



翟海珍, 苏正, 凌璐璐, 等. 2017. 基于平行多裂隙模型美国沙漠峰地热田 EGS 开发数值模拟研究. 地球物理学进展, 32(2): 0546-0552, doi: 10.6038/pg20170213.

ZHAI Hai-zhen, SU Zheng, LING Lu-lu, et al. 2017. Numerical simulation study of EGS development by multi-parallel fracture model at Desert peak, USA. *Progress in Geophysics* (in Chinese), 32(2): 0546-0552, doi: 10.6038/pg20170213.

基于平行多裂隙模型美国沙漠峰地热田 EGS 开发数值模拟研究

Numerical simulation study of EGS development by multi-parallel fracture model at Desert peak, USA

翟海珍^{1,2}, 苏正^{1*}, 凌璐璐¹, 吴能友¹

ZHAI Hai-zhen^{1,2}, SU Zheng^{1*}, LING Lu-lu¹, WU Neng-you¹

1. 中国科学院广州能源研究所, 可再生能源重点实验室, 广州 510640

2. 中国科学院大学, 北京 100049

1. Key Laboratory of Renewable Energy, Guangzhou Institute of Energy Conversion, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

摘要 基于美国沙漠峰地热田地质背景, 构建引入围岩的平行多裂隙概念模型对采热过程进行数值模拟研究, 结果表明此模型开采沙漠峰热储层是可行的. 当系统的循环流量为 100 kg/s, 换热单元体厚度为 40 m 时, 热开采前 20 年产出温度为 210 °C, 电功率为 7.6 MW, 50 年内产出温度仅下降 6.2%, 产出温度和产能均符合 EGS 商业开发的要求. 热储激发程度与产出温度、热储寿命呈正相关, 并对下伏层围岩热开采呈正效应. 裂隙宽度对产出温度影响不大. 流量与产出温度及热储寿命呈负相关.

关键词 增强型地热系统; 垂直单裂隙模型; 平行多裂隙模型; 围岩; 换热单元体; 沙漠峰

中图分类号 P314

文献标识码 A

doi: 10.6038/pg20170213

Abstract Based on the geological background of American Desert Peak field, a multi-parallel fracture model (MPFM) with surrounding rock is established and applied to the numerical simulation study of heat extraction process, the results of which show that it is feasible to extract geothermal energy at Desert peak field with this model. The system with a circulation fluid flow of 100kg/s, thickness of heat transfer unit (HTU) of 40m, has an outlet temperature of 210°C, electric power of 7.6MW in the first 20 years. After fifty-year extraction, the outlet temperature is modeled to decrease only by 6.2%. The production temperature and power can meet the application demand of EGS. The stimulation degree of reservoir has a positive effect on outlet temperature, lifetime of the reservoir, and heat extraction of underlying surrounding rock. While the width of fractures has a lesser impact on outlet temperature. The fluid flow has a negative correlation with outlet temperature and lifetime.

Keywords EGS; Single Vertical Fracture Model (SVFM); multi-parallel fracture model; surrounding rock; heat transfer unit (HTU); Desert Peak

0 引言

增强型地热系统 (Enhanced Geothermal Systems, 简称 EGS) 是开发深层高温地热能的有效途径 (Tester et al., 2006; 王晓星等, 2012; 许天福等, 2012; Breede et al., 2013), 美国早在 1973 年就开始对于热岩工程开发进行研究, 随着国际合作加强, EGS 场地试验在各国不断开展, 发电量由 3 MW 逐渐增至 11 MW, 开始接近商业开发规模

(Robertson-Tait et al., 2005; Tester et al., 2006; Tenma et al., 2008; Horne, 2012; Breede et al., 2013; Ismail, 2013).

因 EGS 钻井成本高, 储层激发技术复杂, 循环采热试验耗时长, 故数值模拟方法成为研究 EGS 的重要技术手段 (Pruess, 1988; Hayashi et al., 1999; Sanyal and Butler, 2005). EGS 数值模拟中, 根据对裂隙网络处理方式的不同, 热储模型大致可分为两类 (Berkowitz, 2002; Dershowitz et al., 2004): (1) 连续介质模型 (Equivalent Continuum Model,

收稿日期 2016-06-17; 修回日期 2017-01-26. 投稿网址 <http://www.progeophys.cn>

基金项目 NSFC-广东联合基金项目 (U1401232)、广东省自然科学基金重大基础培育项目 (2014A030308001) 和中国科学院广州能源所所长基金 (y107a41001) 联合资助.

作者简介 翟海珍, 女, 1990 年生, 博士研究生, 主要从事增强型地热系统的研究. (E-mail: zhaihzh@ms.giec.ac.cn)

* 通讯作者 苏正, 男, 1980 年生, 博士, 研究员, 主要从事天然气水合物和增强型地热系统数值模拟研究. (E-mail: suzheng@ms.giec.ac.cn)

ECM) 基于等效体积 (Representative Equivalent Volume, REV) 平均的假设, 即使用体积平均性质来近似描述热储局部的各种性质, 可在未探明热储内裂隙网络的具体几何形态和空间分布的情况下对热储进行较为准确的宏观等效描述. (2) 离散裂隙模型 (Discrete Fracture Network Model, DFN) 严格地区分岩石骨架和裂隙, 可很好地体现裂隙开度、裂隙空间分布等因素对流体流动和换热的影响.

