

干热岩长期生产过程中天然裂缝损伤对导流能力演变影响研究

许富强¹, 宋先知^{1,2*}, 石宇³, 李爽¹

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

3 西南交通大学地球科学与工程学院, 成都 611756

* 通信作者, songxz@cup.edu.cn

收稿日期: 2023-05-05; 修回日期: 2023-08-21

国家自然科学基金重大项目之课题“高温岩石动态损伤机理与高效破碎方法”(52192624)和国家青年科学基金项目“干热岩采热过程裂缝形态演变对取热效果的影响机制研究”(52104034)联合资助

摘要 干热岩型地热是我国地热资源的重要组成部分, 其开发利用对实现“双碳”目标具有重要意义。干热岩储层岩体以花岗岩为主, 因其岩性致密, 通常采用增强型地热系统(EGS)进行开发。作为循环工质流动换热的主要通道, 人工裂缝和天然裂缝形变将造成导流能力演变, 进而影响热储取热性能。现有导流能力研究对象多为人工裂缝, 且多围绕基质弹性变形开展, 并未考虑天然裂缝损伤影响。为揭示天然裂缝损伤作用效果, 团队自主研发设计了高温高压岩心注采多场耦合实验平台, 分析论证了实验系统的可靠性, 设计了对应实验方案与实验流程。采用天然裂缝贯穿岩样, 研究了常温下注采压差随排量和围压的变化规律, 分析了高温下天然裂缝损伤特征, 对比了不同排量, 温差和注入方式下天然裂缝损伤对导流能力演变的影响。实验表明, 冷流体注入导致天然裂缝体积较初始时刻显著增加, 且破坏方式以弱胶结失效为主, 在无围压条件下, 损伤将引起裂缝隙宽和缝长增大, 提升裂缝连通性, 有助于改变裂缝导流能力, 故压裂和取热方案设计中应对天然裂缝加以考虑; 注采压差随围压和排量增大而增加, 最大增幅可达 0.6 MPa; 高温生产下, 注采压差改变量和导流能力演化率变化量最大值分别可达 1.11 MPa 和 26.59%。较大排量和温差下, 裂缝损伤特征更为明显。相较于连续注入, 间歇注入方式下裂缝损伤程度更为显著。利用灰色关联分析得到了主控因素为温差, 即热应力是造成裂缝附加导流能力演变的主要原因。本研究证明了天然裂缝损伤在干热岩长期生产过程中分析的必要性, 为工程现场施工提供了一定指导。

关键词 干热岩; 长期开采; 导流能力演变; 天然裂缝; 岩石损伤

中图分类号: P314; TK529

Effect of natural fracture damage on the conductivity evolution under long-term production of hot dry rock resources

XU Fuqiang¹, SONG Xianzhi^{1,2}, SHI Yu³, LI Shuang¹

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

引用格式: 许富强, 宋先知, 石宇, 李爽. 干热岩长期生产过程中天然裂缝损伤对导流能力演变影响研究. 石油科学通报, 2024, 03: 465-475
XU Fuqiang, SONG Xianzhi, SHI Yu, LI Shuang. Effect of natural fracture damage on the conductivity evolution under long-term production of hot dry rock resources. Petroleum Science Bulletin, 2024, 03: 465-475. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.034

2 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China
3 Faculty of Geosciences and Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 611756, China

Received: 2023-05-05; Revised: 2023-08-21

Abstract Geothermal energy in hot dry rock formations is an important component of China's geothermal resources, and its development is of significant importance for achieving the "dual carbon" goals. The reservoir rocks of hot dry rock formations are mainly granites. The lithology of granites is dense and is usually developed by Enhanced Geothermal System (EGS). As the main pathways for fluid flow and heat transfer in the circulation process, both artificial and natural fractures deformation can lead to the evolution of conductivity, thereby influencing the heat extraction performance of the thermal reservoir. Existing studies on conductivity mostly focus on artificial fractures, often centered around matrix elastic deformation, without considering the impact of natural fractures damage. To reveal the effects of natural fractures damage, a high-temperature and high-pressure rock core injection and extraction multi-field coupling experimental platform is independently developed and designed. The reliability of the experimental system was analyzed and verified, corresponding experimental schemes and procedures are designed. Natural fractures were used to penetrate the rock samples, study the variations of injection and extraction differential pressure with injection flow and confining pressure at room temperature. The characteristics of natural fractures damage at high temperatures were analyzed, and the impact of natural fractures damage on the evolution of conductivity under different injection flow, temperature difference and injection modes were compared. The experiments demonstrated that injecting cold fluid resulted in a significant increase in the volume of natural fractures compared to the initial state, primarily through weak cementation failure damage. Under no confining pressure conditions, damage caused an increase in fracture aperture and length, enhancing fracture connectivity and altering fracture conductivity. Therefore, natural fractures should be considered in the design of fracturing and heat extraction schemes. The injection and extraction differential pressure increased with increasing confining pressure and injection flow, with a maximum increase of up to 0.6 MPa. During high-temperature production, the maximum changes in injection and extraction differential pressure and conductivity evolution rate reached 1.11 MPa and 26.59%, respectively. Characteristics of fracture damage are more pronounced under higher injection flows and temperature differentials. Fracture damage is more significant under intermittent injection compared to continuous injection. Grey relational analysis identified the primary controlling factor as the temperature differential, indicating that thermal stress is the main cause of additional conductivity evolution due to fracture damage. This study highlights the necessity of analyzing natural fractures damage in the long-term production process of hot dry rock formations, providing valuable guidance for engineering field construction.

Keywords hot dry rocks; long-term mining; conductivity evolution; natural fracture; rock damage

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.034

0 引言

地热能是一种清洁环保的可再生能源,具有优化能源结构、节能减排和改善环境的重要作用^[1]。干热岩是地热能的重要组成部分,我国干热岩资源量 2.52×10^{25} J,折合标煤 860 万亿 t,约占全球资源总量的 1/6,按 2‰ 资源可采量计算,3~5 km 干热岩地热能即可贡献“碳中和”减排目标的 17.7%^[2-3]。

花岗岩是干热岩的主要岩石类型,其岩体致密且渗透性极差^[4],水力压裂形成的人工裂缝和原有天然裂缝是取热工质主要的渗流传热通道^[5]。干热岩生产过程中,裂缝中取热过程涉及渗流场、温度场和应力场的多场耦合。随着冷流体注入,高温岩体温度降低,显著温差会诱发明显热应力^[5],包括岩石自身温度梯度形成的热应力与岩石颗粒非均匀膨胀导致的热应力^[6]。初始赋存环境下岩石受压,而在变化的热应力和孔隙压力共同作用下,有效应力发生改变,岩体内

