干热岩开发循环试验的研究进展和发展建议

王丹[1,2*]，文冬光[1]，杨用彪[3]，杨伟峰[2]，金显鹏[1]，吴斌[1]

1. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心，天津 300309；
2. 中国矿业大学资源与地球科学学院，江苏 徐州 221116；
3. 江苏省地质调查研究院，南京 210049

* 通信作者，E-mail：2292060849@qq.com

2023-11-20 收稿；2024-03-24 修回；2024-03-29 接受

基金项目：江苏省碳达峰碳中和科技创新专项资金项目(BE2022859)

中图分类号：TK521　　文章编号：2096-8523(2025)05-0153-12　　doi：10.19509/j.cnki.dzkq.tb20230644

摘　要：干热岩是一种开发前景广阔的地热资源。增强型地热系统(EGS)是当前干热岩开发的主要方式，需要通过多个工程环节衔接实施，循环试验是其中的重要步骤。循环试验实施过程具有长期性和复杂性的特点，亟需技术突破降本增效。总结了国内外较为典型的干热岩开发 EGS 工程的循环试验经验和探索方向，阐述了多种因素对于循环试验的影响，并结合青海共和场地的实际情况提出了发展建议。可以看出，以往提高循环试验效果主要是通过开发层位和井组调整、长期循环、储层改造以及化学刺激等方法实现的，而当前技术人员主要通过改进准确获取工程参数的方法，以及改进注采井组设计和储层改造工艺进行探索。循环试验的方案制定需要充分考虑地质因素，且数值模拟、储层刺激、流程设计、工程实施等方面都值得进行深入研究。随着开发技术的日趋成熟，干热岩地热资源将会成为我国能源结构中的重要一环，为经济发展和环境保护发挥重要的作用。

关键词：干热岩；增强型地热系统；循环试验；水力压裂；共和场地

干热岩资源是一种储量丰富的清洁无污染能源[1]，我国大陆地区 3.0 ~ 10.0 km 深处的干热岩资源量相当于 860 万亿 t 标准煤[2]，开发潜力巨大[3]，因此干热岩开发是地热资源综合利用方面一个重要的研究问题[4-5]。突破干热岩开发技术，可以有效补充地热清洁能源在能源消费结构中的占比，对减少化石能源消费、缓解环境污染、保障能源安全都有重要的意义[6]。目前，干热岩开发主要采用增强型地热系统(enhanced geothermal system，简称 EGS)的方式实现，且相比于水热型和沉积含水层型地热能的 EGS[7-8]，其技术难度更高、流程更复杂。目前国际上已开展的 EGS 项目约有 41 个[9]，自 1973 年美国 Fenton Hill EGS 工程启动后，通过多个干热岩场地的试验，已经证明通过 EGS 工程实现发电是可行的，其中法国 Soultz 工程的发电功率达到了 1.5×10^3 kW[10]。但是，由于存在着钻井施工、热储建造、循环试验和电厂运行等方面的诸多问题，有 48 个项目面临挑战或被迫终止，因此 EGS 工程的技术探索仍然任重道远[11-12]，总结循环试验的施工经验，明确问题解决方向，对技术进步具有重要的意义。

EGS 工程的实施主要包括工程选址、地热钻井、热储建造、循环试验和调试发电等环节[13-14]。循环试验是承接热储建造和发电工程的重要步骤，其施工以人工热储的建造与评价为基础，过程具有长期性和复杂性的特点，常常和钻井及压裂施工交错进行，国际上的 EGS 工程循环试验施工常伴随较大的方案调整，最终形成较为稳定的开发层位和注采模式[15]。循环试验的探索过程中，发生过循环减阻效果慢、连通不足、微震过强、液体漏失、循环液结垢、设备可靠性不足等问题，造成此阶段需要付出大量

著录信息：王丹，文冬光，杨用彪，等. 干热岩开发循环试验的研究进展和发展建议［J］. 地质科技通报，2025，44(5)：153-164.
WANG Dan，WEN Dongguang，YANG Yongbiao，et al. International research progress and development suggestions for hot dry rock EGS flow tests［J］. Bulletin of Geological Science and Technology，2025，44(5)：153-164.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

的时间和经济成本。笔者总结了国际上典型干热岩 EGS 工程稳定层位的循环试验经验和当前探索方向，并结合青海共和场地的实际情况，提出了循环试验的发展建议，希望为从事相关领域工作的技术人员提供参考。各个干热岩 EGS 工程的稳定层位循环试验参数如表 1 所示。

1　典型 EGS 工程循环试验经验

1.1　美国 Fenton Hill EGS 工程（Phase Ⅱ）

1.1.1　工程概况

美国 Fenton Hill EGS 工程是最早的典型干热岩试开发工程，场地位于中元古代增生型造山带圣胡安盆地，属于前寒武纪结晶岩储层，热储开发深度达 4 400 m，最高温度 327℃[16]。其 EGS 工程建设开始于 1974 年，深部热储始建于 1979 年（Phase Ⅱ）[17-18]，到 1995 年发生严重的井下环路突破导致了工程的终止[19]。热储开发过程经历了以深浅 2 个热储为目标的阶段[20]，并均进行了循环试验，由于上部热储温度低、井间距短、循环流体温度下降快，造成其循环水出口及热产出量低于预期，因此在热储深部又进行了新的商业化开发尝试[21]。

1.1.2　循环试验简介

美国 Fenton Hill EGS Phase II 循环试验从 1986 年 5 月 19 日开始，注采区域如图 1 所示，到 1995 年 7 月 6 日因为注入井 EE-3A 井下发生严重的环路突破导致循环试验终止，并于一周之后彻底停止项目运行。在此期间，循环试验的环节主要包括初始闭环测试、扩展静态储层压力试验、长期循环试验 3 个阶段，其中长期循环试验又细分为初步循环测试、第一次稳定状态试验、临时流动试验、第二次稳定状态试验及短期试验、第三次稳定状态试验（热储验证流动试验）5 个环节[23]。初始闭环测试的主要目的是为长期循环试验获取准稳态情况下的储层参数，如流速、阻抗、水损失、微震情况、流体分布、过流体积等。扩展静态储层压力试验是为了测试 EE-2 井加深之后，评估不同压力情况下的外围水损失，以及计算热储进液体积。长期循环试验的主要目的是评估储层的经济潜力、产能可靠性和储层寿命 3 个主要特性，同时在过程中间加入了部分附加测试，研究了常规生产流量下降和峰值流量获取的问题。

与之后进行的干热岩开发工程循环试验相比，美国 Fenton Hill EGS 工程所采用的总注采流量偏小，比较显著的原因主要有 2 个：试验过程为了避免更高注入压力诱发高能级地震做出妥协和注采井数量的限制。

1.2　法国 Soultz EGS 工程（Level Ⅲ）

1.2.1　工程概况

Soultz EGS 工程场地位于阿尔卑斯褶皱带上莱茵地堑，属于石炭纪花岗岩储层[24]，热储开发深度达 5 000 m，目标层最高温度约为 202℃[25]。其 EGS 工程建设始于 1987 年，1995 年首次开始循环试验[26-27]，注采井组包含 4 口井，如图 2 所示。为了获得更好的开发效果，场地原有的 GPK2、GPK3 井被相继加深，并增加钻进了 GPK4 井，形成了深度分别在 1 400 ~ 2 200，3 000 ~ 3 900，4 000 ~ 5 400 m 的 3 个开发层位[29]，其中最深层为稳定开发层位（Level Ⅲ）[30]。

