

doi:10.12029/gc20221104002

基于离散裂缝网络模型的深部花岗岩热储地热资源产能评估 ——以山东文登花岗岩体 3003.17m 地热探井为例

江海洋^{1,2}, 曹艳玲^{1,2}, 刘连^{1,2}, 康凤新³, 崔素^{1,2}, 郭亮亮⁴, 孙哲⁵

(1.山东省第一地质矿产勘查院, 山东 济南 250010; 2.山东省富铁矿勘查技术开发工程实验室, 山东 济南 250010; 3.山东省地质矿产勘查开发局, 山东 济南 250014; 4.太原理工大学水利科学与工程学院, 山西 太原 030024; 5.中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459)

提要:【研究目的】为评估深部花岗岩热储地热资源开采潜力,【研究方法】基于山东半岛文登岩体地质勘查、深井测温、岩石力学及热物性测试等成果,建立了深部花岗岩热储地热资源离散裂缝网络水力压裂模型,模拟了目标储层改造后形成的多种热储规模。基于压裂结果,利用 TOUGH2-EOS1-MINC 建立了缝网热储渗流-传热耦合数值模型。研究了裂缝间距、布井模式和注水速率对产能动态的影响。【研究结果】结果表明:深部地热开采中,选择具有应力遮挡的天然裂缝储层作为目标储层时,应保持较大井间距,且不宜选择天然裂缝过度发育的储层。对于大规模热储,五井开采模式和三井开采模式的各性能指标变化规律相似,但变化幅度不同;压力指标比温度指标对布井模式更为敏感。同一储层采用五井模式的发电量比三井模式略有提高。【结论】在选择目标储层时,应优选天然裂缝适中、地应力遮挡高的高温储层。然后注入大量压裂液进行压裂改造,使热储尽可能沿水平方向延伸。若改造后热储规模很大,建议采用五井开采模式,但要考虑工程整体的经济效益。

关键词: 离散裂缝; 花岗岩热储; 储层改造; 产能评估; 地热勘查工程; 文登花岗岩体; 山东半岛

创新点: 建立了花岗岩热储离散裂缝网络水力压裂及渗流-传热模型,研究了裂缝间距、布井模式和注水速率对产能动态的影响。

Evaluation of deep granitic geothermal resource potential based on discrete fracture network model: Taken as an example of the 3003.17m geothermal exploration well in Wendeng granite body in Shandong Province

JIANG Haiyang^{1,2}, CAO Yanling^{1,2}, LIU Lian^{1,2}, KANG Fengxin³, CUI Su^{1,2}, GUO Liangliang⁴, SUN Zhe⁵

(1.No.1 Institute of Geology and Mineral Resource Exploration of Shandong Province, Jinan, 250010, Shandong, China; 2.Shandong Engineering Laboratory for High-Grade Iron Ore Exploration and Exploitation, Jinan, 250010, Shandong, China; 3. Shandong Provincial Bureau of Geology & Mineral Resources, Jinan, 250014, Shandong, China; 4. College of Water Resources Science and Engineering, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, Shanxi, China; 5. Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch, CNOOC China Ltd., Tianjin 300459, Tianjin, China)

Abstract: [Objective] To assess deep granite type geothermal resource potential of Wendeng area in Shandong peninsula, [Methods] we established discrete fracture network model of hydraulic

基金项目: 山东省自然科学基金项目(ZR2020QD122); 山东省第一地质矿产院基金项目(QN202007, 2022DY09); 山西省基础研究计划(202203021211127)

作者简介: 江海洋, 男, 1988年生, 工程师, 主要从事水工环地质勘查研究。E-mail: 273508520@qq.com

通讯作者: 曹艳玲, 女, 1979年生, 正高级工程师, 主要从事水工环地质勘查研究。E-mail: 23419032@qq.com

fracturing based on the geological data, the deep well temperature data, core physical and mechanical test results. The potential created heat reservoirs were simulated for target reservoir. According to the fracturing results, a coupled numerical model of seepage and heat transfer in fractured heat reservoir is established using TOUGH2-EOS1-MINC code. The influence of fracture spacing, well pattern and injection rate on productivity is studied. **[Results]** The results show that natural fractured reservoirs with stress shielding should be selected as the target reservoirs in deep geothermal exploitation. Large well spacing should be maintained, and reservoirs with overdeveloped natural fractures should not be selected. For the same heat reservoir, the variation of each performance index of five-well mode and three-well mode is similar, but their dynamic variation of productivity is different. The pressure index is more sensitive to the well pattern than the temperature index. The power generation of five-well mode is slightly higher than that of three-well mode for the same reservoir. **[Conclusions]** When selecting the target reservoir, the high temperature reservoir with moderate natural fractures and high stress shielding should be preferred. Meanwhile, a large amount of fracturing fluid should be injected to drive the reservoir to extend as far horizontally as possible. For the ideal large-scale heat reservoir, the five-well mode should be preferred, but its overall economic benefits should be considered.

Key words: discrete fracture; granite heat storage; reservoir reconstruction; capacity evaluation; geothermal exploration engineering; Wenden granite body; Shandong peninsula

Highlights: We established discrete fracture network model of hydraulic fracturing and hydraulic-thermal coupled model for Wendeng area. The influence of fracture spacing, well pattern and injection rate on productivity is studied.

About the first author: JIANG Haiyang, male, born in 1988, engineer, majors in hydrogeological and environmental geological exploration. E-mail: 273508520@qq.com.

About the corresponding author: CAO Yanling, female, born in 1979, professor engineer, majors in hydrogeological and environmental geological exploration. E-mail: 23419032@qq.com.

Fund support: Supported by Shandong Provincial Natural Science Foundation (ZR2020QD122), No.1 Institute of Geology and Mineral Resources of Shandong Province (QN202007, 2022DY09) and Shanxi Basic Research Program (202203021211127).

1 引言

地热能在应对全球气候变化和碳减排方面是一种极具竞争力的清洁可再生能源 (Wang et al., 2021)。深部地热资源储量巨大, 但储层天然渗透率较低, 必须通过人工改造才能获得理想产能 (Wang et al., 2020)。地热结构决定了资源潜力上限, 储层改造的效果决定最终可提取的热能。

传统凝胶支撑剂型压裂方法改造的热储换热面积较小, 产量低, 且容易发生热短路 (Tester et al., 2006)。目前深部地热开发选择在天然裂缝发育储层采用清水剪切压裂为主的混合型刺激方式, 以获得由交错天然裂缝自支撑形成的裂缝网络 (郭亮亮, 2016; 马冰等, 2021)。裂缝网络的表征方法主要有两种: 离散裂缝网络 (Willis et al., 1995) 和等效连续

多孔介质 (Hayashi et al., 1999)。离散裂缝网络模型需要掌握裂缝的方位、尺寸、间距和其他力学性质。等效连续多孔介质包括等效多孔介质 (EPM) 方法、双孔隙度方法 (DPM) 和多重相互作用连续介质 (MINC) 方法 (Zeng et al., 2013; Wu et al., 2000)。EPM 主要用于模拟裂缝密度高、裂缝间距小的裂缝密集油藏, 裂缝平均间距一般小于 2~3 m (Zeng et al., 2013)。McDermott 等 (McDermott et al., 2006) 采用 EPM 方法研究了热-水-机-化学过程耦合相互作用对深部地热产能的影响。Gelet 等 (Gelet et al., 2012) 利用 DPM 方法研究了局部热非平衡状态下的储层动态, 发现当平均裂缝间距大于 10 m 时, 必须考虑水岩温差, DPM 法或 MINC 法更为合理。Pruess (Pruess et al., 1999) 利用 MINC 研究了 CO₂ 作为干热岩循环介质代替水的优点。Lei 和 Zhang (Lei et al., 2019) 利用 MINC 方法对 3500~3700 m 花岗岩储层中水平井地热系统的发电进行了评价, 证明了 MINC 方法评价深部地热产能的适用性。

山东半岛地区花岗岩热储型地热资源丰富, 拥有多处天然温泉, 项目组围绕文登岩体开展了地热地质调查、地球物理勘探、岩心钻探、综合测井和岩矿分析等工作。为指导下一步开发工作, 需要根据已有资料对目标储层选择及资源潜力进行初步研判。本文基于文登岩体地热地质及钻井数据, 建立了深部热储岩体离散裂缝网络水力压裂模型, 模拟了目标储层改造后可能形成的多种热储规模。基于热储压裂结果, 利用 TOUGH2-EOS1-MINC 方法, 建立了缝网热储渗流-传热耦合数值模型。研究了裂缝间距、布井模式和注水速率参数对产能动态的影响。研究结果可为开发文登深部花岗岩热储地热资源提供依据。

2. 研究区概况

2.1 地质特征

文登岩体位于山东半岛东部。中生代印支期, 山东半岛受地壳强烈脆性张拉作用, 形成了一系列北西向张性断裂和北东向、北西向扭性断裂 (江海洋等, 2019)。大规模花岗岩浆侵入断层, 形成浅层岩脉。文登岩体分布区地热条件好, 温泉多, 区内广泛分布中生代岩浆岩, 主要岩性为细粒二长花岗岩和含斑中粗粒二长花岗岩 (刘春华等, 1995)。