尤其是裂缝附近逐渐由压应力变为拉应力。上述有效应力演变对裂缝形态可能产生 2 种作用:一是岩石弹性变形,导致裂缝隙宽增加,造成导流能力变大^[7-8];二是在较大拉应力作用下,考虑到岩石抗拉强度较小^[9],会造成主裂缝胶结破坏、裂缝扩展、颗粒剥落和微裂缝萌生等现象^[10-11],进而产生附加导流能力,即除基质弹性变形外,损伤引起的导流能力额外变化量。

关于人工裂缝导流能力测试前人已开展系统研究。舒彪等^[12]以长 300 mm,宽 50 mm 的劈裂花岗岩样为对象,分析了 200 °C 高温下流体的长期输运特性,讨论了不同阶段导流能力演变特征,得出裂缝损伤不可逆且对导流能力影响显著。李宁等^[13]研发了裂缝导流能力测试系统,使用完全劈裂的花岗岩样,研究了热提取过程中热效应对导流能力演变的影响,从力学损伤角度分析了裂缝导流能力的退化机理。郭天魁等^[14]采用高温水力压裂和渗流实验系统,开展了劈裂岩样

的渗流演化实验,并据此建立了多种裂缝的渗透率演化方程。

干热岩取热关键在于建立有效的人工热储体,注采井间形成有效的裂缝连通,并有足够的热交换面积^[5]。相比于水力压裂缝,天然裂缝隙宽较小,裂缝面贴合紧密且存在大量胶结区域^[5],与人工裂缝颗粒支撑(剪切错动支撑)形式存在明显差异。干热岩储层天然裂缝发育,人工裂缝控制体积有限,天然裂缝的存在有助于沟通注采井附近压裂缝以形成复杂缝网^[16-17]。所以,在远离井周附近的其他区域,循环工质主要通过天然裂缝进行渗流传热,故其导流能力演变对储层生产性能具有重要影响。目前针对天然裂缝热损伤的研究相对较少,其损伤对裂缝导流的作用机制尚不清晰,有必要开展天然裂缝的相关研究。

为解决上述难题,团队自主研发设计了高温高压岩心多功能注采多场耦合实验平台。本文依次介绍了实验设备、试样和实验流程,开展了含天然裂缝花岗岩样的导流能力测试实验。首先,揭示了常温下注采压差随排量和围压的变化规律;然后,分析了开采过程中天然裂缝损伤特征;最后,对比了不同参数下天然裂缝损伤对导流能力演变的作用效果。本研究对设计/调整干热岩生产方案、预防/减少干热岩取热过程中微震产生具有一定的指导意义。此外,相关研究同样适用于其他高温地下岩石工程项目,如核废料埋存、二氧化碳地质封存、页岩气开发和储气库建设等。

1 实验设备与岩样

1.1 实验设备

导流能力作为裂缝基本属性,很难直接获取,通常结合压差、排量和裂缝形态等进行表征。为准确测试干热岩长期生产过程中裂缝导流能力演变,团队自主研发设计了岩心多功能注采多场耦合实验平台,如图1所示。该实验平台由夹持装置,恒流泵,加热器,冷凝器,数据测量及采集装置和辅助装置等构成。其中,夹持装置可加载的最大轴压和围压分别可达55 MPa和50 MPa。恒流泵的流量控制范围为0.1~60 mL/min,岩心内流动压力可达30 MPa,设计最大实验温度为350 °C。压力传感器和温度传感器的测量精度分别可达0.001 MPa和0.01 °C,满足本实验数据采集需求。此外,为实现高温高压下有效密封,夹持装置内采用耐高温密封胶,硅胶套和石墨垫片等进行多重处理。其中,应用石墨填料实现装置初始密封;自紧式垫圈在压力作用下,主动压缩石墨,保证了轴压和围压变化下的动态密封。经前期测试发现可实现300 °C高温及15 MPa流体压力下的有效密封。需要特别说明的是,在本实验中,轴压设置值需大于等于围压值,目的之一是防止上下柱塞连接处密封失效,目的二是还原实际工程环境,即裂缝延伸方向始终垂直于最小主应力方向。

实验采用的其他设备还包括马弗炉和CT扫描设



(a) 平台整体框架

(b) 夹持装置安装流程

图1 岩心多功能注采多场耦合实验平台

Fig. 1 Multi-field coupling experimental platform for rock core injection and mining

备：马弗炉最高设计加热温度达 1100 °C，可实现PID 调频控温，有效调节岩样预处理过程中加热和冷却速率；CT扫描设备精度可达 70 μm，可有效对比实验前后裂缝形态和体积变化。

1.2 试样制备

实验所用花岗岩样取自中国山东省莱州市露头原石，且由同一含天然裂缝的花岗岩原石切割完成，最大程度减少了岩石非均质对实验结果的影响。通过力学和物性测试得出，所用岩样密度为 2.63 g/cm³，抗拉、抗压和抗剪强度分别为 8.79 MPa，553.00 MPa 和 301.50 MPa，弹性模量为 58.95 GPa，泊松比为 0.243。花岗岩样由多种矿物组成，包括石英(39.0%)，钾长石(12.3%)，斜长石(35.2%)，钙芒硝(2.7%)，普通辉石(8.0%)和粘土矿物(2.8%)等^[5]。岩样的直径和长度分别为 100 mm 和 200 mm(±5 mm)，所有岩样均被天然裂缝上下贯穿(未完全劈裂)，且裂缝近乎处于岩样中心剖面上，即均分裂缝，如图 2 所示。

岩样制备完成后，首先将其放入马弗炉中，按照 1.5 °C/min 速率加热到指定温度，并保温 1 h，而后以 0.5 °C/min 速率使其在炉腔内冷却至室温，上述加热速率和冷却速率等取值均由实验过程岩样实际温度变化换算得到。岩样均按照上述过程反复处理 3 次，以最大限度减少实验过程中岩样加热和冷却产生的损伤对实验结果的影响。

2 实验设备与岩样

2.1 实验方案

干热岩开采过程中，影响岩石损伤程度的因素可大致分为工艺参数和储层物性等。对某一确定储层而

言，可进行开发方案设计的参数主要包括注入排量、注入温度和注入方式等。其中，注入温度对岩石损伤造成的影响对应岩石基质与注入流体的温差，为方便开展实验，采用不同岩样初始温度来表征实验过程温差大小。注入排量对应换热工质流速，而注入方式可分为连续注入和间歇注入 2 类。本节共开展 6 组实验，用于分析上述 3 个参数下损伤对导流能力的影响，方案设计如表 1 所示。其中，基础实验的注入温度和生产压力分别为 20 °C 和 2 MPa。此处注入温度为流体流出恒流泵的温度，即室温；采取上述生产压力目的是保证流体在整个取热过程中均呈液体状态。除研究变量外，对照实验的参数设置均与基础实验相同。