美国的沙漠峰 (Desert Peak) EGS 项目代表性强, 地质资料完善 (Lutz *et al.*, 2003; Robertson-Tait *et al.*, 2005; Dempsey *et al.*, 2015; Benato and Taron, 2016). 对其热开采的研究已有基于连续介质假设的双井式 EGS 模型, 对热储层的产能、水流阻力和热开采过程中 EGS 系统状态的演化均进行了深入的研究 (Zeng *et al.*, 2013a, b; 曾玉超等, 2013, 2015). 本文采用离散裂隙模型构建了引入围岩体的深层地热储层平行多裂隙模型 (Multi-Parallel Fracture Model, MPFM), 假定热储层内裂隙平行等间距展布, 流体在平行裂隙中匀速流动并与岩体进行热交换. 在沙漠峰储层地质背景的基础上, 采用此模型对热开采过程进行研究, 模拟热开采过程中流体的产出温度及产能的变化, 分析换热单元体厚度, 裂隙宽度, 流体流量等因素对此过程的影响, 可为沙漠峰储层开发设计及注采策略的制定提供参考依据.

1 地质背景

美国沙漠峰 EGS 项目选址于 Nevada 州 Reno 市东北方向 130km 处的沙漠峰水热型地热田东部边缘, 其目标是建立一个发电功率为 2 ~ 5 MW 的 EGS 工程 (Lutz *et al.*, 2003; Robertson-Tait *et al.*, 2005). 2002-2005 年以 DP23-1 井为切入点完成了该区的资源潜力评价. 图 1 所示为 DP23-1 井的岩性和温度分布. 勘探的目标层段位于 1219 ~ 2743 m 间, 储层位于第 4 层和第 8 层之间, 以花岗闪长岩为主, 密度分布基本均匀. 储层温度介于 207 ~ 216 °C 之间, 平均温度为 210 °C (Lutz *et al.*, 2003; Robertson-Tait *et al.*, 2005; 曾玉超等, 2013).

2 引入围岩的平行多裂隙模型

EGS 热储层是热岩体中被激发裂隙的一小部分, 激发的热储层被未激发的高温岩体包围. 本文仅考虑上覆层及下伏层高温岩体对热储层的影响, 构建引入围岩的平行多裂隙模型. 如图 2 所示, 假设热储层内裂隙平行等间距展布, 裂隙宽度为 δ , 换热单元体厚度为 D , 裂隙长度为 L , 上覆层及下伏层的厚度均为 H . 热储层及围岩体的初始温度为 T_0 , 冷流体注入温度为 T_{i0} , 流速为 u_i , 由裂隙下方入口处进入裂隙通道与两侧高温岩体进行热交换.

热储层内裂隙数目为

$$n = \frac{W}{D} + 1, \quad (1)$$

式中, W 为热储层水平幅宽 (m), D 为换热单元体厚度 (m).

单条裂隙内流体流速为

$$u_i = \frac{Q}{n\delta W\rho_f}, \quad (2)$$

式中, Q 为注入流量 (kg/s); δ 为裂隙宽度 (m); ρ_f 为流体密度 (kg/m³).

为简化研究, 对研究对象作如下假设: (1) 岩体为均质各向同性的不渗透块体, 无岩体孔隙流体产出, 在低孔渗条件下, 该假设可认为近似可靠; (2) 岩体热传导系数较低, 水岩界面处热阻忽略不计, 即裂隙面上流体温度与岩体温度相等, 这一假设的合理性已在很多实际案例中得到证实 (Ogino *et al.*, 1999; Fox *et al.*, 2013); (3) 裂隙中水流方向为单向, 且为匀速; (4) 不考虑系统中的热辐射效应, 该假设的合理性已由实验证明 (田鲁鲁, 2009); (5) 裂隙流体的热量增量为单边对流换热效应的两倍 (基于系统对称性); (6) 系统运行时裂隙流体始终为液相; (7) 忽略温压条件变化对系统热物性的影响, 即整个热开采过程中岩体的热传导系数、比热容、密度及流体的密度、比热容均为常数; (8) 忽略上覆层及下伏层围岩体与热储层界面处裂隙内流体流动和热效应.

商业 EGS 储层对储层的激发体积、平均温度、流体流量、水流阻抗、流体产出温度和产能等均有要求 (Zeng *et al.*, 2013b; 曾玉超等, 2013). 为综合分析储层产能特征, 本文引入了电功率的概念, 由热力学第二定律可知双井系统输出的净电功率 W_e 为 (Zeng *et al.*, 2013b; 曾玉超等, 2013):

$$W_e = \eta c_f Q (T_f - T_{i0}) \left(1 - \frac{T_0}{T_f} \right), \quad (3)$$

式中, $\frac{T_0}{T_f}$ 以绝对温度单位计算, T_0 为沙漠峰地区的热排放温度 (取 288.75 K); η 为热电转换效率 (取 0.3).

3 计算设置

综合地质与地球物理资料确定沙漠峰 EGS 开发层段水平面积 $W \times W$ 为 800 m \times 800 m, 垂向位于 -1219 ~ -1719 m, 厚度 L 为 500 m; 上覆与下伏未激发地层厚度 H 取 100 m (曾玉超等, 2013). 假定热储层激发均匀, 裂隙宽度 δ 为 10 cm (Genter *et al.*, 2007; 郭剑等, 2014). 岩体初始温度 T_0 为 210 °C, 注入流体流量 Q 为 100 kg/s, 温度 T_{i0} 为 60 °C.