2005 年，稳定开发层位以 GPK2、GPK3 和 GPK4 井构成的井组进行了 5 个月的循环试验，此后，于 2007 年开始建设发电场地，并于 2008 年 6 月中旬实现了首次试验性发电。2008 年 7 月开始采用电泵进行循环试验，截至 2013 年 7 月共进行了 8 组[31]。

1.2.2　循环试验简介

法国 Soultz EGS 项目深部储层自 2008 年 7 月开始，至 2013 年 7 月结束，共进行了 8 次循环测试[32]。参与循环的井有 GPK1、GPK2、GPK3、GPK4 4 口井。其循环试验的特点在于地质条件较好、循环时间长、循环液量大、微震监测数据丰富[33]，对诱发微震影响因素研究深入、循环用泵试验多、循环液体伴随地层水[34]。

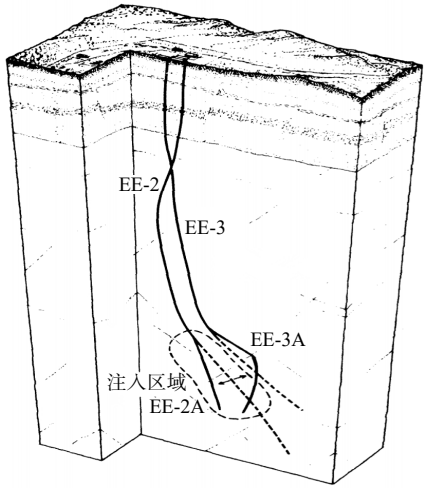
通过长时间的循环测试，达到了获取不同井间的水力联系状况、试验不同注采井组的工作性能、逐步加快注采流量以达到发电需求、测试所需泵及能量转换装置的性能等目的，其中该工程在循环方案设计和微震能级控制方面较为成功，有效增强了循环回路功能并降低了环境影响。同时，在每一次的循环中，对于注采流量、井头流量、诱发微震[35] 等关键参数进行了详细记录和细致分析。另外，循环试验过程中也出现了一些问题，例如循环泵以及系统故障造成的施工停滞，需要进行总结和预防。

循环试验过程中，循环井组不断调整变化，从最初的一注一采逐渐稳定为两注一采和三注一采。初期的循环时间较短，主要是由于循环工具和系统问题导致的施工故障。中期的循环试验时间加长，最长达到 323 d，正是通过此长期循环形成了明显的水力学变化，使得随后循环试验产生的微震事件也显著减少。后期循环的主要目的是逐步增大流速以形成生产流量。

表 1　典型干热岩 EGS 工程稳定层位循环试验参数汇总

Table 1　Summary of stable layer flow test parameters for typical hot dry rock EGS engineering

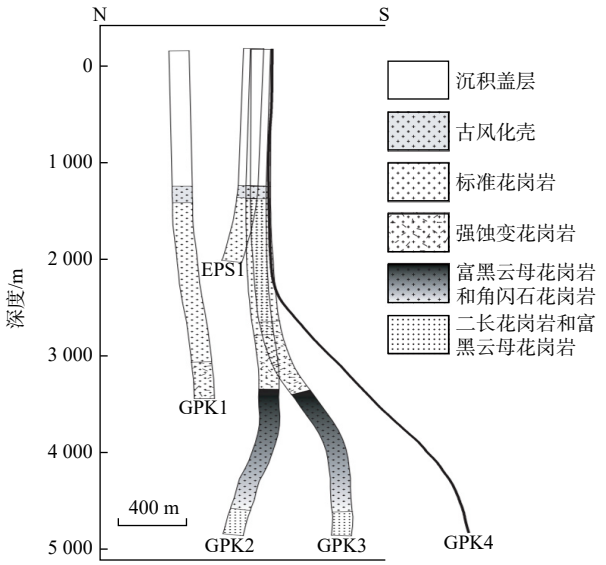
名称	时间	循环总量/m^3	回收率/%	持续时间/d	循环井组	井间距/m	最大注入流量/(L·s^{-1})	最大生产流量/(L·s^{-1})	井口压力(注)/MPa	井口压力(采)/MPa	液体井口温度/℃	结垢控制
Fenton Hill Phase Ⅱ	1986-05-19—1986-06-18	37000	62.8	30	一注一采	约400	18.3	13.5	31.5	3.4	190	生产井压力保持在10 MPa
	1991-12—1992-03	估算约270000	水损失率稳定在7%左右	18	一注一采		7.2	6.4	25.9	10.3	180	
	1992-04-08—1992-07-31			112	一注一采		6.76	5.66	27.29	9.66	183	
	1992-08—1993-02			205	一注一采		7.14	5.71	27.32	12.40	182.8	
	1993-02-22—1993-04-15			55	一注一采		6.50	5.71	27.34	9.65	184	
	1995-05-10—1995-07-14			66	一注一采		7.6	5.9	27.3	15.2	181	
Soultz Level Ⅲ	2008-07—2008-08	62000	循环水中有地层卤水成分，难以判别	40	一注两采	约600	31	31	7.3	1.8		生产井压力保持在2 MPa
	2008-11—2008-12	63000		40	一注两采		27	17	8.6	1.8		
	2009-03—2009-10	285000		230	两注两采		20	22	6.8	2		
	2009-11—2010-10	500000		323	两注一采		15	18	5	1.8		
	2011-01—2011-04	165000		90	两注一采		11	22	1.8	1.9		
	2011-08—2011-10	135000		70	两注一采		12	23	1.6	2		
	2012-03—2012-04	30000		31	三注一采		12	21	1.5	2		
	2013-01—2013-07	200000		180	三注一采		12	15	0.6	2		
Habanero	2008-12—2009-02	61000		71	一注一采	570		15.4			212	
	2013-04—2013-10	182000	91	161	一注一采	690		18.9			215	
Hijiori	2000-11-27—2001-11-15	484203	43	354	一注两采	130	20.0		10～7		130	结垢严重，扩孔消除水垢
	2001-11-23—2002-04-28	310733	54	157	两注两采	130	16.7		2～4			
	2002-06-01—2002-08-31			92	两注两采	130	16.7		1			



EE-2, EE-3, EE-2A 和 EE-3A 均为注采井, 其中 EE-2A 和 EE-3A 分别为在 EE-2 和 EE-3 基础上侧钻的井(原因是原井连通不佳, 因此改变井轨迹去增大连通概率); 黑色虚线圈闭范围为注入区域; 黑色箭头为注入流体的流动方向; 黑色实线为侧钻井轨迹; 黑色虚线为原井轨迹

图 1　Fenton Hill EGS 工程循环注采井示意图[22]

Fig. 1　Schematic diagram of the Fenton Hill EGS flow test well group



GPK1, GPK2, GPK3 和 GPK4 均为注采井; EPS1 为监测井

图 2　Soultz EGS 工程场地循环注采井分布示意图[28]

Fig. 2　Schematic diagram of the Soultz EGS flow test well group

1.3　澳大利亚 Habanero EGS 工程

1.3.1　工程概况

澳大利亚 Habanero EGS 工程场地位于 Cooper 盆地, 属于花岗岩储层, 热储开发深度约 4 400 m, 目标层温度最高 243 ℃[36]。2008 年通过水力压裂形成连通[37-38], 并于同年 12 月至 2009 年 2 月开展了 2 次循环试验。2013 年该场地建成了一座 1 MW 的电厂。