2.2 实验流程

本实验分析对象是实验前后的裂缝形态，体积和导流能力的变化，可分别通过前后 CT 扫描和注采压差对比获取，实验总流程如图 3 所示。在岩样完成预处理后，将岩样在常温下进行第一次 CT 扫描，获取初始时刻裂缝形态和体积，裂缝体积记为 M_1 。扫描完成后，将岩样放置于夹持装置中，组装实验设备，检测装置密封性。然后，在常温下测试裂缝导流能力，采用注采压差进行表征，记为 D_1 。采用与岩样预处理过程中相同的加热速率和保温时间，将岩样加热到指定温度。待岩样受热均匀后，开始泵入冷流体直至产出水温度达到稳定。产出水温度稳定后继续泵入 10 min，后停止加热岩样和泵入冷流体。待岩样冷却至室温后(冷却速率与预处理过程相同)，再次测量裂缝导流能力，注采压差记为 D_2 。将岩样取出，再次进行 CT 扫描处理，裂缝体积记为 M_2 。最后，进行数据整理和分析，整理实验设备，实验完成。

需要说明的是，为测试实验装置可靠性，对于基

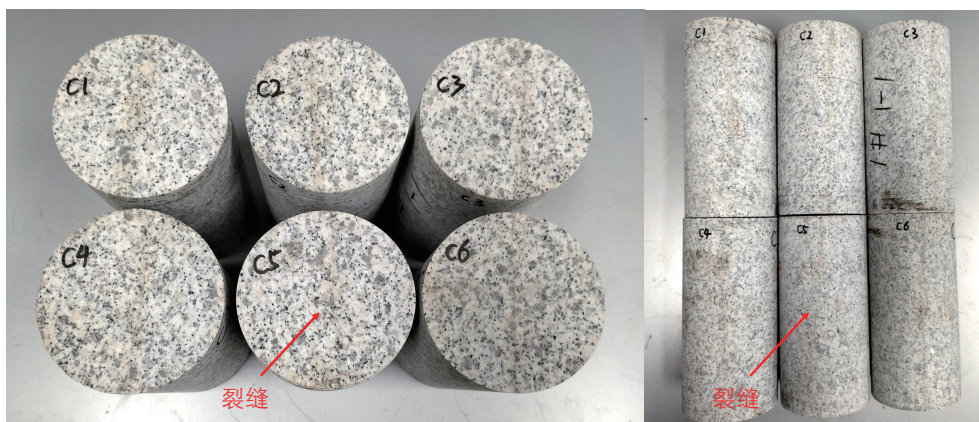


图 2 实验所用含天然裂缝的花岗岩样

Fig. 2 Rock samples required for the experiment

表 1 实验方案设计

Table 1 Experimental scheme design

类型	参数	取值
基础实验(1组)	岩样温度 280 °C, 排量 4.0 mL/min, 轴压~围压 20 MPa~10 MPa, 连续注入—岩样 C ₁	
	岩样温度 /°C	220—岩样 C ₂ , 250—岩样 C ₃ , 280—岩样 C ₁
对照实验(5组)	注入排量/(mL/min)	2.0—岩样 C ₄ , 4.0—岩样 C ₁ , 6.0—岩样 C ₅
	注入方式	连续—岩样 C ₁ , 间歇—岩样 C ₆

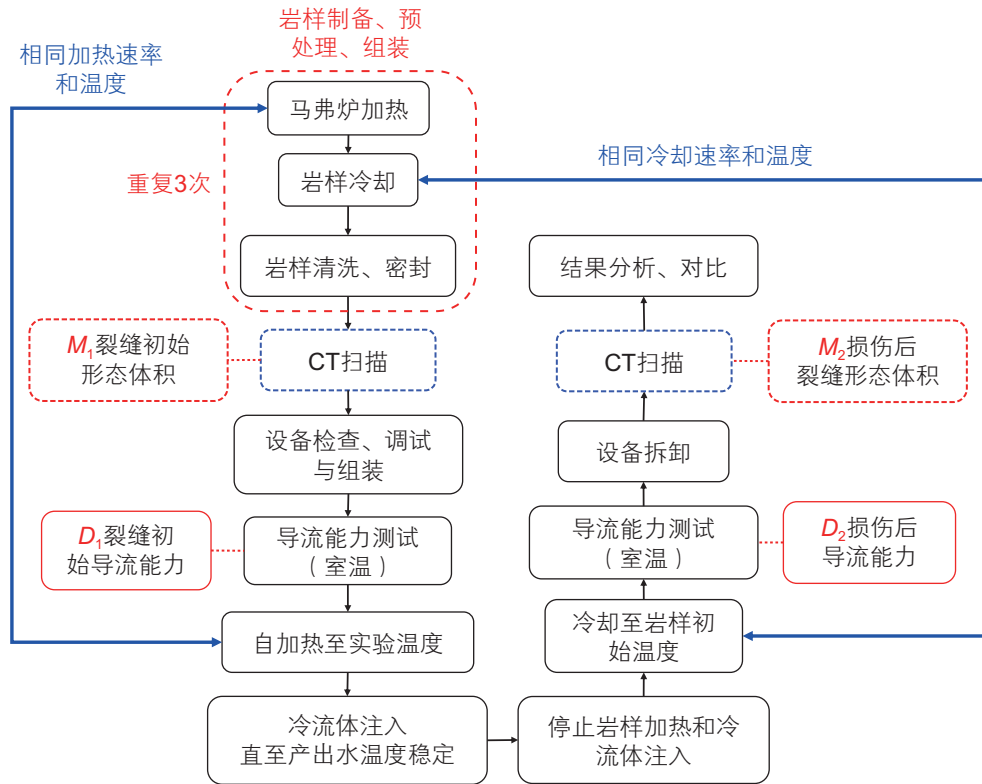


图 3 实验整体流程

Fig. 3 Experimental procedure

础实验，还需在实验前开展常温下不同排量和围压变化下的注采压差测试，以分析设备对参数变化的敏感性。其中，排量变化从 1.0 mL/min 到 10.0 mL/min，围压变化范围为 6 MPa 到 15 MPa。

3 实验结果与分析

3.1 损伤特征分析

利用岩样 C₁，通过测试不同排量和围压下的注采压差变化情况来评价实验系统的稳定性，结果如图 4 所示。当排量一定时，注采压差随围压增加逐渐上升；当围压恒定时，注采压差随排量增加而增大，最大增幅可达 0.6 MPa。上述测试结果表明该实验系统对于研究参数的细微变化可实现有效识别，证明了该系统的可靠性。