本文的数值模拟采用 Fluent 通用计算流体力学软件提供的求解平台进行数值求解. 考虑到模型区域的对称性, 模拟时选取基本换热单元 (heat transfer unit, HTU) 进行计算, 即选取图 2 中框选区域的一半作为计算区域. 将裂隙区 x 方向等分为宽度 1 cm 的网格, z 方向等分为高度 0.1 m 的网格; 对于岩石换热单元体区, z 方向等分为高度 0.1 m 的网格, 为减少网格数量, 加快计算速度, x 方向采取分段的方法进行网格划分, 将靠近裂隙区的 10 m 等分为宽度 0.1 m 的网格, 剩余区域划分为宽度 1 m 的网格.

流体入口设为定速度入口, 并给定流体初始温度, 流体出口设为自由流, 左边界设为对称面, 右边界为界面. 岩体上下边界设为绝热边界, 右边界为对称面, 左边界为界面. 仅考虑流体的流动换热及岩体内的热传导效应, 求解连续性方程和能量方程, 方程的相对误差值分别为 1.0×10^{-3} 及 1.0×10^{-6} , 绝对误差限值为 1.0. 岩石和流体的热物性参数参考前人研究用水平, 各参数取值见表 1 (Shaik *et al.*, 2011; 胡剑等, 2014a, b).

表1 流体和岩体的热物性参数

Table 1 Thermophysical properties of fluid and rock

	密度 ρ /kg · m ⁻³	比热 c /J · kg ⁻¹ · °C ⁻¹	导热系数 λ /W · m ⁻¹ · °C ⁻¹	黏度 μ /Pa · s
流体	900	4200	0.609	0.0003
岩体	2820	1170	2.8	—

4 计算

本文采用引入围岩的平行多裂隙模型对沙漠峰 EGS 热储层采热过程进行模拟研究,图 3 所示为热开采进行 50 年岩体换热单元体温度场的演化,其中换热单元体厚度为 40 m (Mégel and Rybach, 2000; Fox *et al.*, 2013; Li *et al.*, 2015; Wu *et al.*, 2015; 翟海珍等, 2016). 岩体首先在冷流体入口处出现温降,冷却区域呈三角形向外扩散,温降沿流体流动方向扩散速度最快.热开采进行 5 年时, z 方向扩散至 140 m 和 -20 m, x 方向已出现热穿透.随着热开采进行, z 方向不断向上和向下扩散,温降区域逐渐扩大,岩体整体温度水平逐渐下降.热开采 50 年时,热储层内热量均得到不同程度的开采,其中少部分区域温度仍高于 150 °C,流体产出温度为 197 °C,仍能满足 EGS 经济性开采指标,热储层寿命大于 50 年.

热储层的产出温度和电功率随时间变化曲线如图 4,由图可见在热开采前 20 年,产出温度维持在 210 °C,随着热开采进行产出温度出现降低,在热开采进行 50 年时产出温度降至 197 °C,温降幅度为 6.2%.电功率在热开采前 20 年可保持 7.6 MW,随着热开采的进行有所降低,热开采进行 50 年时电功率仍可达 6.67 MW,产出温度和产能均符合 EGS 商业开发的要求.沙漠峰 2 号 (Desert Peak 2) 双循环地热发电站在 2006 年第四季度开始运行,其净发电量约为 7 ~ 13 MW (Chabora *et al.*, 2012; Chabora and Zemach, 2013),模型模拟所得的电功率为 7.6 MW,与电站的净发电量基本吻合,间接验证了模型模拟结果的可靠性.

4.1 换热单元体厚度对采热的影响

热储层的激发程度决定了热储层内裂隙网络的展布特征、疏密程度 (Keller *et al.*, 1995; Novakowski *et al.*, 1995; Tester *et al.*, 2006; Kalinina *et al.*, 2012),由此决定了流体与岩体的接触面积,因此热储层的激发程度直接影响热流体的采出温度,热储层的产热效率及储层寿命.在垂直单裂隙模型中仅有一条裂隙,且假设岩体边界为无穷远,因此无法体现热储层激发程度对热开采的影响.在本模型中热储激发程度越高,则表现为热储层内裂隙数目越多,换热单元体厚度越小,裂隙宽度越大.本节假设裂隙宽度均为 10 cm,换热单元体厚度分别选取 20 m, 100 m 和 200 m (Mégel and Rybach, 2000; Fox *et al.*, 2013; Li *et al.*, 2015; Wu *et al.*, 2015),对应的产出温度曲线如图 5 所示.由图可见,当换热单元体厚度 D 为 20 m,热开采进行 50 年间采热温度可基本维持不变,仅在热开采后期出现小幅降低,热开采进行 50 年时,产出温度为 208 °C.随着岩体厚度的增加裂隙数目减少,热采出温度不断下降,这是由于裂隙数目减少,单个裂隙内

流体流速增加,对流换热作用增强,裂隙宽度相等则流量增大,相同时间内采出的热量增多,温度下降加快.当 D 为 200 m 时,采出温度迅速下降,相同流量下的采热寿命不足 20 年.