根据物探解译深部热源及断裂位置, 2018 年 11 月 6 日确定了文登岩体深部钻孔 LGZK1 井位置。该井为三开结构, 开口直径 150 mm, 最终直径 98 mm (图 1)。2019 年 11 月 12 日在深度 3003.17m 时终孔。钻获岩心以二长花岗岩为主, 岩心整体完整性较高。钻取辉绿岩岩脉 20 条, 岩脉厚度为 2~19.76 m, 岩脉侵入角度不同。通过岩心主成份分析, 不同深度的岩性具有相似的地球化学成分, 表明地层由同一岩浆侵入形成。在 280 m~317 m、625 m~660 m 和 985 m~1015 m 区段均观测到水热蚀变发育区 (图 1)。这些发育区在钻井过程中漏失量大, 地温梯度较高, 岩石中的钾长石、钠长石受到强烈的高温溶蚀作用而流失。

2.3 地热特征

经测量, LGZK1 井 3000 m 深处温度为 121.09 °C, 0~3000 m 平均地温梯度为 36.8 °C/100m (图 2)。本次工作对钻孔岩心进行采样, 2000 m 以浅每 100 m 取样一组, 2000 m~3000 m 每 50 m 取样一组, 共采取 40 个不同深度岩心进行了热物性测试, 得到热导率为 3.02~4.42 W/(m·K), 平均值为 3.52 W/(m·K) (图 2)。0~3000 m 平均比热容为 850

J/(kg·K)。

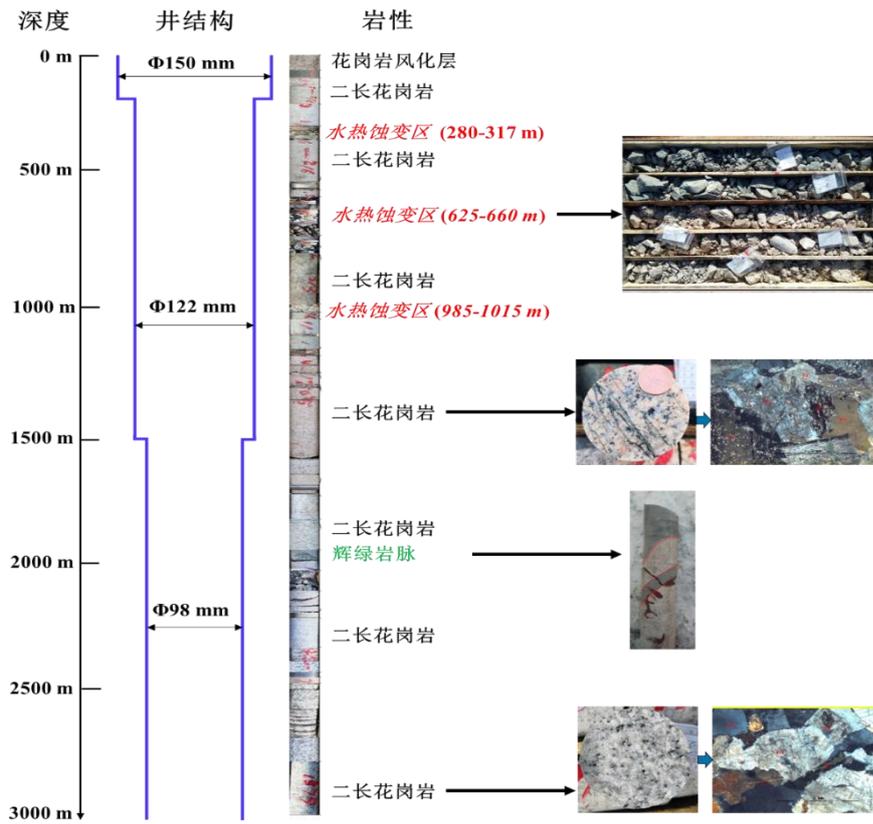


图 1 LGZK1 井结构及地层岩性

Fig. 1 Well structure and formation lithology of LGZK1

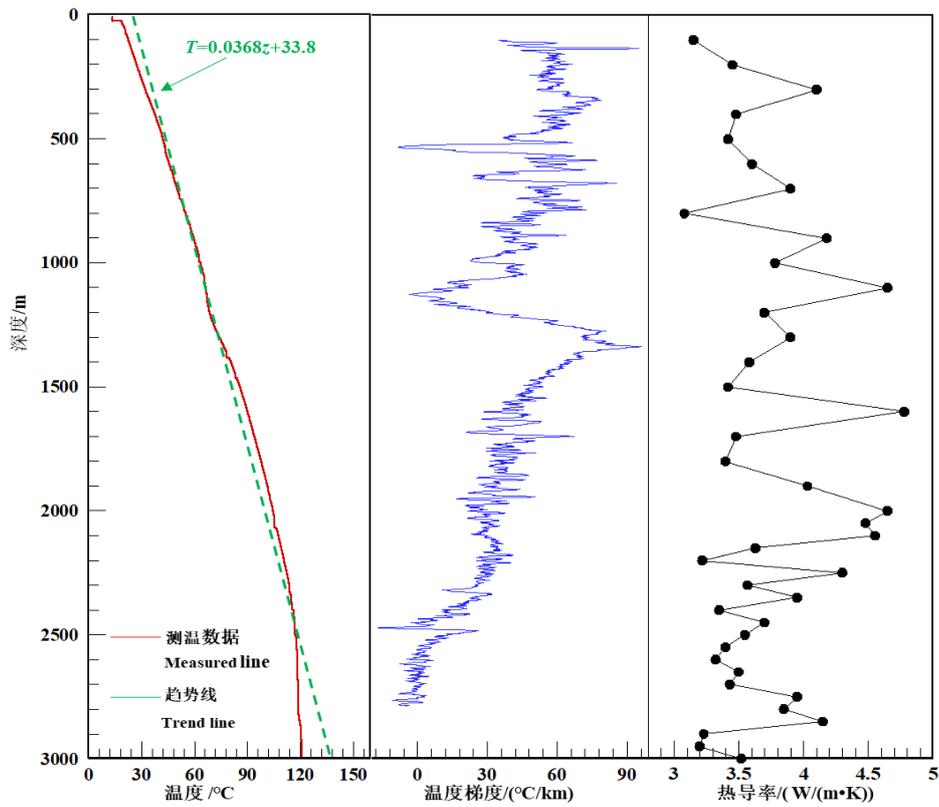


图 2 LGZK1 井测温结果及热导率变化

Fig. 2 Temperature measurement result and thermal conductivity change of LGZK1 well

3 基于离散裂缝网络模型水力压裂数值模拟

3.1 目标储层

本文研究目的是以 LGZK1 探井目前测试结果为依据, 研究文登岩体区域未来开发深部地热资源应如何选择目标储层以及优化开采。LGZK1 井 3000 m 处地层温度 121.09 °C, 仍属中低温地热资源。若开采深部地热资源用于发电, 目标储层温度宜大于 180 °C。本次选择 4000 m 深处地层为目标储层进行分析。除温度以外, 目标储层天然裂缝发育程度也影响压裂效果和最终产能。本文采用离散裂缝网络 (DFN) 压裂模拟软件 MShale 开展目标储层水力压裂数值模拟。MShale 的 DFN 模块采用连续统理论和非连续统理论算法 (雷治红, 2020), 可模拟裂缝型和孔隙型双重介质中的水力裂缝形态, 常用于模拟非常规资源储层 (油页岩、煤层气、深部地热等) 形成的多裂缝、簇特征。采用 MShale 的 DFN 模块进行深部岩体水力压裂模拟的可行性已被许多学者证实 (雷治红, 2020; Lei et al., 2020; Zeng et al., 2016; Hu et al., 2022)。

3.2 地应力

LGZK1 井共钻遇 20 段岩心饼化层。岩心饼化是区域现存高水平地应力的标志。岩饼越薄表明区域水平构造应力越大。表 1 列出了 LGZK1 井中长度大于 7 m 的岩饼段。

侯发亮 (侯发亮, 1985) 提出根据岩饼特征可由下式反推区域最大水平地应力:

$$d < 0.35D \quad (1)$$

$$\sigma_H = \frac{\pi D \tau_0}{2d \left[4 - \frac{3d}{0.35D} + 0.5 \left(\frac{d}{0.35D} \right)^2 \right]} \quad (2)$$

式中: d 为岩饼厚度 (mm); D 为岩饼直径 (mm); σ_H 为最大水平主应力 (MPa); τ_0 为岩块剪切强度 (MPa)。

以 2838.98~2872.51 m 层为例, 岩饼厚度多在 12 ~ 18 mm 之间。已知岩心直径为 62 mm, 平均抗剪强度为 24 MPa。因此, 2838.98 ~ 2872.51 m 层的 σ_H 计算值为 70.0~78.1 MPa, 平均值为 74.05 MPa。

通过对山东胜利油田 13 口油井的水力压裂资料进行分析, 1300 m~3300 m 深度内应力大小与深度的函数关系可归纳为 (丁建民等, 1986)

$$\sigma_H = -6.6 + 0.029z \quad (3)$$

$$\sigma_h = -12.4 + 0.023z \quad (4)$$

式中: z 为深度 (m); σ_h 为最小水平主应力 (MPa)。

根据式 (3) 和 (4), 2838.98 ~ 2872.51 m 层计算得到地应力为 $\sigma_H = 75.7\text{--}77.3$ MPa (平均 76.5 MPa), $\sigma_h = 52.90\text{--}53.67$ MPa (平均 53.29 MPa)。可以看出, 根据式 (2) 和 (3) 计算出 σ_H 的差值较小。因此, 根据式 (3) 和 (4) 计算得到 4000 m 深度的 σ_H 和 σ_h 分别为 109.4 MPa 和 79.6 MPa。根据 $\sigma_v = \rho g H$, 得到 4000 m 深 $\sigma_v = 103.9$ MPa。