根据图 3 所示实验流程，选用岩样 C₁ 开展基础实

验，对实验前后岩样进行 CT 扫描。特别说明的是，所有实验岩样均有裂缝上下贯穿，但由于 CT 扫描设备分辨效果有限(对应岩样尺寸的最优分辨率为 70 μm)，所以仅当裂缝参数达到一定阈值才能被识别。上述问题是目前相关研究普遍性难题，但本文通过实验前后效果对比，依旧可以获得损伤对裂缝演变的影响效果。

实验前后裂缝形态、隙宽和长度 CT 扫描结果对比如图 5 所示。与实验前相比，实验后裂缝连通性显著增强。裂缝形态演变具体表现在原有可识别的裂缝隙宽增加，缝长增大，原低于可识别阈值的裂缝被有效识别。如图 5(c) 中，注入端原有裂缝隙宽在 0.30~0.45 mm 之间，实验后隙宽增大至 0.45 mm 以上，部分点隙宽甚至超过 1.00 mm。在岩样中段，出现大量隙宽在 0.45~0.60 mm 的新识别裂缝。图 5(d) 中相邻同一颜色区域说明裂缝实现有效沟通，由图可知

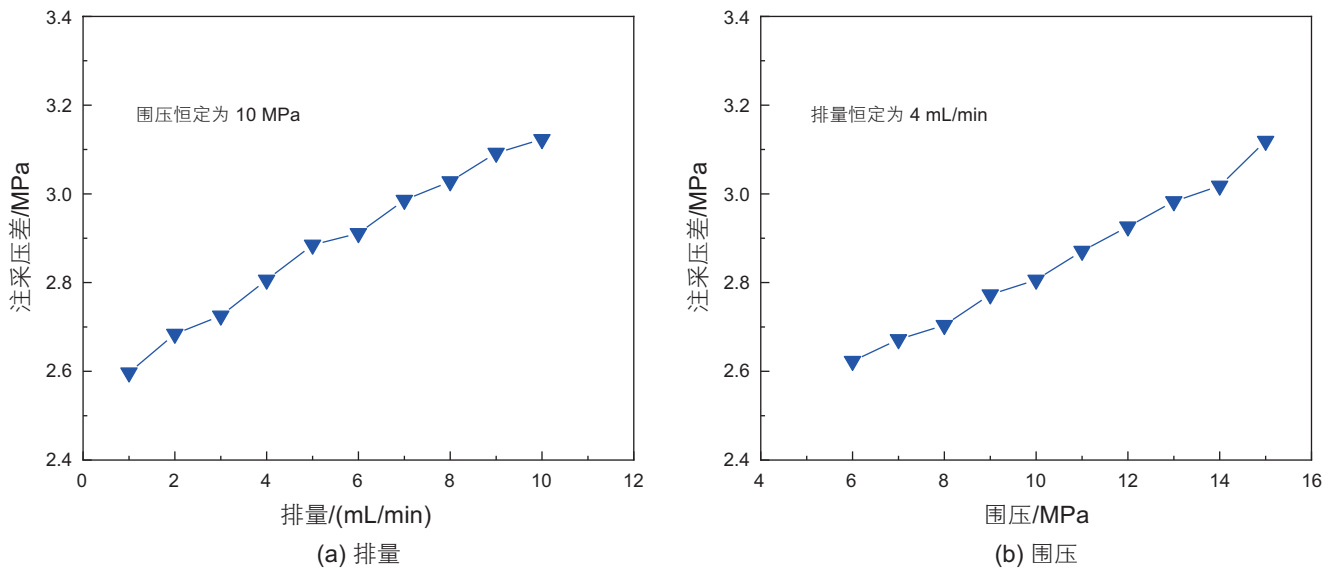


图 4 常温不同排量/围压下注采压差变化

Fig. 4 Differential pressure change under different mass flow/confining pressure at room temperature

