

DOI: 10.7511/jslx20210809003

生产井井间距离对增强型地热系统影响分析

唐巨鹏^{*1,2}, 邱于曼¹

(1. 辽宁工程技术大学 力学与工程学院, 阜新 123000; 2. 辽宁工程技术大学 新能源研究中心, 阜新 123000)

摘要:为揭示生产井井间距离对增强型地热系统(EGS)的影响,以中国青海共和盆地增强型地热系统为研究对象,采用数值模拟方法,建立了考虑生产井井间距离不同的三维热-固-流耦合热采模型。分析得到生产井井间距离为 600 m, 700 m, 800 m, 900 m, 1000 m 对 EGS 温度场、产出流体温度、储层寿命、总产热量、最大主应力以及最大主应变影响规律。研究表明,随着热开采进行,储层裂隙周围岩体温度下降,产出温度随开采年限增加而降低;从产出温度、储层寿命和总产热量三方面考虑,最优生产井井间距离为 800 m;生产井井间距离对第一主应力及第一主应变影响显著,应结合实际情况选择最优生产井井间距离。

关键词:EGS; 生产井井间距离; 产出流体温度; 储层寿命; 总产热量; 第一主应力; 第一主应变

中图分类号:O35 **文献标志码:**A **文章编号:**1007-4708(2023)01-0126-07

1 引言

地热能具有绿色、稳定、储量大、可循环利用和分布广等优点,与其他绿色能量相比有着经济与环境上的优势^[1,2]。地热资源按其成因和产出条件分为水热型地热资源和干热岩型地热资源。自 20 世纪 70 年代起,欧美等国家便对增强型地热系统展开了研究,并建立了多座野外试验场,如美国的 Fenton Hill EGS、法国的 Soultz EGS 和英国 Rosemanowes EGS 等^[3]。张俊虎等^[4]发现在井网呈三角形分布时,地热开采性能最优。陈继良等^[5]通过对比双井和三井系统中流场和局部地热开采率分布,探讨了抑制流体短路、优化 EGS 采热性能的可能方案。Huang 等^[6]设计了一种新型的储层和热管组合系统,发现该系统比传统的井下热交换器具有更好的抽热性能。Liu 等^[7]对有水平断裂的双垂直井进行了经济分析,发现井距是影响总成本的最重要因素之一。Lei 等^[8]在恰布恰地热场建立了三水平井 EGS 模型,结果表明,恰布恰 HDR 地层 300 m, 400 m 或 500 m 的井间距是合适的刺激策略。文献^[9,10]提出了一种新的多边井 EGS,发现双垂直井 EGS 的输出热能、生产温度、抽热比和累积热能都高于传统的双垂直井 EGS。

Zhang 等^[11]讨论了多井模式和双井模式的热采性能,结果表明,多井模式有助于大规模利用,合理的井布置可以避免热突破。近年来,提出了单井增强型地热系统,将废弃油气井直接改造成单井增强型地热系统,降低了运行成本并解决了回灌问题^[12]。

国内干热岩面临着勘查程度低、换热技术不足、高温钻井成本高以及诱发地震风险等方面的问题,干热岩资源从勘查到正式投入利用,还需解决很多技术难题。工程问题中生产井间距离是其关键科学问题之一,因此要开展此研究工作。本文就生产井间距离对青海共和盆地展开研究。国内外学者在 EGS 开发中对井群布置进行了大量研究。但未模拟生产井间距离不同时对热开采的影响规律,本文将进行进一步研究,对井网布置情况提供更全面资料。

2 模型构建与参数设置

2.1 模型构建

选取—3705 m 青海盆地为背景,利用数值模拟方法,以流固耦合传热理论为基础建立 T-H-M 储层模型,鉴于实际模型过于复杂,从而导致计算量过大,本文对 EGS 模型进行简化,采用连续介质下的双孔隙率模型,将模型分为四个子区域,(1)半径为 2 m 的开放流道性质的注入井和产出井,研究发现井间距 300 m~600 m 时热提取率最高^[15,16],故生产井 a 与 d (生产井 b 与 c) 井间距离取 400 m;(2) xyz 为 1000 m×1200 m×600 m 的

收稿日期:2021-08-09;修改稿收到日期:2021-12-20.

