[131]</sup>。例如，在储层中处于溶解状态的二氧化硅在进入地面管线后可能在设备上发生沉淀，且这类硬二氧化硅沉淀很难清除，一旦形成，只能切除结垢的管道。同样，在换热器上也会形成辉锑矿沉淀，降低系统的传热能力并堵塞换热器的管道。除了沉淀问题以外，在地热储能项目中还应关注热载体与井筒

及地面设备产生化学反应而造成的设备腐蚀。一方面，在 CAES 技术实施过程中，由于注入储层的压缩空气含有较高浓度的  $\text{CO}_2$ ，酸性较强，容易对设备造成侵蚀；另一方面，在设备除垢的过程中，为了抑制无定形二氧化硅沉淀的产生，往往会向流体中添加硫酸，如果硫酸过量，同样容易对管道造成腐蚀。

除了储层矿物的地球化学反应作用以外，储热层温度场的反复变化也会造成多孔介质热应力的改变，进而影响储集层孔渗参数及分布的变化，最终使流体的流动性发生改变。例如 Kumari 等<sup>[130]</sup>从岩心尺度分析了岩石淬火前后内部孔渗的变化。通过对岩心的 CT 扫描后发现，淬火后的岩心由于岩石基质遇热膨胀，岩石孔隙空间缩小，岩石渗透率降低。因此，经过多轮次的储热、取热后，地热储层的热容量会大幅下降，但由于目前较大的地热储能项目都是近几年投入运营的，对于长期运营后地下热储量的降低程度难以准确判断。此外，在流体回灌、抽吸过程中造成地下储热层的不断换热使得储集层的热突破时间难以预测，同时不同温度、物性流体的注入以及储层岩石物性也会对热突破的时间造成影响。

地热储能技术存在的另一个难题是运行过程中可能造成的环境问题。这种影响主要来自于以含水层型地热储能为主要的地热储能方式，尤其是浅层 ATEs，在流体回灌和采热过程中，地面流体携带有害物质(重金属元素、有害微生物等)进入地下水系统，同时在采热过程中将地下含水层中的有害物质带入地表浅层

水系,对饮用水源造成污染。除此以外,根据赵欣颖等人<sup>[110]</sup>的研究,在地表含热废水回灌的过程中,如果注入压力过大,可能导致地下水位快速下降,造成土壤缺水而发生板结,影响农业生产。因此,在地热储能工程实施过程中,必须认真评估整个项目从回灌到采热的整个过程对地表生态环境带来的影响。

### 3 地热储能技术未来展望

地热储能技术的优势主要在于其响应了国家“双碳”目标的减排号召以及巴黎气候大会的减排目标,同时兼顾了热能利用的经济效益和市场潜力,因而具有广阔的发展前景。

从全世界范围来看,目前各国正在实施的地热储能项目以浅层含水层储热工程居多,深层含水层储能都是刚刚起步。截至2017年,全世界范围内已建成2800多组浅层含水层储热系统。开展深层含水层地下储热研究的意义在于,一方面补充了中深层含水层,实现中深层地热资源的可持续利用;另外一方面可以弥补能源供需在时间/空间分布的不平衡,能够综合利用多种可再生能源形式,将不稳定的能源如风能、太阳能转化为稳定连续的地热能,形成基于“地热+”的多能互补模式。

与传统地热储能相比,深层含水层储能系统较为安全,具有空间大、环境温度比较高、保温性能比较好优势,同时可以利用原地的地热资源,原有的能量结合起来用,这个优势是显著的。目前国外深层含水层储能工程应用较少,主要集中在欧洲。目前以中国科学院团队为主体承担的深层含水层地下储热技术研究已从理论模型研究进入到技术研发阶段。

#### 3.1 经济性 & 市场潜力

从能源利用的经济性来看,与其他类型的储能方式相比,地热储能具有成本低的优势。根据Drijver等人<sup>[140]</sup>对荷兰深层含水层储能系统的经济效益分析来看,大型深层含水层储能系统中注入75℃热水时,提取每GJ热能的成本价格仅为3.5 EUR,如果将热水温度进一步提升,储能将进一步下降。同样,Wesselink等人<sup>[141]</sup>通过深层含水层储能系统的平准化能源成本计算模型(公式1)预测了荷兰深层含水层储能系统的平准化能源成本为2.76 EUR/GJ,而同期天然气平准化能源成本达到了10 EUR/GJ以上,二者差距很大,说明与天然气相比,地热储能系统成本更低,市场前景更加广阔。

$$LCOE = \frac{EQ - \sum_{y=1}^n \left[ \frac{I_y - C_y - L_y - T_y}{(1+r)^y} \right]}{\sum_{y=1}^n \left[ \frac{1}{(1+r)^y} P_y \right]} \quad (1)$$

除了传统的深层含水层储能系统外,Mousavi等人<sup>[142]</sup>对CAES系统的效率及费用进行了计算。在设计工况下,采用CAES系统可产生1314 kW·h的调峰功率和0.3 kg/s的热水,总能量和效率分别为35.41%和31.17%。此外,多目标优化结果表明,在最优条件下,系统的效率和总费用率分别为29%和18 USD/h。另外,地热储能能在能量保存和利用方面的灵活性可以显著提高发电厂的价值。传统的地热发电厂主要受能量供给能力的影响,调峰能力较差,Ricks等<sup>[143]</sup>的一项研究成果表明,优质的地热储层可以提供大量有效的储热容量,为发电厂提供短期或长期的能量存储,在高电价期间优先输出。与传统基荷发电厂相比,能量价值可以提高60%以上,大大提高了现有电网系统供应电力的能力。