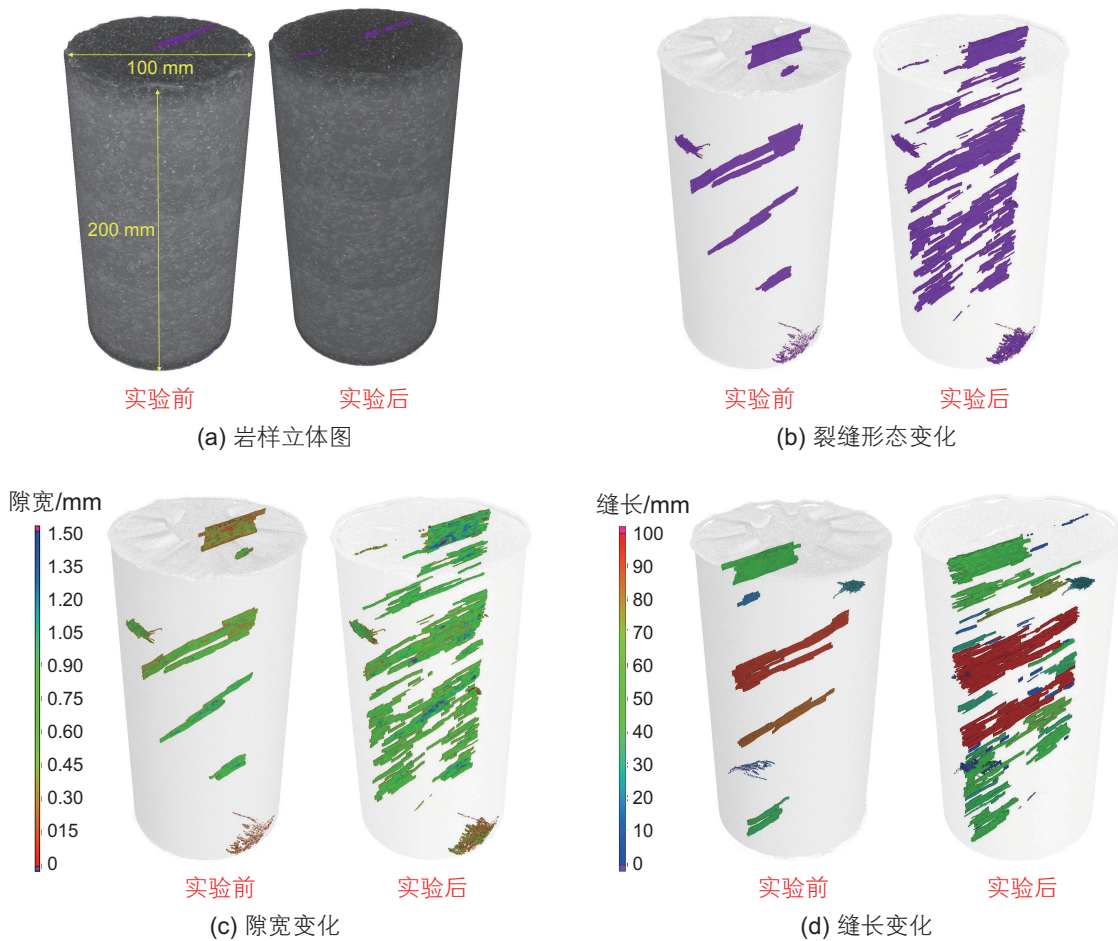


图 5 实验前后 CT 扫描三维视图结果对比

Fig. 5 Comparison of 3D CT scan results before and after the experiment

大部分可识别裂缝的缝长在 30.00 mm 到 60.00 mm 之间, 部分缝长超过 90.00 mm, 已完全贯穿岩样侧面。

实验后裂缝体积明显增大, 可识别裂缝体积由实验前 1930.52 mm³ 增加至实验后的 6863.65 mm³, 增加了

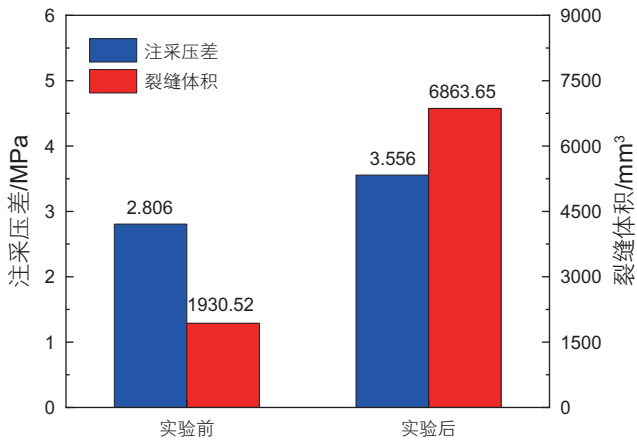


图 6 实验前后可识别裂缝体积和注采压差变化
 Fig. 6 The changes of identified fracture volume and differential pressure before and after the experiment

4933.13 mm³, 增幅超过 255.5%, 如图 6 所示。

为进一步分析不同截面裂缝演化特征, 选取距离岩样注入端(顶端)分别为 5 mm, 70 mm 和 120 mm 的截面进行对比, 如图 7 所示。三截面裂缝长度分别增加 1.36 mm, 1.08 mm 和 1.83 mm, 隙宽变化的最大量分别为 0.09 mm, 0.10 mm 和 0.01 mm。前期研究已表明, 裂缝损伤主要方式包括弱胶结破坏、颗粒剥落、微裂纹扩展和裂纹萌生等^[5]。相比于水力压裂产生的人工裂缝, 天然裂缝面彼此间剪切错动程度低, 颗粒固结紧密, 主要损伤类型应为弱胶结破坏。此外, 考虑到冷水注入方向, 损伤应由注入端逐渐向生产端扩展, 即靠近注入端的损伤出现最早。本实验中隙宽变化特征证明了上述结论, 但缝长变化规律不明

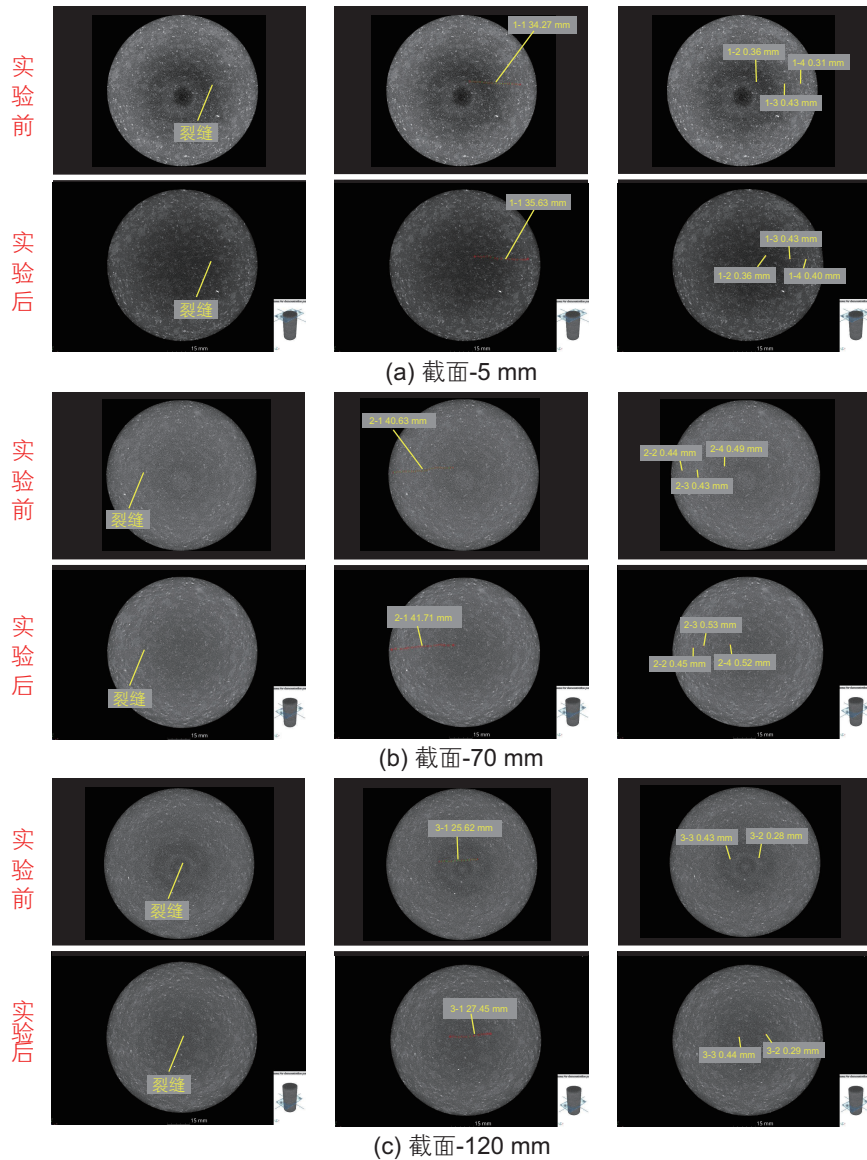


图 7 实验前后不同截面裂缝演化特征
 Fig. 7 Fracture evolution characteristics of different cross-sections before and after the experiment