热开采进行 20 年时换热单元体内的温度分布如图 6,由图可见,当 $D = 20$ m 时,热开采进行 20 年时,采出温度仍维持岩体的初始温度,纵向影响区仅 200 m.当 $D = 40$ m 时,热采出温度也基本为岩体初始温度,而换热单元体内一半区域的热量得到不同程度的热开采.当换热单元体继续增厚,冷却区域所占的比例下降,当 $D = 200$ m 时,热开采进行 20 年时,换热单元体内仅 1/2 的热量得到不同程度的热开采,而热采出温度已降至约 154.9 °C.由图 5 和图 6 可以发现热储层激发程度低,将导致单条裂隙内流量大,近裂隙区温度降低迅速,但换热单元体芯部的热能无法得到开采,不利于热开采长期高效稳定进行.热储层激发程度高,单条裂隙内流速低流量小,冷流体与热岩体换热充分,可使流体产出温度长期保持较高水平.

此外,由图 6 可注意到当换热单元体厚度较小时,相同的采热时间下伏层围岩体内的热量可得到较大程度的开采.下伏层围岩体是未被激发的高温岩体,内部没有联通的裂隙网络,渗透率低,其热开采难度大,而热储激发程度较高时,低流速的冷流体可对下伏层围岩体实施较深入的热开采,因此热储层激发程度高有利于下伏层围岩体的热开采.

4.2 裂隙宽度对采热的影响

裂隙是在热储层激发过程中的水力压裂或化学激发作用下形成的,裂隙宽度取决于岩体的性质、储层激发技术和水力循环测试过程中的裂隙发育,裂隙宽度体现了热储层激发程度 (Keller *et al.*, 1995; Shaik *et al.*, 2011; 胡剑等, 2014a).同时,裂隙宽度与水流阻抗、短路循环、产热效率及储层寿命等问题紧密相关.在垂直单裂隙模型研究中发现,当水流速率等条件一定时,裂隙宽度与岩体温度下降呈正相关.而地热田的运行往往是采取控制总流量的方式,在冷流体总流量一定的情况下,裂隙宽度决定了裂隙中流体流速及与岩体的对流换热强度,同时还决定了将流体加热至特定温度所需的时间、热量及裂隙的长度.

图 7 显示了总流量一定时裂隙宽度对流体产出温度的影响,其中流量为 100 kg/s,换热单元体厚度为 40 m.相对于参考条件将裂隙宽度分别调整至 0.4 倍、0.6 倍和 2 倍 (Genter *et al.*, 2007; 郭剑等, 2014),其他条件不变.由图可见,随裂隙宽度减小,流体采出温度略有上升,但影响不大.EGS 热流耦合垂直单裂隙模型研究表明,裂隙宽度和裂隙流体速度在一定范围内对采出温度表现为负效应,且对水岩温度场具有完全一致的影响效果.平行多裂隙模型中换热单元体厚度一定时,热储层内的裂隙数目也一定,那么单条裂隙中的流体流量一定,裂隙宽度与流速成反比,二者变化引起的水岩温度场的正负效应基本相互抵消,因此裂隙宽度对采出温度影响不大.

4.3 流体流量对采热的影响

热岩体与裂隙流体之间的热量传输主要通过对流换热实现,热交换速率取决于水岩之间的温差及对流换热系数.流体与岩体温差越大,热传递效率越高.从理论上分析,在裂

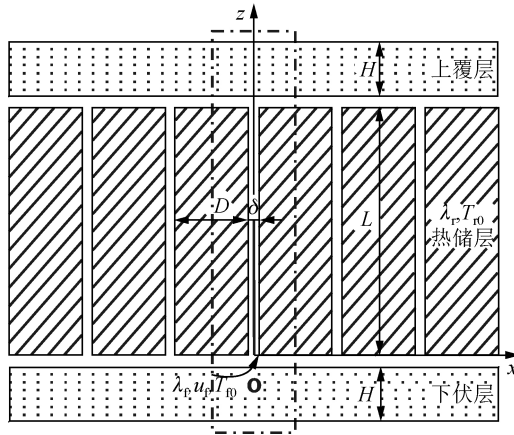


图2 引入围岩的EGS平行多裂隙概念模型. δ 和 L 分别为裂隙宽度和长度、 D 为换热单元体厚度、 H 为上覆层和下伏层围岩体的厚度、 $T_{r,0}$ 为热储层及围岩体的初始温度、 $T_{i,0}$ 和 u_f 分别为冷流体注入温度和流速

Fig.2 EGS multi-parallel fracture conceptual model with surrounding rock. δ and L respectively denote width and length of the fracture, D represents thickness of HTU, H represents thickness of the upper and underlying layer of surrounding rock, $T_{r,0}$ represents original temperature of the reservoir and surrounding rock, $T_{i,0}$ and u_f respectively represents temperature and velocity of the inlet fluid