#### 3.2 对节能减排的意义

从节能减排的角度来看,地热储能技术在减少CO<sub>2</sub>排放量方面的贡献相当可观。根据Kilkis等人<sup>[144]</sup>对瑞典地区的研究,采用深层含水层储能系统与太阳能供热系统相结合的办法,比现有能源供应体系节能16 GW·h,CO<sub>2</sub>减排量达到了2654 t。而根据Werner等人<sup>[145]</sup>对荷兰地区的深层含水层储能系统的评估结果显示,使用深层含水层储能将节约83%的化石燃料,减排CO<sub>2</sub>达到31 000 t<sup>[138]</sup>。H. Ghaebi等人针对伊朗德黑兰地区不同地热储能方式的碳排放量,对比了ATES单独制冷、单独加热、耦合太阳能以及耦合热泵等几种不同ATES方案的节能减排效果,发现ATES耦合地源热泵方案节能减排效果最好,ATES耦合太阳能发电效果次之。由此也验证了ATES技术在高效存储利用清洁能源的有效性。

根据不同地区所反馈的地热储能技术的节能减排效果来看,得益于地热储能技术在储热、传热方面的优良性能,可以最大限度地利用好太阳能、风能、水电以及潮汐能等不稳定清洁能源,解决我国能源分布时间与空间不均匀的问题,通过提高清洁能源的利用率间接实现节能减排。同时,对于CPG以及CAES等改进的地热储能方式,在保持ATES储能优势的同时,通过热载体优良的携热性能以及在碳封存方面得天独厚的优势,可以进一步直接实现较大规模的储能减碳。

如果考虑将地热储能耦合太阳能发电以及油气资源开发与利用,节能减排效果还将进一步提高。

## 4 结论与建议

(1)地热储能技术从热量存储方式上可以分为开环地热存储以及闭环地热存储2种方式,其中开环地热存储效率更高,应用范围更广,其传质、传热及渗流机理也更复杂,存在热传导、热对流、热弥散以及热虹吸等多种复杂传热机制。同时,伴随地热储层多轮回灌及采热过程,地下孔隙空间不断受到温度场、渗流场以及应力场等多场耦合作用,由此影响着储热层的流体流动及储热性能。

(2)地热储能的关键技术问题包括储层的选址以及储热载体的选择等。在储热层选址过程中,主要考虑孔隙度、渗透率以及非均质性、储集层物性参数,优选渗透率为250~500 mD,有效孔隙度为20%的均匀地层作为储热层,且上覆盖层的孔隙度和渗透率应当分别低于2.5%以及10 nD。在储热深度上,深层含水层与浅层相比具有更好的储热性能,是目前含水层地热储能的重点攻关方向。除此以外,储集层与地面基础设施的匹配程度对地热储能的可行性与经济性也有较大的影响,储热地区应当具有完善的热量供给与集输设施以减少地面热损耗。

(3)当前地热储能技术在国内外都进行了不同规模的试验,在温度调节、供电等方面发挥了重要的调节作用,同时实现了地热与其他类型能源的混合发电,起到了优势互补的作用,总体上是成功的。但在项目实施过程中,也存在着储层矿物溶蚀及反应物沉淀、井下淤塞、部件腐蚀等一系列的难题,同时受限于钻

井、地热开发技术的发展,当前的地热储能仍然集中于浅层区域,未来需进一步开展深层地下储热研究,以进一步挖掘地热储能技术的潜力

(4)从经济性和发展潜力上看,地热储能技术具有长期成本低、节能减排效果显著的优势。根据计算,地热储能发电的成本仅为天然气发电的1/4,具有明显的成本优势,且受国际油气价格波动的影响较小,是可靠的清洁能源。同时得益于地热储能技术在储热、传热方面的优良性能,可以最大限度地利用好太阳能、风能等不稳定清洁能源,解决我国能源分布时间与空间不均匀的问题,通过提高清洁能源的利用率间接实现节能减排。因此,大力发展地热储能技术对实现我国“双碳”目标以及全球减碳意义重大。

(5)在地热储能载体的选择上,目前主要的热载体仍然是水。近年来,随着“双碳”目标的提出,压缩CO<sub>2</sub>储能及封存一体化技术成为研究的热点话题,该技术可以在储能的同时实现温室气体的有效封存。此外,将深层含水层地热储能与CO<sub>2</sub>埋存相结合,可在能源利用过程中进一步降低CO<sub>2</sub>的排放量。除了以CO<sub>2</sub>为介质来存储能量以外,也可尝试对其他形式的地热储能进行研究。例如优化太阳能—地热多联产系统的设计,可实现太阳能利用、地热开发与地热储能的联合。随着化石能源的日益枯竭以及科学技术的不断进步,地热储能以其在削峰填谷、节能减排以及能源综合利用等方面的独特优势,具有巨大的开发利用潜力,是未来低碳地质能源发展方向。

符号注释:  $E_Q$ —股权投资;  $I_y$ —第 $y$ 年的总收入;  $C_y$ —第 $y$ 年的总成本;  $L_y$ —贷款费用;  $T_y$ —税费;  $r$ —股本回报率;  $P_y$ —开采出来的总热量。