显,原因可能有两点:(1)发生热突破后继续注水 10 min,岩样裂缝面已发生充分损伤;(2)裂缝面处胶结程度不同,岩石非均质影响裂缝损伤程度。实验前后的效果对比有力地证明了本实验设备和实验流程的合理性。

3.2 演变效果对比

利用图 2 所示岩样,开展多参数下导流能力演变研究。考虑到本实验中采取的流体流速较小,可使用达西定律计算单裂缝导流能力(渗透率和隙宽乘积,记作 C , $\text{m}^2 \cdot \text{m}$)^[18],表达式如下^[12-13]:

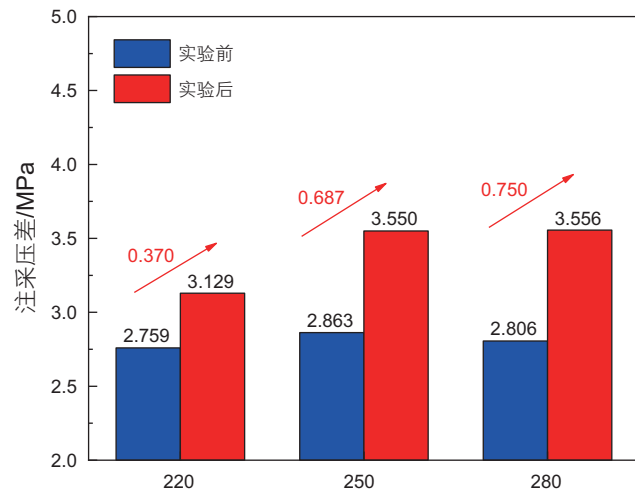
$$C = \frac{Q\mu L}{D_s(p_{in} - p_{out})} \quad (1)$$

式中, Q 为注入流量, m^3/s ; μ 为流体动力粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; D_s 和 L 分别为岩样直径和长度, m ; p_{in} 和 p_{out} 分别为注入压力和生产压力, Pa 。

为直观分析,本文定义了 2 个指标用于评价导流能力演化。将实验后与实验前注采压差(注入压力与生产压力的差值)的差值定义为注采压差变化量 Δp ,将相较于实验前的导流能力变化定义为导流能力演化率 CE ,表达式分别如下所示:

$$\begin{aligned} \Delta p &= \Delta p_{\text{after}} - \Delta p_{\text{before}} \\ &= (p_{in} - p_{out})_{\text{after}} - (p_{in} - p_{out})_{\text{before}} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} CE &= \left(\frac{Q\mu L}{D_s \Delta p_{\text{after}}} - \frac{Q\mu L}{D_s \Delta p_{\text{before}}} \right) / \left(\frac{Q\mu L}{D_s \Delta p_{\text{before}}} \right) \times 100\% \\ &= \left(\frac{\Delta p_{\text{before}}}{\Delta p_{\text{after}}} - 1 \right) \times 100\% \end{aligned} \quad (3)$$



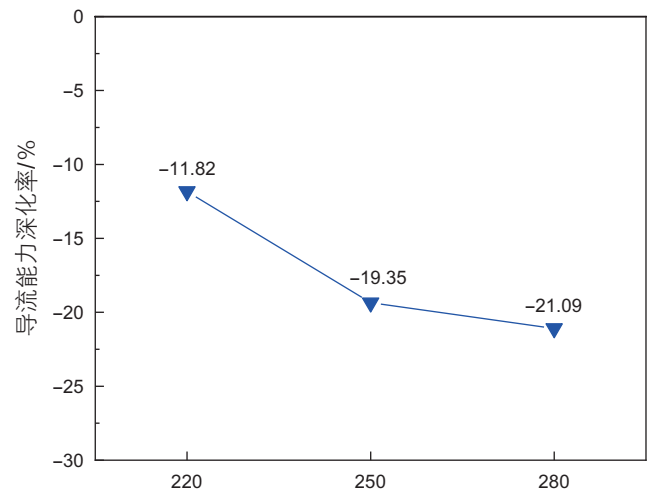
(a) 注采压差变化

式中, Δp_{before} 和 Δp_{after} 分别为实验前和实验后的注采压差, Pa 。

图 8 展示了实验前后不同岩样温度下注采压差变化和导流能力演化。由图可知,实验前不同温度下岩样注采压差的差异并不明显,说明本实验选取和制作岩样的流程,尽可能地减少了非均质对实验结果的影响。相比于实验前,实验后注采压差均有不同程度增长,且随岩样温度增加,增长量逐渐增大。在 220 °C 时注采压差增加 0.370 MPa,在 250 °C 时增加 0.687 MPa,而在 280 °C 时增加 0.750 MPa,对应导流能力演化率分别为 11.82%, 19.35% 和 21.09%,净值不断增加。热应力是造成岩石裂缝损伤重要原因之一,流体与岩石基质温差决定了热应力大小,即高温差下裂缝更易损伤。

与 3.1 节中无围压条件下的 CT 测试不同,本小节注采压差测试在围压作用下开展。注入冷水过程中,损伤将导致裂缝面闭合,使得裂缝等效隙宽减小,故注采压差上升,前人亦得出了相似规律^[13]。而在考虑基质大体积弹性变形后,损伤作用效果将有助于增大裂缝导流能力,相关内容将在未来研究中具体阐明。

注入排量是地热生产过程中可控的关键参数,图 9 展示了实验前后不同注入排量下注采压差变化和导流能力演化。注入排量越大,注采压差越大,该规律在实验前后均成立,主要是高流速下流阻增加造成的。当排量从 2 mL/min 增加至 6 mL/min,注采压差改变量从 0.543 MPa 增加至 1.110 MPa,导流能力演化率变化量从 18.13% 增加至 26.59%,说明大排量更易造成



(b) 导流能力演化

图 8 不同岩样温度下注采压差变化和导流能力演化

Fig. 8 Differential pressure and conductivity evolution rate varies with temperature

裂缝损伤。大排量流体注入意味着有更多的低温循环取热工质与高温基质进行换热，将在裂缝附近产生更大的温降梯度，进而诱发明显热应力造成裂缝损伤。

地热常用的连续生产方式将缩短热储开采寿命，目前，间歇式开发得到了广泛认可与研究。与连续生产相比，间歇式注入下储层存在回温期，可以在满足工程需求前提下保证更持续的热量输出。图 10 展示了不同循环次数下注采压差变化和导流能力演化。由图可得出，在第一次循环过程中，注采压差和导流能力变化量最大，分别达到了 0.812 MPa 和 21.67%；循环 2 次后，上述评价指标值变化量分别为 0.327 MPa 和 7.67%；而在循环 3 次后，变化量仅为 0.197 MPa