1.3.2　循环试验简介

从 2008 年 12 月至 2013 年 10 月, Habanero EGS 工程一共进行了 2 次闭合环路循环试验, 参与循环的注采井为 H01、H03 和 H04 井, 其分布如图 3 所示。试验过程较为稳定, 循环总量约 240 000 m^3[40]。闭合环路测试将注采井以环路形式连通, 以使 91% 自生产井采出的流体被重新回注到注入井[41]。Habanero EGS 工程循环试验的特点是循环试验用水采收率高, 地下超压, 循环水为单相态, 没有沸腾或失去任何溶解气体。循环试验的闭合环路没有发生漏失, 即生产流速等于注入流速。在地表使用水回注泵重新对水进行加压, 以将其重新注入储层[42]。

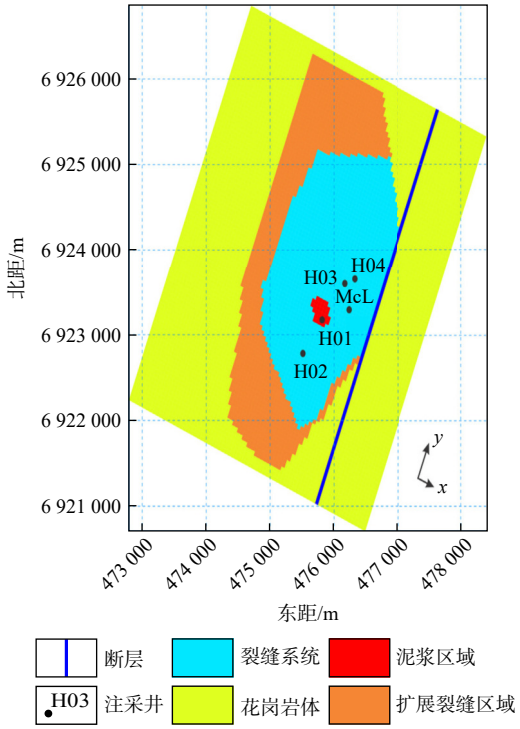


图 3　Habanero EGS 工程场地循环注采井分布[39]

Fig. 3　Schematic diagram of the Habanero EGS flow test well group

循环试验中保证回路在较宽的流速范围内进行, 通过同一回路在不同时期的流量–压差关系反映储层产生的阻抗变化及热虹吸效应的变化。同时, 通过以“Vee”图的方式进行系统性能评价和生产能力预测, 可以反映注采回路的整体情况, 改进了通过阻抗指标反映单一热储性能的评价方法, 具有一定的借鉴意义[43]。

1.4　日本 Hijiori EGS 工程

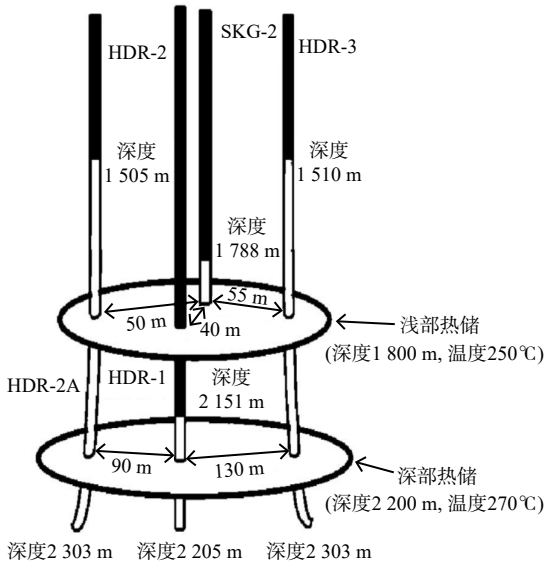
1.4.1　工程概况

日本 Hijiori EGS 工程位于环太平洋火山带, 属于花岗岩储层, 热储开发深度 1 788 ~ 2 300 m, 深部

热储目标层温度 270℃。该场地开发始于 1985 年，其进程以深浅 2 个储层的施工分为不同阶段[44]。后因循环试验过程中水损失过于严重，且出现明显的热突破现象而被迫终止[45]。日本同期进行的 Ogachi EGS 工程情况与之类似，但水损失情况更为严重，未达到良好的试验效果。

1.4.2　循环试验简介

日本 Hijiori 项目的特点是热储的埋藏深度浅、温度高、井间距短、回收率低，开发过程中深浅 2 个热储均开展了循环试验[46]，热储和井组位置如图 4 所示。循环试验目的明确，短期循环是为了获取参数，提高井组连通性；长期循环试验的目的是评价长期生产特征，估计热储寿命。日本 Hijiori 项目 2 层人工热储采用的循环井间距均较短。浅层热储深度约为 1 800 m，温度 250℃，循环井间距在 60 m 以内；深层热储深度约为 2 200 m，温度 270℃，循环井间距 180 m 以内。在深层热储循环测试期间，2 口生产井进行了 PTS 测井（一套组合测井方法，核心目的是为了获取评价储层所需的 3 个关键参数：孔隙度（P）、岩性（T）和含水饱和度（S），集成了中子、密度、声波和电阻率测量等方法），记录了温度、压力以及流量数据，分辨出共有 19 个热水流入点[48]。



HDR-2 和 HDR-3 均为生产井；SKG-2 和 HDR-1 均为注水井；HDR-2A 为 HDR-2 的加深井（1994 年 HDR-2 堵塞深度约为 1 600 m，然后加深至 2 303 m）；黑色垂直带为井套管；白色垂直区域为无套管井筒。

图 4　Hijiori EGS 工程场地循环注采井分布[47]

Fig. 4　Schematic diagram of the Hijiori EGS flow test well group

日本 Hijiori 项目的循环试验过程中出现了热突破和循环流体漏失的典型问题，这为如何进行井间距设置和储层评价提供了宝贵经验。首先，EGS 循环发电必须保证合适的井间距。由于该场地的井间距过小，即使在深层热储循环较大井间距条件下，循环流体出口的温度下降也非常明显，热储寿命难以保证。其次，要充分评价热储储层的开放性并谨慎设置生产流速[49]。根据日方相关学者[50]研究，可以将干热岩热储分为封闭储层、开放储层和中间储层 3 种，封闭储层的特点是高注入压力伴随高回收率，开放储层是低注入压力伴随低回收率，而中间储层需要在循环试验设计上更加谨慎，因为对于此类储层过高的注入压力会导致超出地层的承受能力造成回收率过低；相反，过低的注入压力会造成可利用的热储规模过小，无法形成有效换热。

1.5　小　结

由于高温硬岩的地质条件，典型干热岩储层通过改造形成复杂人工缝网较为困难[51-52]。从以往的施工经验可以看出，为了在储层改造基础上实现换热发电，循环试验需要完成一系列工程目标，具有长期性和复杂性的特点。循环试验初期，现场施工对场地电力供应和设备调试的依赖性很强；试验过程中易出现人工热储改造不足预期、井组及流速设置不合理、阻抗等循环关键参数优化稳定慢、液量快速累积造成诱发地震等问题。因此需要提高储层改造和评价技术，同时优化改进循环试验施工流程，从而高效达到工程目标。

2　当前干热岩 EGS 工程循环试验探索方向

2.1　美国 FORGE EGS 工程

2.1.1　工程概况

美国 FORGE 计划[53]是一个旨在验证干热岩开发技术可行性的项目，截至目前的储层改造工作均以小型的测试为主，研究非常深入，但并未大规模进行水力压裂和循环试验[54]。该场地位于犹他州盐湖城以南 350 km 的 Milford，占地 5 km^2，目标层岩体主要由花岗岩和闪长岩构成，钻遇温度超过 220℃（垂深 2 609 m）[55]。2017 年和 2019 年，研究团队在场地的 58-32 井开展了多次注入测试，其中部分包含了返排的过程，用来确定以闭合应力为代表的一系列储层特性参数，改进了由关井测试方法计算持续时间过长的缺点。