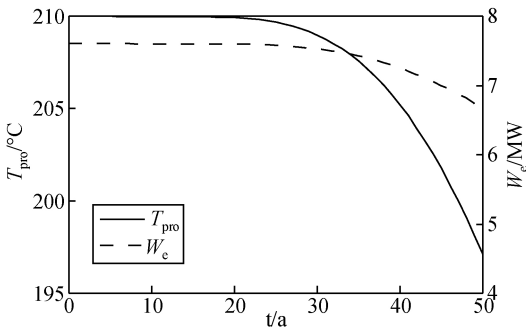


图4 产出温度和电功率随时间变化

Fig.4 Outlet temperature and electric power during 50 years heat extraction

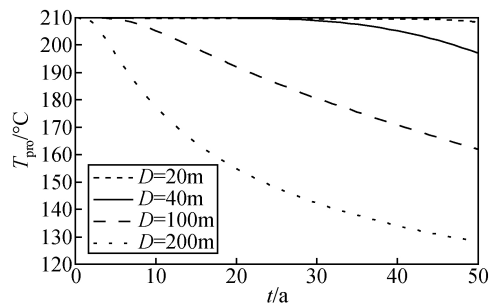


图5 换热单元体厚度对产出温度的影响

Fig.5 Effect of HTU thickness on the outlet temperature

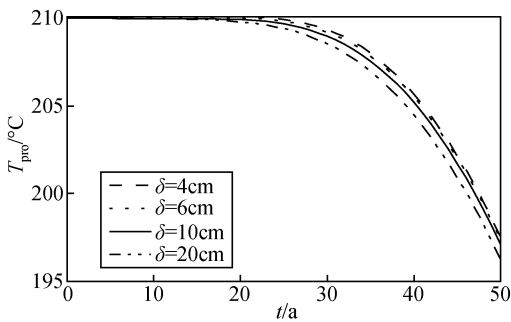


图7 裂隙宽度对采出温度的影响

Fig.7 Effect of fracture width on the outlet temperature

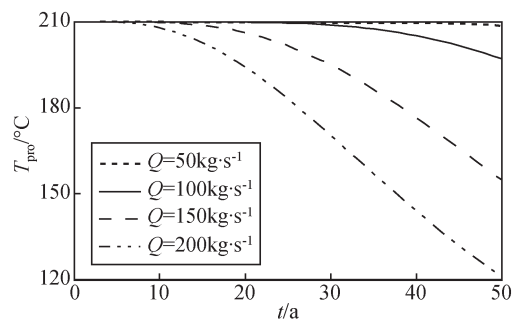


图8 流体流量对产出温度的影响

Fig.8 Effect of fluid flow on the outlet temperature

隙宽度与裂隙数目一定时,单条裂隙中的流体流速正比于进入热储层的流体通量.流量越大流体流速越快,流体与岩体接触时间越短,可能致使流体尚未被充分加热就已流出热储层,使得裂隙流体产出温度较低.

图8所示为流量对流体产出温度的影响,其中换热单元体厚度为40 m.分别在参考模型的基础上将流量变为其0.5、1.5和2倍,其他条件不变.当流量为0.5倍时,即50 kg/s时,热开采50年间产出温度可稳定保持210℃不下

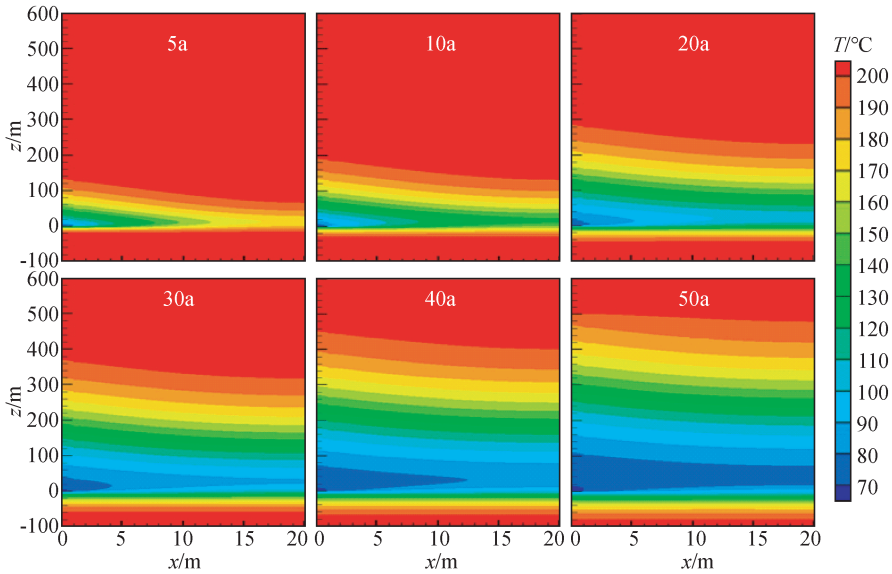


图3 美国沙漠峰 EGS 热开采过程岩体温度场演化

Fig. 3 The temperature evolution of the rock HTU during heat extraction process of Desert Peak EGS field, USA

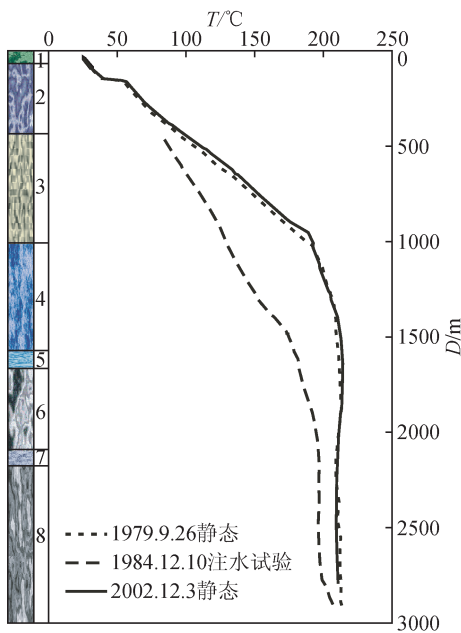


图1 沙漠峰 DP 23-1 井岩层分布及测温曲线 (Robertson-Tait *et al.*, 2005)

构造: 1-特拉基 + 沙漠峰; 2-Chloropagus 组; 3-流纹岩层; 4-pT1 变质沉积物层; 5-pT2 石英二长闪长岩; 6-pT2 变质沉积岩; 7-pT2 角闪石花岗岩闪长岩; 8-二云母花岗岩闪长岩.