一般而言, 当储层致密、均质各向同性时, 地应力随深度呈线性增加。当储层天然裂

缝发育或密度较低时，由于其力学强度较上、下相邻地层较弱，使储层地应力低于相邻地层，将形成应力遮挡（郭亮亮，2016）。此时，水力裂缝在储层中主要沿水平方向延伸，裂缝垂向延伸受限。通常深部地热目标储层应选择具有应力遮挡的地层，以保证压裂裂缝更长，有利于提高换热能力。因此未来文登地区选择目标储层时宜优先考虑存在应力遮挡的地层。本次设置目标储层为遮挡层且应力差为 10 MPa，遮挡层厚度为 50 m。

表 1 LGZK1 井岩心饼化层

Table 1 Core cake formations in well LGZK1

序号	岩饼段	厚度 /m	照片
1	2109.54 m~2264.17 m	244.63	
2	2342.74 m~2386.90 m	44.16	
3	2501.44 m~2551.19 m	49.75	
4	2615.06 m~2622.29 m	7.23	
5	2838.98 m~2872.51 m	33.53	

3.3 力学参数

影响水力裂缝形态的主要力学参数包括弹性模量、泊松比和断裂韧度（Hofmann et al.,2014）。本次对 3000 m 处岩心进行了室内物理力学系列测试，得到岩心密度为 2.65 g/cm³，弹性模量为 50.12 GPa，泊松比为 0.26，断裂韧度为 1.3 MPa•m^{1/2}。天然地层围压和温度随深度增加而升高，因此目标储层岩石力学参数跟 3000 m 处岩心的参数会有差别。一

一般而言，地层越深岩石越坚硬、弹性模量越大，水力压裂形成的裂缝规模越小，但这种差别较小（姚玉来等，2022）。由于缺乏目标储层数据，本次采用 3000 m 处岩心的力学参数进行压裂模拟作为初步评估依据。

3.4 压裂施工参数

深部热岩体储层改造主要采用清水压裂，主要压裂参数包括泵注排量和注入液量。增加体积裂缝复杂性的关键是增加水力裂缝尖端净压力。泵注排量越大，净压力越大，更容易形成复杂的裂缝网络（肖阳等，2022；王羽等，2020）。根据国内压裂施工技术现状，本次采用泵注排量 $8 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

储层改造注入液量与储层裂缝网络规模及连通性有关。Soultz 项目 GPK2 井 3 个阶段（24、45 和 78 L/s）压裂中，向 3200 ~ 3600 m 储层共注入 28000 m^3 压裂液（Dezayes et al.,2010）。韩国 Pohang 项目第二次增产改造中，PX-1 井注入液量为 3907 m^3 （Yoo et al.,2010）。注入时间越长，注入液量越大，储层改造规模也越大。为获得较大规模储层，本次目标储层最大注入液量为 50000 m^3 。

3.5 天然裂缝网络

储层改造时长期大规模向深部天然裂缝发育储层注入冷水，使天然裂缝发生活化错动形成高导流能力的自支撑缝网热储，因此天然裂缝密度对压裂效果影响很大（甘浩男等，2020）。Soultz 花岗岩节理密度平均为 3.2 个/m（Dezayes et al.,2010）。大庆油田莺深 2 井测井结果显示，在 3891 ~ 4064 m 和 4214.3~4323.4 m 两个层段天然裂缝密度分别为 3.3 个/m 和 3.9 个/m（郭亮亮，2016）。不同裂缝发育程度对后期换热效果影响也存在较大差别。本次研究了天然裂缝间距分别为 0.5 m（发育）及 20 m（稀疏）时的压裂及换热产能情况。

综上，本次文登岩体深部地热压裂数值模拟设置参数见表 2。

表 2 压裂数值模拟参数

Table 2 Numerical simulation parameters of fracturing

参数		Case 1	Case 2
地应力状态	应力遮挡	存在	存在
	遮挡层位置	3950-4000m	3950-4000m
力学参数	弹性模量	50 GPa	50 GPa
	泊松比	0.26	0.26
	断裂韧度	$1.3 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$	$1.3 \text{ MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$
压裂参数	排量	$8 \text{ m}^3/\text{min}$	$8 \text{ m}^3/\text{min}$
	注入液量	50000 m^3	50000 m^3
天然裂缝网络	裂缝间距	20 m	0.5 m

3.6 压裂模拟结果

表 3 列出了 Case 1 和 Case 2 的压裂模拟结果。图 3-图 4 是 Case 1 和 Case 2 的主裂缝剖面形态和缝网分布状况。主裂缝指注入井和裂缝前缘之间高度和半长最大的垂直裂缝。在相同注入液量时，由于天然裂缝间距较大，因此 Case 1 比 Case 2 形成的缝网长、宽及体积均要大。Case 2 天然裂缝间距较小，故形成的压裂面积比 Case 1 大。由于存在应力遮挡，Case 1 和 Case 2 最终形成的缝网均限制在目标储层中，二者储层高度相同。深部地热商业化开发建议储层改造体积大于 1 km^3 （Tester et al.,2006），本次 Case 1 和 Case 2 的改造体积分别为商业化体积的 4.6%和 0.12%，说明该压裂设计方案还有很大改进空间，未来可进一

步优化以增大储层改造体积。

表 3 不同压裂方案模拟结果

Table 3 Simulation results of different fracturing schemes

压裂结果	Case 1	Case 2
缝网半长	822.4 m	139.1m
缝网半宽	410.5 m	68.3 m
缝网高度	50.0 m	50.0 m
缝网总面积	$675.0 \times 10^4 \text{ m}^2$	$700.0 \times 10^4 \text{ m}^2$
缝网总体积	$4600 \times 10^4 \text{ m}^3$	$123 \times 10^4 \text{ m}^3$

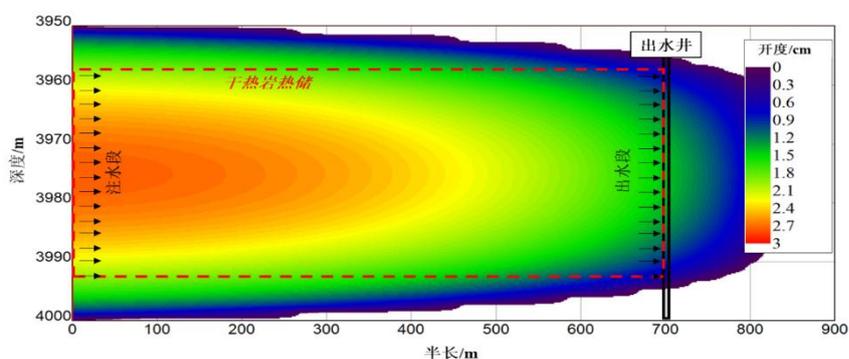
4. 文登岩体深部地热动态开采潜力评价

4.1 布井模式

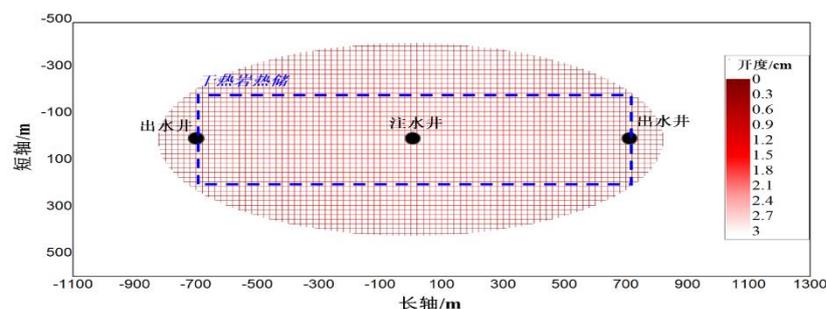
借鉴国际深部地热工程布井方式，将压裂井作为注水井，出水井直接钻穿热储边界而不进行压裂（图 3 和图 4）。根据上述 2 种方案压裂结果，建立了 3 种开采布井模式，如图 5-图 9 所示。

针对 Case 1 压裂结果：忽略导流能力较小的缝网尖端附近区域，将热储保守设计为 1400 m（长） \times 400 m（宽） \times 35 m（高）（图 3）。由于该压裂后的储层较长且宽，采用不同井间模式会形成差别较大的渗流路径，最终换热效果也不同。因此，设计了两种布井模式：三井模式（方案 1-1）和五井模式（方案 1-2）。