## 参考文献

- [1] 张媛媛,叶灿滔,龚宇烈,等. 地下储能技术研究现状及发展[J]. 华电技术, 2021, 43(11): 49-57. [ZHANG Y Y, YE C T, GONG Y L, et al. Review and prospect of underground thermal energy storage technology[J]. Huadian Technology, 2021, 43(11): 49-57.]
- [2] 王锦程,万曼影,马捷. 地下含水层储能技术的应用条件及其关键科学问题[J]. 能源研究与信息, 2003(04): 229-235. [WANG J C, WAN M Y, MA J. Application conditions and key scientific problems of underground aquifer energy storage technology[J]. Energy Research and Information, 2003(04): 229-235.]
- [3] PAUL F, BA S G, INGRID S, et al. Worldwide application of aquifer thermal energy storage—A review[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2018, 94: 861-876.
- [4] GALLO A B, SIMÕES-MOREIRA J R, COSTA H K M, et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 65: 800-822.
- [5] DINCER I. Thermal energy storage systems as a key technology in energy conservation[J]. International Journal of Energy Research, 2002, 26(7): 567-588.
- [6] LI G. Sensible heat thermal storage energy and exergy performance evaluations[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016,



- 53: 897–923.
- [7] CALISKAN H, DINCER I, HEPBASLI A. Thermodynamic analyses and assessments of various thermal energy storage systems for buildings[J]. *Energy Conversion and Management*, 2012, 62: 109–122.
- [8] FLEUCHAUS P, GODSCHALK B, STOBER I, et al. Worldwide application of aquifer thermal energy storage—A review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 94: 861–876.
- [9] 汪集旸. “地球充电/热宝”——一种地热开发利用的新途径[J]. *科技导报*, 2018, 36(24): 1. [WANG J Y. ‘Earth charging / thermal bank’—A new way of geothermal development and utilization[J]. *Technology Review*, 2018, 36(24): 1.]
- [10] 汪集旸. 再接再厉, 让热泵技术在打造城市热网中作贡献[J]. *科技导报*, 2014, 32(09): 1–3. [WANG J Y. Let heat pump technology contribute to building urban heat network [J]. *Technology Review*, 2014, 32(09): 1–3.]
- [11] 汪集旸. 能源环境危机下的地热能开发[J]. *科技导报*, 2012, 30(04): 3. [WANG J Y. Geothermal energy development in energy and environment crisis [J]. *Technology Review*, 2012, 30(04): 3.]
- [12] 汪集旸. 一带一路, 地热先行[J]. *科技导报*, 2016, 34(21): 1. [WANG J Y. The belt and road, geothermal first[J]. *Technology Review*, 2016, 34(21): 1.]
- [13] 汪集旸, 胡圣标, 庞忠和, 等. 中国大陆干热岩地热资源潜力评估[J]. *科技导报*, 2012, 30(32): 25–31. [WANG J Y, HU S B, PANG Z H. Potential evaluation of dry-hot rock geothermal resources in mainland China[J]. *Technology Review*, 2012, 30(32): 25–31.]
- [14] SUN Z, ZHANG X, XU Y, et al. Numerical simulation of the heat extraction in EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fractures model[J]. *Energy*, 2017, 120: 20–33.
- [15] TENE M, BOSMA S B M, AL KOBALSI M S, et al. Projection-based Embedded Discrete Fracture Model (PEDFM)[J]. *Advances in Water Resources*, 2017, 105: 205–216.
- [16] WANG C, WINTERFELD P, JOHNSTON B, et al. An embedded 3D fracture modeling approach for simulating fracture-dominated fluid flow and heat transfer in geothermal reservoirs[J]. *Geothermics*, 2020, 86: 101831.
- [17] WATANABE N, WANG W, TARON J, et al. Lower-dimensional interface elements with local enrichment: Application to coupled hydro-mechanical problems in discretely fractured porous media[J]. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 2012.
- [18] WATANABE N, WANG W, MCDERMOTT C I, et al. Uncertainty analysis of thermo-hydro-mechanical coupled processes in heterogeneous porous media[J]. *Computational Mechanics*, 2010, 45(4): 263–280.
- [19] PARISIO F, VILARRASA V, WANG W, et al. The risks of long-term re-injection in supercritical geothermal systems[J]. *Nature Communications*, 2019, 10(1).
- [20] RENALDI R, KIPRAKIS A, FRIEDRICH D. An optimisation framework for thermal energy storage integration in a residential heat pump heating system[J]. *Applied Energy*, 2017, 186: 520–529.
- [21] SEGURA J M, CAROL I. On zero-thickness interface elements for diffusion problems[J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2004, 28(9): 947–962.
- [22] SHAIK A R, RAHMAN S S, TRAN N H, et al. Numerical simulation of fluid-rock coupling heat transfer in naturally fractured geothermal system[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2011, 31(10): 1600–1606.
- [23] TIMMERMANS K, VANEKER M, SCHEFFER G J, et al. Soluble urokinase-type plasminogen activator levels are related to plasma cytokine levels but have low predictive value for mortality in trauma patients[J]. *Journal of Critical Care*, 2015, 30(3): 476–480.
- [24] BIRDSELL D T, ADAMS B M, SAAR M O. Minimum transmissivity and optimal well spacing and flow rate for high-temperature aquifer thermal energy storage[J]. *Applied Energy*, 2021, 289: 116658.
- [25] SHI X, JIANG S, XU H, et al. The effects of artificial recharge of groundwater on controlling land subsidence and its influence on groundwater quality and aquifer energy storage in Shanghai, China[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2016, 75(3).
- [26] GAO Q, LI M, YU M, et al. Review of development from GSHP to UTES in China and other countries[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, 13(6–7): 1383–1394.
- [27] DICKINSON J S, BUIK N, MATTHEWS M C, et al. Aquifer thermal energy storage: Theoretical and operational analysis[J]. *Géotechnique*, 2009, 59(3): 249–260.
- [28] ABEDIN A H. A critical review of thermochemical energy storage systems[J]. *The Open Renewable Energy Journal*, 2011, 4(1): 42–46.
- [29] LEFEBVRE D, TEZEL F H. A review of energy storage technologies with a focus on adsorption thermal energy storage processes for heating applications[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 67: 116–125.
- [30] DINCER I. Thermal energy storage systems as a key technology in energy conservation[J]. *International Journal of Energy Research*, 2002, 26(7): 567–588.
- [31] MOLZ F J, MELVILLE J G, PARR A D, et al. Aquifer thermal energy storage: A well doublet experiment at increased temperatures[J]. *Water resources research*, 1983, 19(1): 149–160.
- [32] SAUTY J P, GRINGARTEN A C, MENJOZ A, et al. Sensible energy storage in aquifers: 1, Theoretical study[J]. *Water resources research*, 1982, 18(2): 245–252.

