

干热岩研究现状与展望

陆川, 王贵玲

中国地质科学院水文地质环境地质研究所, 石家庄 050061

摘要 干热岩蕴藏着巨大的热能,是世界发达国家积极开发的重要资源之一。在干热岩技术基础上提出的增强型地热系统,已历经40余年的研究,在理论研究和工程实践中取得了重要成果,积累了丰富经验。本文总结世界干热岩的研究发展历程、示范工程中失败和成功的经验,论述开发过程中关键科学技术的重要成就和不足之处,阐明今后的技术发展方向,对包括干热岩在内的高温地热资源开发利用提出了展望。

关键词 干热岩;增强型地热系统;人工储层;水力压裂;地球物理

中图分类号 P314

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.19.001

Current status and prospect of hot dry rock research

LU Chuan, WANG Guiling

Institute of Hydrogeology and Environmental Geology, Chinese Academy of Geological Sciences, Shijiazhuang 050061, China

Abstract Hot dry rock contains a huge amount of geothermal energy and is one of the most important resources being explored in developed countries. The enhanced geothermal system (EGS) has been developed on the basis of hot dry rock utilization. EGS related science and technologies have been developed for decades, which are abundant in theoretical research and engineering practice. This paper reviews the developing courses of several important EGS projects, summarizing their successes and lessons, and provides a comprehensive discussion of the key scientific and technical achievements and deficiency, including new progress in high temperature geothermal systems. Prospect of their future development is predicted.

Keywords hot dry rock; enhanced geothermal system; engineered geothermal formation; hydrofracture; geophysics

地球是个巨大的热库,其内核(地核)的温度高达约6000℃,除行星生成后的余热,地球内部放射性衰变、机械能转换等过程也在不断产热。人类可以经济采出的那部分地热能被称为地热资源。地热资源作为一种新的清洁能源,与其他能源相比优势显著,大规模开发利用是应对全球气候变化和节能减排的措施,同时,巨大的资源储量决定了地热必然成为人类未来的重要替代新能源之一。

地热资源按其成因和产出条件分为浅层地温能型、水热型和干热岩型地热资源。浅层地温能指蕴藏在地表以下一定深度范围内岩土体,地下水和地表水中具有开发利用价值的热能,多直接利用,如取暖制冷等;水热型地热资源赋存于高渗透型的孔隙或裂隙介质中,多与年轻火山活动或高热流

背景相伴生成高温水热系统,通过对水热系统中流体的开采即可获取热能;干热岩则是指地下高温但低孔隙度和渗透性缺少流体的岩体,储存于干热岩中的热量需要通过人工压裂形成增强型地热系统才能开采。

干热岩的分布几乎遍及全球,从理论上说,随着地球向深部的地热增温,任何地区达到一定深度都可以开发出干热岩,因此干热岩又被称为是无处不在的资源。但就现阶段来看,由于技术和手段等限制,干热岩资源专指埋深较浅(3~10 km)、温度较高(>150℃)、有开发经济价值的热岩体。目前干热岩开发利用潜力最大的地方,是新火山活动区,或地壳已经变薄的地区,这些地区主要位于全球板块或构造地体的边缘。

收稿日期:2015-06-03;修回日期:2015-07-31

基金项目:中国地质科学院水文地质环境地质研究所科研资助项目(SK201413);中国地质调查局地质调查项目(12120113077900)

作者简介:陆川,研究员,研究方向为裂隙水流和深部地热,电子信箱:luchuanen@163.com;王贵玲(通信作者),研究员,研究方向为水文学及地热,电子信箱:guilingw@163.com

引用格式:陆川,王贵玲.干热岩研究现状与展望[J].科技导报,2015,33(19):13-21.

1 干热岩地热系统简述

地热资源是世界各国重点研究开发的可再生清洁能源, 高温地热资源主要包括水热型和干热岩型。世界上目前开采和利用地热资源主要是水热型地热, 占已探明地热资源的10%左右^[1]。干热岩是一种没有或极少量含有水或蒸汽的热岩体, 主要是各种变质岩或结晶岩类岩体, 较常见的岩石有黑云母片麻岩、花岗岩、花岗岩闪长岩等。依现阶段的技术手段, 干热岩地热资源是指埋深较浅、温度较高、有开发经济价值的热岩体, 干热岩普遍埋藏于距地表3~10 km的深处, 温度范围在150~650℃^[2]。按照现阶段的技术手段, 干热岩地热资源是指埋深较浅、温度较高、有开发经济价值的热岩体。保守估计地壳中干热岩(3~10 km深处)所蕴含的能量相当于全球所有石油、天然气和煤炭所蕴藏能量的30倍。据麻省理工学院2006年报告, 只要开发3500~7500 m深度2%的干热岩资源储量, 就将达到260000 EJ, 是美国2005年全年能源消耗总量的2600倍^[3], 有极大的开发潜力。增强型地热系统是在干热岩技术基础上提出的, 美国能源部的定义是采用人工形成地热储层的方法, 从低渗透性岩体中经济地采出深层热能的人工地热系统^[4]。增强型地热系统是一个闭环系统, 由两个子系统组成(图1)。第一个子系统是地下热储层的开发建造。即从地下深埋的岩石获取地热, 通过注水井用冷水加压致裂方法建立高渗透性的裂隙体系(人工热储)。冷水(或其他流体)流过热储层, 渗入岩石的缝隙吸收热量, 再通过生产井将200℃以上的水或蒸汽抽出地面。第二个子系统是热水采出后进入地面发电供热系统, 即将水采用二元发电装置, 如用低沸点二次工质的有机朗肯循环, 或用氨/水混合物作二次工质的卡里纳循环, 带动涡轮机发电, 而冷却后的水则被再次注入地下热交换系统循环使用^[4]。

