



中国矿业大学
CHINA UNIVERSITY OF MINING AND TECHNOLOGY

本科生毕业设计（论文）

安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效
供能设计

The Genesis Mechanism and Efficient Energy-
Supply Design of Deep Geothermal Water in
Xinhu Coal Mine, Anhui

作 者：秦梦伟

导 师：余 坤 副教授

中国矿业大学

2025 年 6 月

中国矿业大学

本科生毕业设计（论文）

安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效
供能设计

The Genesis Mechanism and Efficient Energy-
Supply Design of Deep Geothermal Water in Xihu
Coal Mine, Anhui

作 者 秦梦伟

学 号 01210278

导 师 余 坤

职 称 副教授

学 院 矿业工程学院

专 业 新能源科学与工程

二〇二五年六月

毕业设计（论文）原创性声明

本人郑重声明：所呈交的毕业设计（论文）《安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计》，是本人在指导教师指导下，在中国矿业大学攻读学位期间进行的研究工作所取得的成果。据我所知，除文中已经标明引用的内容外，本论文不包含任何其他个人或集体已经发表或撰写过的研究成果。本人完全意识到本声明的法律结果由本人承担。

作者签名：

年 月 日

中国矿业大学

本科毕业设计（论文）诚信承诺书

本人郑重声明：所呈交的毕业设计（论文）是本人在导师的指导下独立进行研究所取得的成果。尽我所知，除了文中特别加以标注和致谢的内容外，本设计（论文）不包含任何其他个人或集体已经发表或撰写的成果作品。对本设计（论文）所涉及的研究工作作出贡献的其他个人和集体，均已在文中以明确方式标明。

作者签名：

年 月 日

中国矿业大学

毕业设计（论文）使用授权声明

本人完全了解中国矿业大学有关收集、保留和使用本人所送交的毕业设计（论文）的规定，即：本科生在校攻读学位期间毕业设计（论文）工作的知识产权单位属中国矿业大学。学校有权保留并向国家有关部门或机构送交毕业设计（论文）的复印件和电子版，允许论文被查阅和借阅，可以公布论文的全部或部分内容，可以采用影印、缩印或扫描等复制手段保存、汇编论文。保密的论文在解密后适用本声明。

论文涉密情况：

☒ 不保密

☐ 保密，保密期（起讫日期：_____）

作者签名：

年 月 日

导师签名：

年 月 日

致谢

一路走来，幸遇良师益友。回首四年的学习生活，有太多的人和事值得珍惜和怀念。

首先感谢我的指导老师余坤副教授。余老师是我科研路上的引路人，无论是大学生创新创业训练还是毕业设计，都给予了我极大的帮助。从资料收集到论文撰写，每一步都离不开老师的悉心指导。每每遇到难题，余老师总能以渊博的学识、严谨的治学态度和敏锐的学术洞察力为我指明方向。无数次耐心解答我的困惑，对论文精益求精的要求，都让我深刻体会到学术研究的真谛。

其次，我要感谢甄正博士在本文数值模拟方面提供的帮助。在 COMSOL 使用方面，甄博不吝赐教，悉心教导并为我示范模拟过程，提出了许多建设性的修改意见。同时感谢我的室友黄权基、吴胜昌、张书荣，你们多次无私地分享自己的经验和学习资料，为我提供了许多宝贵的建议。我们互相鼓励、互相支持，共同度过了这难忘的四年。

再者，感谢我的父母一直将教育放在首位，竭尽全力为我填平学习路上的坑坑洼洼。正因你们的无私付出，我才得以看到这更大的世界。遇到困难时，您的鼓励是我前进的动力，让我有勇气面对一切。

最后，衷心感谢淮北矿业集团有限公司在本文的样品采集和数据测试方面提供的大力支持。

中国矿业大学本科毕业设计（论文）任务书

设计（论文）题目：安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计			
学院	矿业工程学院	专业年级	新能源科学与工程 2021 级
学生姓名	秦梦伟	学号	01210278