2.1.2　循环试验裂缝精确评价技术探索

FORGE 项目场地 58-32 井的注入测试是分布

在 3 个区域开展的[56]，其中区域 1 是钻孔的裸眼部分，从测深 2 248 m 处的套管鞋延伸至测深 2 294 m 处；区域 2 是测深 2 123 ~ 2 126 m 区间内 3 m 长的射孔区；区域 3 是测深 2 001 ~ 2 004 m 区间内 3 m 长的射孔区。其中区域 2 测试期间单次（循环 5）的压力–排量曲线如图 5 所示。区域 1 和区域 2 的注入测试中包含了数次返排过程，形成了事实上的单井注采循环。但以上的返排测试主要是为了探索替代持续时间很久的关井测试方法，用以证明通过此种方法实现闭合应力等参数计算的可行性，是快速准确评价裂缝系统和储层特性参数的一种尝试。因此，FORGE 场地的注采循环测试并不能反映注采井之间，储层中循环回路的性能，与以往的场地大规模注采循环测试具有很大区别。

美国 FORGE 计划的探索意义在于，在以往干热岩 EGS 工程未形成可复制推广的成熟技术的情况下，通过纯粹的 EGS 示范工程建设实践，形成新一代 EGS 试验平台，实现干热岩开发新飞跃[57]，从场地勘查阶段到注入测试分析阶段，各个环节对于裂隙系统、应力场、压裂参数等重要信息的评价工作细致而有效，这对于开展循环试验所需要进行的事前评估、井组设置、参数选择等环节均有重要意义，是技术进步的重要方向之一。

2.2　美国 Fervo EGS 工程

2.2.1　工程概况

美国 Fervo EGS 工程场地位于内华达州北部的 Blue Mountain 发电厂附近，目标储层是由千枚岩、石英岩、闪长岩和花岗闪长岩组成的混合玄武岩和火成岩地层。该项目设计并建造了一个 3 井井组，其中 2 口水平井形成一注一采双井系统，1 口深垂直井用于实施监测，井组分布如图 6 所示。注采井的深度约为 2 350 m，水平段长度约为 990 m，最高的测温为 191 ℃。试验场地的钻井和压裂施工于 2022 年 1 月至 2023 年 3 月完成，压裂造储采用桥塞射孔分段压裂工艺。2023 年 4 月至 2023 年 5 月，进行了为期 37 d 的循环试验[58]。

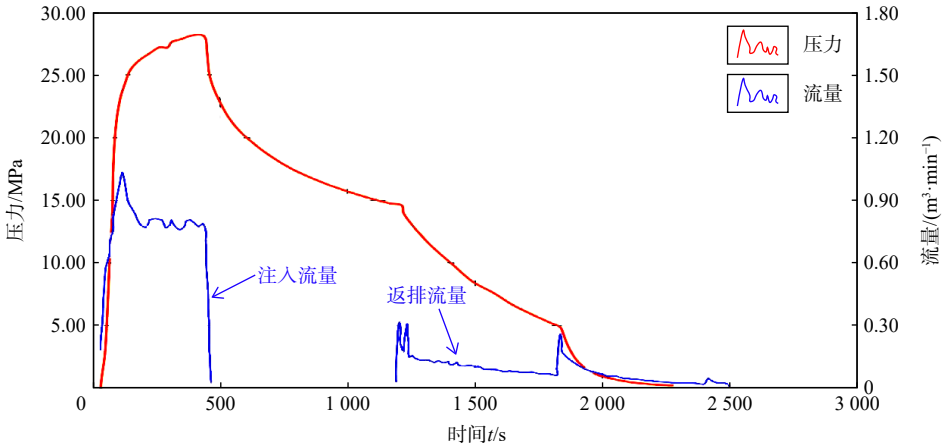


图 5　2019 年区域 2 注入测试期间单次（循环 5）的压力–排量曲线[54]

Fig. 5　Pressure curve for a single cycle (cycle 5) during injection testing in Region 2 in 2019

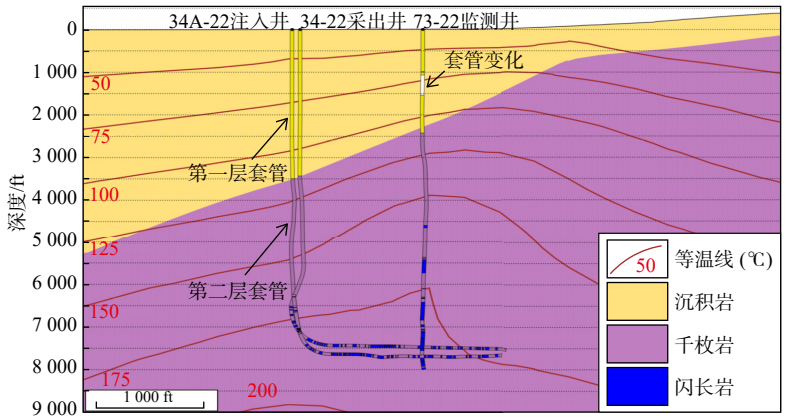


图 6　Fervo EGS 工程场地循环注采井分布示意图（据文献 [58] 修编；1 ft=0.304 8 m）

Fig. 6　Schematic diagram of the Fervo EGS flow test well group

2.2.2　循环试验新型井组探索

双井注采生产测试于 2023 年 4 月 9 日开始，持续了 37 d，直到 2023 年 5 月 16 日结束，共分为①恒速注入、②建立测试条件、③示踪试验、④稳态性能测试、⑤负载跟随可调度性测试、⑥井筒可采曲线和稳态性能测试、⑦电测井和最终关闭 7 个阶段。测试过程中，生产井压力维持在 0.7 ~ 1.4 MPa 之间，以确保循环流体为单相态，循环注入流量为 41 ~ 54 L/s，注入压力为 7 ~ 14 MPa，采出流量为 35 ~ 48 L/s，注入温度为 24 ~ 52℃，采出最高温度为 169℃。开发过程中产生的最大诱发地震发生在循环测试期间，震级为 M=1.8。

以往受限于钻井施工技术和压裂分段设备，采用双水平井分段压裂，并在此基础上开展循环试验的干热岩 EGS 工程几乎没有。此次 Fervo EGS 工程的顺利实施，证实了这种新型井组钻探和压裂的可行性，并展示出水平井组循环试验阶段在井间连通和换热方面的优势，是大幅提高循环试验注采规模和成功率的一种可能的发展方向。

2.3　青海共和场地循环试验

2.3.1　工程概况

青海共和场地干热岩资源丰富[59]，具有广阔的开发前景和巨大的研究价值[60]，2017 年地质调查取得重大进展后[61]，中国地质调查局联合青海省政府启动了干热岩勘查与试验性开发科技攻坚战[62]。

共和场地的 GH-01 井经历了小型测试压裂、小规模中试压裂、规模化压裂 3 个储层改造阶段，最终形成的改造体积为 1.2×10^7 m^3，换热面积明显增加[63]。根据前期国际上的工程经验，在将 GH-02 井和 GH-03 井 2 口井钻入储层改造形成的地震云后，场地上开始了井间连通和循环试验的施工。