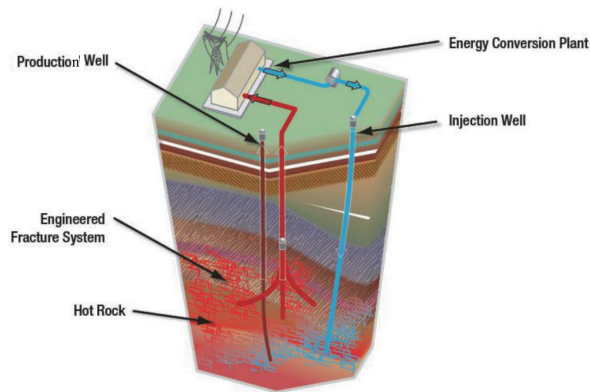


图1 干热岩地热电站示意

Fig. 1 Schematic of the hot dry rock geothermal power station

2 干热岩工程项目现状及展望

2.1 国外干热岩工程项目现状

增强型地热系统(EGS)已有40多年的研究历史, 但以往

只局限在美国、英国、法国、德国、瑞士、日本、澳大利亚、冰岛等国。

美国位于New Mexico州Fenton Hill干热岩项目是世界上第1次利用干热岩资源的项目, 始于1974年, 最初由美国政府资助。在接下来的6年中, 在国际能源署(International Energy Agency, IEA)的协调下, 英国、法国、德国和日本相继加入该计划, 进行了开创性的工程研究, 取得了相当有价值的成果。Fenton Hill干热岩项目分两阶段执行。第一阶段成井GT-2和EE-1, 深达3 km左右, 井底温度200℃, 而后因对井水力联系较差, GT-2井加深钻致2500 m, 成为GT-2A井, 经反复压裂, 仍未能与EE-1井形成对井系统。于是重新设计GT-2B井钻入EE-1和GT-2A压裂形成的裂隙系统中, 最终GT-2B与EE-1井形成较好对井系统, 回灌循环产生热流功率为3~5 MWt(兆瓦热 Megawatt thermal), 试验性的驱动了一个60 kW的双工质发电机。第2阶段开始于1978年, 成井EE-2和EE-3A。EE-2井深达4390 m, 井底温度327℃。EE-2的压裂试验显示深层的地应力情况与较浅地层不同, 这是Fenton Hill项目的重要发现之一。EE-3完井后经水力压裂未能与EE-2井形成较好的水力联系, 遂根据微震监测数据, 于该井井深2830 m处侧向开钻, 形成EE-3A井, 最终井深4018 m, 进入EE-2井和EE-3井压裂形成的裂隙系统中。EE-2和EE-3A之间的生产回灌试验显示回灌水收率在66%左右, 流量10.6~18.5 kg/s, 回灌井口压力26.9~30.3 MPa。同时经过一系列的注水和压裂试验, 确定了岩层起裂压力约为19 MPa, 远低于花岗岩的张破坏极限, 从而得出水力压裂的主要作用机制是岩体沿着原有裂隙的剪破坏, 与石油天然气工业的水力压裂过程大相径庭。这也是该项目的重要结论之一。最终, 该项目因经费不足在2000年终止。Fenton Hill项目的最大成果在于它验证了在渗透率很低的干热岩中通过人工致裂的方法可以实现储层改造, 使用循环流体提取地热能的概念是可行的, 为地热能的开采开创了新方向^[5,6]。

受到Fenton Hill项目成果的鼓舞, 英国于1977年启动了Rosemanowes项目。该项目由英国能源部和欧共体联合资助, 由Camborne矿业学院主持实施, 在英国Rosemanowes采石场进行。该项目的主要研究目的是进行有关岩石力学方面的研究, 而非地热开采, Rosemanowes地区也不是地温异常区。Rosemanowes项目的重要发现包括: 1) 对RH12井的水力压裂过程中, 裂隙向下竖直发展, 与预测不符, 验证了Fenton Hill项目中原始地应力起决定性作用的结论; 2) 水力压裂的裂隙与最终人工裂缝系统几乎毫不相干, 天然裂隙决定了EGS裂隙系统, 这也许就是该项目最重要的结论; 3) 注水量较大时, 裂隙系统持续发展, 流失水量急剧上升, 且形成了热突破; 4) Rosemanowes工程项目在生产井附近的裂隙中加入了沙粒作为支撑剂, 改善了流通情况, 这是在EGS系统中首次使用支撑剂^[7-10]。

Felton Hill和Rosemanowes项目都说明以水力压裂方法

创造人工热储的效果依赖原始地应力的状况和天然裂隙分布情况。这一点在日本开展的 Hijiori 和 Ogachi 项目中表现尤其明显。Hijiori 项目始于 1989 年,位于 Hijiori 火山南坡。该项目有 1 口注水井 SKG-2 和 3 口生产井 HDR-1, HDR-2 和 HDR-3。井距较短,注水井距 3 口生产井的距离分别为 40、50 和 55 m。SKG-2 完井后进行了水力压裂处理。注水试验显示有超过 70% 的注入水流失,且在试验过程中热储体积继续增长。为提高回收率,3 口生产井加深后重新压裂,回收率提高到 50% 左右。项目组尝试使用 HDR-1 注入, HDR-3 产出,情况并无改善。而后于 2000 年,项目组进行了长达 1 年的注水试验,生产井总流量约为 8.7 kg/s,热流体产能达到 8 MWt,注入水回收率 55%,试验驱动了一个 130 kW 的双工质发电站。在注水试验末期, HDR-2 井出现热突破,温度由 163℃ 骤降至 100℃, Hijiori 项目终止^[11-13]。Ogachi 项目始于 1990 年,注入井 OGC-1 深 1000 m,井底温度 230℃,于井底和井深 710 m 处经两次压裂。生产井 OGC-2 深 900 m,井底温度 240℃。注水试验显示回收率只有 3%。OGC-2 井经压裂后回收率提高到 10%, OGC-1 和 OGC-2 再次压裂,回收率达到 25%。为改善这一情况,项目组通过微震监测估计出裂隙系统的位置,并使新井 OGC-3 钻入裂隙系统中。接着项目组使用井下摄影机观察了裂隙走向,对裂隙系统状况有了更深入的了解,这是 Ogachi 项目的最大创新之一。OGC-1 和 OGC-3 井间的水力联系有了很大改善,注入水回收率大有提高。Ogachi 项目表明将后钻井钻入已有裂隙系统远比同时钻进而后通过水力压裂建立联系的方法有效^[11,14-16]。

在英国进行 Rosemanowes 项目的同时,其他欧洲国家也进行了一系列 EGS 相关研究。德国开展了位于 Falkenberg 的较浅地层和位于 Bad Urach 较深地层的 EGS 相关研究;法国于 Le Mayet 进行相关研究,并与德国合作进行 Soultz-sous-Forêts 场地的背景研究。大规模的 EGS 系统研究需要庞大的人力物力支持,在欧共体的协调下,英、法、德 3 国停止或放缓了本国的相关项目,集中于法国 Soultz-sous-Forêts 开展了 Soultz 项目。Soultz 地区曾经是油田,该地区的地热异常也是在早期的石油勘探中发现的。长期的石油勘探工作使该地区的地质构造比较清楚:花岗岩基岩位于 1400 m 深处,其上为沉积盖层。热源可能来自位于花岗岩基岩更深处深大断裂对流。Soultz 项目中通过加深已经存在的油井 EPS1、OPS4 等详细观察了花岗岩储层中的裂隙系统,并安装相应传感器,将它们用于以后的微震观测,使得 Soultz 项目中微震观测的数据量和精度远超以往,是该项目的重要创新^[17]。迄今共有 4 口地热井 GPK1~GPK4。GPK1 井完井于 1992 年,最终井深 3590 m。而后根据 GPK1 钻进和压裂过程的微震监测,GPK2 井定位、钻进、完井于 1995 年,井深 3876 m,井底距 GPK1 井 650 m。地应力的研究表明 GPK2 井的水力压裂应当不需很高压力,但因其进入了裂隙密集的岩层,压裂液的流量高达 50 kg/s,这是该项目的重要发现之一。压裂 GPK2 井的过程中,GPK1 井的压力反应明显,显示出较好的水力联系。双井