1、设计（论文）的主要内容

（1）开展信湖煤矿地热水化学特征分析与水温水质评价；

（2）查明信湖煤矿区域地温梯度和地温场分布规律；

（3）揭示信湖煤矿地热系统成因机理与聚热模式；

（4）形成信湖煤矿深层地热水高效开发利用设计方案。

2、设计（论文）的基本要求

一、基本要求

（1）学生在指导教师指导下独立完成论文，正文字数一般不少于 15000 字，英语翻译原文不少于 7000 词，翻译成中文后不少于 3000 字，查阅参考文献不少于 20 篇，其中查阅的外文文献不少于 5 篇；

（2）学生注重分析问题、解决问题和创新思维能力的培养；

（3）学生恪守学术道德和学术规范。

二、时间要求

（1）2024 年 12 月 26 日前，完成选题报告的编写，并在系统内上传，制作 PPT，进行选题汇报；

（2）每周日前，学生在系统提交指导日志，指导老师审核，共需要提交至少 12 次指导日志；

（3）2025 年 3 月 20 日前，上传中期设计（论文），进行中期汇报；

（4）2025 年 5 月 10 日前，完成毕业设计（论文）的所有内容，进行知网查重，并在毕设系统上传设计（论文）定稿；

（5）2025 年 5 月 20 日前，学生根据评审意见修改完善设计（论文）、上传设计（论文）定稿、完成知网查重；

（6）2025 年 5 月 25 日前，制作 PPT，进行答辩；

（7）2025 年 6 月 3 日前，根据第一次答辩提出的意见，所有毕业设计（论文）完成修改和学术不端检测等工作，上传设计（论文）最终稿。

指导教师签字：

中国矿业大学毕业设计（论文）指导教师评阅书

学生姓名	秦梦伟	学号	01210278
设计（论文）题目	安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计		
指导教师评语（①基础理论及基本技能的掌握；②独立解决实际问题的能力；③研究内容的理论依据和技术方法；④取得的主要成果及创新点；⑤工作态度及工作量；⑥总体评价及建议成绩；⑦存在问题；⑧是否同意答辩等）： 《安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计》围绕水热型矿山地热系统的成因机理研究与梯级供暖方案设计，基于淮北信湖煤矿 12 组地热水化学样本，分析了该区域地热水化学组成特征及其指示意义，揭示了热储温度和水循环深度。同时，查明了信湖矿区地温梯度分布规律，确定了区域构造对深部矿山岩溶地热系统的控制作用，提出了合理的地热能供暖方案，为推动地热能与煤炭生产的协同发展，优化矿山地热资源的综合利用贡献力量。 （1）调查了研究区的地层信息、水文地质条件及地热地质背景，查明了区内地下水运移与赋存情况，开展了地热水水质全分析检验，并收集了区域钻孔测温数据。 （2）采用 Piper 三线图，Gibbs 图等手段查明了水样点的化学组成，判断了地热水水化学类型。由离子的空间比例关系深入分析了地下水化学特征及演化规律。 （3）基于信湖煤矿地热地质条件，利用 SiO₂ 温标法计算了热储温度与水循环深度，查明了矿区地温梯度分布规律，提出了信湖煤矿地热系统富水聚热模式。 （4）系统分析了信湖煤矿地热资源的赋存特征，包括地热水类型、水温水质及储量等。结合矿区热负荷需求，设计了信湖煤矿深层地热水的高效供暖方案，并利用 COMSOL 模拟软件评价了采灌系统的使用年限。 综上所述，本论文格式规范，研究内容充实，实验方法先进，数据资料详实，所取得的研究成果具有一定的科学价值。同时，作者围绕该科学问题，以第一作者发表 SCI 论文 1 篇，科研成果显著。但由于数据受限，缺少水岩相互作用机理分析，建议作者在今后研究中继续深化。同意答辩。 成 绩：98.0 指导教师签字： 年 月 日			