2.3.2　循环试验简介

在循环初期，为了降低对场地供电能力和循环设备可靠性的依赖，为现场设施的建设配套争取时间，同时保障一定的储层改造能力，采用了泵车作为主要的施工设备；在注采方式上，初期通过一注多采的方式开始循环并获取井组性能参数，中期通过多注一采的方式进行稳定循环，用以兼顾施工效率和热储利用率；共和场地在循环试验初期遇到了诸如储层原位应力高、裂缝系统评价难、进液通道复杂、循环阻抗大、井下污染等多种问题，通过采取交替注采、酸化刺激、精准射孔等储层刺激措施，上述问题得到了一定程度的缓解[64]。

共和场地于 2021 年阶段性地完成了循环试验和试验性发电，此阶段的采出流量为 15.4 ~ 22.5 m^3/h，采出温度为 110.4 ~ 125.7℃，注入压力为 54.6 ~ 65.3 MPa，其排量−压力曲线如图 7 所示。随着循环测试的进行，注入压力有较为明显的下降，采收率有一定程度的提高，微震监测显示的改造体积相比储层改造阶段也大幅上升。

共和 EGS 工程的主要生产指标、参数评价精度以及井组设计先进性，与 Soultz EGS 工程、FORGE EGS 工程和 Fervo EGS 工程等相对先进的案例存在着一定的差距。但是在特殊地质环境和开发工艺缺乏参考的困难下，技术人员针对裂缝系统的精确评价和以此为基础的射孔增效施工，以及多级酸化的化学刺激工艺探索均取得了积极成果，有效增强了井间连通，降低了循环阻抗，实现了注采规模的扩大和换热能力增强。

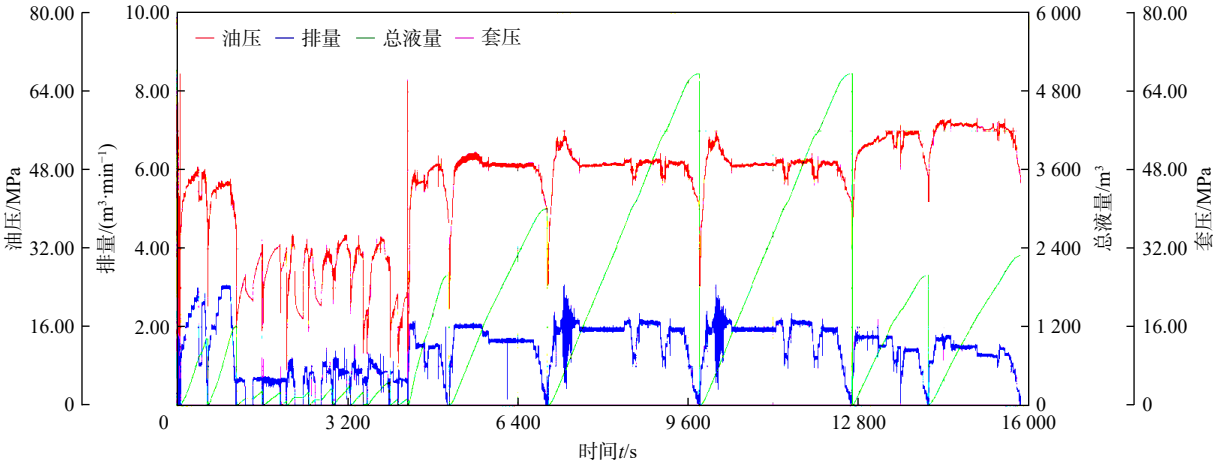


图 7　共和场地压裂注采期间注入井施工排量与压力变化趋势图[60]

Fig. 7　Trend chart of the rate and pressure changes in the injection well during the flow test at the Gonghe site

3　干热岩 EGS 工程循环试验发展建议

3.1　储层改造的评价和建模

干热岩循环试验是以储层改造为基础的，因此成功的水力压裂与井间连通施工是循环试验的先决条件。压前的地质条件勘查应针对场地的地质结构、地应力和储层特性参数等重要信息开展充分的工作，压后则通过工程方法和监测方法，对于储层改造的效果进行精准的评价，为循环试验方案制定提供参考。在循环试验前，为了设置合理的井间距，保证井间有效连通的情况下避免热突破，需要数值模拟结合地热发电厂的长期运行要求进行计算。因此通过准确评价人工裂缝系统的改造效果来提高井间连通概率和导流能力预测精度至关重要。如果可以充分利用储层改造中产生的大量有价值数据，如测井测温数据、微震监测数据、电磁监测数据、压裂及放喷数据等进行联合解释，则可以对热储缝网的方位、长度、宽度、密度、渗透性等关键因素进行更精确的评价，构建包含复杂裂缝介质的储层模型，从而相对准确地评估储层的换热能力，并对循环流量进行科学评估，并随着循环试验的推进，不断积累数据和完善模型，进一步评价人工热储的经济性和寿命。

3.2　循环过程中的储层刺激手段

循环过程中的储层刺激手段主要包括水力压裂和化学刺激等，其目的主要是构建和加强井间连通，提高热储换热能力和采出能力，并进一步减小循环回路阻抗，缩短施工周期。目前国际上的 EGS 工程中，水力压裂多采用直井或大斜度井的笼统压裂施工方法，造成了纵向上改造不均匀、液体效率低等问题。因此，为了加强连通，可以考虑增强水力压裂的针对性，对井周裂缝分布进行精确解译，同时以井下工具分段、射孔、填砂、缝间暂堵等方式增强改造层段分段压裂的能力，提高压裂精度和液体效率。对于花岗岩型干热岩，同时保证化学刺激的有效性、作用距离和作用方向具有相当的挑战性，发展酸、碱、螯合剂等不同成分的化学刺激剂，以及优化暂堵转向和多级酸化等工艺方法，同时做好化学刺激环境影响的评价和预防，可能对问题解决有一定的帮助。此外，超临界二氧化碳和液氮压裂技术在干热岩改造中具有在热破裂、破岩和增能等方面的优势[65]，燃爆压裂技术对提高近井裂缝复杂程度，增强井组注入能力有一定作用，是可能的循环试验储层刺激技术发展方向。

3.3　循环试验的现场施工

循环试验具有长期性、复杂性的特点，需要做到热储评价、储层刺激、井组调整和参数调整的有效结合。热储评价方面，基于实时工程数据和多种监测手段，在评价注采参数、循环回路性能和热储开发潜力的过程中，建议着重深入研究裂缝系统的特点，对其本身性质和过流情况作出精确判断，为循环参数设定和进一步可能需要的钻井和储层刺激提供依据。此外，与储层改造阶段类似，诱发地震是循环试验施工的重要限制因素，只有经过长期循环形成稳定热储裂缝换热通道后，其产生和影响才会逐步减弱。为了防控诱发地震风险，需要采取开展地震风险评价、建设高精度监测网络、建立施工管控红绿灯系统、控制注入液量和注入流速等措施。

3.4　多井井组循环试验流程设计改进建议

在以多井井组进行循环试验时，之所以难以快速形成高效井组并实现稳定注采，是因为存在现场施工对电力和设备依赖性强、热储参数评价困难、阻抗等循环关键参数优化稳定慢、注采井组井间距和循环参数难以确定、不同分支注采井组阻抗差异造成热储体积无法充分利用等难题。上述问题的解决有赖于技术的进步，但同时对于施工流程的改进也是必不可少的。综合循环试验案例施工经验，笔者认为可以按以下步骤执行：根据现场的实际情况，以孔隙–裂缝双介质换热模型进行模拟，选择合适的注入井和测试循环流量，提高初始设置参数的准确性和适用性；采取一注多采的工作方式开始测试循环阶段，并逐渐循环至准稳态，记录关键参数，从而节省获取参数的总体时间；进行参数分析，转入过渡循环阶段，视情况进行注采井转换、储层二次改造、单侧井组循环，为过渡至多注一采稳定循环井组做好准备；以多注一采井组开展稳定循环阶段试验，通过调节注入压力维持各通路稳定流量，测试热储与环路性能，并克服不同分支井组阻抗不均衡的问题，避免流量分配不均导致热储利用率低甚至热突破风险，最终高效实现试验性发电。