和 4.33%。上述规律说明，损伤主要发生在初次循环过程中，但后期损伤影响效果仍不可忽视。此外，第二次循环实验前与第一次循环实验后的注采压差存在差异，说明在无流体注入下岩样冷却和加热仍会造成一定损伤，但该损伤值与注水引起的改变量相比较小。随循环次数增加该误差值逐渐减小，如第二次循环初误差为 0.188 MPa，该值在第三次循环初降至 0.094 MPa。

采用灰色关联方法，对温差和排量两个参数进行参数敏感性分析，评价指标包括注采压差变化量 Δp 和导流能力演化率 CE ，分析结果如表 2 所示。以注采压差改变量为评价标准，温差和排量所对应的关联度系数

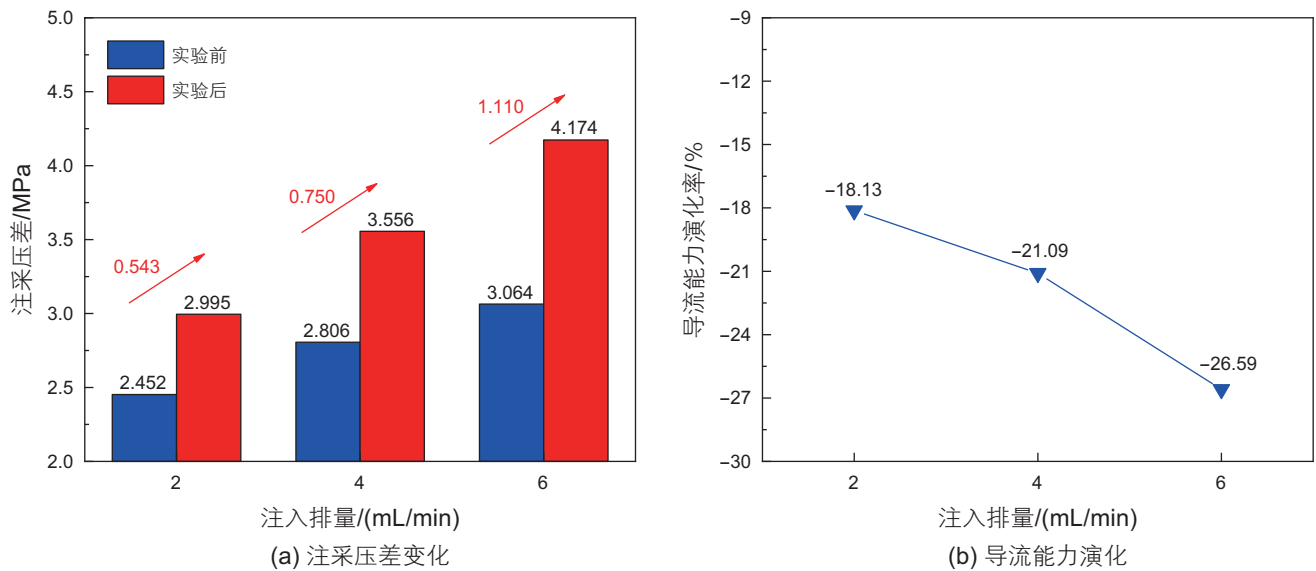


图 9 不同注入排量下注采压差变化和导流能力演化

Fig. 9 Differential pressure and conductivity evolution rate varies with mass flow

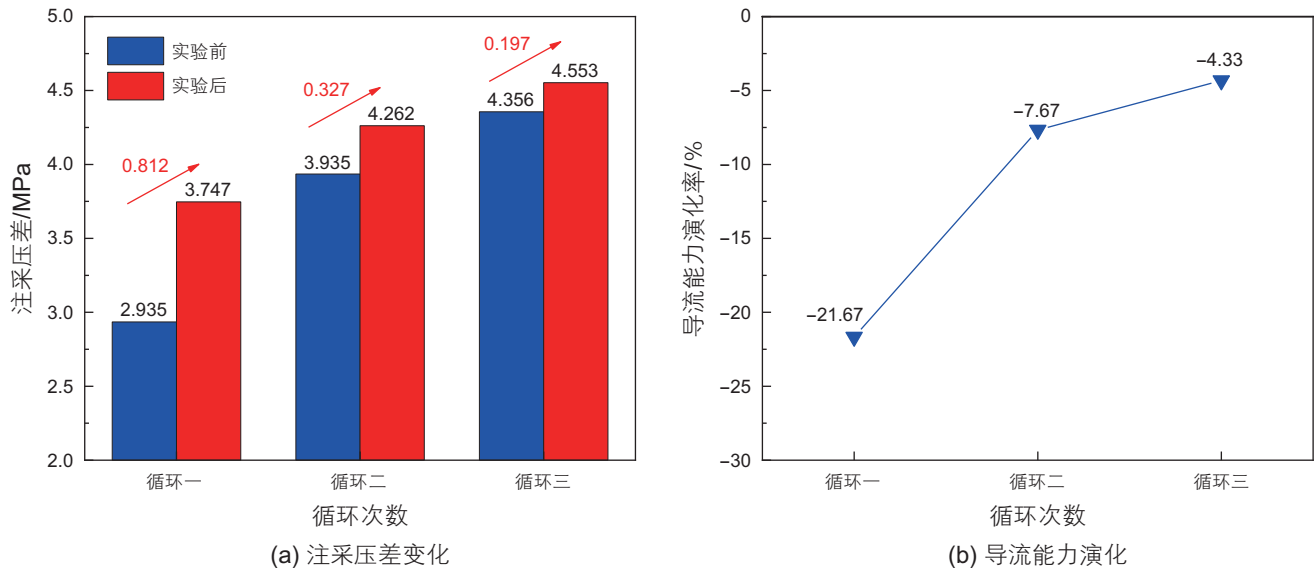


图 10 不同循环次数下注采压差变化和导流能力演化

Fig. 10 Differential pressure and conductivity evolution rate varies with cycle index

表2 不同评价指标下的参数敏感性分析

Table 2 Sensitivity analysis under different evaluation indicators

	注采压差改变量	导流能力演化率
温差	0.710	0.752
排量	0.719	0.658

分别为0.710和0.719,差异并不明显。以导流能力演化率为评价标准,温差所对应关联度系数为0.752,高于排量所对应系数值(0.658)。综合上述两个评价指标结果,可以得出在本实验研究条件下,温差对裂缝损伤(导流能力演化)的作用效果大于排量,可在地热产出水梯级利用过程中合理设计,以合理选取注入水温度。

