

DOI: 10.19666/j.rlfd.202605035

增强型地热系统发电性能对比评价研究

郑彪¹, 冯庆达², 陈涛³, 汪扬¹, 李太禄⁴, 陈学云³, 武金辉²

- (1. 大唐青海能源开发有限公司, 青海 西宁 810001;
2. 中国地质调查局水文地质环境地质调查中心, 天津 300300;
3. 大唐青海能源开发有限公司海南新能源事业部, 青海 海南州 813000;
4. 河北工业大学能源与环境工程学院, 天津 300401)

[摘要] 【目的】干热岩具有储量巨大、稳定性强、可持续性好的独特优势, 已被各国视为重要的新型战略接替能源。增强型地热系统(EGS)是干热岩资源有效开发的核心技术, 由地下热能获取与地面能量转换发电两大过程组成。针对当前干热岩热能获取性能与地面发电性能多独立开展研究、缺乏系统耦合分析的现状, 本文旨在揭示增强型地热系统热能获取与能量转换的耦合机制, 为系统整体性能优化提供理论依据。【方法】分别提出以水和超临界CO₂为取热介质的水-EGS与CO₂-EGS系统, 结合热储工程学、传热学、流体力学及热力学理论, 建立两类系统热能获取与发电一体化数值优化模型, 在相同地质条件与气象条件下, 对比分析两种系统的生产井口动态产能及系统动态发电性能。【结果】超临界CO₂发电系统的热能利用率最高可达水-有机朗肯循环(ORC)发电系统的2.49倍; 但在相同热储温度与回注质量流量条件下, 水-ORC发电系统的取热功率与输出功率表现更优。【结论】水-EGS与CO₂-EGS系统在不同性能维度各有优势, 研究结果可为增强型地热系统的取热介质选择及系统参数优化提供科学支撑。

[关键词] 干热岩; 动态产能; 水-ORC; 超临界CO₂; 发电

[引用本文格式] (本段作者勿动) 作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码.

Comparative study on power generation performance of enhanced geothermal systems using water and CO₂ as working fluids

Zheng Biao¹, Feng Qingda², Chen Tao³, Wang Yang¹, Li Tailu⁴, Chen Xueyun³, Wu Jinhui²

- (1. Datang Qinghai Energy Development Co., Ltd., Xining 810001, China;
2. Center for Hydrogeology and Environmental Geology Survey, China Geological Survey, Tianjin 300300, China;
3. Datang Qinghai Energy Development Co., Ltd. Hainan New Energy Business Division, Hainan Prefecture 813000, China;
4. School of Energy and Environmental Engineering, Hebei University of Technology, Tianjin 300401, China)

Abstract: [Objective] Hot dry rock (HDR) possesses unique advantages of enormous reserves, high operational stability, and excellent long-term sustainability, and has been widely regarded as a critical strategic alternative energy resource by countries worldwide in recent years. Enhanced Geothermal System (EGS) represents the most effective technical means for the efficient development of HDR resources, which consists of two interconnected key processes: the underground thermal energy extraction from geothermal reservoirs and the above-ground energy conversion and power generation. However, most existing studies have investigated the thermal extraction performance of HDR reservoirs and the power generation performance of surface systems independently. This decoupled research paradigm fails to fully capture the mutual interactions and inherent coupling relationships between the two subsystems, making it difficult to accurately characterize the overall operational characteristics and identify the optimal performance improvement directions of EGS. Therefore, this study aims to systematically reveal the coupling mechanism between thermal energy extraction and energy conversion processes in EGS, and to

收稿日期: 2026-05-12 修回日期: 2026-06-27 接受日期: 2026-06-30 网络首发日期: XXXX-XX-XX

基金项目: 大唐(兴海)清洁能源有限公司项目: 地热能开发利用与产业发展潜力研究(CDTH20250079082)

Supported by: Project of Datang (Xinghai) Clean Energy Co., Ltd.: Research on the Development, Utilization, and Industrial Development Potential of Geothermal Energy (CDTH20250079082)

第一作者简介: 郑彪(1987), 男, 工程师, 主要研究方向为新能源发电技术、空气源热泵供热, qhgskj@126.com.

通信作者简介: 冯庆达(1990年), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为地热地质和多能互补技术, 631037573@qq.com.

provide a comprehensive theoretical basis for the holistic optimization of EGS systems.[Methods] In this study, two representative EGS configurations are proposed: the water-based EGS (water-EGS) using water as the heat extraction medium and the carbon dioxide-based EGS (CO₂-EGS) using supercritical carbon dioxide (scCO₂) as the working fluid. Based on the fundamental theories of reservoir engineering, heat transfer, fluid mechanics, and engineering thermodynamics, integrated numerical optimization models coupling thermal extraction and power generation processes are established for both systems respectively. The developed models fully account for the complex physical processes in underground geothermal reservoirs, including heat conduction, thermal convection, and fluid seepage, as well as the operational characteristics of surface power generation systems, such as the performance of heat exchangers, turbines, and condensers. On this basis, a systematic comparative analysis is conducted through numerical simulations to evaluate the dynamic production capacity at the production wellhead and the dynamic power generation performance of water-EGS and CO₂-EGS under identical geological conditions (including reservoir temperature, permeability, and thickness) and meteorological conditions (including ambient temperature and solar radiation intensity).[Results] The simulation results demonstrate that the supercritical CO₂ power generation system exhibits significantly higher thermal energy utilization efficiency, with its maximum value reaching 2.49 times that of the water-Organic Rankine Cycle (ORC) power generation system. However, under the same reservoir temperature and reinjection mass flow rate conditions, the water-ORC power generation system outperforms the scCO₂ system in terms of heat extraction power and net electrical output power. This finding clearly indicates that the two EGS configurations possess distinct technical strengths and exhibit complementary advantages in different performance indicators.[Conclusion] This study establishes a fully coupled numerical simulation framework covering the entire EGS process from underground heat extraction to surface power generation, which effectively overcomes the limitations of traditional decoupled research approaches. The research findings provide important theoretical basis and technical support for the optimal design, performance enhancement, and efficient development of enhanced geothermal systems. Furthermore, the comprehensive comparative analysis of water-EGS and CO₂-EGS offers valuable reference for the rational selection of heat extraction media in practical HDR development engineering applications, and lays a solid foundation for subsequent long-term operational performance evaluation and economic feasibility analysis of EGS projects.