4　结论与展望

国际上干热岩场地开发 EGS 工程循环试验已发展多年，可以看出循环试验具有长期性和复杂性的特点，只有兼顾安全和效率，才能降低其占用的时间和资金成本，做到干热岩资源的经济性开发。在案例分析基础上，可以得到如下结论。

（1）循环试验的实施效果与地质和工程因素均紧密相关，因此应借鉴已有案例的经验，以及开发方案的制定，充分考虑场地地质条件，做到因地制宜。

（2）从以往的案例来看，提高循环试验的效果，主要是通过开发层位及井组调整、长期循环、储层改造以及化学刺激等方法实现的。为了深化以上方面的研究，当前技术人员主要通过解决如何准确获取工程参数，实现储层的准确评价和工程环节的精准把控；以及如何改进注采井组设计和储层改造工艺，实现循环回路性能的大幅增强 2 个方向进行技术探索。

（3）以试验发电为目标，聚焦多井井组循环试验中的关键问题，改进循环试验施工流程，也是提高效率节省成本的有效手段。

（4）随着开发技术的日趋成熟，干热岩地热资源将会成为我国能源结构中的重要一环，为经济发展和环境保护发挥重要的作用。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献：

[1] 张二勇. 干热岩资源调查与勘查试采示范工程简介 [J]. 中国地质, 2022, 49(2): 350.
ZHANG E Y. Introduction to the demonstration project of investigation and exploration of hot dry rock resources[J]. China Geology, 2022, 49(2): 350. (in Chinese with English abstract)

[2] 蔺文静, 刘志明, 马峰, 等. 我国陆区干热岩资源潜力估算 [J]. 地球学报, 2012, 33(5): 807-811.
LIN W J, LIU Z M, MA F, et al. An estimation of HDR resources in China's mainland[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2012, 33(5): 807-811. (in Chinese with English abstract)

[3] 蔺文静, 王贵玲, 邵景力, 等. 我国干热岩资源分布及勘探：进展与启示 [J]. 地质学报, 2021, 95(5): 16.
LIN W J, WANG G L, SHAO J L, et al. Distribution and exploration of hot dry rock resources in China: Progress and enlightenment[J]. Acta Geologica Sinica, 2021, 95(5): 16. (in Chinese with English abstract)

[4] 赵宏, 伍浩松. 世界地热发电产业概况 [J]. 国外核新闻, 2017(12): 18-22.
ZHAO H, WU H S. Overview of the world geothermal power generation industry[J]. Foreign Nuclear News, 2017(12): 18-22. (in Chinese with English abstract)

[5] 黄嘉超, 李天舒, 谷雪曦. 国际地热利用发展形势对中国的启发 [J]. 石化技术, 2020, 27(9): 252-253.
HUANG J C, LI T S, GU X X. Enlightenment of the development situation of international geothermal utilization to China[J]. Petrochemical Industry Technology, 2020, 27(9): 252-253. (in Chinese with English abstract)

[6] 许天福, 袁益龙, 姜振蛟, 等. 干热岩资源和增强型地热工程：国际经验和我国展望 [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2016, 46(4): 1139-1152.
XU T F, YUAN Y L, JIANG Z J, et al. Hot dry rock and enhanced geothermal engineering: International experience and China prospect[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2016, 46(4): 1139-1152. (in Chinese with English abstract)

[7] 毛翔, 国殿斌, 罗璐, 等. 世界干热岩地热资源开发进展与地质背景分析 [J]. 地质论评, 2019, 65(6): 1462-1472.
MAO X, GUO D B, LUO L, et al. The global development process of hot dry rock (enhanced geothermal system) and its geological background[J]. Geological Review, 2019, 65(6): 1462-1472. (in Chinese with English abstract)

[8] 宋先知. 从传统地热能到增强型地热系统 [J]. 国际学术动态, 2020(2): 2.
SONG X Z. From traditional geothermal energy to enhanced geothermal systems[J]. International Academic Trends, 2020(2): 2. (in Chinese with English abstract)

[9] 亢方超, 唐春安, 李迎春, 等. 增强地热系统研究现状：挑战与机遇 [J]. 工程科学学报, 2022, 44(10): 1767-1777.
KANG F C, TANG C A, LI Y C, et al. Challenges and opportunities of enhanced geothermal systems: A review[J]. Chinese Journal of Engineering, 2022, 44(10): 1767-1777. (in Chinese with English abstract)

[10] ZHANG Y L, ZHAO G F. A global review of deep geothermal energy exploration: From a view of rock mechanics and engineering[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2019, 6(1): 4.

[11] 许天福, 胡子旭, 李胜涛, 等. 增强型地热系统：国际研究进展与我国研究现状 [J]. 地质学报, 2018, 92(9): 1936-1947.
XU T F, HU Z X, LI S T, et al. Enhanced geothermal system: International progresses and research status of China[J]. Acta Geologica Sinica, 2018, 92(9): 1936-1947. (in Chinese with English abstract)

[12] 那金, 许天福, 吴永东, 等. 增强型地热系统(EGS)土酸化学刺激剂对热储层的改造 [J]. 中南大学学报(自然科学版), 2017, 48(1): 247-254.
NA J, XU T F, WU Y D, et al. Effectiveness of using mud acid as stimulation agent for enhanced geothermal systems(EGS) reservoir[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2017, 48(1): 247-254. (in Chinese with English abstract)

[13] 窦斌, 高辉, 周刚, 等. 我国发展增强型地热开采技术所面临的机遇与挑战 [J]. 地质科技情报, 2014, 33(5): 208-210.
DOU B, GAO H, ZHOU G, et al. Opportunities and challenges of developing enhance geothermal system technology in China[J]. Geological Science and Technology Information, 2014, 33(5): 208-210. (in Chinese with English abstract)

[14] 王贵玲, 马峰, 蔺文静, 等. 干热岩资源开发工程储层激发研究进展 [J]. 科技导报, 2015, 33(11): 103-107.
WANG G L, MA F, LIN W J, et al. Reservoir stimulation in hot dry rock resource development[J]. Science & Technology Review, 2015, 33(11): 103-107. (in Chinese with English abstract)

[15] 王贵玲, 陆川. 碳中和目标驱动下干热岩和增强型地热系统增产技术发展 [J]. 地质与资源, 2023, 32(1): 85-95.
WANG G L, LU C. Stimulation technology development of hot dry rock and enhanced geothermal system driven by carbon neutrality target[J]. Geology and Resources, 2023, 32(1): 85-95. (in Chinese

with English abstract)

[16] BROWN D W, DUCHANE D V. Scientific progress on the Fenton Hill HDR Project since 1983[J]. Geothermics, 1999, 28(4/5): 591-601.

[17] NORBECK J H, MCCLURE M W, HORNE R N. Field observations at the Fenton Hill enhanced geothermal system test site support mixed-mechanism stimulation[J]. Geothermics, 2018, 74: 135-149.

[18] RINALDI A P, RUTQVIST J. Joint opening or hydroshearing? Analyzing a fracture zone stimulation at Fenton Hill[J]. Geothermics, 2019, 77: 83-98.