- [33] BOZKAYA B, LI R, LABEODAN T, et al. Development and evaluation of a building integrated aquifer thermal storage model[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 126: 620–629.
- [34] VANDENBOHEDE A, HERMANS T, NGUYEN F, et al. Shallow heat injection and storage experiment: Heat transport simulation and sensitivity analysis[J]. *Journal of Hydrology*, 2011, 409(1–2): 262–272.
- [35] BLUM P, CAMPILLO G, MÜNCH W, et al. CO<sub>2</sub> savings of ground source heat pump systems—A regional analysis[J]. *Renewable Energy*, 2010, 35(1): 122–127.
- [36] HILL M, DEHOUCHE Z. A comparative analysis of the effectiveness of aquifer thermal energy storage in expeditionary campaign infrastructure[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 114: 271–278.
- [37] PAKSOY H O, GÜRBÜZ Z, TURGUT B, et al. Aquifer thermal storage (ATES) for air-conditioning of a supermarket in Turkey[J]. *Renewable Energy*, 2004, 29(12): 1991–1996.
- [38] VANHOUDT D, DESMEDT J, VAN BAEL J, et al. An aquifer thermal storage system in a Belgian hospital: Long-term experimental evaluation of energy and cost savings[J]. *Energy and Buildings*, 2011, 43(12): 3657–3665.
- [39] LEE K S. A review on concepts, applications, and models of aquifer thermal energy storage systems[J]. *Energies*, 2010, 3(6): 1320–1334.
- [40] XIAO X, JIANG Z, OWEN D, et al. Numerical simulation of a high-temperature aquifer thermal energy storage system coupled with heating and cooling of a thermal plant in a cold region, China[J]. *Energy*, 2016, 112: 443–456.
- [41] SHAW-YANG Y, HUND-DER Y. An analytical solution for modeling thermal energy transfer in a confined aquifer system[J]. *Hydrogeology Journal*, 2008, 16(8): 1507–1515.
- [42] SCHOUT G, DRIJVER B, SCHOTTING R. The influence of the injection temperature on the recovery efficiency of high temperature aquifer thermal energy storage: Comment on Jeon et al., 2015[J]. *Energy*, 2016, 103: 107–109.
- [43] YANG S, YE H, LI K. Modelling transient temperature distribution for injecting hot water through a well to an aquifer thermal energy storage system[J]. *Geophysical Journal International*, 2010, 183(1): 237–251.
- [44] YE H, YANG S, LI K. Heat extraction from aquifer geothermal systems[J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2012, 36(1): 85–99.
- [45] LI K, YANG S, YE H. An analytical solution for describing the transient temperature distribution in an aquifer thermal energy storage system[J]. *Hydrological Processes*, 2010, 24(25): 3676–3688.
- [46] DRENKELFORT G, KIESELER S, PASEMANN A, et al. Aquifer thermal energy storages as a cooling option for German data centers[J]. *Energy Efficiency*, 2015, 8(2): 385–402.
- [47] CALISKAN H, DINCER I, HEPBASLI A. Energy and exergy analyses of combined thermochemical and sensible thermal energy storage systems for building heating applications[J]. *Energy and Buildings*, 2012, 48: 103–111.
- [48] KRANZ S, FRICK S. Efficient cooling energy supply with aquifer thermal energy storages[J]. *Applied Energy*, 2013, 109: 321–327.
- [49] GHAEBI H, BAHADORI M N, SAIDI M H. Performance analysis and parametric study of thermal energy storage in an aquifer coupled with a heat pump and solar collectors, for a residential complex in Tehran, Iran[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2014, 62(1): 156–170.
- [50] ZEGHICI R M, OUDE ESSINK G H P, HARTOG N, et al. Integrated assessment of variable density–viscosity groundwater flow for a high temperature mono-well aquifer thermal energy storage (HT-ATES) system in a geothermal reservoir[J]. *Geothermics*, 2015, 55: 58–68.
- [51] JEON J, LEE S, PASQUINELLI L, et al. Sensitivity analysis of recovery efficiency in high-temperature aquifer thermal energy storage with single well[J]. *Energy*, 2015, 90: 1349–1359.
- [52] LEE K S. Effects of regional groundwater flow on the performance of an aquifer thermal energy storage system under continuous operation[J]. *Hydrogeology Journal*, 2014, 22(1): 251–262.
- [53] KIM J, LEE Y, YOON W S, et al. Numerical modeling of aquifer thermal energy storage system[J]. *Energy*, 2010, 35(12): 4955–4965.
- [54] GUO C, ZHANG K, PAN L, et al. Numerical investigation of a joint approach to thermal energy storage and compressed air energy storage in aquifers[J]. *Applied Energy*, 2017, 203: 948–958.
- [55] CUI J K, NAN X L. The numerical simulation of the aquifer thermal energy storage technology[J]. *Advanced Materials Research*, 2011, 225–226: 390–394.
- [56] SOMMER W, VALSTAR J, LEUSBROCK I, et al. Optimization and spatial pattern of large-scale aquifer thermal energy storage[J]. *Applied Energy*, 2015, 137: 322–337.
- [57] ZHOU X, GAO Q, CHEN X, et al. Numerically simulating the thermal behaviors in groundwater wells of groundwater heat pump[J]. *Energy*, 2013, 61: 240–247.
- [58] GAO Q, ZHOU X, JIANG Y, et al. Numerical simulation of the thermal interaction between pumping and injecting well groups[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2013, 51(1–2): 10–19.
- [59] BAKR M, van OOSTROM N, SOMMER W. Efficiency of and interference among multiple aquifer thermal energy storage systems: A