中国矿业大学毕业设计（论文）评阅教师评阅书

学生姓名	秦梦伟	学号	01210278
设计（论文）题目	安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计		
评阅教师评语（①选题的意义；②基础理论及基本技能的掌握；③综合运用所学知识解决实际问题的能力；④工作量的大小；⑤取得的主要成果及创新点；⑥写作的规范程度；⑦总体评价及建议成绩；⑧存在问题；⑨是否同意答辩等）： 该同学围绕"双碳"战略下矿山地热资源开发需求开展毕设论文，选题具有重要现实意义。作者展现出较为扎实的水文地质理论基础，通过 Piper 三线图、Gibbs 模型等多元分析方法，系统揭示了信湖煤矿地热水化学特征及地热系统成因机制；采用 COMSOL 多物理场耦合技术定量模拟不同井间距下热突破时间演变规律，提出 900m 优化井距方案，将可持续开采周期延长至 50 年。研究成果丰富，工作量饱满，论文数据翔实，逻辑严谨，达到本科毕业水平。同意参加答辩。存在的问题如下：(1) “选题背景及意义” 章节第一段、第二段间过渡不够自然，要注意衔接；(2) 在“研究现状” 部分，信湖煤矿地热利用研究缺乏，应补充相应文献；(3) 图 4-3 中，揭示地热系统成因机制时，有的地层标有年代，有的地层没有标注，请统一；(4) 翻译部分，“Introduction” 通常翻译为“引言”。			
成 绩：95.0		评阅教师签字：赵立明 2025 年 5 月 20 日	

中国矿业大学毕业设计（论文）评阅教师评阅书

学生姓名	秦梦伟	学号	01210278
设计（论文）题目	安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计		
评阅教师评语（①选题的意义；②基础理论及基本技能的掌握；③综合运用所学知识解决实际问题的能力；④工作量的大小；⑤取得的主要成果及创新点；⑥写作的规范程度；⑦总体评价及建议成绩；⑧存在问题；⑨是否同意答辩等）： 此毕业设计研究目的明确、研究工作内容丰富，技术路线切实可行，采集了 12 组信湖煤矿地热水化学样本数据，利用 Piper 图、Gibbs 图和数值模拟等方法，作信湖煤矿北区地温梯度分布图和温度剖面图，研究了信湖煤矿北区地热系统成因机制，提出了合理的地热能供暖方案，为矿山地热能清洁利用提供科学依据。其中尾水回灌环节，结合数据模拟方法，分析不同井间距开采条件下热储温度变化规律，工作细致、不同井间距热储温度剖面图直观描述了热突破过程。不足之处：1. 论文格式不对。2.第二部分补充一下大的区域范围的地热地温梯度分布或次级构造单元。3.综合分析这套地热能供暖方案的成本和收益。4.技术路线图改为彩色，具体内容结合毕设所做工作进行修改。5.画出具体的地热供暖换热站工艺流程图或示意图。			
成 绩：87.0		评阅教师签字：任伊苏 2025 年 5 月 21 日	

中国矿业大学毕业设计（论文）答辩及综合成绩

答 辩 情 况					
提 出 问 题	回 答 问 题				
	正 确	基本 正确	有一 般性 错误	有原 则性 错误	没 有 回 答
翻译部分图表修改为中文	√				
表 6-1 给出具体参数	√				
部分章节结论部分内容偏少	√				
章节标题进一步优化	√				
部分参考文献格式需要优化	√				
答辩委员会评语及建议成绩： 该生完成了安徽信湖煤矿深层地热水成因机理与高效供能设计的毕业设计，选题具有较好的实际意义，汇报思路清晰、回答问题正确、说明书符合规范，翻译了 Evaluating the long-term sustainability of geothermal energy utilization from deep coal mines，译文准确。 答辩委员会委员一致认为，该设计达到了新能源科学与工程专业毕业设计（论文）的要求，说明作者具有良好的专业知识和解决复杂性问题的能力。 成绩：96.0 答辩委员会主任签字：_____ 年 月 日					
成绩评定					
成绩组成	指导教师	评阅教师	答辩成绩	其他	总评
成绩比例	0.13	0.27	0.60	0.00	优秀
评分	98.0	91.0	96.0	0	
学院领导签字：_____ 年 月 日					