基金项目:国家自然科学基金(51874165);辽宁“兴辽英才计划”支持项目(XLYC1902106)资助项目.

作者简介:唐巨鹏*(1976-),男,博士,教授
(E-mail:jupengt@126.com).

多孔介质的热储; (3) 水流状态为层流裂隙,干热岩水力压裂形成的裂隙开度范围为 0.05 mm ~ 14 mm^[17],当裂隙间距大于 2 m 时,不宜采用局部热平衡假设,为保证一定流量及换热充分,裂隙宽度取 0.5 m,如图 1 所示。

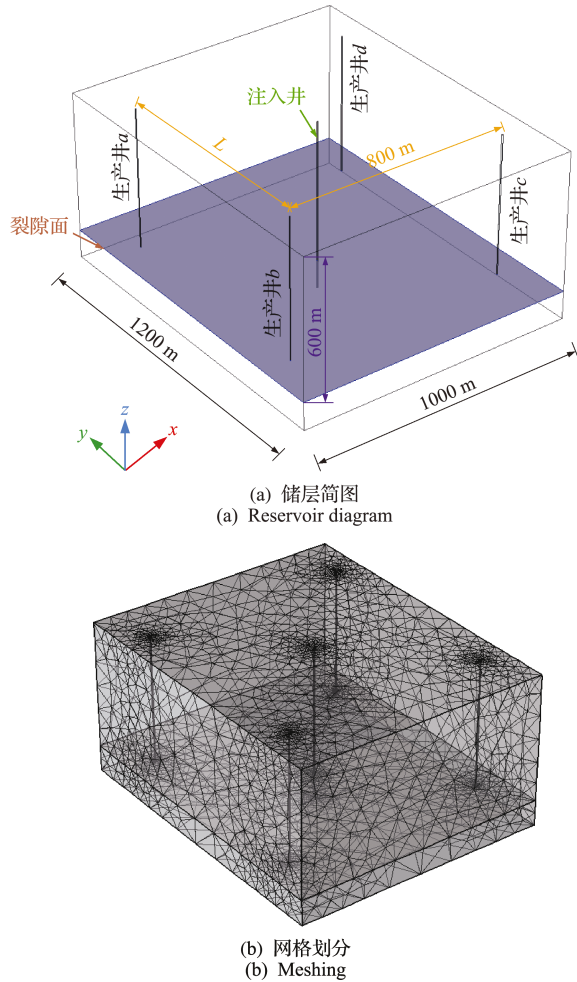


图 1 热储层模型
Fig.1 Thermal reservoir model

模型作如下假设。(1) 模型运行前注入井、产出井以及裂隙中充满水,水温与储层温度相同; (2) 水为单向流动,在高压条件下,水始终为液态; (3) 忽略岩石间的热传导作用,只考虑水与岩石间对流换热; (4) 模型边界均为绝热不透水边界,忽略水流损失。

2.2 控制方程

应力场方程

$$\sigma_{ij,j} + F_i = 0 \quad (1)$$

温度场方程

$$d_z(\rho_r C_p)_{\text{eff}} \frac{\partial T}{\partial t} + d_z \rho_r C_p v \nabla T + \nabla q = d_z Q_r + q_0 + d_z Q_{\text{vd}} + d_z Q_{\text{geo}} \quad (2)$$

$$q = -d_z k_{\text{eff}} \nabla T \quad (3)$$

连续性方程

$$\partial(n\rho_r)/\partial t + \nabla(\rho_r v) = 0 \quad (4)$$

渗流场方程

$$\partial(n\rho_r)/\partial t + \nabla(\rho_r v) = q_m \quad (5)$$

$$v = -(k/\mu)\nabla P_{inj} \quad (6)$$

式中 $\sigma_{ij,i}$ 为应力二阶张量 (MPa), F_i 为体力 (kN), d_z 为模型单位厚度 (m), ρ_r 为储层密度 (kg/m^3), C_p 为流体热容 ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{C}^{-1}$), T 为流体温度 ($^{\circ}\text{C}$), d_z 为模型单位厚度 (m), Q_r 为热源, q_0 为内向外热通量, Q_{vd} 为粘性耗散热源, Q_{geo} 为地热热源, t 为时间 (s), q_m 为深层地热层中饱和流及压力驱动的流动, v 为水流速度 (m/s), ρ_f 为流体密度 (kg/m^3), μ 为动力粘度 ($\text{Pa} \cdot \text{s}$), P_{inj} 为注水压力 (kN), k 为储层渗透率 (m^2), eff 为等效物性, q 为导热通量。