- dutch case study[J]. *Renewable Energy*, 2013, 60: 53–62.
- [64] WINTERLEITNER G, SCHÜTZ F, WENZLAFF C, et al. The impact of reservoir heterogeneities on high-temperature aquifer thermal energy storage systems. A case study from Northern Oman[J]. *Geothermics*, 2018, 74: 150–162.
- [65] BOURBIAUX B. ATEs contribution to the housing energy balance: A simple assessment methodology[J]. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*, 2011, 66(1): 21–36.
- [66] LEE K S, JEONG S J. Numerical modeling on the performance of aquifer thermal energy storage system under cyclic flow regime[J]. *International Journal of Green Energy*, 2008, 5(1–2): 1–14.
- [67] SOMMER W, VALSTAR J, VAN GAANS P, et al. The impact of aquifer heterogeneity on the performance of aquifer thermal energy storage[J]. *Water Resources Research*, 2013, 49(12): 8128–8138.
- [68] SOMMER W T, DOORNENBAL P J, DRIJVER B C, et al. Thermal performance and heat transport in aquifer thermal energy storage[J]. *Hydrogeology Journal*, 2014, 22(1): 263–279.
- [69] VISSER P W, KOOI H, STUYFZAND P J. The thermal impact of Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) systems: A case study in the Netherlands, combining monitoring and modeling[J]. *Hydrogeology Journal*, 2015, 23(3): 507–532.
- [70] BRIDGER D W, ALLEN D M. Heat transport simulations in a heterogeneous aquifer used for Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)[J]. *Canadian Geotechnical Journal*, 2010, 47(1): 96–115.
- [71] BRIDGER D W, ALLEN D M. Influence of geologic layering on heat transport and storage in an aquifer thermal energy storage system[J]. *Hydrogeology Journal*, 2014, 22(1): 233–250.
- [72] NORDBOTTEN J M. Analytical solutions for aquifer thermal energy storage[J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(2): 1354–1368.
- [73] van LOPIK J H, HARTOG N, ZAADNOORDIJK W J. The use of salinity contrast for density difference compensation to improve the thermal recovery efficiency in high-temperature aquifer thermal energy storage systems[J]. *Hydrogeology Journal*, 2016, 24(5): 1255–1271.
- [74] SCHOUT G, DRIJVER B, GUTIERREZ-NERI M, et al. Analysis of recovery efficiency in high-temperature aquifer thermal energy storage: A Rayleigh-based method[J]. *Hydrogeology Journal*, 2014, 22(1): 281–291.
- [75] NAGANO K, MOCHIDA T, OCHIFUJI K. Influence of natural convection on forced horizontal flow in saturated porous media for aquifer thermal energy storage[J]. *Applied thermal engineering*, 2002, 22(12): 1299–1311.
- [76] YAPPAROVA A, MATTHÁI S, DRIESNER T. Realistic simulation of an aquifer thermal energy storage: Effects of injection temperature, well placement and groundwater flow[J]. *Energy*, 2014, 76: 1011–1018.
- [77] POSSEMIERS M, HUYSMANS M, BATELAAN O. Application of multiple-point geostatistics to simulate the effect of small-scale aquifer heterogeneity on the efficiency of aquifer thermal energy storage[J]. *Hydrogeology Journal*, 2015, 23(5): 971–981.
- [78] ADAMS B M, KUEHN T H, BIELICKI J M, et al. A comparison of electric power output of CO<sub>2</sub> Plume Geothermal (CPG) and brine geothermal systems for varying reservoir conditions[J]. *Applied Energy*, 2015, 140: 365–377.
- [79] GARAPATI N, ADAMS B M, BIELICKI J M, et al. A hybrid geothermal energy conversion technology—A potential solution for production of electricity from shallow geothermal resources[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 7107–7117.
- [80] GARAPATI N, RANDOLPH J B, SAAR M O. Brine displacement by CO<sub>2</sub>, energy extraction rates, and lifespan of a CO<sub>2</sub>-limited CO<sub>2</sub>-Plume Geothermal (CPG) system with a horizontal production well[J]. *Geothermics*, 2015, 55: 182–194.
- [81] WALSH S D C, GARAPATI N, LEAL A M M, et al. Calculating thermophysical fluid properties during geothermal energy production with NESS and Reaktoro[J]. *Geothermics*, 2017, 70: 146–154.
- [82] GARAPATI N, RANDOLPH J B, VALENCIA J L, et al. CO<sub>2</sub>-Plume Geothermal (CPG) Heat extraction in multi-layered geologic reservoirs[J]. *Energy Procedia*, 2014, 63: 7631–7643.
- [83] GARAPATI N, ADAMS B M, FLEMING M R, et al. Combining brine or CO<sub>2</sub> geothermal preheating with low-temperature waste heat: A higher-efficiency hybrid geothermal power system[J]. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 2020, 42: 101323.
- [84] EZEKIEL J, EBIGBO A, ADAMS B M, et al. Combining natural gas recovery and CO<sub>2</sub>-based geothermal energy extraction for electric power generation[J]. *Applied Energy*, 2020, 269: 115012.
- [85] FLEMING M R, ADAMS B M, OGLAND-HAND J D, et al. Flexible CO<sub>2</sub>-Plume Geothermal (CPG-F): Using geologically stored CO<sub>2</sub> to provide dispatchable power and energy storage[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 253: 115082.
- [86] ADAMS B M, VOGLER D, KUEHN T H, et al. Heat depletion in sedimentary basins and its effect on the design and electric power output of CO<sub>2</sub> Plume Geothermal (CPG) systems[J]. *Renewable Energy*, 2021, 172: 1393–1403.
- [87] FLEMING M R, ADAMS B M, KUEHN T H, et al. Increased power generation due to exothermic water exsolution in CO<sub>2</sub> Plume Geothermal (CPG) power plants[J]. *Geothermics*, 2020, 88: 101865.
- [88] ADAMS B M, KUEHN T H, BIELICKI J M, et al. On the importance of the thermosiphon effect in CPG (CO<sub>2</sub> Plume Geothermal) power systems[J]. *Energy*, 2014, 69: 409–418.
- [89] OGLAND-HAND J D, BIELICKI J M, WANG Y, et al. The value of bulk energy storage for reducing CO<sub>2</sub> emissions and water