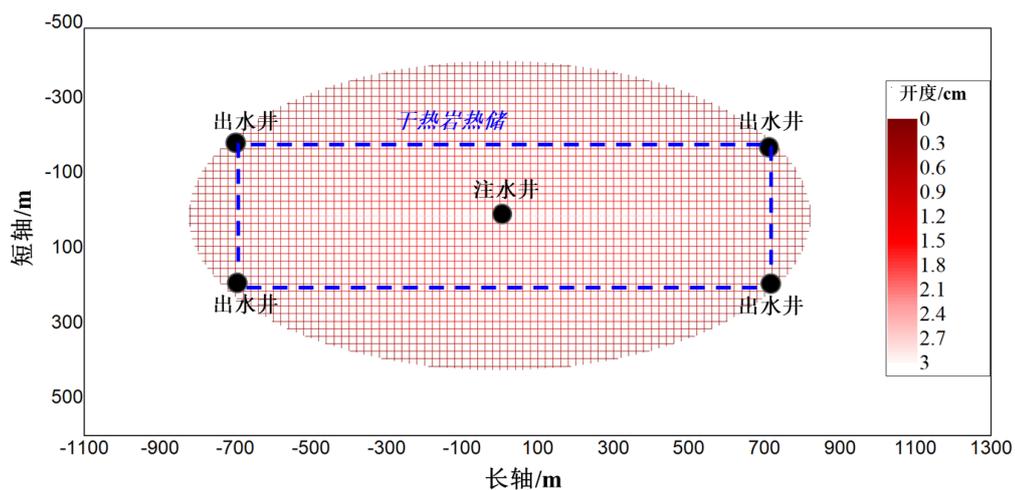
针对 Case 2 压裂结果：将热储保守设计为 220 m（长） \times 80 m（宽） \times 35 m（高）（图 4）。由于储层长度和宽度均较小，采用不同井间模式形成的渗流路径差别较小，因此只选择三井模式（方案 2）进行开采分析。



(a) 主裂缝剖面图



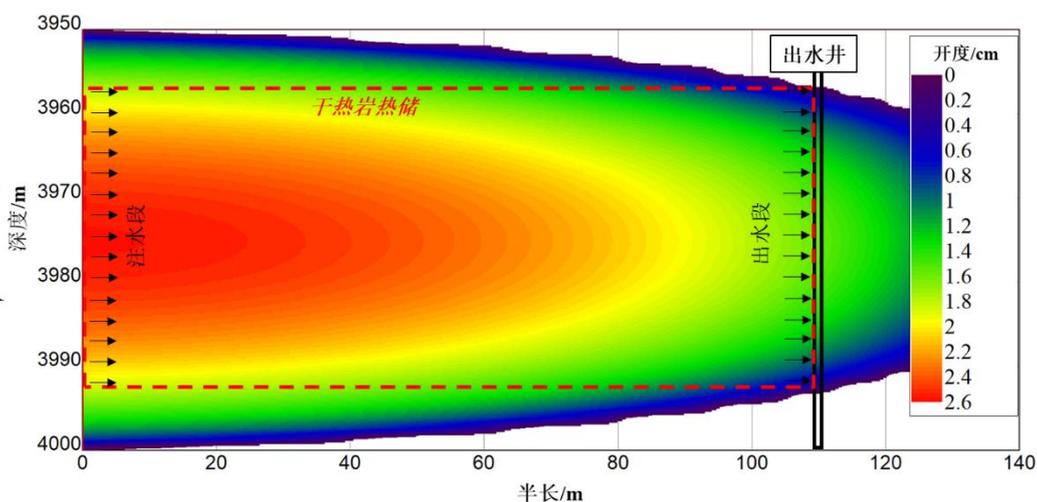
(b) 缝网平面及三井模式 (方案 1-1)



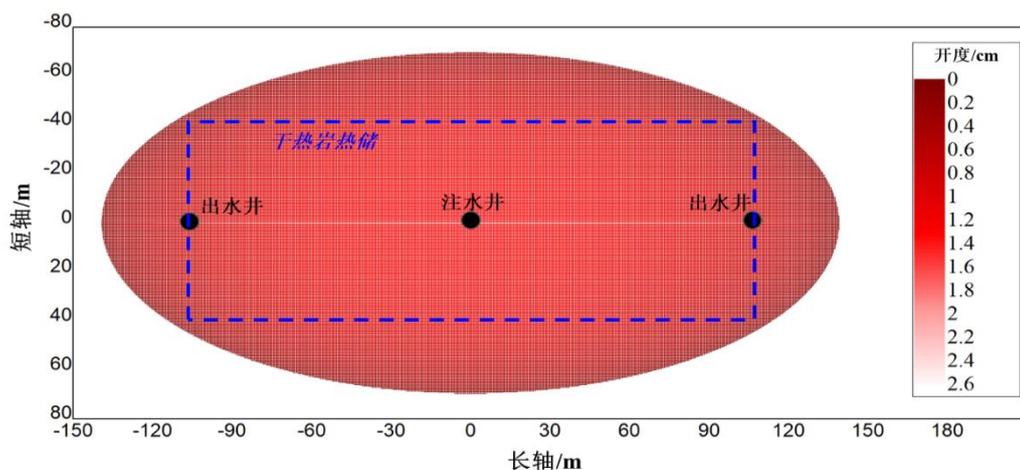
(c) 缝网平面及五井模式 (方案 1-2)

图 3 Case1 压裂缝网及布井模式

Fig. 3 Created fracture network and well mode of case 1



(a) 主裂缝剖面图



(b) 缝网平面及布井模式 (方案 2)

图 4 Case2 压裂缝网及布井模式

Fig. 4 Created fracture network and well mode of case 2

4.2 数值模型设置

本次选择 TOUGH2-EOS1- MINC 建立缝网热储渗流-传热耦合数值模型进行换热效果评价。TOUGH2-EOS1 采用有限差分法求解质量、动量和能量守恒方程，可用于模拟孔隙或裂隙介质中多相流及热流动过程 (Pruess et al.,1999)。MINC (Multiple interaction Continua)方法是 Warren 和 Root (Warren et al.,1963) 经典双孔隙度概念的推广。MINC 法将数值模型离散为一系列嵌套单元，设定整个模型通过裂缝进行水力连通，裂缝与基质之间连通通过嵌套单元间的孔隙流进行 (岳高凡等, 2021)。

以方案 1-2 为例，考虑到模型的对称性，本次仅建立半边模型。图 5 是方案 1-2 三维渗流-传热耦合模型示意图。模型几何尺寸为 1000 m (x) × 700 m (y) × 200 m (z)。在 MINC 中设置四级非连续嵌套网格，模型共 40480 个网格。井附近将网格加密为 5 m×5 m。整个模型边界设置为无水流和热流交换。

深部地热工程假定持续运行 20 年，设定注水温度为 65 °C。采用清水压裂关井后裂缝两壁地层在地应力作用下会发生重新闭合，残余裂缝开度取决于裂缝自支撑状况。根据文献 (Zeng et al.,2013)，自支撑裂缝平均开度约为 0.5 mm。表 4 列出了渗流-传热耦合模型的相关参数。方案 1-1、1-2 和方案 2 的储层裂缝间距根据压裂结果进行相应设定。

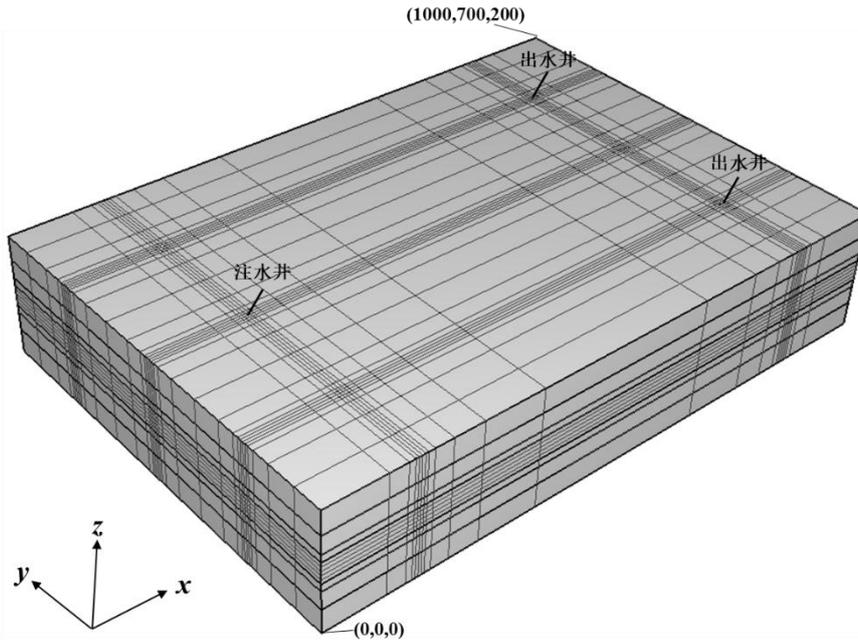


图 5 方案 1-2 三维渗流-传热耦合模型示意图

Fig. 5 Schematic diagram of three-dimensional coupled seepage-heat transfer model in case 1-2

表 4 方案 1-2 渗流-传热模型参数

Table 4 Parameters of seepage-heat transfer model in case 1-2

参数	值
基质密度	2650 kg/m ³
基质孔隙度	2%
基质渗透率	1×10 ⁻¹⁷ m ²
裂缝渗透率	0.21×10 ⁻⁸ m ²
裂缝间距	20 m
热导率	3.52 W/(m K)
比热容	850 J/(kg K)

初始孔压	$P=4 \times 10^7 - 10000z$ (Pa)
注水温度	65 °C
注水比焓	305.80 kJ/kg
初始储层温度	181 °C
产能指数	$5.4 \times 10^{-12} \text{ m}^3$
出水井底压力	35 MPa

4.3 性能指标

深部地热工程产能效果主要采用出水温度、发电量、注入压力、流动阻抗、能耗和能量效率 6 个性能指标进行综合评估。

出水温度 (T_{pro}): 出水温度上限为储层温度, 下限取决于地表发电工程对循环介质的沸点要求。为保证发电稳定性和工程高效运行, 干热岩工程生命周期内的出水温降应尽可能小于 10% (Tester et al.,2006)。