Key words: hot dry rock; dynamic production capacity; water-ORC; supercritical CO₂; power generation

大量化石能源的开发利用导致全球能源紧缺,同时 CO₂ 排放量激增,对人类社会造成严重威胁^[1]。越来越多的国家开始大力发展清洁能源,清洁能源的比例快速增加^[2]。在发电领域,近几年全球太阳能、风能和地热能等新型清洁能源装机容量显著提升^[3-4]。全球地热能发电装机总量已经从 1980 年的 2 110 MW 增长到 2023 年的 16 260 MW^[3-5],其中地热能发电量排名前 5 的国家分别为美国、印度尼西亚、菲律宾、土耳其和新西兰^[5]。值得一提的是,中国对地热能的直接利用量稳居世界第 1^[6-9]。近年来,干热岩作为一种新型地热资源被广泛利用。干热岩一般为温度高于 180 °C,埋深数千米,内部不存在流体或仅有少量地下流体(致密不透水)的高温岩体^[10-11]。

地热能发电技术分为 4 类:干蒸汽地热发电、闪蒸地热发电、水-有机朗肯循环地热发电和二氧化碳地热发电^[12-14]。目前干热岩发电系统大多数采用水-ORC 发电系统也称为双工质系统^[15],研究显示 ORC 系统被认为是解决地热能发电较好系统^[16],M.A. Ehyaei 等^[17]介绍了一种用于冷却和电力组合(CCP)的地热动力混合动力系统。Aidin 等^[18]研究

结合地热和太阳能的有机朗肯循环的使用进行分析,重点对能源、焓能和经济学方面进行优化。以上系统研究具有一定的局限性,没有将干热岩储层中的传热模型与能量转换模型相结合研究。

Zhao 等^[19]开展青海共和盆地干热岩注采大型物理模拟,揭示了注入压力、裂隙开度、质量流量对生产井口产能的影响规律;Gao 等^[20]建立干热岩温度场 3D U 型神经网络模型,实现了时空维度的高精度预测;Wang 等^[21]对比分析了超临界工质与水对高温干热岩物性的影响,阐明了裂隙网络几何特征对流体流动及传热的调控机制;Chen 等^[22]构建水平 - 高角度裂缝热 - 流 - 固耦合三维数值模型,探究了大角度裂缝参数对取热性能的影响及优势通道演化规律;Gao 等^[23-24]揭示了非达西定律下超临界 CO₂ 传热机理,确定了 50 kg/s 的最优回灌流量,并分析了不同井筒布局对系统传热及发电性能的影响;Gao 等^[25]开展了热 - 水 - 力学 - 化学多场耦合下 EGS 生产潜力评价。综上,现有干热岩地下流动研究多聚焦于地下多场耦合过程,尚未实现与地面能量转换系统的协同分析。

现有研究存在两大核心短板:一是仅开展地下

储层与地面系统的单向热流耦合，未考虑地面系统运行参数变化对地下取热过程的反向调控，也未体现储层长期热衰退对地面发电系统的动态反馈；二是多数研究采用固定参数模拟，未量化参数不确定性对系统性能的影响。因此本文在上述两种局限性的基础上提出了对干热岩储层全生命周期内与能量转换模型协同研究，并对两种不同的能量转换模型，水-ORC 发电系统和超临界 CO₂ 发电模型在发电功率、吸热速率、热效率、炯效率等方面进行了着重对比分析。

1 系统介绍

1.1 水-ORC 型干热岩发电系统

图 1 为水-ORC 干热岩发电系统，采用水和有机工质 R245fa 双工质循环，主要包含能量获取与能量转换两大过程。

能量获取过程：地热水经蒸发器 b 点由回注井注入干热岩储层，在裂隙中与岩体换热吸热后，经生产井流出至蒸发器 a 点，与有机工质 R245fa 完成换热。

能量转换过程：有机工质 R245fa 经 1 点进入膨胀机做功，乏气从 2 点进入冷凝器与冷却水换热；冷凝后的工质经 4 点由工质泵加压，通过 5 点返回蒸发器与地热水换热，吸热后再次进入膨胀机，完成循环。

冷凝过程：冷却水从冷却塔 B 点经水泵加压进入冷凝器冷源侧，冷却 R245fa 乏汽后，经 A 点返回冷却塔循环冷却。

图 2 为系统温熵图 (T-s 图)：1-2 为 R245fa 在膨胀机中的膨胀做功过程，2-3-4 为冷凝器冷却过程，4-5 为工质泵加压过程，5-6-7-1 为蒸发器吸热过程。

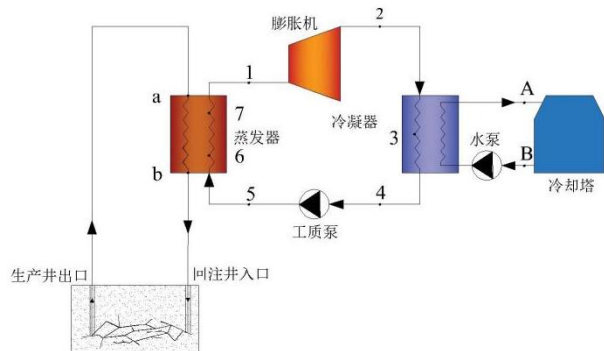


图 1 水-ORC 型干热岩发电系统图

Fig.1 Water-ORC type hot dry rock power generation system diagram

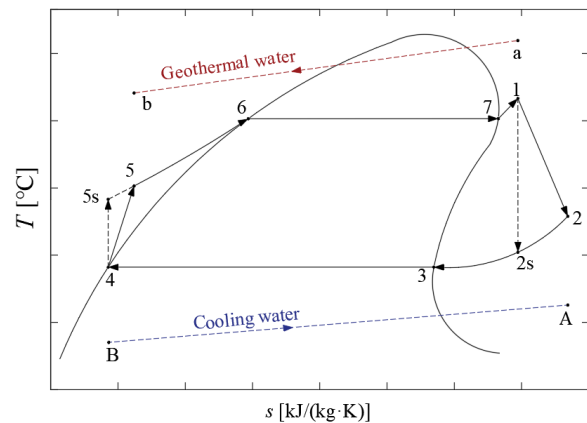


图 2 水-ORC 型干热岩发电温-熵图

Fig.2 Water-ORC type hot dry rock power generation T-s diagram

1.2 超临界 CO₂ 干热岩发电系统

图 3 为超临界 CO₂ 干热岩发电系统，与水-ORC 系统不同，其能量获取与转换全程仅采用 CO₂ 单一工质。

系统循环流程：CO₂ 经压缩机压缩至回注压力后，通过回注井注入干热岩储层；超临界 CO₂ 在储层中吸热升温，经生产井出口 1 点进入膨胀机做功发电；做功后的 CO₂ 经 2 点进入冷却器冷却，再通过 3 点进入压缩机加压，最终经 4 点返回回注井完成循环。

图 4 为系统温-熵 (T-s) 图：1-2 为超临界 CO₂ 在膨胀机中的膨胀过程，2-3 为冷却器冷却过程，3-4 为压缩机加压过程，4-1 为干热岩储层中的吸热过程。