Fig. 1 Lithology, completion and downhole survey data, well DP 23-1 (Robertson-Tait *et al.*, 2005)

Formations: 1-Truckee + Desert Peak; 2-Chloropagus Formation; 3-Rhyolite Unit; 4-pT1 Metasediments; 5-Quartz Monzodiorite (pT2); 6-pT2 Metasediments; 7-Hornblende Diorite (pT2); 8-Two-Mica Granodiorite.

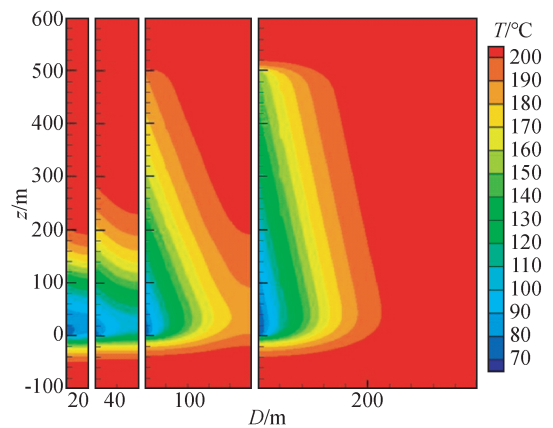


图6 热开采进行 20 年时换热单元体内温度分布

Fig. 6 Rock temperature distribution in the rock HTU after 20 years heat extraction

降, 产电功率可稳定保持 3.8 MW. 当流量增加时, 产出温度将较早出现温降, 且温降幅度随流量的增大而增大, 当流量为 200 kg/s 时, 热储层的寿命仅为约 22 年. 以上分析可以看出热储激发程度一定时, 流体流量决定了单条裂隙内的流速, 流体流量与产出温度和热储寿命呈负相关. 极端情况下, 流体流量极大、裂隙数目极少或某条裂隙通道极宽时, 将导致裂隙中流体流速极快, 裂隙流体产出温度变化不大, 接近注入温度, 即出现了“短路”, 这是 EGS 热开采过程中需要严格避免的情况.

5 讨论

本文构建了引入围岩的深层热储层平行多裂隙概念模型, 通过模拟计算验证了模型的可靠性和优越性, 但模型仍存在不完善之处. 具体包括以下几方面:

首先,在 EGS 运行过程中,地下热储层中存在着复杂的热-流-力-化(thermal-hydraulic-mechanical-chemical, THMC)多场耦合效应.这些效应对于热开采过程有着不同程度的影响,共同决定了热开采效果.其中流体的流动热交换(TH)过程是地热开采的核心,为简化研究,本模型中仅考虑了热-流耦合效应,在以后的工作中需要综合考虑 THMC 多场耦合作用对 EGS 热开采的影响.

其次,模型忽略了上覆层及下伏层围岩体与热储层界面处裂隙内流体流动,用岩体的导热代替了界面间流体的对流换热,在实际热开采过程中围岩体受影响的岩层厚度将更厚,且由于流体流动的方向性换热单元体内的温度场分布也将不完全对称.但本模型引入围岩体的影响,得到的结果比仅考虑热储层裂隙体系的结果更合理.另外,上文指出对于激发程度低的热储层,其产出温度低,热采率低,岩体芯部热量难以得到开采,热储层寿命短,此时对于储层热恢复过程的研究十分必要.而围岩体对热储层整体温度场的热恢复起着重要作用,因此引入围岩的平行多裂隙模型对后续储层热恢复的研究具有重要意义.

再次,本文所构建的平行多裂隙模型假设储层均匀激发,裂隙宽度和换热单元体厚度均一,流量在储层中可平均分配至各裂隙,是最理想的状态.但在实际热储层中,裂隙的展布复杂且无规则,裂隙长度、宽度、展布方向及换热单元体厚度等均呈现不均匀性,因此实际储层裂隙网络中会出现优势流动,流体实际产出温度必将低于模型的模拟结果.对于储层中裂隙展布的不均匀性对热开采的影响,需要进一步的研究,通过查阅资料和实验相结合的方式,将储层的激发方式与对应的裂隙展布特征建立联系,再通过数值模拟的方法研究裂隙展布的不均匀性对 EGS 采热过程的影响.

最后,由于热储层的激发程度及生产井参数数据缺乏,本文对美国沙漠峰地热田进行的地热开采数值模拟的结果存在一定的不确定性.但本文选取的热储层温度是实测得到的,为结果的可靠性提供了重要保障.其他参数的选取参考了前人的研究成果,并结合实地场地数据,可靠性也得到一定程度的保证.当储层的地质资料得到进一步完善,热储激发程度得到更精确的预测时,可调整模型参数得到更精确的模拟结果,为 EGS 地热田热储层的开发设计、热开采过程的产能评价、热储层寿命的预测及注采策略的制定提供参考依据.