发电量 (W_e): 本次仅评估目标储层的发电潜力。产出水流经地表发电后再回灌注入水井, 回灌温度设定等同于注水温度 T_0 (65°C)。假设能量转换效率为 0.45, 则发电量可按式计算 (Zeng et al.,2013)

$$W_e = 0.45q_{\text{pro}}(h_{\text{pro}} - h_{\text{inj}})(1 - \frac{T_0}{T_{\text{pro}}}) \quad (5)$$

式中 q_{pro} 为出水速率; h_{pro} 和 h_{inj} 分别为出水比焓和注水比焓。

注水井底压力 (P_{inj}): 过大的注水井底压力会导致已闭合裂缝重新张开, 导致储层二次生长。同时, 井管和地表管线将需要更高的抗压强度, 也会加大泵能耗。因此, 同样换热效果时应尽可能控制注水井底压力。

流动阻抗 (I_R): 流动阻抗越大则驱动水流循环的能耗越高。根据干热岩项目运行经验, I_R 应尽可能小于 0.1 MPa/(kg/s) (Tester et al.,2006;郭亮亮, 2016)。 I_R 计算公式为

$$I_R = (P_{\text{inj}} - P_{\text{pro}}) / q \quad (6)$$

式中 P_{pro} 为出水井底压力。

能耗 (W_p): 主要包括驱动水流在储层中循环消耗的水泵电能, 计算公式为 (Zeng et al.,2013)

$$W_p = \frac{q(P_{\text{inj}} - P_{\text{pro}}) - \rho q g(h_1 - h_2)}{\rho \eta_p} \quad (7)$$

式中 h_1 为注水井深度, h_2 为出水井深度。若忽略管道摩擦和水内耗造成的能量损失, η_p 约为 80% (Zeng et al.,2013;Lei et al.,2020)。

能量效率 (η_e): 指发电量与能耗的比值, 反映了净发电量大小。 η_e 的计算公式为 (Zeng et al.,2013;Lei et al.,2020)

$$\eta_e = \frac{W_e}{W_p} = \frac{0.45 \rho \eta_p (h_{\text{pro}} - h_{\text{inj}})(1 - T_0 / T_{\text{pro}})}{(P_{\text{inj}} - P_{\text{pro}}) - \rho g(h_1 - h_2)} \quad (8)$$

4.4 文登岩体深部地热潜力评价

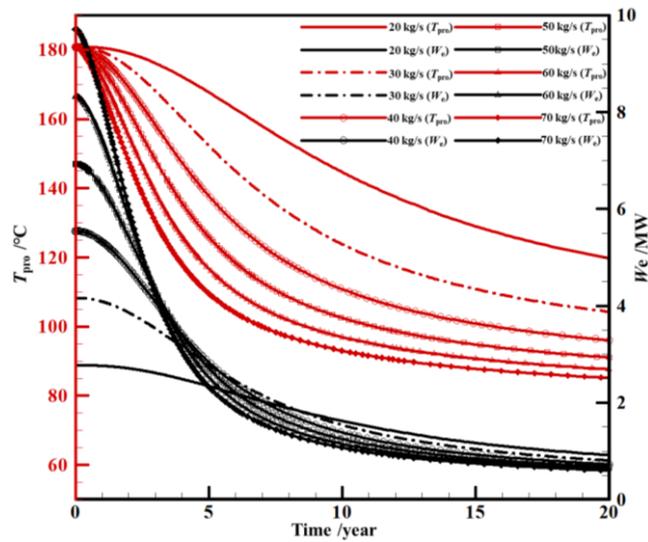
4.4.1 裂缝稀疏型热储潜力（方案 1）

4.4.1.1 三井模式（方案 1-1）

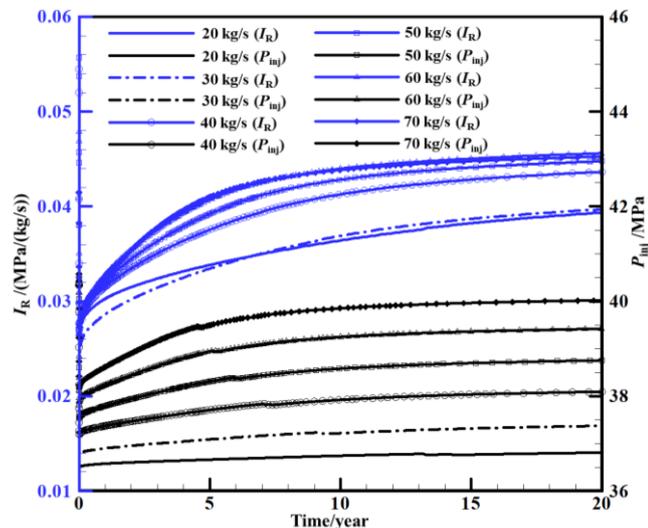
图 6a 是方案 1-1 不同注水速率 (q_{inj}) 时 20 年间出水温度 (T_{pro}) 和发电量 (W_e) 的变化。随着注水速率增加, 出水温度不断减小。当注水速率为 20 kg/s 时, 第 20 年出水温度下降到 119.8 °C, 降幅为 33.8%。当注水速率提升至 70 kg /s 时, 第 5 年出水温度就降至 109.6 °C, 第 20 年降为 85.2 °C。注水速率越高, 初始发电量越高但下降速度更快, 很快就低于小注水速率时的发电量。以 20 kg/s 和 70 kg/s 为例, 两条发电量曲线在第 5 年相交。5 年后, 20 kg/s 的发电量一直高于 70 kg/s 的发电量。

流动阻抗和注水井底压力均随注水速率增加而增加 (图 6b)。20 年运行期间, 70 kg/s 时的流动阻抗和注水井底压力分别为 0.03 MPa/(kg/s)~0.05 MPa/(kg/s) 和 38.3 MPa ~40.0 MPa。

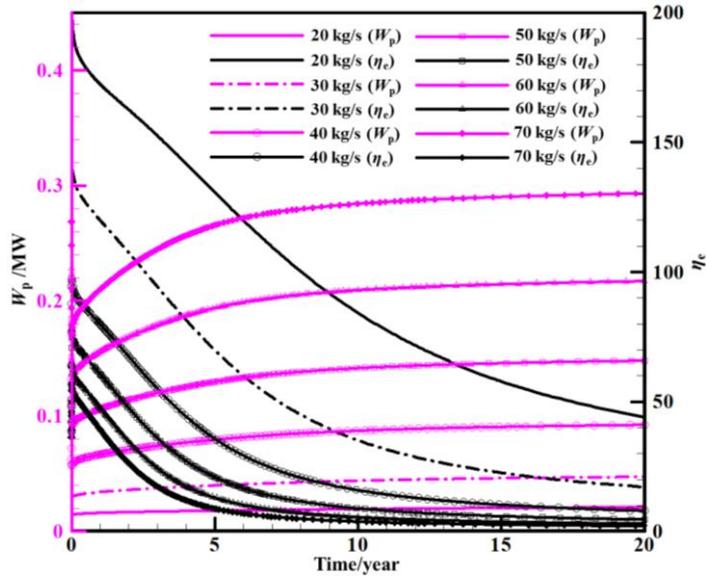
随着注水速率增加, 能耗及其增量也随之增加 (图 6c)。由前可知, 不同注水速率的发电量在工程后期变化相差较小, 而较大的能耗差异造成能量效率差异较大。20 年间, 20 kg/s 和 70 kg/s 时的能量效率分别为 197.2~44.1 和 57.2~2.1。



(a) 出水温度 (T_{pro}) 和发电量 (W_e)



(b) 流动阻抗 (I_R) 和注水井底压力 (P_{inj})



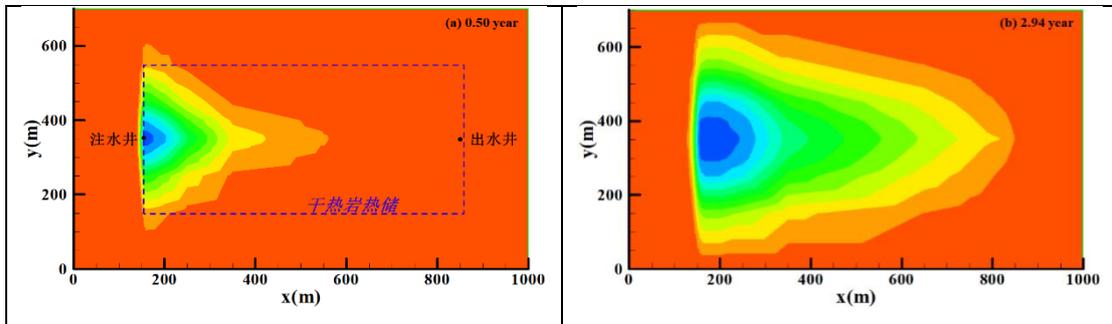
(c) 能耗 (W_p) 和能量效率 (η_e)

图 6 方案 1-1 不同注水速率时 20 年间各指标变化

Fig. 6 Variation of production indexes at different injection rates over 20 years of case 1-1