注入生产试验流量达到 25 kg/s,流体温升 94℃,回收率接近 100%,热能开采达到 9 MWt。受此成果鼓舞,1997—1998 年,一些企业加入该项目,开启了产业化的尝试,在干热岩资源开发进程中有重要意义。GPK2 井进一步加深至 4950 m,并使用重盐水在深部重新压裂。同时新地热井 GPK3 于 2001 年完井于井深 5093 m,井底距 GPK2 井底 600 m。同时,更深的 GPK4 井定位于 GPK2 和 GPK3 井的裂隙系统中,并于 2003 年开钻,完井深度 5105 m,与 GPK3 井底距 650 m。GPK4 井完成压裂后,与 GPK2 及 GPK3 井之间并未建立良好的水力联系,经由两次水力压裂,情况并未改善。尽管 GPK4 井的设计也是基于微震监测定位裂隙网络的方法,却未能达到预期效果,可能是未知断裂阻隔区域间的联系。这一结果再次证实详尽地质数据的决定性作用。Soultz 项目执行中,GPK2 和 GPK3 的完井压裂和注水生产过程中产生了许多微震和数次人群可感地震。如何预测和减少规模较大的地震现象是该项目研究中新出现的课题,也是该项目的重要贡献^[18,19]。Soultz 项目最大的工程成就在于,2010 年利用 GPK3 作为注入井,GPK2、GPK4 作为生产井建成世界上第一个 EGS 示范电站,装机容量 1.5 MW,在项目最终完成后装机容量将达到 6 MW。目前 Soultz 干热岩电站已经持续运行 5 年,当前研究的重点是考察其可持续性^[20,21]。

早期的 EGS 工程项目中,Fonton Hill 项目和日本的两个项目均定址于新近火山地带以利用其较高的地温。理论和实践都证明此类地质构造非常复杂多变,原始地应力和原有裂隙的探测充满不确定性,给 EGS 工程实施带来很大困难。Soultz 项目选择废弃油田的主要原因之一正是先期的石油勘探工作积累了相当详细的地质资料。尽管如此,Soultz 项目中 GPK4 井的开发依然失败了。有鉴于此,澳大利亚的干热岩项目选择在 Cooper Basin 展开。该地区地质的主要特点有以下几方面:1) 项目场地地表并无明显地热显示,地热异常是经由先期的石油勘探发现的;2) 物探显示项目区有近 1000 km² 的低重力异常,这是该地区存在花岗岩体的重要参考依据;3) 热源为高放射性的花岗岩;4) 整个地区为逆冲构造,受到周围地层的挤压。该项目的另一特色是项目资金完全由 Geodynamics 等公司提供,而非政府科研计划。该项目的第一口地热井 Habanero-1 于 2003 年完井于 4421 m 深处,测井数据表明整个储层处于剪裂的临界状态,其中的流体压力高过静水压力 35 MPa^[22,23]。而后 Habanero-1 井进一步加深,并使用盐水进行水力压裂,主裂隙于 4136 m 深处形成,呈水平方向伸展,覆盖面积约 3 km²。生产井 Habanero-2 在 4310 m 深处钻入这一裂隙系统。而后,Habanero-2 井进行了一系列改造,注水生产试验中流量达到 25 kg/s,生产井口温度 210℃。通过对 Habanero-1 井进行进一步的水力压裂,人造热储覆盖了 4 km²。Cooper Basin 项目的重要成在于,它显示逆冲断层结构有利于水力压裂进行储层改造;水平发展的裂隙系统有利于多井 EGS 系统开发;巨大连续整合的放射性花岗岩体是非常有价值的干热岩资源^[24,25]。

瑞典的Fjällbacka项目(1984—1994),德国的Falkenberg(1978—1983)、Bad Urach和Horstberg项目,法国的Le Mayet项目等也曾经开展过较大的EGS项目。各国干热岩项目的发展情况如图2^[1]所示。众多的现场试验为干热岩资源开发技术发展提供了丰富数据,积累了宝贵经验。目前将增强型地热系统用于工业发电的主要困难有3个方面:1)人工热储应具有相当的规模来持续产生50~100 kg/s对井,且生产井口温度不低于150℃;2)在较大流量条件下控制裂隙系统中孔

隙压力;3)钻井的成本。人工热储的流量较低不能满足生产需要,而增大流量会导致注入井底压力过高产生水力压裂,引起工质流失和热突破。目前尚没有投入工业发电的干热岩电站,Soultz和Cooper Basin热储经过近10年来的反复开发,热流体循环量有了很大提高,也许在不久的将来可以投入商业运营。美国在Felton Hill项目结束后,开展了Coso、Desert Peak和Geysers-Clear Lake项目,前两者试验性热流生产均超过了3 MW,有希望进行进一步开发^[1,26]。

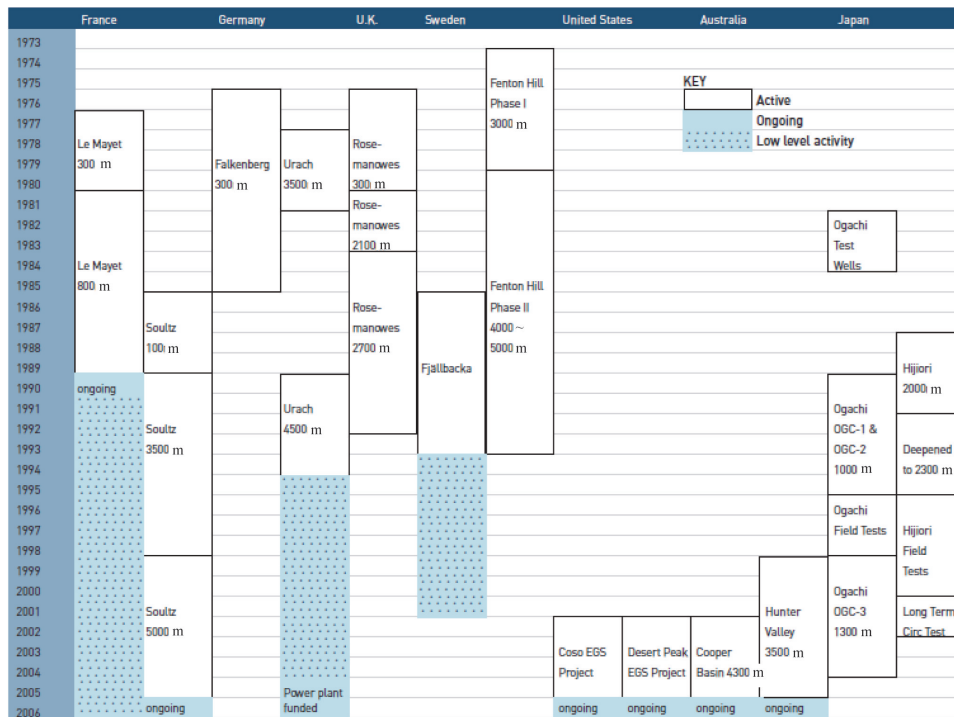


图2 主要的干热岩项目概况
Fig. 2 Schedules of the major HDR or EGS projects

2.2 中国干热岩研究现状

目前,中国干热岩资源开发及其技术研究尚属起步阶段,许多能源专家和地质工作者认识到此领域的重要性并为此做出了努力。综合国外的研究成果和中国的地质构造特点,研究人员将中国干热岩型地热资源按照成因机制和赋存条件分为高热流花岗岩型、板内构造活动带型、沉积盆地型和近代火山型干热岩资源4类。