2.3 参数设置

在青海共和盆地—3705 m 地热田中钻获高温干热岩温度为 236 $^{\circ}\text{C}$,地温梯度 6.8 $^{\circ}\text{C}/100 \text{m}$ ^[14],故储层初始温度设置为 260 $^{\circ}\text{C}$ 。室温下水的温度为 25 $^{\circ}\text{C}$ 左右,因此注入水温度设置为 25 $^{\circ}\text{C}$ 。为保证其储层寿命以及注入水向生产井流动,将两井压差设置为 15 MPa(注入井压强 105 MPa,生产井压强 90 MPa)。

地应力取自文献[20]经验公式,且有

$$S_v = -1.3 + 25.5z \quad (7)$$

$$S_h = -1.17 + 22.95z \quad (7)$$

式中 S_v 为垂直地应力 (MPa), S_h 为水平地应力 (MPa), z 为储层深度 (km)。

其他参数选自青海共和盆地实测数据^[14,19],列入表 1。

表 1 青海共和盆地实测数据

Tab.1 Measured data of Gonghe Basin, Qinghai province

区域	参数	取值
基质	深度/m	3705~4205
	密度/ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	2590
	比热容/ $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{C}^{-1}$	1100
	热传导率/ $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{C}^{-1}$	3.1
	热膨胀率/ $^{\circ}\text{C}^{-1}$	5×10^{-6}
	泊松比	0.15
	储水率/Pa	1.0×10^{-8}
裂隙	孔隙压/MPa	33.345
	渗透率/ m^2	1×10^{-10}
水	储水率/ Pa^{-1}	1×10^{-9}
	密度/ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	1019
	比热容/ $\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{C}^{-1}$	4200
	热传导率/ $\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{C}^{-1}$	0.6

模拟生产井 a 与生产井 b (生产井 c 与生产井 d) 距离 L 分别为 600 m, 700 m, 800 m, 900 m 和 1000 m 时对储层热开采的影响。