图 7 是方案 1-1 注水速率为 30 kg/s 时, 20 年间 $z=100$ m 平面储层温度场空间变化。冷晕在注水井和出水井的连接轴线上扩张最快。由于裂缝渗透率和连通性较好, 冷晕在第 2.94 年就到达了出水井。之后, 水流主要从轴线的两侧的热储中提取热量。第 20 年时, 在 $z=100$ m 平面, 热储两侧壁换热影响范围为 650 m。

对于方案 1-1, 由于压裂后热储的长度和宽度较大, 注入流体有足够的时间与储层进行热交换。虽然热储规模较大, 但裂缝网络间水力连通性较好, 故即使注水速率较大时 (70 kg/s), 流动阻抗和注水井底压力仍在工程允许范围内。然而, 过大的注水速率会导致泵能耗增大, 使能量效率下降过快。从能量效率和发电量指标综合来看, 注水速率为 30 kg/s 时较优。因此, 整个方案 1-1 采用三井模式时, 最大注水速率宜为 60 kg/s, 此时发电量为 8.32 MW ~ 1.62 MW, 能量效率为 142.4 ~ 17.1。



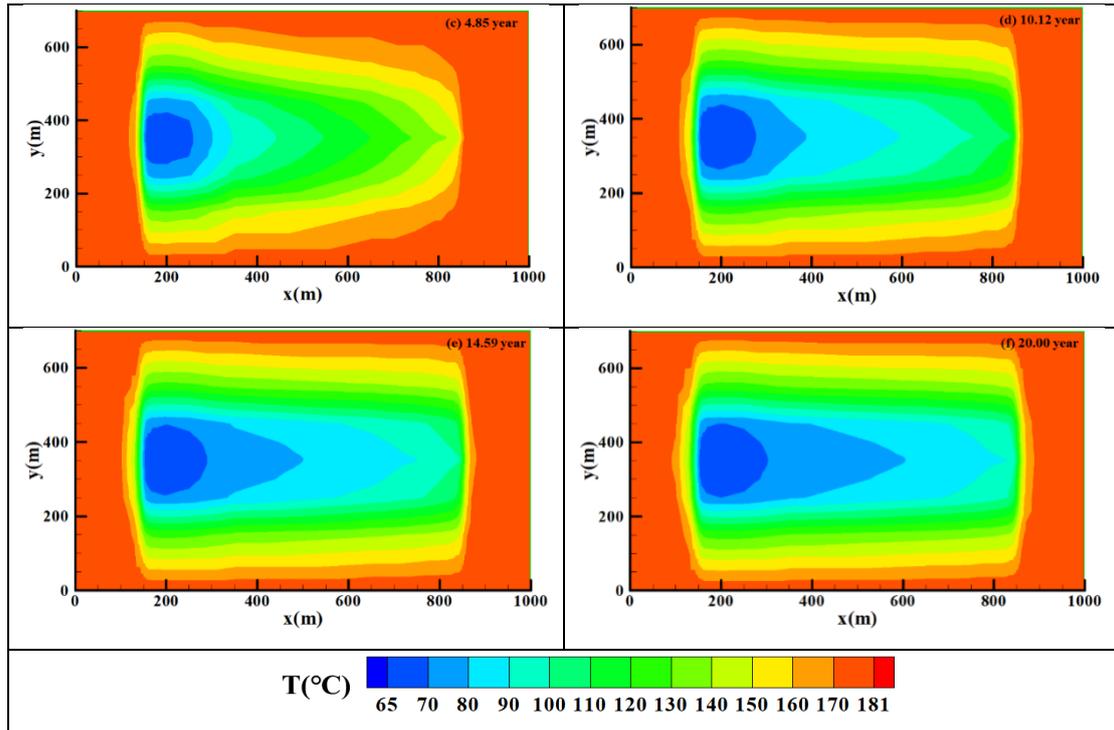


图 7 方案 1-1 注水速率为 30 kg/s 时 $z=100$ m 平面储层温度场空间变化

Fig. 7 Spatial variation of temperature field in $z=100$ m plane reservoir when injection rate is 30 kg/s of case 1-1

4.4.1.2 五井模式（方案 1-2）

图 8 是方案 1-2 不同注水速率时 20 年间出水温度 (T_{pro}) 和发电量 (W_e) 的变化。对比图 6 和图 8 可以看出，方案 1-2 的出水温度和发电量曲线的变化规律与方案 1-1 几乎相同。但当注水速率相同时，方案 1-2 中的出水温度和发电量均略高于方案 1-1。另外，模拟得出：方案 1-2 的流动阻抗和注水井底压力均小于方案 1-1。以 70 kg/s 为例，方案 1-2 的流动阻抗和注水井底压力分别为 0.02 MPa/(kg/s)~0.03 MPa/(kg/s) 和 37.0 MPa~38.2 MPa。方案 1-2 的能耗比方案 1-1 小，因此方案 1-2 的能量效率比方案 1-1 高。

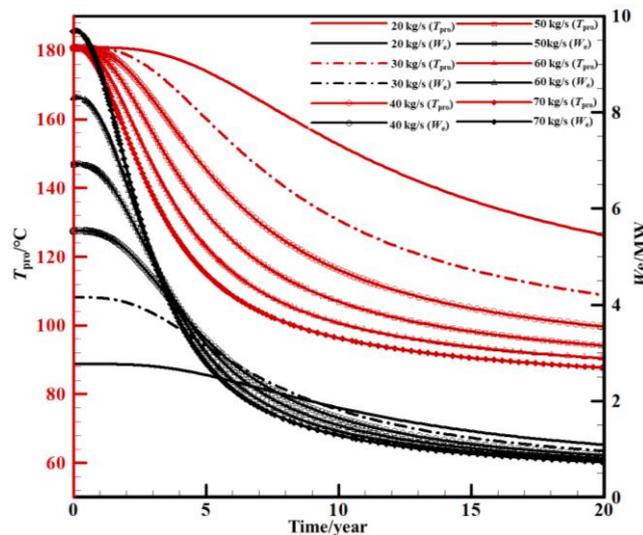


图 8 方案 1-2 不同注水速率时出水温度 (T_{pro}) 和发电量 (W_e) 的变化

Fig. 8 Variation of T_{pro} and W_e at different injection rates over 20 years of case 1-2

图 9 是方案 1-1 与方案 1-2 相同注水速率时 20 年间出水温度和注水井底压力对比。可见对于同一储层，五井模式比三井模式出水温度稍高，但是注入压力却比三井模式增长较慢。

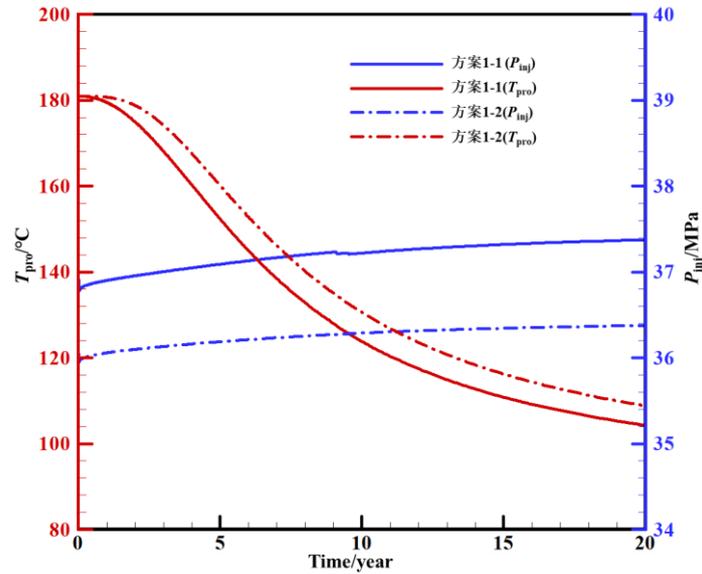
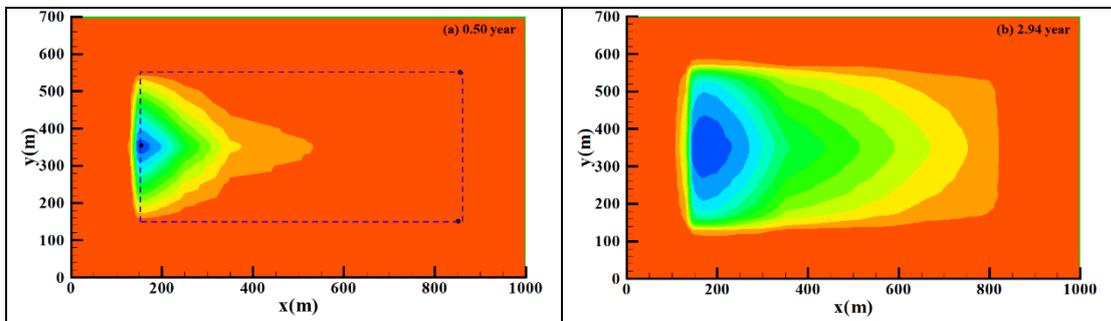


图 9 方案 1-1 与方案 1-2 相同注水速率时 20 年间出水温度和注水井底压力对比

Fig. 9 Comparison of T_{pro} and P_{inj} in 20 years for the same injection rate in case 1-1 and case 1-2