李福等^[26]在海南陵水地区进行了深层干热岩地热发电项目的勘查选址,结合全岛地热条件对全国首个干热岩实验电站的下一步工作提出了建议;曾梅香等^[27]研究发现天津地区处于高热流构造带附近,据勘探成果分析,沧县隆起上白塘口西断裂东侧大芦北口一带和团泊东南地层深处埋藏着范围较大的基性火成岩体,预计钻探至深部中元古界长城系地表以下3000~4000 m的岩体温度可达110~150℃,以厚度550~600 m估算岩体所储存的地热资源约为 1.72×10^{20} J,

产热量可达 7.15×10^6 J/km²,资源前景非常诱人;据初步研究,江苏省苏北盆地4000~5000 m深度,地温达到150℃,局部达到170℃,中国能源研究会地热专业委员会与澳大利亚Petra-therm公司就“中国干热岩地热资源潜力研究”项目进行了合作洽谈,目的是了解江苏中高温地热资源赋存的地质条件,对江苏干热岩开发利用的可行性进行调研,以确定下一步工作靶区,开展相关的地球物理勘查和热物理参数测试等研究,进一步评价选区的潜力^[28];孙知新等^[29]研究发现青海共和盆地地处“秦昆岔口”的新生代断陷盆地,盆地内地热钻井揭露温度高,1203 m钻孔(R1)实测孔底温度达83℃,969 m钻孔(QR1)实测孔底温度为70℃,地温梯度高达6~7℃/100 m,是正常地温梯度的2倍,地热增温随深度增大而升高,推测3000 m温度可达200℃,并在(QR1)孔底见36 m花岗岩。地震反射波和可控源音频大地电磁测深推断基底斜坡界面对应重力低异常,可认为重力低异常为花岗岩引起,作为盆地

热源可能存在干热岩;2010年,国土资源部启动了公益性科研项目“中国干热岩勘查关键技术研究”,主要开展干热岩高温钻探技术方面的研究,包括钻探工艺、器具及设备配套研究和孔底连通技术预研究^[30]。

2011年,中国地质调查局开展了中国陆区干热岩资源潜力评估,据初步估算,中国大陆3.0~10.0 km深处干热岩资源总计为 2.52×10^{25} J(美国的估算结果为 1.67×10^{25} J,不包括黄石公园地区),合85.6 $\times 10^5$ 亿吨标准煤,是国内目前年度能源消耗总量的 2.6×10^5 倍(2010年中国能源消费总量32.5亿吨标准煤^[31])。2012年,吉林大学、清华大学、中国科学院广州能源研究所先进能源系统实验室承担了国家高技术研究发展计划(863计划)项目“干热岩热能开发与综合利用关键技术研究”,开启了国内专门针对干热岩工程的研究^[32]。

目前中国干热岩的发展正逐步受到重视,中国地质调查局于2014年启动了“大型盆地和东南沿海典型地区深部水文地质调查与综合评价”项目,项目组经过综合考察选定福建漳州龙海市白水镇为研究区,干热岩综合科研钻目标定于研究区内清泉林场,目标区为山间盆地地形,地表覆盖有第四纪及火山岩盖层,下伏燕山期花岗岩,具有良好的热储性;位于沟通深部热源的西北向断裂上盘,且与该断层保持一定距离,是十分理想的钻孔位置。国内第一口干热岩综合科研钻已于2015年5月正式开钻,是中国第一个针对干热岩开发的科研项目^[33]。

3 干热岩开发技术现状及展望

随着EGS系统研究的广泛开展,很多相关科学和工程问题也逐渐凸显出来。其中的关键问题有:资源靶区定位技术、水力压裂储层改造、微地震裂隙监测、热流循环跟踪监控、资源评价方法、地热地质模型、地下高温岩体多场耦合过程、地热介质的换热特性机制;能源转换效率评价、发电系统高效利用、示范试验现场建立等。以下按照干热岩开发环节就其中的关键技术进行简要介绍。

3.1 资源靶区定位技术

以当前的技术水平,干热岩开发利用潜力最大的区域为新近火山活动区,地壳较薄区域和有沉积覆盖的放射性较强的酸性花岗岩区,这些区域是目前资源勘查的重点区域。美国的Felton Hill,日本的Hijiori和Ogachi项目靶区选在新近火山地区;欧洲的Soulz和澳大利亚的Copper Basin项目场地是在石油勘探过程中发现了地温异常,而后经由物探而确定的。目前资源靶区确定最重要,最基本的数据是大地热流值,以此为基础结合地质构造特点,选定研究区运用地球物理方法进行详细勘查。常用的勘查技术包括以下几种:1)地震勘探技术。地震勘探方法技术具有高精度和高分辨率特点,在干热岩的勘探与开发中作用巨大。该方法对于了解干热岩地热储层的成因机制有着极其重要的作用。震波法已经广泛用于油气资源勘查、地质构造考察^[34~36]。如对西藏地

区羊八井地热田的震波法勘查表明在6 km深处可能存在熔融体,揭示了地热异常的成因^[37]。这些经验可以借鉴到干热岩的开发中。2)电法、电磁法。电法和电磁法的主要优点在于相对成本较低,其中有些方法勘查范围大。温度较高的岩体具有较明显的电性差异,多数表现为高导异常,为电法和电磁法的应用提供了基础。电法和电磁方法技术种类较多,根据频率分类包括直流电法、大地电磁法、可控源音频电磁法、瞬变电磁法、探地雷达等。由于探测的深度和分辨能力不同,电法和电磁法广泛应用于干热岩勘查和开发的各个阶段。其作用包括探测与地热异常成因关系的断裂构造位置,圈定地下热岩体分布范围,确定覆盖层厚度、热源的位置以及隐伏基岩岩性、分析热储的裂隙分布规律、分析水热耦合交换的规律等^[38~40,42]。3)重磁方法。该方法是通过观测地层的密度和磁场差异来探测干热岩位置和监测干热岩的开发过程。重磁方法的主要优点是成本低,航磁、航重方法可在很短时间内覆盖很大面积。重磁方法对于揭示岩浆岩侵入体空间分布、寻找深大构造断裂、基岩拗陷中的凸起构造、研究地热的成因特征等有重要的指示意义^[41,42]。随着重磁方法的仪器技术发展,测量参数增加和精度提高,重磁方法越来越多地应用于干热岩开发中的监测与评价过程。