3 模拟结果与分析

3.1 温度场

选取生产井 a 与生产井 b (生产井 c 与生产井 d) 间距离为 1000 m 作为研究对象, 如图 2 所示,

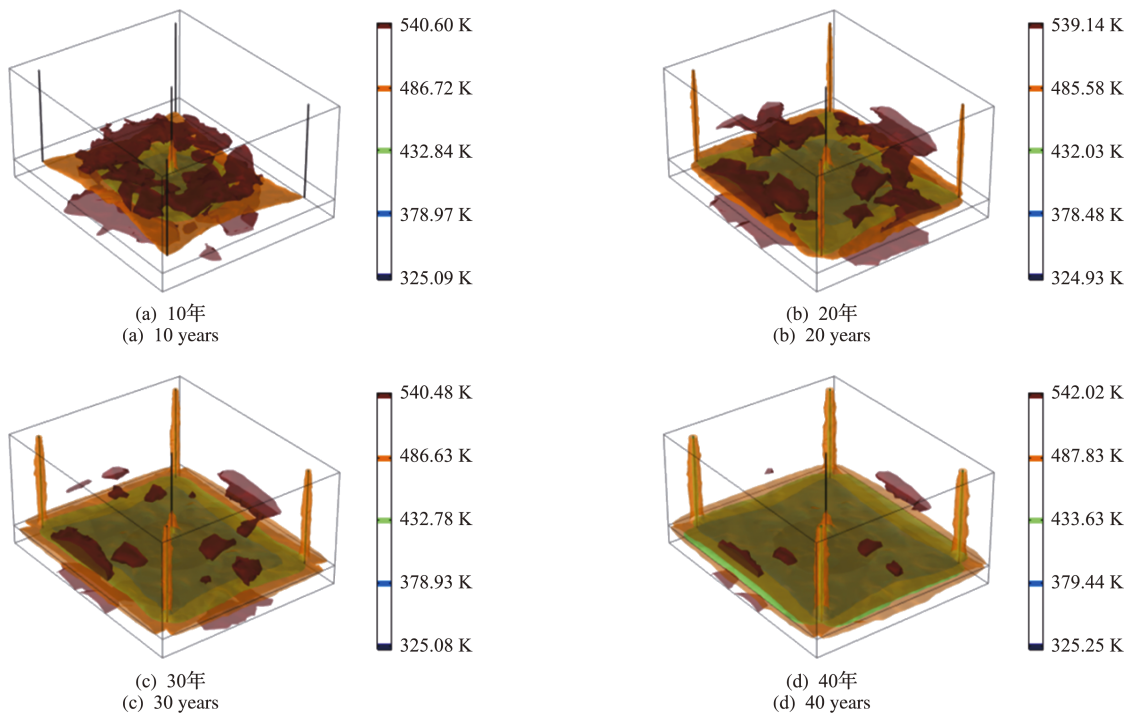


图 2 储层温度变化云图

Fig. 2 Cloud map of reservoir temperature variation

3.2 产出温度

一定循环工质流量下, 产出流体温度越高, 水与岩石之间换热越充分, EGS 热开采率越高, 因此研究产出流体温度对热开采的影响对实际工程具有参考意义。

从图 3 可以看出, 不同生产井井间距离下模型产出流体温度随开采年限的增加而降低, 与樊冬艳等^[22]研究结果相一致。以生产井 a 与生产井 b (生产井 c 与生产井 d) 距离为 800 m 时为例, 第 10 年、第 20 年、第 30 年和第 40 年采出流体温度分别为 507.85 K, 460.27 K, 428.26 K 和 407.15 K, 产出流体温度逐渐降低, 与第 10 年相比, 降低幅度依次为 9.37%, 6.30% 和 4.16%, 降温幅度逐渐减缓, 随着低温水注入, 注入流体与附近岩石发生热交换, 流体温度逐渐升高, 裂隙周围岩体温度下降, 产出流体温度开始下降, 换热流体与储层温差逐渐

减小, 换热能力减弱, 温降逐渐降低, 与段云星等^[12]研究结果一致。以第 30 年为例, 当生产井间距离逐渐增大, 产出流体温度分别为 421.01 K, 421.84 K,

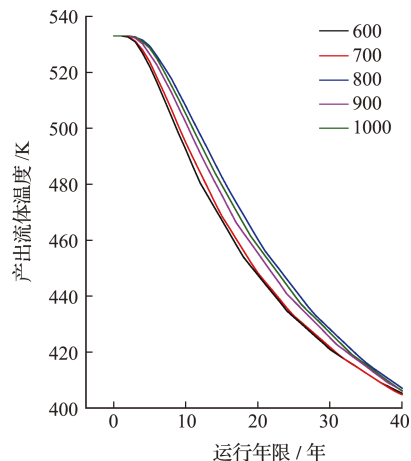


图 3 生产井井间距 L 不同时产出流体温度随时间变化
Fig. 3 Temperature of the produced fluid varies with time when the distance L is different

428.26 K, 425.24 K 和 426.96 K, 结合数据与图 3 可得当只考虑产出流体温度时, 生产井井间距离为 800 m 时为最优开采模型。

3.3 储层寿命

当产出流体温度低于 423.15 K (150 °C) 将失去商业价值。因此研究不同井群布置下储层寿命对热开采的影响具有重要意义。当生产井井间距离从 600 m 逐渐增加至 1000 m 时, 储层寿命依次为 29 年、29 年、32 年、30 年和 31 年, 当生产井井间距离为 800m 时储层寿命达到了最大; 当生产井井间距离不同时, 水与岩石的对流换热面积不同, 达西阻力不同, 循环工质流量不同, 有效换热面积不同, 导致储层寿命不同, 由此发现生产井井间距离对储层寿命具有一定影响。