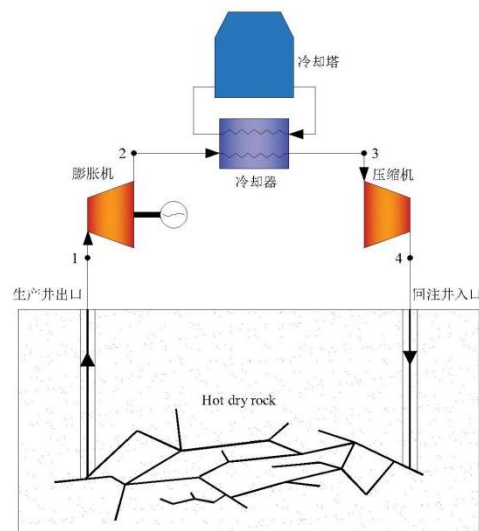
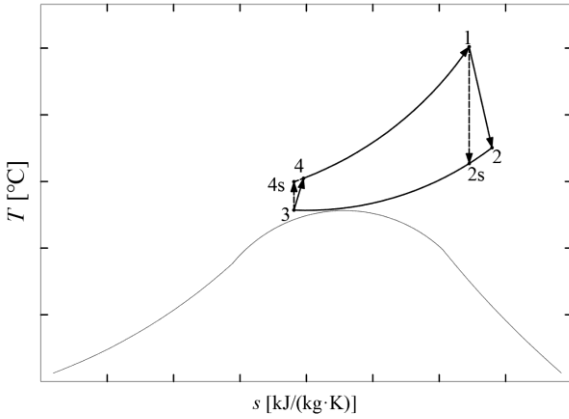


图 3 超临界 CO₂ 干热岩发电系统

Fig.3 Supercritical CO₂ hot dry rock power generation system diagram

图4 超临界 CO₂ 干热岩发电系统温-熵图Fig.4 Supercritical CO₂ hot dry rock power generation T-s diagram

2 数值模型

2.1 假设条件

从热力学和传热学的角度出发,对两种发电系统和干热岩储层进行建模和仿真,简化了干热岩储层地热流体复杂的传热和流动。通过链接 REFPROP 在 MATLAB 中进行仿真。为简化计算模型,对两种发电系统和干热岩储层进行以下假设:

- (1) 系统在稳态条件下运行^[26]。
- (2) 膨胀机、泵和压缩机的效率保持不变^[27]。
- (3) 忽略蒸发器和热交换器连接处的热损失和压降^[28]。
- (4) 有机工质的动能和势能保持不变^[29]。
- (5) 多孔介质模型在地热储层中的应用。
- (6) 能量守恒方程包括井筒与周围地层之间的热对流、热辐射和热能传导。
- (7) 两种发电系统在其生命周期内持续稳定运行。
- (8) 干热岩储层的使用寿命为 30 年。

2.1.1 耦合界面与收敛性验证

本研究采用序贯迭代耦合方法实现地下储层模型与地面发电模型的双向耦合:首先运行地下储层模型,输出生产井口温度、压力及流量参数;将上述参数输入地面发电模型,计算得到系统净输出功率及回注参数;再将回注参数反馈至地下储层模型,重复迭代直至满足收敛条件。

收敛判据设定为:相邻两次迭代的生产井口温度差值 $\leq 0.01\text{K}$,净输出功率差值 $\leq 0.1\text{kW}$ 。经测试,模型在 3~5 次迭代后即可达到收敛,最大迭代误差为 0.08%,验证了耦合过程的稳定性与可靠性。

2.1.2 水与超临界 CO₂ 热物性差异的微观机理

水与超临界 CO₂ 的宏观热物性差异本质上源于分子间作用力与分子结构的不同:

1) 比热容:水分子为极性分子,分子间存在强氢键作用,升温过程中需额外能量破坏氢键,因此定压比热容远高于超临界 CO₂;

2) 密度与黏度:CO₂ 分子为非极性分子,分子间作用力弱,超临界状态下密度仅为水的 2/3,动力黏度仅为水的 1/3,因此在储层裂隙中流动阻力更小;

3) 导热系数:水分子的强极性使其热传导能力更强,441.15 K 时水的导热系数约 0.68 W/(m·K),而超临界 CO₂ 仅约 0.055 W/(m·K)。

2.2 干热岩能量获取模型

能量守恒方程:

$$\rho_f c_f \frac{\partial T_w}{\partial t} + \rho_f c_f w \frac{\partial T_w}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda f \frac{\partial T_w}{\partial z} \right) + \frac{1}{R_h} (T_w - T_a) \quad (1)$$

式中: ρ 为 CO₂ 密度, kg/m³; c 为 CO₂ 比热容, J/(kg·K); w 为 CO₂ 流经井筒速率, m/s; T_w 为井筒温度, K; λ 为 CO₂ 热导率, kW/(m·K); R_h 为井筒导热阻力, K/kW; T_a 为干热岩储层环境温度, K。

其中:

$$R_h = \frac{1}{2\pi} \frac{\ln \left(\frac{r_o}{r_{ti}} \right)}{\lambda_w} \quad (2)$$

式中: λ_w 为井壁导热系数, kW/(m·K); r_o 为井筒外径, m; r_{ti} 为井筒内径, m。

联立连续性方程和动量方程:

$$\frac{dp_w}{dz} = \rho_f g - \rho_f w \frac{dw}{dz} - f \frac{\rho_f w^2}{2r_{ti}} \quad (3)$$

$$f = \frac{64}{Re}, Re < 2300 \quad (4)$$

$$f = 0.06539 \exp \left[- \left(\frac{Re - 3516}{1248} \right)^2 \right], 2300 < Re < 3400 \quad (5)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.34 \lg \left[\frac{\varepsilon}{1.72 r_{ti}} - \frac{9.26}{Re} \lg \left(\left(\frac{\varepsilon}{29.36 r_{ti}} \right)^{0.95} + \left(\frac{18.35}{Re} \right)^{1.108} \right) \right] \quad (6)$$

3400 < Re < 2 × 10⁶

式中: Re 为雷诺数; f 为摩擦系数; ε 为井筒内壁不平整系数。

地热储层的连续性方程和动量方程表示为:

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} + \nabla(\rho v) = 0 \quad (7)$$

$$\rho_e c_e \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_e c_e u \frac{\partial T}{\partial x} + \rho_e c_e v \frac{\partial T}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_e \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_e \frac{\partial T}{\partial y} \right) \quad (8)$$

$$\lambda_e = \phi \lambda + (1 - \phi) \lambda_s \quad (9)$$

$$c_e = \phi c + (1 - \phi) c_s \quad (10)$$

$$\rho_e = \phi \rho + (1 - \phi) \rho_s \quad (11)$$

$$\alpha = \frac{\lambda_e}{\rho_e c_e} \quad (12)$$

式中： c_s 为干热岩比热容， $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ； ρ_s 为干热岩密度， kg/m^3 ； x 为生产井与回注井距离， m ； y 为储层裂隙与地面之间的距离， m ； λ_s 为干热岩储层热导率， $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ； u 为 x 方向上的流速， m/s ； v 为 y 方向上的流速， m/s ； T 为干热岩储层温度， K ； ϕ 为干热岩裂隙孔隙度； λ_e 为干热岩储层有效导热系数， $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ； c_e 为干热岩储层有效比热容， $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ； ρ_e 为干热岩储层有效密度， kg/m^3 ； α 为有效热扩散系数， m^2/s 。