目前靶区定位技术的主要问题是大地热流图不够详尽,尤其是缺少地温随深度变化的数据。尽管石油天然气勘探工作会有此类数据,但多数属于行业内部资料,难以取得。同时地球物理方法应综合运用多种方法联合反演,这方面的具体技术不够完善,有待发展。

3.2 水力压裂储层改造技术

储层改造技术是干热岩开发的核心技术,包括高温高压条件下的深钻技术、水力压裂技术、裂隙系统监测等方面。

3.2.1 高温深钻技术

高温高压的深钻技术较为成熟,石油勘探钻和综合科研钻均已超过7000 m,冰岛深钻项目中地热井IDDP-1在2100 m深处钻入流纹岩浆,完井后井口温度高达450℃。目前高温深钻的主要困难是材料问题。Soulz项目中曾因泥浆马达在高温条件下表现不佳而延误工期。同时随钻测量的电子设备目前的温度上限一般低于225℃,使得定向钻进较为困难,是高温深钻需要解决的问题^[1]。

全新的钻井技术也在开发中,其中较前沿的有弹丸钻、火焰裂钻、激光钻孔和化学钻孔。弹丸钻使用高压水将钢球以高速度投射至岩层,粉碎和清除岩石表面。弹丸可通过钻井泥浆和石屑回收^[43]。火焰裂钻采用高温火焰快速加热的岩石表面,使其断裂或剥落。激光钻孔使用相同的机制来清除岩石,但依赖于脉冲激光加热的岩石表面。化学钻井涉及使用强酸分解岩石,也可与常规钻井技术相结合提高效率^[44]。这些钻井技术在发展阶段,尚未工业化。然而,任何这些技术发展的成功可能导致钻井过程中的一次重大变革,大幅降低钻井成本,更重要的是它们可以拓展深钻能力。

3.2.2 储层激发技术

EGS开发工程中最关键的一步是储层激发,即通过钻孔向深部干热岩石裂隙注入高压流体,使岩体发生张性破坏,或为已有裂隙剪切破坏创造有利条件,或使断裂的一个或者两个面产生平移运动,这样会在粗糙面间形成不整合面,这个不整合面会增加岩层的孔隙度和渗透率,并提供换热面积。已有的成功的EGS工程项目的经验显示,在大多数项目的水力压裂储层改造的主要机制是热储中已有裂隙或断裂发生了剪切破坏而互相联通,形成大流量长流径的热储裂隙系统。张性破坏产生的新裂隙仅发生在压裂液注入处附近,且与最终形成的裂隙系统基本无关。这一特点与石油天然气工业中水力压裂多数形成“双翼”椭圆型竖直裂隙不同,EGS裂隙系统的形成和发展更加依赖于原始地应力和已有裂隙系统,预测新生裂隙的发展方向非常困难。在施工过程中同时发现将新井钻入已有的裂隙系统以达成水力联系远较新井完成后通过水力压裂来实现联通容易实现。目前公认比较合理的开发方法是:1) 场地选定后进行第一口井施工,钻进过程中考察原始应力和既有裂隙系统,获取储层相关基本参数(如地应力、节理裂隙特征、流体特征和岩石力学参数等);2) 第一口井完井后进行水力压裂,通过微震监测考察裂隙系统发展,确定裂隙位置和发展方向;3) 后续钻进的新井应尽量钻入探明的裂隙系统中;4) 新井进行水力压裂增强连通性。5) 注水抽水考察连通性,换热性能和流体损失^[45]。已有的工程项目中,水力压裂大多是反复进行的,一方面是通过裂隙发展的具体情况和相应的监测数据可以加深现场地质特征的详细了解,调整压裂方案;另一方面是控制裂隙系统规模,减少和避免流体损失和短路的形成。

储层激发涉及了多方面的科学技术,以下就其中关键技术的现状和发展进行简要介绍:1) 水力压裂技术。目前采取的水力压裂方法基本沿用了石油行业中常用的方法,包括其中支撑剂的使用和化学激发方法,维持裂隙开度,溶解矿物沉积,增加渗透率。对于深部岩层的压裂多使用重盐水(溶解携带一定浓度的化学物质的盐水)以增强压裂效果。其他在石油天然气行业中使用的压裂方法、增渗手段、化学试剂(如稠化剂等)也可以借鉴。当前干热岩开发水力压裂的最主要的问题是压裂的效果和裂隙系统发展难以预测。水力压裂理论上会形成垂直与最小地应力方向的椭圆型张性裂隙,但现场试验表明水力压裂的主要作用机理是导致已有裂隙的剪破坏,相应地数值模型有待发展^[46]。高压气体和爆破致裂方法理论上可在井筒附近产生放射状分布的裂隙群,增key 加压裂井连通到已有裂隙系统的机会,相应的研究工作正在进行中^[47,48]。2) 裂隙监测技术。将新井钻入已有裂隙系统需要知道其确切位置和走向,目前常用的技术手段是微震监测方法。通常岩体开裂滑移会伴有微震等声学现象,实践经验表明在压裂和生产过程中的微震现象与裂隙系统的发展方位有很强的正相关性。运用微震手段表征裂隙系统经过多年发展,已成为裂隙系统定位的标准方法之一。目前监

测裂隙的密度和倾斜角度主要采用井下摄像和岩心分析的方式完成,成本较高且实施困难,新型监测方法需要进一步的研究。微震与井下成像技术对裂隙系统的表征仍然比较粗糙,且仅仅知道裂隙位置并不能确定它们的联通情况,Soultz项目GPK-4井钻入了裂隙系统中,但未能与其他井形成良好的水力联系即是一例。这方面的困难是裂隙监测技术研究需解决的问题^[49,50]。

3.3 热流循环示踪监控

除了用地球物理方法研究压裂效果外,示踪剂方法是研究压裂产生的裂隙密度、联通性,也是评价注入流体回收率和热能产出能力的重要手段。芳香酸盐类多数为紫外荧光物质,检出成本很低,检出极限可达 $\mu\text{g/L}$ 级,热稳定性好,在地层岩体上基本不吸附,且是大宗化工产品,价格较低廉,是目前EGS系统中经常使用的示踪剂^[51~54]。岩层表面吸附的示踪剂是应避免使用的,但可逆的吸附可以反映裂隙表面积。利用天然的化学组分(番红等)卤素阳离子和同位素,对刺激诱导开裂裂隙面发育情况进行示踪研究的新技术正在开发中^[55,56]。热稳定性欠佳的示踪剂在高温条件下的裂解速度可以反映流径的温度分布,相关研究正在开展。通过设计和分析示踪剂实验,结合现有的解析解和数值模拟技术,可以考察EGS系统的水力联系和注水回收率,研究复杂结构面和裂缝处的精确突破曲线,可获得断裂面面积和裂缝间距,可考察流径温度分布,进而设计和分析非等温注水回流示踪现场试验,是研究评价EGS系统的重要技术。