摘 要

在“双碳”战略目标下，地热能作为绿色清洁的可再生资源，对实现碳减排具有重要作用。信湖煤矿位于淮北煤田南部，具有丰富的水热型地热资源。本研究收集了 12 组信湖煤矿地热水化学样本，利用 Piper 图、Gibbs 图和数值模拟等方法，研究了地热水化学特征及水岩作用过程。结合 SiO_2 温标及钻孔测温等技术，明确了地热系统成因机制。采用 COMSOL 数值模拟，分析不同井间距开采条件下热储温度变化规律，提出了合理的地热能供暖方案，为矿山地热能清洁利用提供科学依据。

研究表明，信湖煤矿地热水 pH 为 7.80~12.41，属于碱性水；TDS 均值为 3271.6 mg/L，属于中等矿化水。水化学成分主要受蒸发浓缩控制，阳离子含量以 Na^+ 、 K^+ 为主，阴离子中 Cl^- 最多，主要水化学类型为 Na-K-Cl- SO_4 型。研究区内广泛存在着盐岩溶解现象，且热储环境较为封闭，地热水经历了长时间径流。奥陶系灰岩热储层平均温度为 48.2 °C，平均水循环深度为 1153 m，为经历深循环的岩溶地热水。信湖煤矿地温梯度在 22 ~ 33 °C/km 之间，平均地温梯度值 27.2 °C/km，属于正常地温梯度范围，G1 井地温梯度的显著跃升表明矿井内深层地层之间存在较强的水力联系。信湖煤矿水热型地热系统的聚热模式受地层、岩性和断层构造耦合的影响，该区北部高地温梯度的分布现象是深部地层热传导和地热水对流共同作用的结果，奥陶系灰岩和张性断层为热储层的富水性和高效热传导提供了地质基础。矿区所需热负荷为 8157.3 kW，地热资源总量达 8.55×10^{15} kJ，400 m、600 m、800 m 井间距时发生热突破的时间分别为 17.1 a、26.8 a、42.2 a，900 m 的井间距则可确保采灌系统 50 年内不发生热突破。本文设计井间距 900 m，抽采速率 250 m³/h，100%回灌 23 °C 的尾水，并通过联合热泵系统可满足其基本供暖需求。

关键词：矿山地热；地热水化学；成因机制；热突破；梯级利用

Abstract

Under the strategic goal of "double carbon", geothermal energy, as a green and clean renewable resource, plays an important role in achieving carbon emission reduction. Xinhua Coal Mine is located in the south of Huaibei Coalfield, which is rich in hydrothermal geothermal resources. In this study, 12 groups of chemical samples of geothermal water in Xinhua Coal Mine were collected. Using Piper diagram, Gibbs diagram and numerical simulation, the chemical characteristics of geothermal water and water rock interaction process were studied. Combined with SiO_2 temperature scale and borehole temperature measurement technology, the genetic mechanism of geothermal system is clarified. COMSOL numerical simulation was used to analyze the variation law of thermal storage temperature under different well spacing mining conditions, and a reasonable geothermal energy heating scheme was proposed, which provided a scientific basis for the clean utilization of geothermal energy in mines.

The results indicate that the pH of the geothermal water in the Xinhua Coal Mine ranges from 7.80 to 12.41, characterizing it as alkaline water. The average total dissolved solids (TDS) concentration is 3271.6 mg/L, classifying it as moderately mineralized water. The chemical composition is predominantly controlled by evaporation and concentration, with Na^+ and K^+ being the primary cations and Cl^- being the dominant anion. The main hydrochemical type is Na-K-Cl- SO_4 . Salt rock dissolution is widespread in the study area, and the thermal reservoir environment is relatively closed. The geothermal water has experienced long-term flow. The average temperature of the Ordovician limestone thermal reservoir is 48.2 °C, with an average water circulation depth of 1153 m, indicating deep-circulating karst geothermal water. The geothermal gradient in the Xinhua Coal Mine ranges from 22 to 33 °C/km, with an average value of 27.2 °C/km, which is within the normal geothermal gradient range. The significant increase in the geothermal gradient of well G1 suggests a strong hydraulic connection between the deep strata within the mine. The heat accumulation mode of the hydrothermal mine geothermal system is influenced by the coupling of strata, lithology, and fault structures. The high geothermal gradient distribution in the northern part of the area is the result of the combined effects of deep formation heat conduction and geothermal water convection. The Ordovician limestone and tensional faults provide the geological basis for the abundance of water and efficient heat conduction in the thermal reservoir. The required thermal load of the mining area is