2.2.1 模型简化的影响说明

本研究采用一维井筒模型和均质多孔介质储层模型，未考虑裂隙网络的非均质性和热突破通道的形成，该简化对结果的潜在影响如下：

1) 短期性能（运行前 5 年）：均质模型能够较好地反映系统平均性能，与现场实测数据偏差 $\leq 5\%$ ；

2) 长期性能（运行 10 年以上）：未考虑裂隙非均质性会低估热突破通道形成的概率，导致预测的生产井口温度偏高约 8%-12%；

3) 误差修正：引入修正系数（ $k = 0.92$ ）对长期性能预测结果进行修正，修正后误差可控制在 5% 以内。该修正系数基于青海共和盆地 GR1 井 2018—2023 年长期生产监测数据，通过对比均质多孔介质模型预测值与现场实测生产井口温度，采用最小二乘法拟合得到长期温度衰减修正系数；经独立样本验证，修正后长期性能预测相对误差可控制在 5% 以内，拟合方法与同类 EGS 长期产能修正研究^[10]一致。

2.3 能量转换模型

本研究使用的冷凝器为管壳式换热器，其传热面积根据传热要求和各冷凝区的各自传热系数确定：

$$A = \frac{Q}{K \Delta T_m} \quad (13)$$

式中： Q 为换热量， kW ； ΔT_m 为对数平均温差，计算公式如下所示：

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_{\max} - \Delta T_{\min}}{\ln \left(\frac{\Delta T_{\max}}{\Delta T_{\min}} \right)} \quad (14)$$

式中： K 为总传热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ，计算公式如下：

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{\text{in}}} + \frac{\delta_{\text{wall}}}{\lambda_{\text{wall}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{out}}}} \quad (15)$$

式中： α_{in} 为冷凝器工质流体侧对流换热系数； α_{out} 为冷却水侧对流换热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ； δ 为厚度， m ； λ 为导热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ 。

冷凝器工质流体侧对流换热系数如下所示：

$$\alpha_{\text{in}} = 0.023 \frac{\lambda}{d_{\text{in}}} Re^{0.8} Pr^{0.4} \quad (16)$$

式中： d_{in} 为管壳内径， m ； Pr 为普朗特数。

$$Re = \frac{\rho v d_h}{\mu} \quad (17)$$

式中： ρ 为密度， kg/m^3 ； v 为管内速度， m/s ； d_h 为水力直径， m ； μ 为动力黏度， $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

$$Pr = \frac{\mu c_p}{\lambda} \quad (18)$$

冷凝器两相段对流换热计算公式如下：

$$\alpha_{\text{in}} = \alpha_l \left[C_1 Co^{C_2} (25 Fr_l)^{C_3} + C_3 Bo^{C_4} F \right] \quad (19)$$

式中： α_l 为液体对流换热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ； Co 为对流特征数； Bo 为沸腾数； C_1 — C_5 分别设为 1.136、-0.9、667.2、0.7、0.3； Fr 为弗劳德数； F 为无量纲系数，由流体特性确定，值为 1.51。

$$\alpha_l = 0.023 \left[\frac{G(1 - x_m) d_{\text{in}}}{x_m} \right]^{0.8} Pr_l^{0.4} \frac{\lambda_l}{d_{\text{in}}} \quad (20)$$

式中： G 为质量通量， $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ ； x_m 为平均干燥度； λ_l 为流体导热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ 。

$$Co = \left(\frac{1 - x_m}{x_m} \right)^{0.8} \left(\frac{\rho_v}{\rho_l} \right)^{0.5} \quad (21)$$

式中：下标 v 表示蒸汽， l 表示液体。

$$Bo = \frac{q}{G \gamma} \quad (22)$$

式中： q 为热通量， W/m^2 ； γ 为潜热， kJ/kg 。

$$Fr_l = \frac{G^2}{9.8 \rho_l^2 d_{\text{in}}} \quad (23)$$

冷凝器冷凝两相区传热系数计算公式：

$$\alpha_{in} = 0.023 \frac{\lambda}{d_{in}} Re^{0.8} Pr^{0.4} \left[(1-x_m)^{0.8} + \frac{3.8x_m^{0.76}(1-x_m)^{0.04}}{(P_{sat}/P_{cri})^{0.8}} \right] \quad (24)$$

式中: P_{sat} 为工作流体饱和压力, kPa; P_{cri} 为工作流体临界压力, kPa。

冷凝器冷源侧对流换热系数计算公式:

$$\alpha_{out} = 0.36 \frac{\lambda}{d_h} Re^{0.55} Pr^{1/3} \left(\frac{\mu_f}{\mu_{ws}} \right)^{0.14} \quad (25)$$

两种系统净输出功率的计算式为:

$$W_{wnet} = m_R(h_1 - h_2) - m_R(h_5 - h_4) \quad (26)$$

$$W_{cnet} = m_c(h_1 - h_2) - m_c(h_4 - h_3) \quad (27)$$

式中: W_{wnet} 为水-ORC 型系统净输出功率, kW; W_{cnet} 为超临界 CO₂ 循环净输出功率, kW; m_R 为有机工质 R245fa 的质量流量, kg/s; m_c 为超临界 CO₂ 的质量流量, kg/s; h 为各状态点的焓值, kJ/(kg·K)。

循环发电功率计算公式:

$$W_{gen} = W_{net} \eta_{net} \quad (28)$$

式中: W_{gen} 为发电功率, kW; η_{net} 为发电机等熵效率。

两种系统的热效率计算公式:

$$\eta_{wth} = \frac{W_{net}}{m_R(h_1 - h_5)} \quad (29)$$

$$\eta_{cth} = \frac{W_{net}}{m_c(h_1 - h_4)} \quad (30)$$

式中: η_{wth} 为水-ORC 型系统热效率, %; η_{cth} 为超临界 CO₂ 系统热效率, %。

两种系统的取热速率计算公式:

$$Q_{wth} = m_R(h_1 - h_5) \quad (31)$$

$$Q_{cth} = m_{co2}(h_1 - h_4) \quad (32)$$

式中: Q_{wth} 为水-ORC 型系统取热速率, kW; Q_{cth} 为超临界 CO₂ 系统取热速率; kW。

两种系统发电效率计算公式:

$$\eta_{gen} = \frac{W_{gen}}{Q_{th}} \quad (33)$$

式中: η_{gen} 为发电效率, %。

2.4 初始参数

表 1 为两种系统运行的初始参数和各种设备的等熵效率。表中所采用的环境压力和环境温度设置参考了青海省共和县的年平均压力和年平均温度。典型参数如表 1 所示。

表 1 系统运行初始参数

Tab.1 Initial operating parameters of the system

名称	参数	典型参数
环境温度/°C	0~10	5
环境压力/KPa	—	74
膨胀机等熵效率/%	—	80
压缩机等熵效率/%	—	80
工质泵效率/%	—	90
回注井注入压力/MPa	—	30
回注井注入温度/°C	43.65	43.65
回注井注入流量/(kg·s ⁻¹)	30	30
冷凝温度/°C	15~25	20