3.4 其他关键技术

干热岩地热能开发利用涉及多学科多层面的科学和技术,以下简要介绍其他正在研究开发的关键技术。

1) 高温设备。石油天然气行业中使用的许多井下电子设备,如补偿中子、声波探测、井下成像等,经改进特制后可耐受 225°C 的高温。但更高温度的设备较为缺乏,使随钻监测和持续监测较为困难,直接影响了EGS系统的研究开发进程。EGS系统注水循环操作时需要控制注入井井底压力以防裂隙持续扩展导致注入水流失和短路,为保证流量需要在生产井上安装抽水泵。目前只有长轴杆泵可以长期稳定工作在高于 175°C 环境中,但其应用深度不能超过600 m。高温潜水泵的研发是需要攻克的技术困难。多段水力压裂需要安装封堵器和其他井内封隔装置,目前的封堵器多数包含热塑性材料,工程实践表明其在高温条件下作用有限,相应的研究开发正在进行中^[1]。

2) 短路治理。水力压裂过程可能导致注水和生产井之间形成较短的高渗通道使得换热时间和换热面积缩小,生产井井口温度过低而丧失利用价值。日本Hijiori项目正是遇到短路现象而终止。水力压裂造成的岩层破坏是不可逆的,这就要求EGS系统中使用相应技术手段对造成短路的裂隙进行封堵。目前经济有效的此类方法尚在研发中^[57]。

3) 岩石力学特性和原始裂隙系统表征。如前所述,EGS水力压裂形成的裂隙系统取决于现场原始地应力和原始裂

隙分布。钻井取心等方法仅能得到井筒附近的相关资料,如何充分利用已有资料合理预测较远处岩层的状况是EGS研究要解决的问题^[58]。

4) 水-岩-气-热作用机制(包括传热传质、水与管道之间),研究水-气-岩-热的物理-化学反应机制;综合考察热量抽取,压裂和循环过程对裂隙系统形成发展的影响;构建高温高压条件下水-气-岩相互作用的热力学和动力学数据库,构建干热岩实验室模拟系统^[59]。

5) 干热岩地下水动力-热传递-力学-化学(THMC)多场耦合数值模拟软件开发,建立近井和大尺度的THMC耦合模型,整合岩石力学、水力学、地球化学等相关模型,模拟张剪破坏、水岩反应、传热传质等过程,并通过实验室和现场数据验证模型^[60-62]。

6) 干热岩经济分析、地下地上结合以及考虑防腐因素的优化实施方案方法。

4 结论

近年来科技和工业界在钻井、压裂、微地震监测、数值模拟等方面的技术都有了较大提升,但在干热岩热能开发与综合利用技术方面还面临很多瓶颈,如干热岩资源评价及靶区定位技术、人工压裂及探测评价技术、地下多场耦合作用、高温高压流体运移及高效发电技术等方面。为克服技术难点,需要的资金政策的持续支持,产学研合作和多学科联合攻关,促进干热岩热能开发与综合利用事业的发展。

早期和现今美国、日本、欧洲和澳大利亚尝试发展EGS都是利用水作为热传递载体。水做为热载体,具有许多优势属性,但也存在严重的缺陷。水的一个不利属性是在高温下它会成为溶解岩石矿物质的强溶剂。水注入到热的岩石裂隙中后,产生强烈的溶解和沉淀作用,这种作用改变裂隙的渗透率,这使得在稳定方式下操作EGS变得困难^[20]。鉴于水作为热载体的EGS运行中的问题,近年来国内外学者和相关机构进行了用超临界二氧化碳作循环液的强化地热系统的研究。这一方法可以避免水溶液注入可能产生的一系列问题,在实现了CO₂的资源化的同时,又能使其被储存于地下介质中。同时因超临界CO₂黏度较小,以其为工质可以降低注入井底压力,缓解裂隙持续扩展的问题。以CO₂替代水作为循环液体的强化地热系统(CO₂-EGS)是一个新兴的研究领域,国际上刚刚起步。CO₂-EGS系统对CO₂减排和可再生能源利用具有重要意义,这方面的研究正展现出广阔的应用前景^[63,64]。

增强型地热系统生产过程中的循环流量可控,理论上能得到温度很高的流体。根据热机理论,它的能量转化(发电)效率较高。基于这一概念,地热发电研究中借鉴火力发电中超临界锅炉的概念,提出依靠地热能生产超临界水蒸汽,即要求生产井井口温度超过400℃。在接近熔融体的岩层中可望达到这一温度。冰岛能源局和3个能源公司联合于2000年为冰岛深钻项目(IDDP)立项,计划在熔岩邻近岩层中钻进

4500 m形成超临界地热井。IDDP项目的第一口井(IDDP-1)于2009年在冰岛Krafla开钻,并于2100 m深处钻进了900℃流纹岩岩浆池中,钻井过程结束。至2011年11月, IDDP-1可持续生产10~12 kg/s的过热蒸汽,井口温度450℃,压力达到140 bar,虽然未能达到超临界状态,但预期发电能力高达35 MWe。由于井口阀门故障, IDDP-1井与2013年秋被迫封井, IDDP项目告一段落。新项目IDDP2计划在冰岛Reykjanes地区展开,在熔岩上方建立单井EGS系统,如能成功将是温度最高的干热岩开发工程,世界上第一个地热超临界电站,将为地热发电科学研究和工程开发开辟新时代^[65,66]。

冰岛地热田位于大西洋中脊,地热开发条件得天独厚,地质活动造成的洋底中脊分布却相当广泛。随着海上钻井技术的发展,开发海底地热资源正在受到关注。大洋底部地壳较薄,预计2000 m内可达525℃,流体压力可由海水压力维持,从而产生超临界蒸汽,是地热能开发的前沿方向之一^[67]。

参考文献(References)