3.4 总产热量

评价 EGS 热开采效率采用陈继良等^[5]规定的 EGS 开采性能指标。

产热速率

$$W = Q \cdot c_p \cdot (T_{pou} - T_{pin}) \quad (9)$$

式中 Q 为循环工质流量 (kg/s), c_p 为热流体比热容 ($J \cdot kg^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$), T_{pon} 为产热流体温度 (K), T_{pin} 为注入流体温度 (K)。

总产热量

$$W_{av} = \int_0^\tau W(\tau) d\tau \quad (9)$$

式中 τ 为储层寿命 (s)。

在 EGS 热开采中, 其总产热速率对工程的开发利用具有参考意义。从图 4 可以看出, 随着储层寿命的增加, 总产热量增加, 储层寿命是影响总产热

量的关键因素之一。当生产井井间距离从 600 m 增加至 1000 m 时, 总产热量分别为 3.08292×10^{34} , 3.1025×10^{34} , 3.97082×10^{34} , 3.36509×10^{34} 和 3.66021×10^{34} , 可得最优生产井井间距离为 800 m。

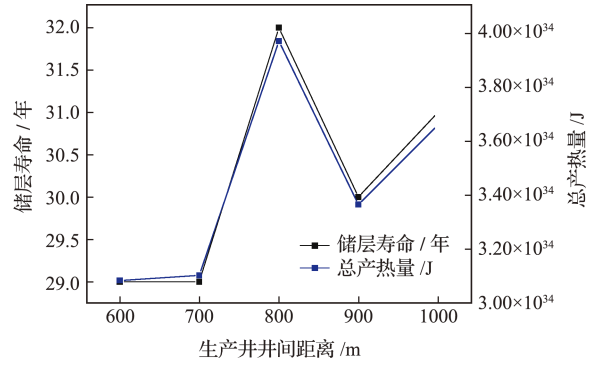


图 4 生产井井间距 L 不同时储层寿命及产热总量变化
Fig. 4 Variation of reservoir life and total heat production with different well spacing L

3.5 最大主应力

地应力是储层开采中的最基本参数, 因此研究生产井井间距离对储层最大主应力的影响具有重要意义。

如图 5 所示, 随着储层运行年限的增加, 应力场也在不断变化, 这是由于随着热开采的进行, 储层温度场在不断变化, 热-力在一定程度上相互转化, 导致应力场变化。此研究结果与孙致学等^[16]研究结果一致。如图 6 所示, 当生产井井间距离为 600 m, 700 m, 800 m 和 1000 m 时, 最大主应力随着运行年限增加而减小; 当生产井井间距离为 900 m 时, 最大主应力随运行年限增加而增大。由此可知, 生产井井间距离对最大主应力具有重要影响。