[19] KELKAR S, WOLDEGABRIEL G, REHFELDT K. Lessons learned from the pioneering hot dry rock project at Fenton Hill, USA[J]. Geothermics, 2016, 63: 5-14.

[20] BROWN D W. Hot dry rock geothermal energy: Important lessons from Fenton Hill[J]. Thirty-Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, 2009: 3-6.

[21] ZIAGOS J, PHILLIPS B, BOYD L, et al. A technology roadmap for strategic development of enhanced geothermal systems[C]//Anon. Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2013: 17123116.

[22] DUCHANE D. International programs in hot dry rock technology development[J]. Geotherm. Resour. Counc. Bull., 1991, 20(5): 135-142.

[23] BROWN D W, DUCHANE D V, HEIKEN G, et al. Mining the earth's heat: Hot dry rock geothermal energy[M]. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012.

[24] BARIA R, BAUMGÄRTNER J, GÉRARD A, et al. European HDR research programme at Soultz-sous-Forêts(France)1987-1996[J]. Geothermics, 1999, 28(4): 655-669.

[25] BARIA R, MICHELET S, BAUMGAERTNER J, et al. A 5000 m deep reservoir development at the European HDR site at Soultz[C]//Anon. 30th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2005.

[26] VALLEY B, DEZAYES C, GENTER A. Multi-scale fracturing in the Soultz-sous-Forêts basement from borehole images analyses[C]//Anon. Soultz Seientific Meeting. Orleans: Geothermal Energy Division, 2007.

[27] BARIA R, MICHELET S, BAUMGAERTNER J, et al. Microseismic monitoring of the world's largest potential HDR reservoir[C]//Anon. Twenty Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2004.

[28] DEZAYES C , CENTER A , GENTIER S. Fracture network of the EGS geothermal reservoir at Soultz-sous-Forêts (Rhine Graben, France)[J]. Transactions-Geothermal Resources Council, 2004, 28: 213-218.

[29] BAUMGÄRTNER J, GÉRARD A, BARIA R, et al. Circulating the HDR reservoir at Soultz: Maintaining production and injection flow in complete balance[C]//Anon. Twenty-third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. [S. 1.]: [s. n.], 1998.

[30] GENTER A, EVANS K, CUENOT N, et al. Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS)[J]. Comptes Rendus Geoscience, 2010, 342(7/8): 502-516.

[31] HELD S, GENTER A, KOHL T, et al. Economic evaluation of geothermal reservoir performance through modeling the complexity of the operating EGS in Soultz-sous-Forêts[J]. Geothermics, 2014, 51: 270-280.

[32] SCHILL E, GENTER A, CUENOT N, et al. Hydraulic performance history at the Soultz EGS reservoirs from stimulation and long-term circulation tests[J]. Geothermics, 2017, 70: 110-124.

[33] CUENOT N, DORBATH C, DORBATH L. Analysis of the microseismicity induced by fluid injections at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (Alsace, France): Implications for the characterization of the geothermal reservoir properties[J]. Pure and Applied Geophysics, 2008, 165(5): 797-828.

[34] GENTER A, FRITSCH D, CUENOT N, et al. Overview of the current activities of the European EGS Soultz Project: From exploration to electricity production[C]//Anon. Thirty-Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2009: 11590911.

[35] CHARLéTY J, CUENOT N, DORBATH L, et al. Large earthquakes during hydraulic stimulations at the geothermal site of Soultz-sous-Forêts[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2007, 44(8): 1091-1105.

[36] BENDALL B, HOGARTH R, HOLL H, et al. Australian experiences in EGS permeability enhancement: A review of 3 case studies[C]//Anon. Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2014.

[37] WYBORN D. Update of development of the geothermal field in the granite at Innamincka, South Australia[C]//Anon. World Geothermal Congress. Bali: Geodynamics Limited, 2010: 59373939.

[38] KAIEDA H, SASAKI S, WYBORN D. Comparison of characteristics of micro-earthquakes observed during hydraulic stimulation operations in Ogachi, Hijiori and Cooper Basin HDR Projects[C]//Anon. Proceedings of the World Geothermal Congress. [S. l.]: [s. n.]: 2010.

[39] LLANOS E M, ZARROUK S J, HOGARTH R A. Numerical model of the Habanero geothermal reservoir, Australia[J]. Geothermics, 2015, 53: 308-319.

[40] HOGARTH R, HOLL H, MCMAHON A. Flow testing results from Habanero EGS Project[C]//Anon. Australian Geothermal Energy Conference. [S. 1.]: [s. n.], 2013.

[41] AYLING B F, HOGARTH R A, ROSE P E. Tracer testing at the Habanero EGS site, central Australia[J]. Geothermics, 2016, 63: 15-26.

[42] YANAGISAWA N, NGOTHAI Y, ROSE P, et al. Geochemical behavior of EGS reservoir during first circulation test at Habanero site, Cooper Basin, Australia[J]. Journal of the Geothermal Research Society of Japan, 2011, 33(3): 125-130.

[43] CHEN D, WYBORN D. Habanero Field Tests in the Cooper Basin, Australia: A Proof-of-Concept for EGS[C]//Anon. Geothermal Resources Council Annual Meeting. [S. 1.]: [s. n.], 2009.

[44] MATSUNAGA I, NIITSUMA H, OIKAWA Y. Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan[C]//Anon. Proceedings World Geothermal Congress. [S. 1.]: [s. n.], 2005.

[45] YANAGISAWA N, MATSUNAGA I, SUGITA H, et al. Reser-

voir evaluation by tracer tests during a long term circulation test at the Hijiori HDR test field, Yamagata, Japan[J]. Journal of the Geothermal Research Society of Japan, 2006, 28(1): 57-76.

[46] TENMA N, YAMAGUCHI T, ZYVOLOSKI G. The Hijiori Hot Dry Rock test site, Japan: Evaluation and optimization of heat extraction from a two-layered reservoir[J]. Geothermics, 2008, 37(1): 19-52.

[47] SWENSON D, SCHROEDER R, SHINOHARA N, et al. Analyses of the Hijiori long term circulation test[C]//Anon. Twenty Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 1999: 27554763.

[48] TENMA N, YAMAGUCHI T, OIKAWA Y, et al. Comparison of the deep and the shallow reservoirs at the Hijiori HDR test site using FEHM code [C]//Anon. Twenty Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California: Stanford University, 2001.

[49] YAMAGUCHI S, AKIBAYASHI S, ROKUGAWA S, et al. The numerical modeling study of the Hijiori HDR test site[C]//Anon. World Geothermal Congress. Kyushu, Tohoku: Akita University, 2000.

[50] ITO T, HAYASHI K. Role of stress-controlled flow pathways in HDR geothermal reservoirs[J]. Pure and Applied Geophysics, 2003, 160(5/6): 1103-1124.

[51] 解经宇, 王丹, 李宁, 等. 干热岩压裂建造人工热储发展现状及建议 [J]. 地质科技通报, 2022, 41(3): 321-329.
XIE J Y, WANG D, LI N, et al. Development status and suggestions of hot dry rock hydraulic fracturing for building geothermal reservoirs[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(3): 321-329. (in Chinese with English abstract)

[52] 解经宇, 陆洪智, 陈磊, 等. 龙马溪组层状页岩微观非均质性及力学各向异性特征 [J]. 地质科技通报, 2021, 40(3): 67-77.
XIE J Y, LU H Z, CHEN L, et al. Micro scopic heterogeneity and mechanical anisotropy of the laminated shale in Longmaxi Formation[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(3): 67-77. (in Chinese with English abstract)

[53] BONNEVILLE A , CLADOUHOS T T , SCHULTZ A. Establishing the frontier observatory for research in geothermal energy (FORGE) on the Newberry Volcano, Oregon[C]//Anon. 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. [S. 1.]: [s. n.], 2016.