8157.3 kW, and the total amount of geothermal resources is 8.55×10^{15} kJ. The time to thermal breakthrough at well spacings of 400 m, 600 m, and 800 m is 17.1 years, 26.8 years, and 42.2 years, respectively. A well spacing of 900 m can ensure that the mining and irrigation system will not experience thermal breakthrough within 50 years. This study proposes a scheme with a well spacing of 900 m, a pumping rate of 250 m³/h, and 100% reinjection of 23 °C tail water, which can meet the basic heating demand through a combined heat pump system.

Keywords: Geothermal energy in mines; Chemistry of geothermal water; Genetic mechanism; Thermal breakthrough; Cascade utilization

目 录

摘要	I
目录	IV
1 绪论	1
1.1 研究背景及意义	1
1.2 研究现状	2
1.3 存在的问题	4
1.4 研究内容与方法	4
2 研究区概况	7
2.1 自然地理概况	7
2.2 区域地质条件	8
2.3 本章小结	12
3 地热水地球化学特征	14
3.1 水样采集与测试	14
3.2 水化学分析	14
3.3 地热温标	19
3.4 本章小结	20
4 地温场分布特征及成因机制	22
4.1 钻孔测温	22
4.2 温度场	23
4.3 地热系统成因机制	24
4.4 本章小结	26
5 地热资源梯级利用方案	27
5.1 矿区供暖热负荷	27
5.2 地热资源储量	27
5.3 地热换热方案	28
5.4 参数计算	29
5.5 主要设备选型	30
5.6 碳减排效益	31
5.7 本章小结	32

6 灰岩热储取热供能数值模拟	33
6.1 几何模型	33
6.2 控制方程	33
6.3 参数设定	34
6.4 结果分析	35
6.5 本章小结	39
7 结论	40
参考文献	41
翻译部分	46

Contents

Abstract.....	II
Contents	VI
1 Introduction.....	1
1.1 Research background and significance	1
1.2 Research status.....	2
1.3 Existing problems	4
1.4 Research contents and methods	4
2 Overview of the Study Area	7
2.1 Overview of physical geography	7
2.2 Regional geological conditions.....	8
2.3 Summary of this chapter	12
3 Geochemical Characteristics of Geothermal Water	14
3.1 Water sample collection and testing.....	14
3.2 Hydrochemical analysis	14
3.3 Geothermal temperature scale.....	19
3.4 Summary of this chapter	20
4 Distribution and Genesis Mechanism of the Geothermal Field.....	22
4.1 Borehole temperature measurement	22
4.2 Temperature field	23
4.3 Genetic mechanism of geothermal system	24
4.4 Summary of this chapter	26
5 Scheme for Cascade Utilization of Geothermal Resources	27
5.1 Heating load in the mining area	27
5.2 Geothermal resource reserves	27
5.3 Geothermal heat exchange scheme	28
5.4 Parameter calculation.....	29
5.5 Selection of main equipment	30
5.6 Carbon emission reduction benefits.....	31
5.7 Summary of this chapter	32
6 Numerical Simulation of Heat Extraction and Energy Supply from Limestone	

Thermal Storage.....	33
6.1 Geometric model.....	33
6.2 Governing equations	33
6.3 Parameter setting.....	34
6.4 Result analysis	35
6.5 Summary of this chapter	39
7 Conclusion	40
References.....	41
Translation part	46