尽管方案 1-1 和方案 1-2 的布井模式不同，但由于二者热储规模相同，因此二者各性能指标的变化规律非常相似。相比温度指标，压力指标对布井模式的改变更敏感。对于方案 1-2，从能量效率和发电量的角度来看，30 kg/s 或 40 kg/s 的注水速率更合适。因此，整个方案 1-2 热储采用五井模式时，最大注水速率宜为 60 kg/s 或 80 kg/s，则发电量为 8.32 MW ~1.92 MW 或 11.08 MW ~1.74 MW，能量效率为 176.5 ~ 25.8 或 131.0 ~ 12.6。可以看出，对于同一热储，从技术性能指标来看五井模式的发电量和能量效率比三井模式略有提高，但是增加了成本。

图 10 是方案 1-2 注水速率为 30 kg/s 时，20 年间 $z=100$ m 平面储层温度场空间变化。对比图 7（方案 1-1）和图 10（方案 1-2），可以看出：（1）方案 1-2 两侧温度场受冷水注入的影响比方案 1-1 要小；（2）方案 1-2 的低温面积在第 20 年比方案 1-1 的低温面积大；（3）方案 1-2 储层被提取热量大于方案 1-1。可见，同一热储，采用五井模式时由于渗流路径加长，对热储内部热量提取更均匀且更充分。



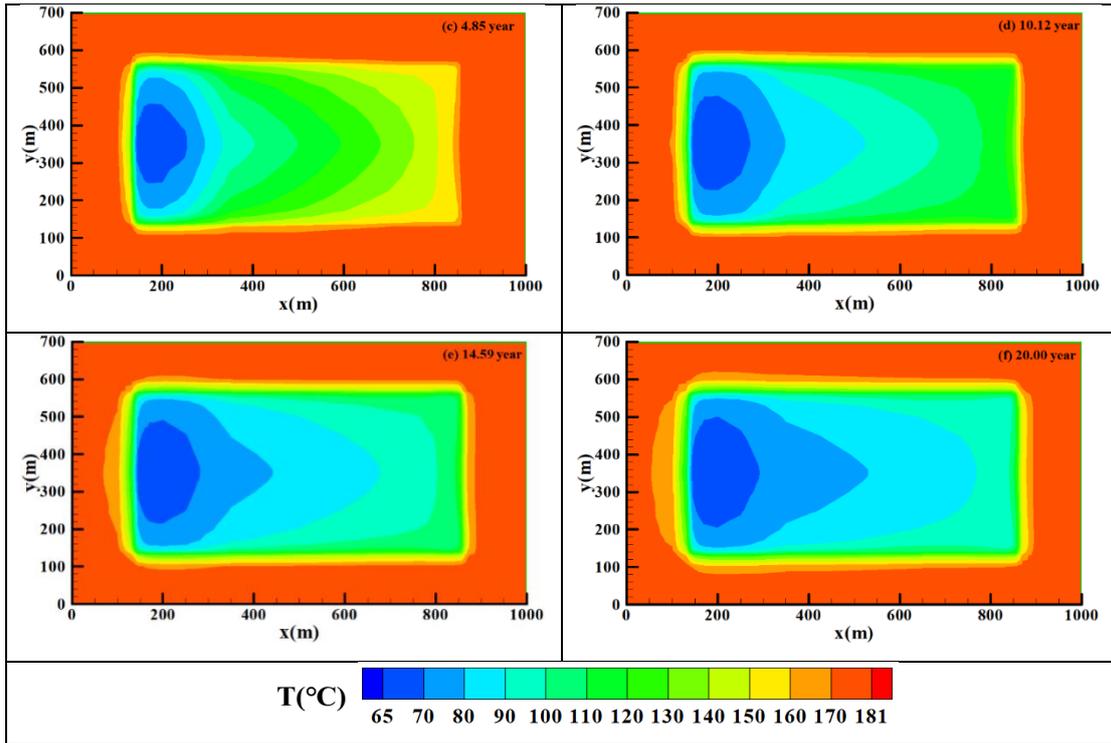


图 10 方案 1-2 注水速率为 30 kg/s 时 $z=100$ m 平面储层温度场空间变化

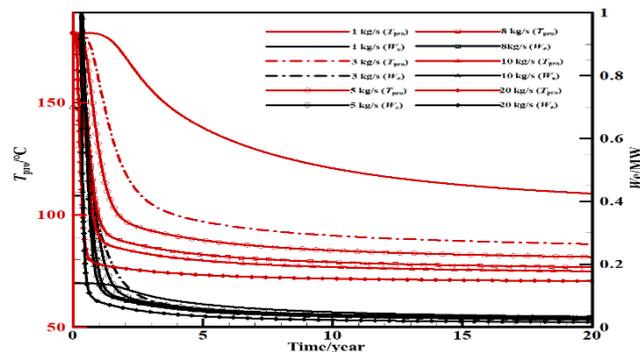
Fig. 10 Spatial variation of temperature field in $z=100$ m plane reservoir when injection rate is 30 kg/s in case 1-2

4.4.2 裂缝发育型热储潜力（方案 2）

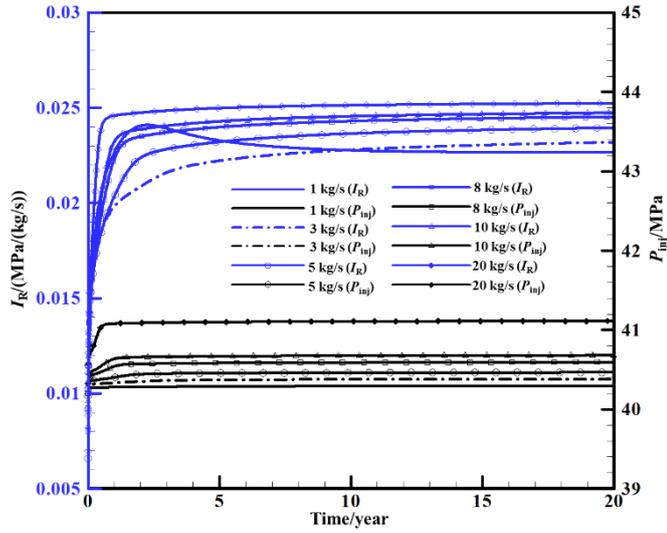
图 11a 是方案 2 不同注水速率时 20 年间出水温度 (T_{pro}) 和发电量 (W_e) 的变化。当注水速率为 1 kg/s 时，出水温度在运行初期 (0~1.5 年) 相对稳定，之后开始下降。当注水速率大于 3 kg/s 时，出水温度运行初期即迅速下降，随后进入缓慢下降阶段。发电量在早期也发生迅速下降。原因是井间距较小，注水井和出水井间过早发生了热短路。

流动阻抗和注水井底压力均在早期迅速增加，然后进入缓慢上升阶段 (图 11b)。当注水速率为 20 kg/s 时，流动阻抗最大为 0.025 MPa/(kg/s)，未超过 0.1 MPa/(kg/s)。对应的注水井底压力为 41.1 MPa，较初始压力增加了 1.1 MPa。

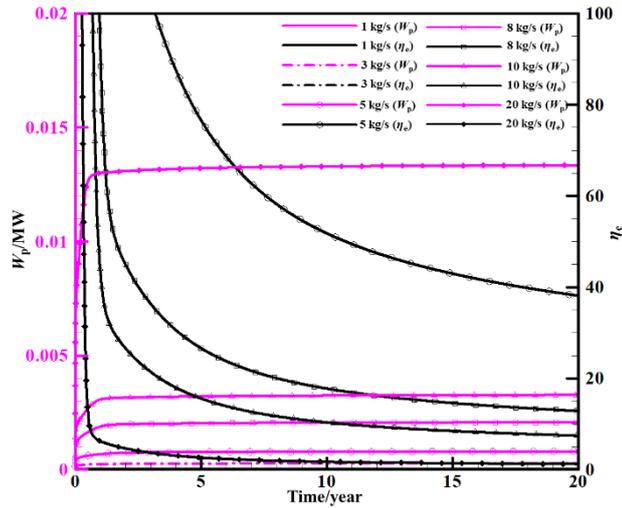
能耗和能量效率随注水速率的增长变化较大 (图 11c)。当注水速率为 1 kg/s 时，20 年能耗为 1×10^{-5} MW~ 3×10^{-5} MW，能量效率为 10044~1118。由于 1 kg/s 和 2kg /s 的能量效率太大，这两种情况在图 11c 中没有反映出来。方案 2 能耗很低的原因也是井间距较小，裂缝高度发育，注水井和出水井间很早发生了水力连通。



(a) 出水温度 (T_{pro}) 和发电量 (W_e)



(b) 流动阻抗 (I_R) 和注水井底压力 (P_{inj})



(c) 能耗 (W_p) 和能量效率 (η_e)

图 11 方案 2 不同注水速率时 20 年间各指标变化

Fig. 11 Variation of production indexes at different injection rates over 20 years in case 2

方案 2 由于热储裂缝非常发育 (缝距为 0.5 m), 而井距仅为 110 m, 因而使得循环水流过早发生热短路, 导致最终发电效果不理想。同时, 流动阻抗和注水井底压力在约 2 年后迅速达到准稳态。从能量效率和发电量角度来看, 5 kg/s 的注水速率更合适。因此, 方案 2 采用三井模式时, 最大注水速率宜为 10 kg/s, 则 20 年发电量为 1.40 MW~0.2 MW (0~2 年)和 0.2 MW~0.06 MW (2~20 年), 能量效率为 2106.5 ~ 131.3 (0~2 年)和 131.3 ~ 38.1 (2~20 年)。