4 结论

本文基于自主研发设计的岩心多功能注采多场耦合实验平台,以天然裂缝贯穿岩样为实验对象,开展了导流能力测试。本文研究对高温地下岩石工程项目,

特别是干热岩开发利用具有一定的指导意义,得到的主要结论如下:

(1)常温测试下,当排量一定时,注采压差随围压增加逐渐上升;当围压恒定时,注采压差随排量增加而增大,最大增幅可达0.6 MPa,相关实验数据测试稳定,证明了实验系统的可靠性。

(2)长期开采过程中,随着冷流体注入,裂缝体积较初始时刻显著增加。相较于人造裂缝,天然裂缝面颗粒固结紧密,主要损伤方式为弱胶结破坏。在无围压条件下,损伤将引起裂缝隙宽和缝长增大,提升裂缝缝连通性,有助于改变裂缝导流能力,故压裂和取热方案设计中应对天然裂缝加以考虑。

(3)通过参数作用效果分析得出,高排量,大温差,间歇式注入有利于促进裂缝损伤及导流能力改变。注采压差和导流能力演化率变化量最大值分别可达1.110 MPa和26.59%。利用灰色关联分析得到了主控因素为温差,即热应力是造成裂缝附加导流能力演变的主要原因。

参考文献

- [1] 宋国锋,李根生,宋先知,等.基于多目标的干热岩注采取热性能均衡优化方法[J].天然气工业,2022,42(4):73-84. [SONG G F, LI G S, SONG X Z, et al. Multi-objective based balanced optimization method of heat extraction performance of hot dry rock[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 73-84.]
- [2] 王贵玲,张薇,梁继运,等.中国地热资源潜力评价[J].地球学报,2017,38(04):449-459. [WANG G L, ZHANG W, LIANG J Y, et al. Evaluation of geothermal resources potential in china[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2017, 38(04): 449-459.]
- [3] 李根生,武晓光,宋先知,等.干热岩地热资源开采技术现状与挑战[J].石油科学通报,2022,03:343-364. [LI G S, WU X G, SONG X Z, et al. Status and challenges of hot dry rock geothermal resource exploitation[J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 03: 343-364.]
- [4] 洪纯阳,杨睿月,黄中伟,等.液氮循环压裂裂缝起裂与形态特征可视化研究.石油科学通报,2023,01:87-101. [HONG C Y, YANG R Y, HUANG Z W, et al. Visualization of fracture initiation and morphology by cyclic liquid nitrogen fracturing. Petroleum Science Bulletin, 2023, 01: 87-101.]
- [5] XU F Q, SHI Y U, SONG X Z, et al. The characteristics and laws of fracture damage in the long-term production process of high-temperature geothermal resources[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2023, 56: 275-299.
- [6] 张伟,曲占庆,郭天魁,等.热应力影响下干热岩水压致裂数值模拟[J].岩土力学,2019,40(05):2001-2008. [ZHANG W, QU Z Q, GUO T K, et al. Numerical simulation of hydraulic fracturing in hot dry rocks under the influence of thermal stress[J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(05): 2001-2008.]
- [7] YAO J, ZHANG X, SUN Z X, et al. Numerical simulation of the heat extraction in 3D-EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fractures model[J]. Geothermics, 2018, 74: 19-34.
- [8] SHI Y, SONG X Z, LI J C, et al. Numerical investigation on heat extraction performance of a multilateral-well enhanced geothermal system with a discrete fracture network[J]. Fuel, 2019, 244: 207-226.
- [9] 石晓巖,武治盛,冯子军,等.不同结构形式的后期热液充填裂隙花岗岩常温下物理力学性质研究[J].岩石力学与工程学报,2021,40(01):147-157. [SHI X D, WU Z S, FENG Z J, et al. Study on physical and mechanical properties of fracture granite filled with hydrothermal fluid with different types at room temperature[J]. 2021, 40(01): 147-157.]
- [10] 巩亮,韩东旭,陈峥,等.增强型地热系统关键技术研究现状及发展趋势[J].天然气工业,2022,42(7):135-159. [GONG L, HAN D X, CHEN Z, et al. Research status and development trend of key technologies for an enhanced geothermal system[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(7): 135-159.]
- [11] 邵保平,吴阳春,王帅,等.青海共和盆地花岗岩高温热损伤力学特性试验研究[J].岩石力学与工程学报,2020,39(01):69-83.

- [XI B P, WU Y C, WANG S, et al. Experimental study on mechanical properties of granite taken from Gonghe basin, Qinghai province after high temperature thermal damage[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2020, 39(01): 69–83.]
- [12] SHU B, ZHU R J, TAN J Q, et al. Evolution of permeability in a single granite fracture at high temperature[J]. Fuel, 2019, 242: 12–22.
- [13] 李宁. 增强型地热系统水力压裂裂缝扩展规律研究[博士学位论文][D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020. [LI N. Investigation into hydraulic fracture propagation mechanism in enhanced geothermal system[Ph. D. Thesis][D]. Beijing: China University of Petroleum, 2020.]
- [14] GUO T K, ZHANG Y L, ZHANG W, et al. Numerical simulation of geothermal energy productivity considering the evolution of permeability in various fractures[J]. Applied Thermal Engineering, 2022, 201: 117756.
- [15] 单丹丹, 李玮, 闫铁, 等. 增强型地热系统采热性能评价——以共和盆地恰卜恰地区干热岩储层为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(10): 150–160. [SHAN D D, LI W, YAN T, et al. Evaluation on heat extraction performance of enhanced geothermal system: A case study of hot-dry rock reservoirs in the Qiabuqia area of the Gonghe Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(10): 150–160.]
- [16] 谢紫霄, 黄中伟, 熊建华, 等. 天然裂缝对干热岩水力压裂裂缝扩展的影响规律[J]. 天然气工业, 2022, 42(04): 63–72. [XIE Z X, HUANG Z W, XIONG J H, et al. Influence of natural fractures on the propagation of hydraulic fractures in hot dry rock[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 63–72.]
- [17] 王璜, 王贵玲, 岳高凡, 等. 天然裂缝影响下的花岗岩水力裂缝扩展数值模拟[J]. 地质学报, 2020, 94(7): 2124–2130. [WANG H, WANG G L, YUE G F, et al. Numerical simulation of granite hydraulic fracture propagation under the influence of natural fractures[J]. Acta Geologica Sinica, 2020, 94(7): 2124–2130.]
- [18] CAULK R A, GHAZANFARI E, PERDRIAL J N., et al. Experimental investigation of fracture aperture and permeability change within Enhanced Geothermal Systems[J]. Geothermics 2016, 62: 12–21.

(编辑 马桂霞)