表 2 为干热岩储层的初始参数设置。

表 2 储层模型初始参数

Tab.2 Initial parameters of the reservoir model

参数	数值
质量流量/(kg·s ⁻¹)	30-70
岩石导热系数/(W·(m·K) ⁻¹)	2.09
比热容/(J·(kg·K) ⁻¹)	837
储层初始温度/K	441.15
生命周期/a	30
单断口入口温度/K	333.15
裂隙宽度/m	0.000 1

表 3 为两种系统所涉及的 3 种不同工质的摩尔质量、临界参数。

表 3 工作流体临界参数

Tab.3 Critical parameters of the working fluid

流体	摩尔质量/(g·mol ⁻¹)	临界温度/°C	临界压力/MPa
R245fa	134.03	154.01	3.65
CO ₂	44.01	31.10	7.38
H ₂ O	18.015	374.15	22.06

3 模型验证

3.1 干热岩储层模型验证

通过比较干热岩储层的数值解和解析解,验证了力学过程对地热储层模型的影响:

$$T_s(x, z, t) = T_0 + (T_i - T_0) \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{2\lambda_s x + |z| \rho_f c_{p,f} u_i d_f}{2\rho_f c_{p,f} u_i d_f} \sqrt{\frac{\rho_f c_{p,s} u_i}{\lambda_s (u_i t + x)}} \right) \quad (34)$$

式中: T_s 为地下干热岩温度, K; λ_s 为干热岩导热系数, kW/(m·K); ρ_s 为干热岩储层密度; ρ_f 为取热流体密度; $C_{p,f}$ 为地热流体比定压热容, kJ/(kg·K); $C_{p,s}$ 为周围底层比热容, kJ/(kg·K); t 为时间, s; u_i 为速度, m/s; T_i 为回注温度, K。

在模型中, 当干热岩储层位于 200 m 深度时, 数值解与解析解之间会出现温度差异。这种差异可

以归因于解析解没有考虑热储层的力学耦合效应。在储层的整个生命周期内,数值解和解析解之间的差异仍然很小,最大误差为 1.26%。这一发现验证了 HDR 油藏模型的可靠性。

3.1.1 独立样本与误差分析

为进一步验证模型长期预测的可靠性,采用青海共和盆地 GR 井 2020—2023 年现场实测数据作为独立样本进行验证^{错误!未找到引用源。错误!未找到引用源。}。模型输入参数与 GR1 井实际工况的对应关系如下:

1) 储层初始温度 441.15 K 对 GR1 井 3 200 m 深度实测储层温度;

2) 回注质量流量 30~50 kg/s 对应该井实际运行注水量范围;

3) 生产井口设计压力 8.5 MPa 对应该井实测井口运行压力;

4) 裂隙宽度 0.000 1 m 对应该井储层测井解释的平均裂隙开度。

结果表明:生产井口温度预测值与实测值的平均绝对误差为 2.1℃,相对误差为 0.48%;取热功率预测值与实测值的平均绝对误差为 12.6 kW,相对误差为 1.87%;模型适用范围为储层温度 180~250℃,埋深 2 000~4 000 m,裂隙密度 0.1~0.5 条/m。

3.2 发电模型验证

3.2.1 水-ORC 发电模型验证

为验证该热电联产系统模型的准确性,将 ORC 模拟结果与日本 Nigorikawa ORC 地热发电厂实验数据^[30]进行对比,结果见表 4。可以看出:热效率计算相对误差为 1.36%,在可接受范围内。值得注意的是,这些比较数据并不完全相同,主要是由于数值模拟过程中所做的假设,如运行周期内的稳定运行,忽略系统部件的热损失等。

表 4 本文模型与文献^[30]实验数据的对比
Tab.4 Comparison between the model simulation results and the experimental results in reference ^[30]

工质	$t_{\text{gw,in}}/^\circ\text{C}$	$t_{\text{gw,out}}/^\circ\text{C}$	$m_{\text{gw}}/(\text{kg/s})$	$\eta_{\text{th}}/\%$	Source
R114	140	69.6	50	9.81	Experiment
R114	140	69.6	50	10.17	Present

由表 4 可以看出,在相同的模拟条件下,ORC 地热发电厂的热效率为 9.81%,而由本实验模型模拟得出的热效率为 10.17%,相对误差为 3.67%,不超过 5%的误差证明了本实验模拟模型的正确性。

3.2.2 超临界 CO₂ 发电模型验证

考虑到目前 CO₂ 发电技术的理论研究和探索阶

段,本文提出的发电模型通过先前发表的文献进行模拟验证。初始参数参考表 5。

表 5 模拟验证初始参数
Tab.5 Initial parameters for simulation verification

参数	数值
膨胀机等熵效率 $\eta_{\text{tw}}/\%$	0.88
工质泵等熵效率 $\eta_{\text{pw}}/\%$	0.88
冷却水泵等熵效率 $\eta_{\text{co}}/\%$	0.75
超临界 CO ₂ 质量流量 $m_{\text{co}_2}/(\text{kg}\cdot\text{s}^{-1})$	108
生产井口压力 $p_{\text{out}}/(\text{MPa})$	22.5
生产井口温度 $t_{\text{out}}/^\circ\text{C}$	195
回灌井入口温度 $t_{\text{in}}/^\circ\text{C}$	30
冷凝温度 $t_{\text{con}}/^\circ\text{C}$	25

利用 MATLAB 软件对 S-CO₂ 发电模型进行验证。本文热效率为 14.08%,与文献报道的 14.3%相比,误差为 2%,偏差在可接受范围内。

3.2.3 工况重复性验证

所有模拟工况均进行了 3 次独立重复计算,结果表明:水-ORC 系统净输出功率的标准偏差为 0.32 kW,变异系数为 0.04%;超临界 CO₂ 系统净输出功率的标准偏差为 0.27 kW,变异系数为 0.05%。