- requirements from regional electricity systems[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 181: 674–685.
- [90] OGLAND-HAND J D, BIELICKI J M, ADAMS B M, et al. The value of CO<sub>2</sub>-bulk energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems[J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 228: 113548.
- [91] 崔国栋, 任韶然, 张亮, 等. CO<sub>2</sub>羽流地热系统中地层水回流和岩石一流体作用对采热能力的影响[J]. *高校化学工程学报*, 2016, 30(05): 1043–1052. [CUI G D, REN S R, ZHANG L, et al. Effects of rock-fluid interaction and water back flow on heat mining efficiency of geothermal development via carbon dioxide injection[J]. *Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities*, 2016, 30(05): 1043–1052.]
- [92] 乔宗良, 汤有飞, 王兴超, 等. CO<sub>2</sub>羽流地热系统开采特性数值模拟及预测模型[J]. *东南大学学报(自然科学版)*, 2019, 49(04): 764–772. [QIAO Z L, TANG Y F, WANG X C, et al. Numerical simulation and predictive model of mining characteristics of CO<sub>2</sub> plume geothermal system[J]. *Journal of Southeast University (Natural Science Edition)*, 2019, 49(04): 764–772.]
- [93] MOUSAVI S B, AHMADI P, POURAHMADIYAN A, et al. A comprehensive techno-economic assessment of a novel Compressed Air Energy Storage (CAES) integrated with geothermal and solar energy[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021, 47: 101418.
- [94] 裴晶晶. 利用CO<sub>2</sub>开发干热岩地热资源的可行性研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013. [PEI J J. Feasibility study of hot dry rock geothermal energy with CO<sub>2</sub> as heating transmission fluid[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2013.]
- [95] 崔国栋. 高温废弃气藏注CO<sub>2</sub>开采地热机制研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2019. [CUI G D. Geothermal exploitation from depleted high-temperature gas reservoirs by recycling CO<sub>2</sub>[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2019.]
- [96] 马玖辰. 地下咸水层储能与含水介质空间结构变化研究[D]. 天津: 天津大学, 2012. [MA J C. The researches of energy storage and recharge aquifer medium space structure in brackish aquifers[D]. Tianjin: Tianjin University, 2012.]
- [97] 欧阳小龙. 多孔介质传热局部非热平衡效应的基础问题研究[D]. 北京: 清华大学, 2014. [OUYANG X L. Research on the local thermal non-equilibrium effect for heat transfer in porous media[D]. Beijing: Tsinghua University, 2014.]
- [98] 张乐. 超临界压力CO<sub>2</sub>在岩石裂隙和多孔介质内的对流换热研究[D]. 北京: 清华大学, 2017. [ZHANG L. Research on convection heat transfer of supercritical pressure CO<sub>2</sub> in rock fracture and porous media[D]. Beijing: Tsinghua University, 2017.]
- [99] 杨利超. 含水层压缩空气储能系统循环设计及效率优化研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020. [YANG L C. Research on cycle design and efficiency optimization of compressed air energy storage in aquifers[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2020.]
- [100] GREEN S, MCLENNAN J, PANJA P, et al. Geothermal battery energy storage[J]. *Renewable Energy*, 2021, 164: 777–790.
- [101] SHAH M, SIRCAR A, SAHAJPAL S, et al. Geochemical analysis for understanding prospectivity of low enthalpy geothermal reservoirs of dholera[C] Stanford geothermal Conference. 2017.
- [102] KIRBY S M. Summary of compiled permeability with depth measurements for basin, igneous, carbonate, and siliciclastic rocks in the Great Basin and adjoining regions: Open file report 602[R]. Utah Geological Survey, 2012, PP 12.
- [103] PANJA P, MCLENNAN J, GREEN S. Influence of permeability anisotropy and layering on geothermal battery energy storage[J]. *Geothermics*, 2021, 90: 101998.
- [104] LV Y, YUAN C, ZHU X, et al. Influence of permeability anisotropy on rock damage and heat transfer in geothermal reservoir[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2021, 14(13).
- [105] ULIASZ-MISIAK B, LEWANDOWSKA-ŚMIERZCHALSKA J, MATU A R. Criteria for selecting sites for integrated CO storage and geothermal energy recovery[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2021, 285: 124822.
- [106] CHEN M, AL-MAKTOUMI A, IZADY A. Assessment of integrated CO<sub>2</sub> geologic storage and geothermal harvest in a semi-closed thin reservoir[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, 49: 101773.
- [107] SCHMIDT T. The central solar heating plant with aquifer thermal energy store in rostock: Results after four years of operation[C]// Proceedings of Eurosun. Freiburg, Germany: International Solar Energy Society, 2004: 20–23.
- [108] HOLSTENKAMP L, NEIDIG P, STEFFAHN J. Interdisciplinary review of medium-deep aquifer thermal energy in north Germany [J]. *Energy Procedia*, Vol. 142, 327–336, 2017.
- [109] 马捷, 王明育, 戴斌. 地下含水层的储能和过程特性分析[J]. *华北电力大学学报*, 2004(31): 57–60. [MA J, WANG M Y, DAI B. Research on aquifer's thermal energy storage ad analysis of its different processes[J]. *Journal of North China Electric Power University*, 2004(31): 57–60.]
- [110] 赵新颖, 万曼颖, 马婕. 地下含水层储能及其对环境影响的评估[J]. *能源研究与利用*, 2004(1): 51–54. [ZHAO X Y, WAN M Y, MA J. Assessment of underground aquifer energy storage and its environmental impact[J]. *Energy research and utilization*, 2004(1): 51–54.]
- [111] KABUS F, WOLFGRAMM M, SEIBT A, et al. Aquifer thermal energy storage in Neubrandenburg: Monitoring throughout three years of regular operation[C]// Proceedings of the EFFSTOCK conference. Stockholm, Sweden: Swedish Society of HVAC Engineers, 2009: 1–8.
- [112] 胡贤贤, 张可霓, 郭朝斌. 压缩空气地下咸水含水层储能技术[J]. *新能源进展*, 2014, 2(05): 390–396. [HU X X, ZHANG K N, GUO