6 结论

本文基于美国沙漠峰地热田地质背景,构建了引入围岩的 EGS 平行多裂隙概念模型对热开采过程进行数值模拟研究.结果表明:采用引入围岩的平行多裂隙模型开采沙漠峰 DP23-1 井激发的 800 m × 800 m × 500 m 的热储层是可行的,系统的循环流量为 100 kg/s,换热单元体厚度为 40 m 时,热开采的前 20 年,产出温度可维持在 210 °C,50 年内产出温度仅下降 6.2%,电功率始终高于 6.6 MW,符合 EGS 商业开发的产能要求.研究还表明,热储层激发程度越高,换热单元体厚度越小,则产出温度越高,热储寿命越长,且对下伏层围岩有较好的热开采效果,而裂隙宽度对产出温度影响不大.流体流量与产出温度及热储寿命呈负相关,为保证 EGS 长期

高效稳定运行,流体流量不宜过大.当流量为 50 kg/s 时,产出温度稳定在 210 °C,电功率保持 3.8 MW,产能稳定性好.

致谢 感谢审稿专家提出的修改意见和编辑部的大力支持!

References

- Benato S, Taron J. 2016. Desert Peak EGS: Mechanisms influencing permeability evolution investigated using dual-porosity simulator TFRact[J]. *Geothermics*, 63: 157-181.
- Berkowitz B. 2002. Characterizing flow and transport in fractured geological media: A review[J]. *Advances in Water Resources*, 25 (8-12): 861-884.
- Breede K, Dzebisashvili K, Liu X L, *et al.* 2013. A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: Past, present and future[J]. *Geothermal Energy*, 1(1): 4.
- Chabora E, Zemach E. 2013. Desert peak EGS project. Geothermal technologies program 2013 peer review[R]. DOE Award; DE-FC6-021D14406. US: US Department of Energy.
- Chabora E, Zemach E, Spielman P, *et al.* 2012. Hydraulic stimulation of well 27-15, desert peak geothermal field, Nevada, USA[C]. // *Proceedings of the 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University*. Stanford, California, 2012.
- Dempsey D, Kelkar S, Davatzes N, *et al.* 2015. Numerical modeling of injection, stress and permeability enhancement during shear stimulation at the Desert Peak Enhanced Geothermal System[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 78: 190-206.
- Dershowitz W S, La Pointe P R, Doe T W. 2004. Advances in discrete fracture network modeling[C]. // *Proceedings of the US EPA/NGWA Fractured Rock Conference*. Portland, 882-894.
- Fox D B, Sutter D, Beckers K F, *et al.* 2013. Sustainable heat farming: Modeling extraction and recovery in discretely fractured geothermal reservoirs[J]. *Geothermics*, 46: 42-54.
- Genter A, Cuenot N, Dezayes C, *et al.* 2007. How a better characterization of a deep crystalline reservoir can contribute to improve EGS performance at Soultz[C]. // *Proceedings of the 1st European Geothermal Review*. Mainz, Germany: Geothermal Energy for Electric Power Production, 34-40.
- Guo J, Chen J L, Cao W J, *et al.* 2014. Research review on enhanced geothermal system[J]. *Electric Power Construction (in Chinese)*, 35(4): 10-24.
- Hayashi K, Willis-Richards J, Hopkirk R J, *et al.* 1999. Numerical models of HDR geothermal reservoirs—a review of current thinking and progress[J]. *Geothermics*, 28(4-5): 507-518.
- Horne R N. 2012. What does the future hold for geothermal energy[J]. *Journal of the Geothermal Research Society of Japan*, 34(4): 201-206.
- Hu J, Su Z, Wu N Y, *et al.* 2014a. Analysis on temperature fields of thermal-hydraulic coupled fluid and rock in Enhanced Geothermal System[J]. *Progress in Geophysics (in Chinese)*, 29(3): 1391-1398, doi: 10.6038/pg20140354.
- Hu J, Su Z, Wu N Y, *et al.* 2014b. Numerical simulation of vertical fractures heat mining process of the enhanced geothermal system[J]. *Renewable Energy Resources (in Chinese)*, 32(6): 829-835.
- Ismail B I. 2013. Chapter 13: ORC-Based geothermal power generation and CO₂-Based EGS for combined green power generation and CO₂ sequestration[A]. // Arman H, Yuksel I eds. *New Developments in Renewable Energy[M]*. Rijeka, Croatia: InTech, 303-328.
- Kalinina E, McKenna S A, Hadgu T, *et al.* 2012. Analysis of the effects of heterogeneity on heat extraction in an EGS represented with the continuum fracture model[C]. // *Proceedings of the 37th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford University. Stanford, California, 2012.
- Keller A A, Roberts P V, Kitaniadis P K. 1995. Prediction of single-