4 结果与讨论

图 5 为水-ORC 发电系统与超临界 CO₂ 发电系统改变回注质量流量时通过干热岩储层吸热后,生产井口流体温度随生命周期变化趋势。由图可以看出在相同干热岩储层温度和回注质量流量下,水-ORC 发电系统中的地热水在生产井口的温度要低于超临界 CO₂ 发电系统 CO₂ 的温度。这一现象主要由两方面因素共同作用:一是水的比热容(约 4.2 kJ/(kg·K))远大于超临界 CO₂(约 1.55 kJ/(kg·K)),相同换热量下水的温升更小;二是超临界 CO₂ 在高温高压储层中表现出显著的正焦-汤姆逊效应,当 CO₂ 从 30 MPa 的回注压力膨胀至 22 MPa 的生产井口压力时,焦耳-汤姆逊系数约为 0.02 K/kPa,可产生约 16℃的额外温升。

图 6 为 CO₂ 在本研究工况下的热力学相图,可见 CO₂ 在储层和井筒中始终处于超临界状态,且膨胀过程位于正焦耳-汤姆逊效应区,进一步佐证了上述结论。全生命周期来看,CO₂ 比热容小于水,虽温升更高但取热量更低;相同储热量下,水与干热岩储层的温差更小,换热效率更低,因此超临界 CO₂

系统生产井口温度更高。全生命周期内,回注质量流量与生产井口温度呈反比:流量越大,取热量越高,储层热量衰减越快,流体与储层换热量随之减小,井口温度越低。 CO_2 更高的井口温度意味着其产能与工质品质更优,更有利于发电。

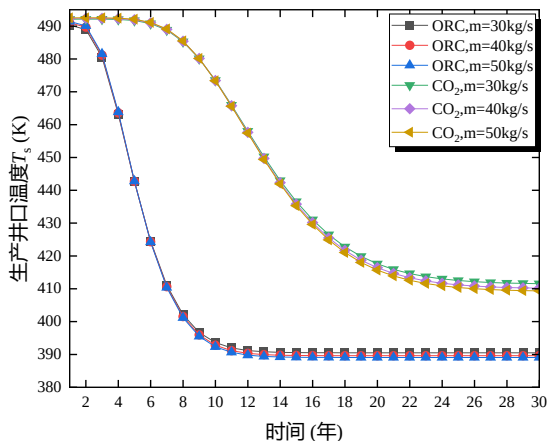


图5 发电系统生产井口温度变化趋势
Fig.5 Temperature variation trend of the production wellhead in the power generation system

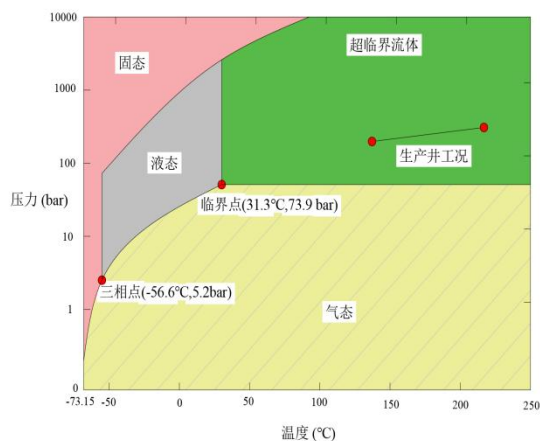


图6 CO_2 热力学相图及本研工况点
Fig.6 CO_2 thermodynamic phase and working condition points in this study

图7呈现了基于全生命周期生产井口动态产能计算的水-ORC与超临界 CO_2 发电系统净输出功率变化趋势。系统运行初期,相同回注质量流量下,水-ORC发电系统净输出功率更高。一方面,尽管超临界 CO_2 生产井出口温度高于地热水,但水的比热容约为该状态下超临界 CO_2 的2.7倍,相同质量流量下地热水从干热岩储层吸取并携带的热量远超 CO_2 ,使水-ORC系统有机工质在膨胀透平中的做功量更大;另一方面,水-ORC系统的压缩机耗功量也低于超临界 CO_2 系统,双重因素共同导致其初期净输出功率占优。运行约4年后,超临界 CO_2

发电系统净输出功率实现反超。核心原因是地热水前期取热量过大,造成干热岩储层剩余热量锐减、温度大幅下降,地热水取热量随之急剧下滑,进而使水-ORC系统净输出功率衰减剧烈。此外,两种发电系统均遵循同一规律:质量流量与系统净输出功率成正比。质量流量越大,单位时间内发电系统获取的热量越多,净输出功率也就越高。

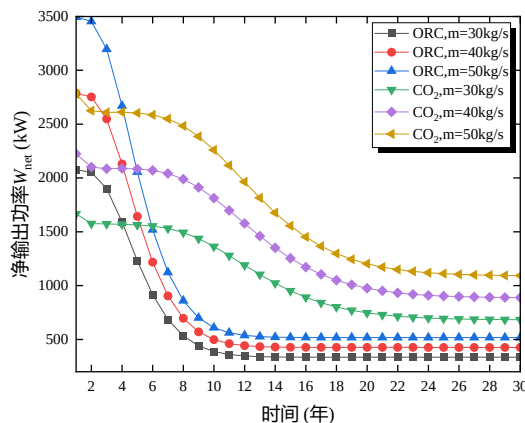


图7 发电系统净输出功率变化趋势
Fig.7 Net output power variation trend of the power generation system

图8为全生命周期内两种发电系统的吸热功率变化趋势。可以发现,两种不同系统的吸热功率差距十分巨大,相同质量流量下,水-ORC发电系统的吸热功率要远远高于超临界 CO_2 发电系统。其一是由于水的比热容要远远高于 CO_2 的比热容,这就导致了每升高 1°C 情况下,水可以吸收的热量大约为 CO_2 的2.7倍左右。其二若两种取热流体吸收相同的热量,水的温升要小于超临界 CO_2 的温升。归因于这两种原因,当在系统运行第一年,地热水与超临界 CO_2 在生产井口的温度相差不大,这就导致了地热水的低热量要远远高于超临界 CO_2 。当系统运行至7年左右时,地热水的生产井口温度明显小于超临界 CO_2 ,但地热水的比热容要远远高于超临界 CO_2 ,因此综合这两种原因,导致了在系统运行的7年左右,地热水与超临界 CO_2 的吸热功率几乎相同。并且在相同发电系统对比方面,质量流量越大,其吸热功率越大。这是由于虽然生产井口温度的变化影响不大,但是相同温度下质量流量越大,说明其携带的热量越高,说明其吸热功率越高。

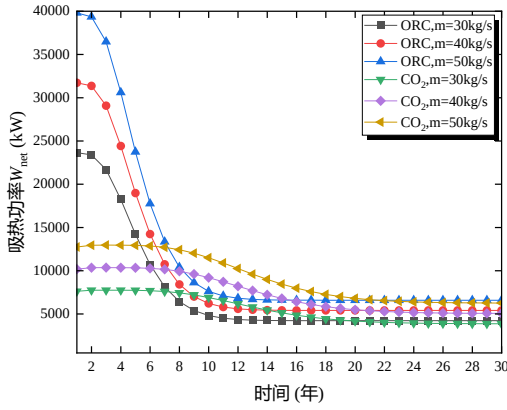


图 8 发电系统吸热功率变化趋势
Fig.8 Heat extraction variation trend of the power generation system