[54] RIAHI A, PETTITT W, DAMJANAC B, et al. Numerical modeling of discrete fractures in a field-scale FORGE EGS reservoir[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2019, 52(12): 5245-5258.

[55] ALLIS R, MOORE J, DAVATZES N, et al. EGS concept testing and development at the Milford, Utah FORGE site[C]//Anon. Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. [S. 1.]: [s. n.], 2016.

[56] XING P J, DAMJANAC B, MOORE J, et al. Flowback test analyses at the Utah Frontier Observatory for research in geothermal energy (FORGE) site[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2022, 55(5): 3023-3040.

[57] 张森琦, 文冬光, 许天福, 等. 美国干热岩“地热能前沿瞭望台研究计划”与中美典型 EGS 场地勘查现状对比 [J]. 地学前缘, 2019, 26(2): 321-334.
ZHANG S Q, WEN D G, XU T F, et al. The U. S. Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy Project and comparison of typical EGS site exploration status in China and U. S.[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(2): 321-334. (in Chinese with English abstract)

[58] NORBECK J, LATIMER T. Commercial-scale demonstration of a first-of-a-kind enhanced geothermal system[J]. EarthArXiv Eprints, 2023: X52X0B.

[59] 张森琦, 付雷, 张杨, 等. 基于高精度航磁数据的共和盆地干热岩勘查目标靶区圈定 [J]. 天然气工业, 2020, 40(9): 156-169.
ZHANG S Q, FU L, ZHANG Y, et al. Delineation of target areas for hot dry rock exploration in the Gonghe Basin based on high-precision aeromagnetic data[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(9): 156-169. (in Chinese with English abstract)

[60] 严维德. 共和盆地干热岩特征及利用前景 [J]. 科技导报, 2015, 33(19): 54-57.
YAN W D. Characteristics and utilization prospects of hot dry rocks in the Gonghe Basin[J]. Science and Technology Review, 2015, 33(19): 54-57. (in Chinese with English abstract)

[61] 中国地质调查局. 青海共和盆地钻获 236℃ 干热岩 [J]. 地质装备, 2017, 18(6): 8.
China Geological Survey. Drilling of 236℃ hot dry rock in the Qinghai Gonghe Basin[J]. Geological Equipment, 2017, 18(6): 8. (in Chinese with English abstract)

[62] 佚名. 青海共和干热岩科技攻坚项目正式启动 [J]. 地质装备, 2019, 20(5): 4-6.
Anon. The Qinghai Gonghe Hot Dry Rock Technology Project has officially started[J]. Equipment for Geotechnical Engineering, 2019, 20(5): 4-6. (in Chinese with English abstract)

[63] 朱贵麟, 刘东林, 周殷竹, 等. 青海共和盆地干热岩人工储层示踪试验研究 [J]. 中国地质, 2025, 52(2): 416-424.
ZHU G L, LIU D L, ZHOU Y Z, et al. Tracer test study on artificial reservoirs in hot dry rock(HDR) geothermal systems in the Gonghe Basin, Qinghai Province[J]. Geology in China, 2025, 52(2): 416-424. (in Chinese with English abstract)

[64] ZHANG E Y, WEN D G, WANG G L, et al. The first power generation test of hot dry rock resources exploration and production demonstration project in the Gonghe Basin, Qinghai Province, China[J]. China Geology, 2022, 5(3): 372-382.

[65] 窦斌, 肖鹏, 郑君, 等. 二氧化碳爆破致裂激发干热岩储层作用效果 [J]. 地质科技通报, 2022, 41(5): 150-159.
DOU B, XIAO P, ZHENG J, et al. Effect of stimulation in hot dry rock reservoirs from carbon dioxide blasting-induced cracking[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(5): 150-159. (in Chinese with English abstract)

Summary for “干热岩开发循环试验的研究进展和发展建议”

International research progress and development suggestions for hot dry rock EGS flow tests

WANG Dan[1,2*]，WEN Dongguang[1]，YANG Yongbiao[3]，YANG Weifeng[2]，JIN Xianpeng[1]，WU Bin[1]

1. Center for Hydrogeology and Environmental Geology Survey, China Geological Survey, Tianjin 300309, China；
2. School of Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou Jiangsu 221116, China；
3. Geological Survey of Jiangsu Province, Nanjing 210049, China

* Corresponding author， E-mail：2292060849@qq.com

Abstract：[**Importantly**] Dry rock, a widely distributed and abundant geothermal resource, is of paramount importance in the reduction of fossil energy consumption, alleviating environmental pollution, and ensuring energy security. Enhanced geothermal systems are currently the main method for developing hot dry rock resources and are generally implemented through several methods, such as engineering site selection, geothermal drilling, thermal reservoir stimulation, flow testing, and power generation engineering. Among these, flow tests are a crucial link in undertaking thermal reservoir stimulation and power generation engineering and are used to form injection and production well groups, evaluate cycle circuits, expand heat exchange capacity, and lay the foundation for ultimately achieving power generation goals safely and stably. The implementation process of flow tests is long-term and complex, which can easily lead to problems such as insufficient connectivity, strong microseismic effects, liquid leakage, scaling of the circulating liquid, and insufficient equipment reliability. Therefore, flow tests at hot dry rock development sites internationally are often intertwined with drilling and reservoir stimulation and accompanied by scheme adjustments to gradually achieve the power generation goal. [**Progress**] This article briefly summarizes the flow test experiences and exploration directions of typical hot dry rock development EGS at home and abroad, elaborates on the influence of various factors on flow tests, and proposes development suggestions based on the actual situation at the Qinghai Gonghe site. In the past, improving the effectiveness of flow tests was achieved through methods such as adjusting the development layer and well groups, long-term circulation, hydraulic fracturing, and chemical stimulation. However, current technicians have focused on accurately obtaining engineering parameters and improving the design of well groups and reservoir stimulation processes. [**Conclusions and Prospects**] In summary, the formulation of a flow test plan needs to fully consider geological factors and adapt to local conditions. Moreover, key technologies in flow tests, such as reservoir evaluation, reservoir stimulation, and engineering implementation, are worthy of in-depth research. The progress of these key technologies requires the establishment of numerical models with greater accuracy, improvements in the accuracy and stability of various monitoring techniques, the application of more diverse hydraulic fracturing and chemical stimulation processes, and the establishment of a more comprehensive risk prevention and control system for induced earthquakes. In addition, the application of new technologies is also a possible breakthrough. Supercritical carbon dioxide and liquid nitrogen fracturing technologies have advantages in thermal reservoir fracturing and energy enhancement in hot dry rock stimulation. Explosive fracturing technology has a certain effect on increasing the complexity of fractures near wellbores and enhancing the injection capacity of well groups. Finally, with the goal of experimental power generation and focusing on key issues in multi-well group flow tests, improving the construction process of flow tests is also an effective means to improve efficiency and reduce costs. With increasingly mature development technology, hot dry rock geothermal resources will become an important part of China's energy structure, playing a significant role in economic development and environmental protection.

Key words: hot dry rock；enhanced geothermal system (EGS)；flow test；hydraulic fracturing；Gonghe site

Received：2023-11-20；Revised：2024-03-24；Accepted：2024-03-29

doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20230644