4.4.3 目标储层选择及优化开采建议

从发电效果来看, 最优策略应选择方案 1-2, 但由于方案 1-2 天然裂缝稀疏 (裂缝间距为 20 m), 对储层进行大规模增产改造难度较大。对比方案 1 和方案 2 可知不宜选择天然裂缝过度发育的地层作为目标储层, 而且布井时必须保持较大井间距。需要注意的是,

MINC 方法假设储层裂缝间连通性很好, 模拟中水流在注水井和出水井之间畅通循环。但在实际储层中, 自支撑裂缝的尺寸过大会导致局部区域重新发生闭合, 进而影响整体缝网的连通性。因此, 方案 1 在实际工程中主要难点是如何保证改造后缝网整体较好的连通性。

经过优化开采分析后, 方案 1 和方案 2 的最优方案虽然有一定发电潜力, 但是出水温度下降均超过 10%, 在整个运行期内能量效率下降过大。原因是压裂改造的热储规模仍不够大, 而且热储初始温度也不够高, 使得注入冷水未能从热储获得持续的高热量补给。因此, 未来应尽可能寻找更高温的储层, 同时改造出更大规模的储层。

综上, 应优选天然裂缝发育适中、地应力遮挡高的高温储层作为目标储层。在此基础上, 需要注入大量压裂液进行储层改造, 使热储尽可能沿水平方向延伸, 改造出更长的热储。压裂液可以携带低浓度、高强度、小粒径的支撑剂, 以保持自支撑裂缝的张开度, 并确保裂缝网络的整体连通性。布井时必须保持较大井间距, 若改造后的热储规模很大, 建议采用五井开采模式, 但要考虑工程整体的经济效益。

5 结论

(1) 选择具有应力遮挡的天然裂缝储层作为目标储层时, 应保持较大井间距, 且不宜选择天然裂缝过度发育的储层。对于大规模热储, 五井开采模式和三井开采模式的各性能指标变化规律相似, 但产能动态变化幅度不同; 压力指标比温度指标对布井模式更为敏感。

(2) 同一储层采用五井模式的发电量比三井模式略有提高。在选择目标储层时, 应优选天然裂缝适中、地应力遮挡高的高温储层。需要注入大量压裂液进行储层改造, 使热储尽可能沿水平方向延伸。若改造后的热储规模很大, 建议采用五井开采模式, 但要考虑工程整体的经济效益。

(3) 开发文登岩体 4000 m 深处花岗岩中地热能时, 若选择本文提出的目标储层及采用的压裂方法, 初步评估最大注水速率宜为 60 kg/s 或 80 kg/s, 对应发电量为 8.32 MW ~1.92 MW 或 11.08 MW ~1.74 MW, 能量效率为 176.5 ~ 25.8 或 131.0 ~ 12.6。

本文基于目前可获取的地质及钻井信息进行了模拟评估, 然而深部地质存在诸多不确定性, 未来深部地热开发中需要根据不断获取的最新信息进行及时分析及调整。文登岩体下一步开发深部地热能时, 应重点关注深部天然裂隙发育层段, 准确获取地应力、岩石力学性质及裂缝发育等情况, 对比筛选出最优目标储层并开展测试压裂, 再决定开发策略。

References

- Dezayes C, Genter A, Valley B. 2010. Structure of the low permeable naturally fractured geothermal reservoir at Soultz[J]. *Comptes Rendus Geoscience.*, 342 (7-8): 517-530.
- Gelet R, Loret B, Khalili N. 2012. A thermal-hydro-mechanical coupled model in local thermal non-equilibrium for fractured HDR reservoir with double porosity [J]. *J Geophys Res*, 117 (B07205): 1-23.
- Hayashi K, Willis-Richards J, Hopkirk R J, Niibori Y. 1999. Numerical models of HDR geothermal reservoirs- a review of current thinking and progress [J]. *Geothermics*, 28: 507-518.
- Hofmann H, Babadagli T, Zimmermann G. 2014. Hot water generation for oil sands processing from enhanced geothermal systems: process simulation for different hydraulic fracturing scenarios[J]. *Applied Energy*, 113:

524-547.

- Hu X, Banks J, Guo Y, Liu W V. 2022. Utilizing geothermal energy from enhanced geothermal systems as a heat source for oil sands separation: A numerical evaluation[J]. *Energy*, 238: 1121676.
- Lei Z H, Zhang Y J, Hu Z J, et al. 2019. Application of Water Fracturing in Geothermal Energy Mining: Insights from Experimental Investigations [J]. *Energies*, 12(11): 2138.
- Lei Z H, Zhang Y J, Zhang S Q, Lei F, Hu Z J, Yu Z W. 2020. Electricity generation from a three-horizontal-well enhanced geothermal system in the Qiabuqia geothermal field, China: Slickwater fracturing treatments for different reservoir scenarios[J]. *Renewable Energy*, 145: 65-83.
- Mcdermott C I, Randriamanjatoa A R, Tenzer H, Kolditz O. 2006. Simulation of heat extraction from crystalline rocks: the influence of coupled processes on differential reservoir cooling [J]. *Geothermics*, 35: 321-344.
- Pruess K, Faybishenko B, Bodvarsson G.S. 1999. Alternative concepts and approaches for modeling flow and transport in thick unsaturated zones of fractured rocks [J]. *J Contam Hydrol*, 38: 281-322.
- Pruess K, Oldenburg C, Moridis G. 1999. TOUGH2 user's guide Version 2.0[R]. Lawrence Berkeley National Laboratory, 43134.
- Tester J W, Livesay B, Anderson B J, Moore M C, Batchelor A S, Nichols K, et al. 2006. The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the united states in the 21st century [J]. Massachusetts Institute of Technology, 363.
- Wang G L, Wang W L, Zhang W, Ma F, Liu F. 2020. The status quo and prospect of geothermal resources exploration and development in Beijing-Tianjin-Hebei region in China[J]. *China Geology*, 3, 173-181.
- Wang Y, Guo C H, Chen X J, Jia L Q, Guo X N, Chen R S, Zhang M S, Chen Z Y, Wang H D. 2021. Carbon peak and carbon neutrality in China: Goals, implementation path and prospects[J]. *China Geology*, 4, 720-746.
- Warren J E, Root P J. 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03): 245-255.
- Willis-Richards J, Wallroth T. 1995. Approaches to the modeling of HDR reservoirs: a review [J]. *Geothermics*, 24(3): 307-332.
- Wu Y S. 2000. The effective continuum method for modeling multiphase flow, multicomponent transport and heat transfer in fractured rock [J]. *Dynamics of fluids in fractured rock, Geophysical monograph 122*: 299-312.
- Yoo H, Park S, Xie L, Kim K, Min K, Rutqvist J, Rinaldi A. 2021. Hydro-mechanical modeling of the first and second hydraulic stimulations in a fractured geothermal reservoir in Pohang, South Korea[J]. *Geothermics*, 89: 101982.
- Zeng Q D, Yao J. 2016. Numerical simulation of fracture network generation in naturally fractured reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30: 430-443.
- Zeng Y C, Su Z, Wu N Y. 2013. Numerical simulation of heat production potential from hot dry rock by water circulating through two horizontal wells at Desert Peak geothermal field [J]. *Energy*, 10: 92-107.

附中文参考文献

- 丁健民, 梁国平, 郭启良. 1986. 山东渤海沿岸地区深部应力测量——主应力大小的测定[J]. *地震学刊*, (02): 1-8+88.

- 甘浩男,王贵玲,藺文静,张薇,秦向辉,张重远. 2020. 增强型地热系统环境地质影响现状研究与对策建议[J]. 地质力学学报, 26(02): 211-220.
- 郭亮亮. 2016. 增强型地热系统储层水力压裂及损伤演化的试验及模型研究[D]. 吉林大学博士学位论文.
- 侯发亮. 1985. 岩芯饼化的临界地应力及岩饼厚度与地应力的关系[J]. 武汉水利电力学院学报, (01): 37-48.
- 江海洋,王树星,康凤新,史猛,范振华,张玲. 2019. 山东文登 ZKCW01 干热岩钻孔地质特征及资源潜力[J]. 地质学报, 93(S1):217-225.
- 雷治红. 2020. 青海共和盆地干热岩储层特征及压裂试验模型研究[D]. 吉林大学博士学位论文.
- 刘春华,孙景贵,郑常青. 1995. 胶东文登岩体——二长花岗岩岩石地球化学特征及成因探讨[J]. 吉林地质, 14(04): 51-58.
- 马冰,贾凌霄,于洋,王欢. 2021. 世界地热能开发利用现状与展望[J]. 中国地质, 48(6): 1734-1747.
- 王羽,汪丽华,王建强,王彦飞. 2020. 利用微米 X 射线显微镜研究陆相延长组页岩孔隙结构特征[J]. 岩矿测试. 39(04): 566-577.
- 肖阳,刘守昱,何永志,李志刚,王家豪,杨金元,马中慧. 2022. 致密砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝复杂程度评价方法[J]. 特种油气藏, 29(02): 157-163.
- 姚玉来,李昂,李士超,杨建国,肖飞,王维红. 2022. 地面微地震监测技术在页岩油水平井压裂效果评价中的应用——以松页油 2HF 井为例[J]. 地质与资源, 31(01): 106-114.
- 岳高凡,王贵玲,马峰,朱喜,张汉雄. 2021. 地热规模化开发断层滑动概率评估——以雄安新区深部岩溶热储为例[J]. 中国地质, 48(5): 1382-1391.