4.1 关键参数敏感性分析

为量化参数不确定性对系统性能的影响,选取储层初始温度、回注质量流量、裂隙宽度 3 个关键参数进行敏感性分析,结果表明:

1) 储层初始温度:当储层温度高于 220℃时,超临界 CO₂ 系统的净输出功率超过水-ORC 系统;当储层温度低于 190℃时,水-ORC 系统的综合性能更优;

2) 回注质量流量:最优回注质量流量为 50kg/s,此时两种系统的综合能效最高;

3) 裂隙宽度:当裂隙宽度大于 0.000 2 m 时,热突破通道形成时间提前至 8 年以内,超临界 CO₂ 系统的长期优势将大幅削弱。

图 9 为发电系统发电效率变化趋势对比图,从图中可以看出虽然水-ORC 发电系统的吸热量要比超临界 CO₂ 发电系统要高很多,但超临界 CO₂ 发电系统的发电效率要远远高于水-ORC 系统的发电效率。这是因为水-ORC 发电系统为水-ORC 发电系统,采用地热水注入干热岩储层中进行取热,取热后的地热水通过蒸发器与 ORC 中的有机工质 R245fa 进行间接换热,换热后的有机工质 R245fa 推动膨胀透平做功;而超临界 CO₂ 发电系统则是直接采用取热后的超临界 CO₂ 推动膨胀透平做功。因此超临界 CO₂ 发电系统与水-ORC 发电系统,相比减少了工质之间的间接换热,减少了系统发电时的热损失。在两种系统的净输出功率相差不大的情况下,水-ORC 发电系统的吸热量也要远远高于超临界 CO₂ 发电系统。因此超临界 CO₂ 发电系统的发电效率要远远高于水-ORC 发电系统。因此可以看出,虽然水-ORC 发电系统的吸热功率,但是其热效率低下,远远没有超临界 CO₂ 发电系统的热效率高。

可以看出在干热岩高温储层条件下,超临界 CO₂ 发电系统,可以避免能源的进一步浪费,对于热能的开发和利用要远远优于水-ORC 发电系统。

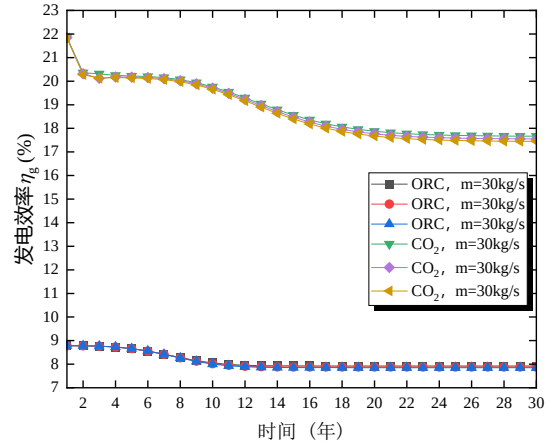


图 9 发电系统发电效率变化趋势
Fig.9 Power efficiency variation trend of the power generation system.

图 10 为发电系统焓效率变化趋势图,可以发现,在可用能方面,超临界 CO₂ 发电系统的可用能也要比水-ORC 发电系统的可用能更高。焓效率与发电效率的变化趋势相同,超临界 CO₂ 发电系统的焓效率较高的原因是,在能量获取和能量转换过程中,只采用超临界 CO₂ 作为取热流体和做功流体,因此解决了水-ORC 发电循环中的通过间接换热方式来进行热交换过程,减少了系统的热损失,有效提高了系统的焓效率。环境温度参考青海共和盆地的年平均温度为固定值时,两种系统的焓效率变化趋势都较为平缓。

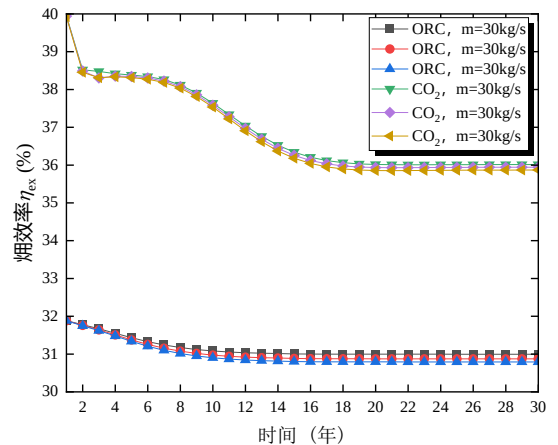


图 10 发电系统焓效率变化趋势
Fig.10 Exergy efficiency variation trend of the power generation system

4.2 地质差异与碳封存协同效益

不同地质条件下两种系统的适用性存在显著差异:

1) 高渗透、大储量储层: 优先选择水-ORC 系统, 可充分发挥其高取热功率的优势, 适合大规模商业化开发;

2) 低渗透、小储量储层: 优先选择超临界 CO₂ 系统, 其高发电效率可提高资源利用率;

3) 碳封存需求地区: 超临界 CO₂ 系统可实现发电与碳封存的协同, 每注入 1 t CO₂ 可发电约 120 kW·h, 同时实现 CO₂ 的永久地质封存。

5 结论

本研究深入研讨了在相同回注温度和储层温度情况下, 两种不同发电系统在运行 30 年的时间内生产井口动态产能, 以及各自动态发电性能研究。通过建立地下-地面序贯迭代耦合模型, 揭示了两种系统的性能演化机制, 量化了关键参数的影响阈值, 主要结论如下:

1) 相同回注与储层温度下, 水-ORC 发电系统生产井口温度更低, 但吸热功率和净输出功率更高。在储层温度低于 190 °C、裂隙宽度大于 0.000 2 m 时优势显著, 适用于高渗透、大储量干热岩储层的大规模开发。

2) 相同回注与储层温度下, 超临界 CO₂ 发电系统的热效率和焓效率远高于水-ORC 系统。当储层温度高于 220 °C 且运行时间超过 4 年时, 其净输出功率将反超水-ORC 系统, 适用于低渗透、小储量干热岩储层及有碳封存需求的地区。

综上, 超临界 CO₂ 发电系统能效转化比更高, 更节能, 可实现发电与碳封存的协同效益, 应用前景广阔。本研究的局限性在于未考虑热-流-固-化学多场全耦合及复杂裂隙网络的影响, 后续研究将进一步完善三维非均质储层模型, 提高长期性能预测的精度。

[参 考 文 献]

- [1] Marjanović V, Milovančević M, Mladenović I. Prediction of GDP growth rate based on carbon dioxide (CO₂) emissions[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2016, 16: 212.
- [2] Tian Z Y, Wang Z, Chong D T, et al. Coordinated control strategy assessment of a virtual power plant based on electric public transportation[J]. Journal of Energy Storage, 2023, 59: 106380.
- [3] Guan Y H, Post S, Zhao D, et al. Overview of the application status and development trends of hydropower and geothermal power in New Zealand[J]. Energy and Built Environment, 2025, 6(3): 564.
- [4] IEA. World Energy Outlook 2018[R/OL]. 2018-11-12. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>.