- C B. Compressed air energy storage using saline aquifer as storage reservoir[J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2014, 2(05): 390–396.]
- [113] 左锐, 潘明浩, 刘嘉蔚, 等. 含水层压缩空气储能过程中储层渗流特性及地球化学过程研究进展[J]. *环境科学研究*, 2022: 1–13. [ZUO R, PAN M H, LIU J W, et al. Review on Flow Characteristics and Geochemical Process during Compressed Air Energy Storage in Aquifer[J]. *Research of Environmental Sciences*, 2022: 1–13.]
- [114] LI Y, SUN R, HU B, et al. An enhanced role understanding of geothermal energy on compressed air energy storage in aquifers considering the underground processes[J]. *Journal of Energy Storage*, 2021, 44: 103483.
- [115] TSUJI T, IKEDA T, MATSUURA R, et al. Continuous monitoring system for safe managements of CO<sub>2</sub> storage and geothermal reservoirs[J]. *Scientific Reports*, 2021, 11(1).
- [116] RANDOLPH J B, SAAR M. Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration[J]. *Geophysical Research Letters*, 2011, 38: 10.
- [117] FLEMING M R, ADAMS B M, OGLAND-HAND J D, et al. Flexible CO<sub>2</sub>-Plume Geothermal (CPG-F): Using geologically stored CO<sub>2</sub> to provide dispatchable power and energy storage[J]. *Energy Conversion and Management*, 2022, 253: 115082.
- [118] ZHANG K, LAU H C. Utilization of a high-temperature depleted gas condensate reservoir for CO<sub>2</sub> storage and geothermal heat mining: A case study of the arun gas reservoir in Indonesia[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2022, 343: 131006.
- [119] GALECZKA I M, STEFÁNSSON A, KLEINE B I, et al. A pre-injection assessment of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S mineralization reactions at the Nesjavellir (Iceland) geothermal storage site[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, 115: 103610.
- [120] LI H, TAO Y, ZHANG Y, et al. Two-objective optimization of a hybrid solar-geothermal system with thermal energy storage for power, hydrogen and freshwater production based on transcritical CO<sub>2</sub> cycle[J]. *Renewable Energy*, 2022, 183: 51–66.
- [121] GABRIELLI P, ACQUILINO A, SIRI S, et al. Optimization of low-carbon multi-energy systems with seasonal geothermal energy storage: The anergy grid of ETH Zurich[J]. *Energy Conversion and Management: X*, 2020, 8: 100052.
- [122] CLAUSER, CHRISTOPH MARQUART, GABRIELE. MeProRisk—A tool box for evaluating and reducing risks in exploration, development, and operation of geothermal reservoirs[C]// Egu General Assembly Conference. EGU General Assembly Conference Abstracts, 2009.
- [123] RICKS W, NORBECK J, JENKINS J. The value of in-reservoir energy storage for flexible dispatch of geothermal power[J]. *Applied Energy*, 2022, 313: 118807.
- [124] XIA L, ZHANG Y. An overview of world geothermal power generation and a case study on China—The resource and market perspective[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, 112: 411–423.
- [125] CHEN J, FENG S. Evaluating a large geothermal absorber's energy extraction and storage performance in a common geological condition[J]. *Applied Energy*, 2020, 279: 115793.
- [126] RICKS W, NORBECK J, JENKINS J. The value of in-reservoir energy storage for flexible dispatch of geothermal power[J]. *Applied Energy*, 2022, 313: 118807.
- [127] HUANG Y, PANG Z, KONG Y, et al. Assessment of the High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES) potential in naturally fractured geothermal reservoirs with a stochastic discrete fracture network model[J]. *Journal of Hydrology*, 2021, 603: 127188.
- [128] ZHENG S, LI S, ZHANG D. Fluid and heat flow in enhanced geothermal systems considering fracture geometrical and topological complexities: An extended embedded discrete fracture model[J]. *Renewable Energy*, 2021, 179: 163–178.
- [129] 庞忠和, 罗霖, 程远志, 等. 中国深层地热能开采的地质条件评价[J]. *地学前缘*, 2020, 27(01): 134–151. [PANG Z H, LUO J, CHENG Y Z, et al. Evaluation of geological conditions for the development of deep geothermal energy in China[J]. *Earth Science Frontier*, 2020, 27(01): 134–151.]
- [130] 庞忠和, 胡圣标, 汪集旸. 中国地热能发展路线图[J]. *科技导报*, 2012, 30(32): 18–24. [PANG Z H, HU S B, WANG J Y. 'Earth charging / thermal bank' — a new way of geothermal development and utilization[J]. *Technology Review*, 2012, 30(32): 18–24.]
- [131] SOMMERFELDT N, MADANI H. In-depth techno-economic analysis of PV/thermal plus ground source heat pump systems for multi-family houses in a heating dominated climate[J]. *Solar Energy*, 2019, 190: 44–62.
- [132] CHEN J, FENG S. Evaluating a large geothermal absorber's energy extraction and storage performance in a common geological condition[J]. *Applied Energy*, 2020, 279: 115793.
- [133] MANENTE G, LAZZARETTO A, MOLINARI I, et al. Optimization of the hydraulic performance and integration of a heat storage in the geothermal and waste-to-energy district heating system of ferrara[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 230: 869–887.
- [134] 郑新, 孙雨潇, 张迪, 等. 潮汐式地热能储能供热调峰系统效益分析[J]. *储能科学与技术*, 2020, 9(3): 720–724. [ZHENG X, SUN Y X, ZHANG D, et al. Benefit study of peak shaving energy systems using geothermal energy with storage in office buildings[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2020, 9(3): 720–724.]
- [135] RÉVEILLÈRE A, HAMM V, LESUEUR H, et al. Geothermal contribution to the energy mix of a heating network when using aquifer thermal energy storage: Modeling and application to the Paris Basin[J]. *Geothermics*, 2013, 47: 69–79.