- [1] Massachusetts Institute of Technology. The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century[R]. Boston, USA: Massachusetts Institute of Technology, 2006.
- [2] Brown D. The US Hot Dry Rock program-20 years of experience in reservoir testing[C/OL]. [2015-03-31]. <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/1995/4-Brown.pdf>.
- [3] Brown D. 1995 verification flow testing of the HDR reservoir at Fenton Hill, New Mexico[R]. NM, USA: Los Alamos National Lab, 1995.
- [4] Geothermal Technologies Program. An evaluation of enhanced geothermal system technology[R]. Energy Efficiency and Renewable Energy, America, 2008: 1-37.
- [5] Tester J W, Albright J N. Hot Dry Rock energy extraction field test: 75 days of operation of a prototype reservoir at fenton hill, segment 2 of phase II[R]. Informal Rep. No. LA-7771-MS, Los Alamos Scientific Laboratory, Los Alamos, NM, 1979.
- [6] Duchane D. Geothermal energy: encyclopedia of chemical technology [M]. New York: Wiley, 1993: 512-539.
- [7] Batchelor A S. Brief summary of some geothermal related studies in the United Kingdom[C]//2nd NATO/CCMS Geothermal Conference. Los Alamos, USA, 1977: 22-24.
- [8] Batchelor A S. The stimulation of a hot dry rock geothermal reservoir in the Cornubian granite, England[C]//8th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. California: Stanford University Press, 1982: 237-248.
- [9] Batchelor A S, Baria R, Hearn K. Monitoring the effects of hydraulic stimulation by microseismic event location: A case study[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco: Society of Petroleum Engineers, 1983.
- [10] Batchelor A S. Reservoir behaviour in a stimulated hot dry rock system [C]//11th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. California: Stanford University, 1986.
- [11] Hori Y, Kitano K, Kaieda H, et al. Present status of the Ogachi HDR Project, Japan, and future plans[J]. Geothermics, 1999, 28(4): 637-645.
- [12] Schroeder R, Swenson D, Shinohara N, et al. Strategies for the Hijiori

- long term flow test[C]//Proceeding 23rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. California: Stanford University, 1998.
- [13] Tenma N, Yamaguchi T, Tezuka K, et al. A study of the pressure-flow response of the Hijiori reservoir at the Hijiori HDR test site[C/OL]. [2015-03-31]. A study of the pressure-flow response of the Hijiori reservoir at the Hijiori HDR test site.
- [14] Kiho K. Study on surface area estimation of the Ogachi HDR reservoir by geochemical method[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, 2000.
- [15] Shin K, Ito H, Oikawa Y. Stress state at the Ogachi site[C/OL]. [2015-03-31]. <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0395.PDF>.
- [16] Kaieda H, Jones R, Moriya H, et al. Ogachi HDR reservoir evaluation by AE and geophysical methods[C/OL]. [2015-03-31]. <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0397.PDF>.
- [17] Moriya H, Niitsuma H, Baria R. Estimation of fine scale structures in Soultz HDR reservoir by using microseismicmultiplets[C/OL]. [2015-03-31]. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.495.7329&rep=rep1&type=pdf>.
- [18] Baria R, Baumgärtner J, Gérard A, et al. European hot dry rock geothermal research programme 1996-1997[J]. European Commission Final Report (DGXII) EUR15925ER, 1999.
- [19] Cuenot N, Dorbath L, Frogneux M, et al. Microseismic activity induced under circulation conditions at the EGS Project of Soultz-sous-Forêts (France)[C/OL]. [2015-03-31]. <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3148.pdf>.
- [20] BRGM. Deep geothermal energy: The Soultz-sous-Forêts site has reached the sustainable production phase[EB/OL]. [2015-03-31]. <http://www.brgm.eu/projects/deep-geothermal-energy-the-soultz-sous-forets-site-has-reached-the-sustainable-production>.
- [21] Schill E, Cuenot N, Genter A, et al. Review of the hydraulic development in the multi-reservoir/multi-well EGS project of Soultz-sous-Forêts[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [22] Van Ruth P, Hillis R, Swarbrick R, et al. The origin of overpressure in the Cooper Basin[C]//ASEG 16th Geophysical Conference and Exhibition. Adelaide, 2003.
- [23] Quigley M C, Clark D, Sandiford M. Tectonic geomorphology of Australia[J]. Geological Society, 2010, 346(1): 243-265.
- [24] Llanos E M, Zarrouk S J, Hogarth R A. Simulation of the habanero enhanced geothermal system (EGS)[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [25] McMahon A, Baisch S. Seismicity associated with the stimulation of the Enhanced Geothermal System at Habanero[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [26] 李福. 海南岛深层干热岩地热发电选址[C]//中国地热能:成就与展望——李四光倡导中国地热能开发利用40周年纪念大会暨中国地热能发展研讨会论文集. 北京:中国能源研究会地热专业委员会, 2010. LiFu. Site selection of deep hot-dry rock geothermal power station in Hainan Province[C]//Chinese Geothermal Energy: Achievements And Prospects - Proceeding Of The 40th Anniversary Conference Of Li Siguang's Advocacy Of China's Geothermal Energy Development And Utilization. Beijing: China Energy Research Society of geothermal Professional Committee, 2010.
- [27] 曾梅香, 李俊, 郑克桢, 等. 天津地区干热岩地热资源开发利用前景浅析[C]//中国地热资源开发与保护——全国地热资源开发利用与保护考察研讨会论文集. 北京:中国能源研究会地热专业委员会, 2007.
- Zeng Meixiang, Li Jun, Zheng Kezhen, et al. Preliminary assessment of the developments of hot-dry rock geothermal resources in Tianjin [C]//Developments and conservation of geothermal resources in China, Proceeding of conference of developments and conservation of geothermal resources in China. Beijing: China Energy Research Society of geothermal Professional Committee, 2007.
- [28] 徐立. 江苏地区地热资源综合利用研究[D]. 南京: 南京大学, 2014. Xu Li. Studies on multi-purpose utilizations of eothermal energy in Jiangso Province[D]. Nanjing: Nanjing University, 2014.
- [29] 孙知新, 李百祥, 王志林. 青海共和盆地存在干热岩可能性探讨[J]. 水文地质工程地质, 2011, 38(2): 119-124. Sun Zhixin, Li Baixiang, Wang Zhilin. Exploration of the possibility of hot dry rock occurring in the Qinghai Gonghe Basin[J]. Hydrogeology & Engineering Geology, 2011, 38(2): 119-124.
- [30] CAGS. The first scientific drilling project for hot dry rock launched in China[EB/OL].[2015-03-31]. <http://en.cags.ac.cn/News/9794.htm>.
- [31] 汪集旻, 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 Jiyang, Hu Shengbiao, Pang Zhonghe, et al. Estimate of geothermal resources potential for hot dry rock in the continental area of China[J]. Science & Technology Review, 2012, 33(5): 5-31.
- [32] 许天福, 张延军, 曾昭发, 等. 增强型地热系统(干热岩)开发技术进展[J]. 科技导报, 2012, 30(32): 42-45. Xu Tianfu, Zhang Yanjun, Zeng Zhaofa, et al. Technology progress in an enhanced geothermal system (hot dry rock) [J]. Science & Technology Reviwes, 2012, 30(32): 42-45.
- [33] 中国地质科学院水文地质环境地质研究所. 我国第一口干热岩科学钻探孔正式开钻[EB/OL]. [2015-05-22]. <http://www.iheg.org.cn/content-485-2941.html>.
- [34] Sherburn S, Sewell S, Bannister S, et al. Microseismicity at Rotokawa geothermal field, New Zealand, 2008-2012[J]. Geothermics, 2015, 54: 23-34.
- [35] Bannister S, Sherburn S, Powell T, et al. Microearthquakes at the Rotokawa geothermal field, New Zealand[J]. GRC Trans, 2008, 32: 259-264.
- [36] Foulger G. Geothermal exploration and reservoir monitoring using earthquakes and the passive seismic method[J]. Geothermics, 1982, 11 (4):259-268.
- [37] Luschen E, von Hartmann H, Thomas R, et al. 3D seismic survey for a petrothermal (egs) research project in crystalline rocks of Saxony, Germany[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [38] 多吉. 典型高温地热系统——羊八井热田基本特征[J]. 中国工程科学, 2003, 5(1): 42-47. Duo Ji. A typical Temperature geothermal system[J]. China Engineering Sciences, 2003, 5(1): 42-47.
- [39] Volpi G, Manzella A, Fiordelisi A. Investigation of geothermal structures by magnetotellurics (MT): An example from the Mt. Amiata area, Italy[J]. Geothermics, 2003, 32(2): 131-145.
- [40] Oskooi B, Manzella A. 2D inversion of the Magnetotelluric data from Travale Geothermal Field in Italy[J]. Journal of the Earth & Space Physics, 2011, 36(4): 1-18.
- [41] Schwarz G, Haak V, Rath V. Electrical conductivity studies in the Travale geothermal field, Italy[J]. Geothermics, 1985, 14(5): 653-661.
- [42] Karastathis V K, Papoulia J, Di Fiore B, et al. Deep structure investigations of the geothermal field of the North Euboean Gulf,