- phase transport parameters in a variable aperture fracture [J]. *Geophysical Research Letters*, 22(11): 1425-1438.
- Li M T, Gou Y, Hou Z M, *et al.* 2015. Investigation of a new HDR system with horizontal wells and multiple fractures using the coupled wellbore-reservoir simulator TOUGH2MP-WELL/EOS3 [J]. *Environmental Earth Sciences*, 73(10): 6047-6058.
- Lutz S J, Schriener Jr A, Schochet D, *et al.* 2003. Geologic characterization of pre-tertiary rocks at the desert peak east EGS project site, Churchill County, Nevada [J]. *Transactions-Geothermal Resources Council*, 27: 865-870.
- Mégel T, Rybach L. 2000. Production capacity and sustainability of geothermal doublets[C]. //Proceedings of 2000 World Geothermal Congress. Kyushu-Tohoku, Japan, 849-854.
- Novakowski K S, Lapcevic P A, Voralek J, *et al.* 1995. Preliminary interpretation of tracer experiments conducted in a discrete rock fracture under conditions of natural flow[J]. *Geophysical Research Letters*, 22(11): 1417-1420.
- Ogino F, Yamamura M, Fukuda T. 1999. Heat transfer from hot dry rock to water flowing through a circular fracture[J]. *Geothermics*, 28(1): 21-44.
- Pruess K. 1988. Modeling of geothermal reservoirs: Fundamental processes, computer simulation, and field applications [C]. //Proceedings 10th New Zealand Geothermal Workshop. New Zealand, 15-21.
- Robertson-Tait A, Morris C, Schochet D. 2005. The desert peak east EGS project; A progress report[C]. //Proceedings of 2005 World Geothermal Congress. Antalya, Turkey.
- Sanyal S K, Butler S J. 2005. An analysis of power generation prospects from enhanced geothermal systems [C]. //Proceedings of 2005 World Geothermal Congress. Antalya, Turkey.
- Shaik A R, Rahman S S, Tran N H, *et al.* 2011. Numerical simulation of fluid-rock coupling heat transfer in naturally fractured geothermal system[J]. *Applied Thermal Engineering*, 31(10): 1600-1606.
- Tenma N, Yamaguchi T, Zvoloski G. 2008. The Hijiori Hot Dry Rock test site, Japan; Evaluation and optimization of heat extraction from a two-layered reservoir[J]. *Geothermics*, 37(1): 19-52.
- Tester J W, Anderson B J, Batchelor A S, *et al.* 2006. The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century[R]. Idaho Falls, Idaho: Idaho National Laboratory.
- Tian L L. 2009. Experimental and numerical study on the thermo-hydrological coupling of fractured rocks (in Chinese) [MSc. thesis]. Beijing: Beijing Jiaotong University.
- Wang X X, Wu N Y, Su Z, *et al.* 2012. Progress of the enhanced geothermal systems (EGS) development technology[J]. *Progress in Geophysics (in Chinese)*, 27(1): 355-362, doi: 10.6038/j.issn.1004-2903.2012.01.041.
- Wu B S, Zhang X, Jeffrey R G, *et al.* 2015. Perturbation analysis for predicting the temperatures of water flowing through multiple parallel fractures in a rock mass [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 76: 162-173.
- Xu T F, Zhang Y J, Zeng Z F, *et al.* 2012. Technology progress in an enhanced geothermal system (hot dry rock) [J]. *Science & Technology Review (in Chinese)*, 30(32): 42-45.
- Zeng Y C, Su Z, Wu N Y, *et al.* 2013. Numerical simulation of deep geothermal energy mining by two-vertical wells system at Desert Peak field, USA [J]. *Mining and Metallurgical Engineering (in Chinese)*, (2): 8-13, 17.
- Zeng Y C, Su Z, Wu N Y. 2013a. Numerical simulation of heat production potential from hot dry rock by water circulating through two horizontal wells at Desert Peak geothermal field [J]. *Energy*, 56: 92-107.
- Zeng Y C, Su Z, Wu N Y, *et al.* 2015. Numerical simulation of power and impedance of two-well enhanced geothermal system [J]. *Acta Energiae Solaris Sinica (in Chinese)*, 36(4): 928-935.
- Zeng Y C, Wu N Y, Su Z, *et al.* 2013b. Numerical simulation of heat production potential from hot dry rock by water circulating through a novel single vertical fracture at Desert Peak geothermal field [J]. *Energy*, 63: 268-282.
- Zhai H Z, Su Z, Ling L L, *et al.* 2016. Impact of heat transfer unit on EGS heat extraction in the multi-parallel fracture model [J]. *Progress in Geophysics (in Chinese)*, 31(3): 1399-1405, doi: 10.6038/pg20160364.

附中文参考文献

- 郭剑, 陈继良, 曹文灵, 等. 2014. 增强型地热系统研究综述[J]. *电力建设*, 35(4): 10-24.
- 胡剑, 苏正, 吴能友, 等. 2014a. 增强型地热系统热流耦合水岩温度场分析[J]. *地球物理学进展*, 29(3): 1391-1398, doi: 10.6038/pg20140354.
- 胡剑, 苏正, 吴能友, 等. 2014b. 增强型地热系统垂直裂隙热储热开采过程数值模拟[J]. *可再生能源*, 32(6): 829-835.
- 田鲁鲁. 2009. 裂隙岩体渗流-传热耦合模型试验及数值模拟研究 [硕士论文]. 北京: 北京交通大学.
- 王晓星, 吴能友, 苏正, 等. 2012. 增强型地热系统开发技术研究进展[J]. *地球物理学进展*, 27(1): 355-362, doi: 10.6038/j.issn.1004-2903.2012.01.041.
- 许天福, 张延军, 曾昭发, 等. 2012. 增强型地热系统(干热岩)开发技术进展[J]. *科技导报*, 30(32): 42-45.
- 曾玉超, 苏正, 吴能友, 等. 2013. 双竖直井开采美国沙漠峰深层地热数值模拟[J]. *矿冶工程*, (2): 8-13, 17.
- 曾玉超, 苏正, 吴能友, 等. 2015. 双井式增强型地热系统产能和阻抗数值模拟研究[J]. *太阳能学报*, 36(4): 928-935.
- 翟海珍, 苏正, 凌璐璐, 等. 2016. 平行多裂隙模型中换热单元体对EGS采热的影响[J]. *地球物理学进展*, 31(3): 1399-1405, doi: 10.6038/pg20160364.