1 绪论

1 Introduction

1.1 研究背景及意义 (Research background and significance)

2023 年,全球化石能源消费占能源消费总量的 79.9%,对其的高度依赖已导致气候恶化、环境污染及资源枯竭等问题^[1-3]。地热能作为不受天气变化影响的可再生能源,因其储量丰富、安全高效和运维成本低等优点,正成为能源消费转型的重点^[4,5]。截止目前,全球共有 198 个地热田装备了地热发电机组,总装机容量达 16318 MW。2023 年美国地热发电量达 18366 kW·h,居世界第一。此外,冰岛及肯尼亚等国地热发电量占本国总发电量的 30%以上,地热能已成为其能源结构的重要组成部分^[6]。2022 年 6 月,国家发展改革委公布的《“十四五”可再生能源发展规划》中强调了大力推进地热能的大规模开发,并持续优化地热能开发利用的政策框架,为地热能产业的稳定增长和高质量进步提供了坚实的政策支撑。自 2015 年起,我国地热能直接利用规模稳居世界第一,取得了良好的经济、社会与环境效益^[7]。据研究表明,我国地热资源呈“东高、中低、西北低、西南高”的总体分布格局^[8,9]。受板块边缘高温地热带影响,其中藏南、滇西、川西及台湾等地是我国高温地热资源开发利用的主要靶区;而中低温地热资源分布较为广泛,主要集中于东部华北盆地、苏北盆地、松辽盆地及西部鄂尔多斯盆地等沉积盆地^[10,11]。迄今为止,我国已确认的地热资源储量占全球地热资源总量的 8%,约等同于 4000 亿吨标准煤^[12]。其中,受隆起山地及沉积盆地等地质构造特征影响,安徽省内地热资源丰富^[13,14],预计到 2025 年地热能建筑供暖制冷应用面积将达到 2000 万平方米。因此,我国地热能开发应用潜力巨大,有望为实现碳中和目标做出积极贡献。

在我国,矿山地热正是中深层水热型地热资源的重要组成部分。随着矿产资源的不断开采,矿山开采的深度逐渐增加。预计在接下来的 10 到 15 年内,约有一半的铁矿资源、三分之一的有色金属矿资源以及超过半数的煤炭资源将在千米以深的地下开采^[15]。随着开采深度的增加,矿井内的高温热害问题日益严重,其与高地应力、高岩溶水压等因素共同构成了深部开采典型的环境特征^[16-18]。据统计显示,矿井内的温度每超过人体适宜的工作温度 1℃后,工人的生产效率便会降低 7%~10%^[19]。当温度进一步升高,出现中暑等健康问题的风险也将大幅增加,甚至可能危及生命。井下高温还将对矿山的机电设备产生极大的负面影响,温度每升高 1℃,设备故障率会增加 1 倍以上,严重威胁矿山的生产效率和安全性^[20]。解决深部矿山的高温问题,已经成为矿山安全生产和可持续发展的重大课

题。

在此背景下,查明深部矿山地热能的富集模式与资源潜力,完善矿山地热能梯级高效开发利用技术意义重大。此举不仅可以实现矿山绿色低碳发展,促进矿山能源的多元化利用,减少对传统能源的依赖。还能有效应对高温热害问题,改善矿工的工作环境。因此,本文相关研究成果将为我国矿产资源的深层开发与合理利用提供理论支撑,助力我国矿业的可持续发展。

1.2 研究现状 (Research status)