- Greece, using 3-D local earthquake tomography and Curie Point Depth analysis[J]. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 2011, 206(3): 106-120.
- [43] 丁仲礼. 固体地球科学研究方法[M]. 北京: 科学出版社, 2013.
Ding Zhongli. Research methodology of solid earth[M]. Beijing: Science Press, 2013.
- [44] Geddes C J, Curlett H B. Leveraging a new energy source to enhance heavyoil and oilsands production[C]//SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2005.
- [45] Polizzotti R S, Hirsch L, Herhold A B, et al. Hydrothermal drilling method and system: US Patent 6742603[P]. 2004-06-01.
- [46] Schill E, Cuenot N, Genter A, et al. Review of the hydraulic development in the multi-reservoir/multi-well EGS project of Soultz-sous-Forêts[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [47] Jung R, Rumhydraulic mel F, Jupe A, et al. Large-scale hydraulic injections in the granitic basement in the European HDR programme at Soultz, France[C]//3rd Int. Hot Dry Rock Forum. Santa Fe, NM, 1996.
- [48] Jung H B, Shao H, Heldebrant D J, et al. Stimuli-responsive/rheoreversible hydraulic fracturing fluids for enhanced geothermal systems[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [49] Grubelich M C, King D, Knudsen S, et al. An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [50] Calò M, Dorbath C. Different behaviours of the seismic velocity field at Soultz-sous-Forêts revealed by 4-D seismic tomography: Case study of GPK3 and GPK2 injection tests[J]. *Geophysical Journal International*, 2013, 194(2): 1119-1137.
- [52] Maurer V, Cuenot N, Gaucher E, et al. Seismic Monitoring of the Rittershoffen EGS Project (Alsace, France) [C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [53] anjuan B, Pinault J L, Rose P, et al. Tracer testing of the geothermal heat exchanger at Soultz-sous-Forêts (France) between 2000 and 2005 [J]. *Geothermics*, 2006, 35(5): 622-653.
- [54] Rose P E, Capuno V, Peh A, et al. The use of naphthalene sulfonates as tracers in high temperature geothermal systems[C]//Proceedings of the 23rd Annual PNOC-EDC Geothermal Conference. 2002: 53-58.
- [54] Rose P E, Johnson S D, Kilbourn P, et al. Tracer testing at Dixie Valley, Nevada using 1-naphthalene sulfonate and 2, 6-naphthalene disulfonate[C]// Proceedings, Twenty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2002: 28-30.
- [55] Rose P E, Johnson S D, Kilbourn P, et al. Tracer testing at Dixie Valley, Nevada using 1-naphthalene sulfonate and 2, 6-naphthalene disulfonate[C]//Proceedings, Twenty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University, 2002: 28-30.
- [56] Pope E C, Bird D K, Arnórsson S. Stable isotopes of hydrothermal minerals as tracers for geothermal fluids in Iceland[J]. *Geothermics*, 2014, 49: 99-110.
- [57] Dean C, Reimus P, Oates J, et al. Laboratory experiments to characterize cation-exchanging tracer behavior for fracture surface area estimation at Newberry Crater, OR[J]. *Geothermics*, 2015, 53: 213-224.
- [58] AltaRock. Thermally-degradable zonal isolation materials (TZIMS)[EB/OL]. [2015-06-30]. <http://altarockenergy.com/technology/tzims/>.
- [59] Holl H, Barton C. Habanero field: Structure and state of stress[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [60] Remoroza A I, Moghtaderi B, Doroodchi E. Fluid-Rock interaction under reservoir conditions pertinent to hot dry rock-engineered geothermal systems[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [61] Gelet R, Loret B, Khalili N. A thermo-hydro-mechanical coupled model in local thermal non-equilibrium for fractured HDR reservoir with double porosity[J]. *Journal of Geophysical Research*, 2012, 117: 1-23.
- [62] Ghassemi A, Zhou X. A three-dimensional thermo-poroelastic model for fracture response to injection/extraction in enhanced geothermal systems[J]. *Geothermics*, 2011, 40(1): 39-49.
- [63] Rutqvist J. Status of the TOUGH-FLAC simulator and recent applications related to coupled fluid flow and crustal deformations[J]. *Computers & Geosciences*, 2011, 37(6): 739-750.
- [64] Brown D W. A hot dry rock geothermal energy concept utilizing supercritical CO₂ instead of water[C]//Proceedings of the twenty-fifth workshop on geothermal reservoir engineering. Stanford University. 2000: 233-238.
- [65] Pruess K. Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as working fluid- a novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon[J]. *Geothermics*, 2006, 35(4): 351-367.
- [66] Friðleifsson G Ó, Elders W A, Albertsson A. The concept of the Iceland deep drilling project[J]. *Geothermics*, 2014, 49: 2-8.
- [67] Einarsson Ó P, Johannesson T, Albertsson A, et al. 1 IDDP-2 well head equipment and test setup[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.
- [68] Shnell J, Hiriart G, Nichols K, et al. Energy from ocean floor geothermal resources[C]. Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, April 19-25, 2015.

(责任编辑 刘志远)

 科技导报
SCIENCE & TECHNOLOGY REVIEW

《科技导报》“卷首语”栏目征稿

“卷首语”栏目每期邀请一位中国科学院院士和中国工程院院士就重大科技现象、事件,以及学科发展趋势、科学研究热点和前沿问题等,撰文发表个人的见解、意见和评论。本栏目欢迎院士投稿,每篇文章约2000字,同时请提供作者学术简历、工作照和签名电子文档。投稿邮箱:kjdbbjb@cast.org.cn。