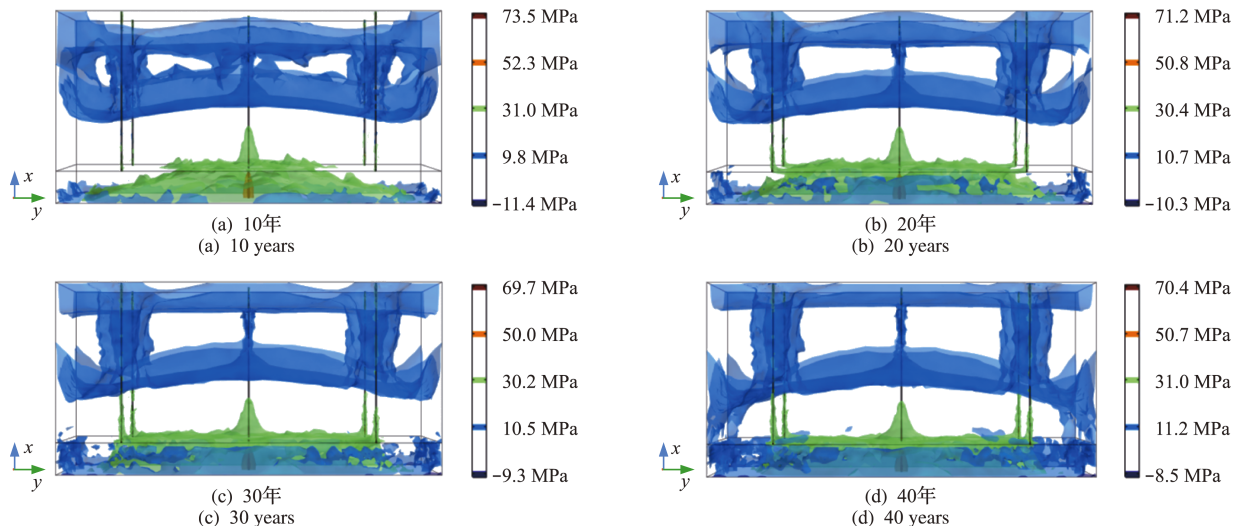


图 5 最大主应力变化云图
Fig. 5 Cloud map of maximum principal stress

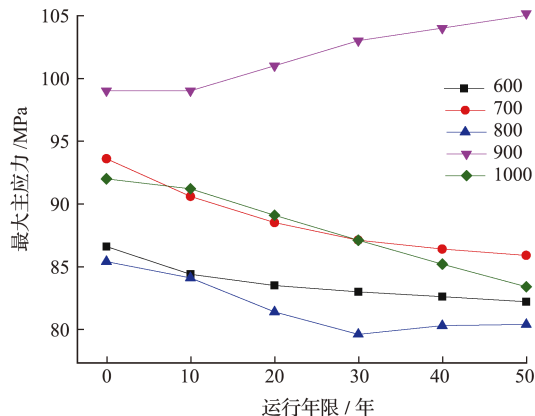


图6 生产井井间距 L 不同时最大主应力变化
Fig. 6 Variation of maximum principal stress with different well spacing L

3.6 最大主应变

最大主应变会导致微裂隙的产生,影响储层渗透率,对储层热开采具有一定影响。

如图7所示,随着热开采的进行,最大主应变逐渐减小。以生产井井间距离800 m为例,其第0年、第10年、第20年、第30年和第40年的最大主应变分别为 3.71×10^{-3} , 3.57×10^{-3} , 3.43×10^{-3} , 3.32×10^{-3} , 3.25×10^{-3} 和 3.18×10^{-3} ,这是因为冷水注入储层后,水与岩石之间发生热交换,岩石温度发生变化,线膨胀系数变化,导致最大主应变变化。当生产井井间距离为900 m时最大主应变最大,700 m时最大主应变最小。

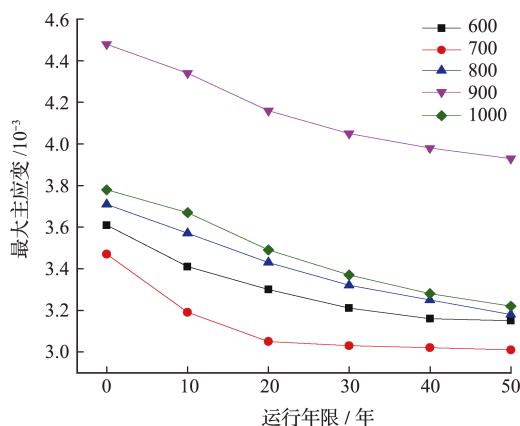


图7 生产井井间距 L 不同时最大主应变变化
Fig. 7 Variation of maximum principal strain with different well spacing L

4 结论

(1) 随着热开采进行,储层裂隙周围岩体下降,产出温度随开采年限的增加而降低。

(2) 从产出温度、储层寿命和总产热量三方面考虑,最优生产井井间距离为800 m。

(3) 生产井井间距离不同时,温度场分布情况不同,热-力在一定程度上相互转换,导致第一主应力及第一主应变变化,从而产生微裂隙,对热开采产生一定影响,应结合实际情况选择最优生产井井间距离。

参考文献(References):