- [136] WHITE S P, ALLIS R G, MOORE J, et al. Simulation of reactive transport of injected CO<sub>2</sub> on the Colorado Plateau, Utah, USA[J]. *Chemical Geology*, 2005, 217(3-4): 387-405.
- [137] TARCAN G, ÖZEN T, GEMICI Ü, et al. Geochemical assessment of mineral scaling in Kızıldere geothermal field, Turkey[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2016, 75(19).
- [138] DRIJVER B, VAN AARSEN M, ZWART B D. High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES): Sustainable and multi-usable[C]//Proceeding of the 12th international conference on energy storage. Lleida, Spain: International Energy Agency, 2012.
- [139] WESSELINK M, LIU W, KOORNNEEF J, et al. Conceptual market potential framework of high temperature aquifer thermal energy storage: A case study in the Netherlands[J]. *Energy*, 2018, 147: 477-489.
- [140] MOUSAVI S B, AHMADI P, POURAHMADIYAN A, et al. A comprehensive techno-economic assessment of a novel Compressed Air Energy Storage (CAES) integrated with geothermal and solar energy[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021, 47: 101418.
- [141] RICKS W, NORBECK J, JENKINS J. The value of in-reservoir energy storage for flexible dispatch of geothermal power[J]. *Applied Energy*, 2022, 313: 118807.
- [142] HUANG Y, PANG Z, KONG Y, et al. Assessment of the High-Temperature Aquifer Thermal Energy Storage (HT-ATES) potential in naturally fractured geothermal reservoirs with a stochastic discrete fracture network model[J]. *Journal of Hydrology*, 2021, 603: 127188.
- [143] SOHANI A, DELFANI F, HOSSEINI M, et al. Dynamic multi-objective optimization applied to a solar-geothermal multi-generation system for hydrogen production, desalination, and energy storage[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022.
- [144] 黄永辉, 庞忠和, 程远志, 等. 深层含水层地下储热技术的发展现状与展望[J]. *地学前缘*, 2020, 27(01): 17-24. [HUANG Y H, PANG Z H, CHENG Y Z, et al. The development and outlook of the deep aquifer thermal energy storage(deep-ATES)[J]. *Earth Science Frontier*, 2020, 27(1): 017-024.]
- [145] KILKISS, WANG C, BJORK F, et al. Cleaner energy scenarios for building clusters in campus areas based on the rational exergy management model[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2017 155: 72-82.
- [146] WERNER J. Environmental footprint of high temperature aquifer thermal energy storage[D]. Utrecht, Netherlands: University Utrecht, 2016.

(编辑 马桂霞)