- [5] Xia L Y, Zhang Y B. An overview of world geothermal power generation and a case study on China—the resource and market perspective[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 112: 411.
- [6] Lund J W, Freeston D H, Boyd T L. Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review[J]. Geothermics, 2011, 40(3): 159.
- [7] Yang W. Experimental performance analysis of a direct-expansion ground source heat pump in Xiangtan, China[J]. Energy, 2013, 59: 334.
- [8] Lund J W, Boyd T L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review[J]. Geothermics, 2016, 60: 66.
- [9] Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report[J]. Geothermics, 2016, 60: 31.
- [10] Ma Y S. Deep geothermal resources in China: potential, distribution, exploitation, and utilization[J]. Energy Geoscience, 2023, 4(4): 100209.
- [11] Wang Y Q, Liu Y X, Dou J Y, et al. Geothermal energy in China: status, challenges, and policy recommendations[J]. Utilities Policy, 2020, 64: 101020.
- [12] Michaelides E E. Future directions and cycles for electricity production from geothermal resources[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 107: 3.
- [13] Anderson A, Rezaie B. Geothermal technology: trends and potential role in a sustainable future[J]. Applied Energy, 2019, 248: 18.
- [14] Liu G K, Qin Y Z, Ji D X. Enhancing geothermal ORC power generation with SOFC: a comprehensive parametric study on thermodynamic performance[J]. Applied Thermal Engineering, 2023, 233: 121161.
- [15] Pethurajan V, Sivan S, Joy G C, et al. Issues, comparisons, turbine selections and applications—an overview in organic Rankine cycle[J]. Energy Conversion and Management, 2018, 166: 474.
- [16] Ding P, Zhang K, Yuan Z H, et al. Multi-objective optimization and exergoeconomic analysis of geothermal-based electricity and cooling system using zeotropic mixtures as the working fluid[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 294: 126237.
- [17] Ehyaei M A, Ahmadi A, El Haj Assad M, et al. Investigation of an integrated system combining an organic Rankine cycle and absorption chiller driven by geothermal energy: energy, exergy, and economic analyses and optimization[J]. Journal of Cleaner Production, 2020, 258: 120780.
- [18] Shaghghi A, Honarvar F, Jafari M, et al. Thermodynamic and thermoeconomic evaluation of integrated hybrid solar and geothermal power Generation cycle[J]. Energy Conversion and Management: X, 2024, 23: 100685.
- [19] Zhao P, Zhu H Y, Li G S, et al. Large-scale physical simulation of injection and production of hot dry rock in Gonghe basin, Qinghai province, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 741.
- [20] Gao W L, Zhao J T. Deep-time temperature field simulation of hot dry rock: a deep learning method in both time and space dimensions[J]. Geothermics, 2024, 119: 102978.
- [21] Wang Q Y, Wang D B, Wei F, et al. Effects of saturated fluids on petrophysical properties of hot dry rock at high temperatures: an experimental study[J]. Geothermics, 2024, 121: 103048.
- [22] Chen S J, Zhu H Y, Zhao P, et al. Influence of fracture network characteristics of hot dry rock on heat extraction performance: a numerical simulation study[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2025, 245: 213523.
- [23] Gao X, Li T L, Meng N, et al. Supercritical flow and heat transfer of SCO₂ in geothermal reservoir under non-

- Darcy's law combined with power generation from hot dry rock[J]. *Renewable Energy*, 2023, 206: 428.
- [24] Gao X, Wang Z Y, Qiao Y W, et al. Effects of seepage flow patterns with different wellbore layout on the heat transfer and power Generation performance of enhanced geothermal system[J]. *Renewable Energy*, 2024, 223: 120065.
- [25] Gao X, Qiao Y W, Wang Z Y, et al. Production potential assessment of enhanced geothermal system with thermos-hydraulic-mechanical-chemical mechanism in hot dry rock[J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 309: 118410.
- [26] Markides C N, Bardow A, De Paepe M, et al. Working fluid and system optimisation of organic Rankine cycles via computer-aided molecular design: a review[J]. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2025, 107: 101201.
- [27] Mirzaei M, Ahmadi M H, Mobin M, et al. Energy, exergy and economics analysis of an ORC working with several fluids and utilizes smelting furnace gases as heat source[J]. *Thermal Science and Engineering Progress*, 2018, 5: 230.
- [28] Dipippo R. Geothermal double-flash plant with interstage reheating: an updated and expanded thermal and exergetic analysis and optimization[J]. *Geothermics*, 2013, 48: 121.
- [29] Sarkar J, Bhattacharya S. Potential of organic rankine cycle technology in India: working fluid selection and feasibility study[J]. *Energy*, 2015, 90(Part 2): 1618.
- [30] Wang Z Q, Hu Y H, Xia X X, et al. Thermo-economic selection criteria of working fluid used in dual-loop ORC for engine waste heat recovery by multi-objective optimization[J]. *Energy*, 2020, 197: 117053.
- [31] 张森琦, 严维德, 黎敦朋, 等. 青海省共和县恰卜恰干热岩体地热地质特征[J]. *中国地质*, 2018, 45(6): 1087.
- Zhang S Q, Yan W D, Li D P, et al. Characteristics of geothermal geology of the Qiabuqia HDR in Gonghe basin, Qinghai province[J]. *Geology in China*, 2018, 45(6): 1087.
- [32] 马哲民, 谭现锋, 郝俊杰, 等. 多种测温方法在青海共和干热岩 GR1 井中的应用[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2020, 47(12): 42.
- Ma Z M, Tan X F, Hao J J, et al. Application of various temperature measurement methods in WellGR1 in Qinghai Gonghe hot dry rock[J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2020, 47(12): 42.
- [33] 刘汉青, 胡才博, 赵桂萍, 等. 利用热-孔隙流体耦合有限元数值模拟研究干热岩开发温度下降过程: 以青海共和盆地恰卜恰地区干热岩开发为例[J]. *地球物理学报*, 2023, 66(7): 2887.
- Liu H Q, Hu C B, Zhao G P, et al. Thermal-hydraulic finite element simulation of temperature decrease process during hot dry rock exploitation: a case study in the Qiabuqia area, Gonghe basin, Qinghai province[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2023, 66(7): 2887.

(责任编辑 李园)