- [1] Anderson A, Rezaie B. Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future[J]. *Applied Energy*, 2019, **248**: 18-34.
- [2] Lu S M. A global review of enhanced geothermal system(EGS) [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, **81**: 2902-2921.
- [3] 徐天福,张延军,曾昭发,等. 增强型地热系统(干热岩)开发技术进展[J]. 科技导报, 2012, **30**(32): 42-45. (XU Tian-fu, ZHANG Yan-jun, ZENG Zhao-fa, et al. Technology progress in an enhanced geothermal system(hot dry rock)[J]. *Science & Technology Review*, 2012, **30**(32): 42-45. (in Chinese))
- [4] 张俊虎,刘君. 煤层气井网布置优化设计的探讨[J]. 科技情报开发与经济, 2008, **5**(10): 210-212. (ZHANG Jun-hu, LIU Jun. Probe into the optimal design of coal-bed methane well network[J]. *Sci-Tech Information Development & Economy*, 2008(10): 210-212. (in Chinese))
- [5] 陈继良,蒋方明. 增强型地热系统热开采过程的数值模拟研究[J]. 新能源进展, 2013, **1**(2): 187-195. (CHEN Ji-liang, JIANG Fang-ming. A numerical study to heat mining process of enhanced geothermal systems[J]. *Advances in New and Renewable Energy*, 2013, **1**(2): 187-195. (in Chinese))
- [6] Huang W B, Cao W J, Jiang F M. A novel single-well geothermal system for hot dry rock geothermal energy exploitation[J]. *Energy*, 2018, **6**(162): 630-644.
- [7] Liu J, Cheng W L, Nian Y L. The stratigraphic and operating parameters influence on economic analysis for enhanced geothermal double wells utilization system[J]. *Energy*, 2018, **159**: 264-276.
- [8] Lei Z H, Zhang Y J, Zhan S Q, et al. 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*, 2020, **145**: 65-83.

- [9] Song X Z, Shi Y, Li G S, et al. Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells[J]. *Applied Energy*, 2018, **218**:325-337.
- [10] Shi Y, Song X Z, Wang G S, et al. Numerical study on heat extraction performance of a multilateral-well enhanced geothermal system considering complex hydraulic and natural fractures[J]. *Renewable Energy*, 2019, **141**:950-963.
- [11] Zhang W, Qu Z Q, Guo T K, et al. Study of the enhanced geothermal system (EGS) heat mining from variably fractured hot dry rock under thermal stress [J]. *Renewable Energy*, 2019, **143**:855-871.
- [12] 段云星, 杨浩. 增强型地热系统采热性能影响因素分析[J]. 吉林大学学报, 2020, **50**(4):1161-1172. (DUAN Yun-xing, YANG Hao. Analysis of influencing factors on heat extraction performance of enhanced geothermal system[J]. *Journal of Jilin University*, 2020, **50**(4):1161-1172. (in Chinese))
- [13] Sun Z X, Zhang X, Xu Y, et al. Numerical simulation of the heat extraction in EGS with thermal-hydraulic-mechanical coupling method based on discrete fractures model[J]. *Energy*, 2017, **120**:20-33.
- [14] 邢曼玉. 我国首次在青海共和盆地钻获高温优质干热岩体[N]. 青海日报, 2017-08-30(1). (XING Man-yu. High-temperature and high-quality HDR mass was obtained in the republic of Qinghai [N]. *Qinghai Daily*, 2017-08-30(1). (in Chinese))
- [15] Cheng W L, Liu J, Nian Y L, et al. Enhancing geothermal power generation from abandoned oil wells with thermal reservoirs[J]. *Energy*, 2016, **109**:537-545.
- [16] 孙致学, 徐轶, 吕抒桓, 等. 增强型地热系统热流固耦合模型及数值模拟[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, **40**(6):109-117. (SUN Zhi-xue, XU Yi, LÜ Shu-huan, et al. A thermo-hydro-mechanical coupling model for numerical simulation of enhanced geothermal systems[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2016, **40**(6):109-117. (in Chinese))
- [17] Zeng Y C, Wu N Y, Su Z, et al. 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*, 2013, **63**:268-282.
- [18] 张俊虎, 刘君. 煤层气井网布置优化设计的探讨[J]. 科技情报开发与经济, 2008, **5**(10):210-212. (ZHANG Jun-hu, LIU Jun. Probe into the optimal design of coal-bed methane well network[J]. *Sci-Tech Information Development & Economy*, 2008, **10**:210-212. (in Chinese))
- [19] 孙知新, 李百祥, 王志林. 青海共和盆地存在干热岩可能性探讨[J]. 水文地质工程地质, 2011, **38**(2):119-124. (SUN Zhi-xin, LI Bai-xiang, WANG Zhi-lin. Exploration of the possibility of hot dry rock occurring in the Qinghai Gonghe Basin[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2011, **38**(2):119-124. (in Chinese))
- [20] Valley B, Evans K F. Stress state at soultz-sous-forets to 5 km depth from wellbore failure and hydraulic observations[A]. Proceedings of the 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering [C]. California: Stanford University, 2007.
- [21] 唐志伟, 米昌华, 张学锋, 等. 增强型地热系统热固流耦合数值模拟与分析[J]. 北京工业大学学报, 2016, **42**(10):1560-1564. (TANG Zhi-wei, MI Chang-hua, ZHANG Xue-feng, et al. Numerical simulation and analysis of the coupled for heat-fluid-solid in enhanced geothermal systems[J]. *Journal of Beijing University of Technology*, 2016, **42**(10):1560-1564. (in Chinese))
- [22] 樊冬艳, 孙海, 姚军, 等. 增强型地热系统不同注采井网参数分析[J]. 吉林大学学报, 2019, **49**(3):798-807. (FAN Dong-yan, SUN Hai, YAO Jun, et al. Parametric analysis of different injection and production well pattern in enhanced geothermal system[J]. *Journal of Jilin University*, 2019, **49**(3):798-807. (in Chinese))
- [23] Ma Y Y, Li S B, Zhang L G, et al. Numerical simulation study on the heat extraction performance of multi-well injection enhanced geothermal system[J]. *Renewable Energy*, 2020, **151**:782-795.
- [24] 崔翰博, 唐巨鹏, 姜昕彤. 水流损失和热补偿共同作用对增强型地热系统(EGS)产能影响的研究[J]. 应用力学学报, 2020, **37**(1):200-208, 482. (CUI Han-bo, TANG Ju-peng, JIANG Xin-tong. Influence of water flow loss and thermal compensation on enhanced geothermal system (EGS) production capacity[J]. *Chinese Journal of Applied Mechanics*, 2020, **37**(1):200-208, 482. (in Chinese))

Analysis of the influence of the distance between producing Wells on the enhanced geothermal system

TANG Ju-peng^{*1,2}, QIU Yu-man¹

(1. School of Mechanics and Engineering, Liaoning Technical University, Fuxin 123000, China;

2. New Energy Research Center, Liaoning Technical University, Fuxin 123000, China)

Abstract: In order to reveal the influence of the distance between producing Wells on the enhanced geothermal system (EGS), a three-dimensional thermal-solid-fluid coupling thermal recovery model considering the different distances between producing Wells was established by numerical simulation with the enhanced geothermal system in Gonghe Basin, Qinghai Province, China as the research object. The effects of the distance between producing Wells of 600 m, 700 m, 800 m, 900 m and 1000 m on EGS temperature field, production fluid temperature, reservoir life, total heat production, maximum principal stress and maximum principal strain were analyzed. The results show that: with the development of thermal mining, the temperature of rock mass around reservoir fractures decreases, and the output temperature decreases with the increase of mining life. Considering production temperature, reservoir life and total heat production, the optimal distance between Wells is found to be 800 m. The distance of production Wells has a great influence on the first principal stress and the first principal strain, so the optimal distance of production Wells should be selected according to the actual situation.

Key words: EGS; distance between producing Wells; temperature of produced fluid; reservoir life; total quantity of heat; maximum principal stress; maximum principal strain

引用本文/Cite this paper:

唐巨鹏, 邱于曼. 生产井井间距离对增强型地热系统影响分析[J]. 计算力学学报, 2023, 40(1): 126-132.

TANG Ju-peng, QIU Yu-man. Analysis of the influence of the distance between producing Wells on the enhanced geothermal system [J]. *Chinese Journal of Computational Mechanics*, 2023, 40(1): 126-132.