1.2.1 矿山地热开发利用研究现状

近期,对于矿山地热资源的开发利用方面,部分学者提出了若干新颖且富有前瞻性的观点。共同为矿山地热资源的未来发展提供了新方向,且带动了相关领域的研究与实践。

张发旺等^[21]通过文献综述法总结了我国煤矿地热资源分布特征,认为利用矿山地热资源可为碳减排目标作出积极贡献。汪集暘等^[22]评估了我国主要赋煤区的地热资源热储量,指出“煤-热共采”与热害防治将成为未来煤田地热研究的主要方向。Menéndez 等^[23]探讨了利用废弃矿井进行地热发电的经济性问题,认为矿山地热能对促进废弃矿井可持续发展具有重要作用。Huang Linqi 等^[24]针对深部开采提出了一个结合 CRITIC 方法和不确定性测量理论的新型热害评估框架 (CRITICUM),为确保现场安全和促进地热能的可持续利用提供了有价值的参考。张吉雄等^[25]提出利用具有相变蓄热功能的充填材料置换煤炭资源,构造煤系热储开发系统,实现矿山地热能的高效开发。万志军等^[26]基于煤-热共采理论及其技术框架,提出了一种井下非常规开采地热水的方法,并系统讨论了矿井地热水开采利用所产生的社会、经济效益。Austin Anderson 等^[27]系统讨论了地热技术的发展趋势以及利用废弃矿井进行地下能源存储和地热应用的潜力,指出矿山地热技术在未来具有重要地位。Liu Hengfeng 等^[28]提出了一种地热与煤炭协同开采的创新方法,研制了相变蓄热功能性充填材料 F-CBM,并通过实验确定了其最佳配比,提高了材料的导热能力,为矿井地热能的开发利用提供了新思路。褚召祥等^[29]从时空视角分析了地热资源再生利用特征、存在问题及解决思路,提出矿山全生命周期-地球关键带内(地)热能开发与储用的新概念。郭平业等^[30]对矿山地热的致灾模式、热害防治技术、热能利用方法进行总结,指出直接提取矿井巷道围岩的热能实现降温的开发模式。

1.2.2 水热型矿山聚热模式研究现状

在水热型矿山地热系统研究方面,王贵玲等^[31]提出了“同源共生—壳幔生热

一构造聚热”的中国地热资源的成因理论，并基于系统论观点，详细分析了典型水热系统的运移条件、热源机制及成因模式，为区域地热资源勘查开发提供了理论依据。Li Yanhe 等^[32]揭示了平顶山煤田地热系统的二元构造聚热模式，指出该地区岩石热导率和区域构造的空间配置共同决定了其高地温状态。李金玺等^[33]基于四川盆地及其周缘地质构造，提出了褶皱型、单斜型和褶皱-断裂复合型三种水热型地热资源的构造成因模式，认为构造运动是形成现今地温分布的主要原因。H.Barcelona 等^[34]提出了 Bañitos-Gollete 地热系统的概念模型，认为研究区内 N-S 走向的断层系统对流体循环路径有显著控制作用，并为该地区后续地热研究指明方向。Zheng Tingting 等^[35]识别出山东半岛两种类型的地热系统。其中 I 型地热系统与大型深部断层和花岗岩侵入体相关，II 型地热系统与浅层断裂相关，位于主要花岗岩侵入体之外。为山东半岛地热资源的勘探、开发和可持续利用提供了科学依据。康凤新等^[36]根据区域地温场空间分布情况及热源传递和聚集特征，提出了菏泽潜凸起岩溶热储地热田的四元聚热机制，构建了基于水源、热源及深部岩溶发育特征的地热田成因机理模型。Wang Xinwei 等^[37]以渤海湾盆地为例，探讨了基岩凸起构造、岩石导热系数、盖层厚度等特征值对地热异常的影响，认为沉积盆地地热异常是由于浅部基岩隆起带低热导率盖层聚集与高热导率基岩中热流的快速传递引起的。

1.2.3 矿山地热开发数值模拟研究现状

数值模拟技术是煤田地热领域的重要工具，可为地热资源的高效利用提供有力的决策支持。其能够有效避免传统试验方法中高昂的设备投入和操作成本，降低研究中的经济负担。刘邹炜等^[38]通过系统调研，阐述了“灌-采”取热、ESG 及 U 型井等废弃井地热能开采的工艺特点，并提出了较为完整的数学模型。付海洋^[39]利用 ANSYS 模拟软件，建立了安居煤矿充填埋管采热数值模型，深入分析了管道数量、管径及管间距对热能提取效率的影响，促进了矿山低品位热能利用体系的发展。顾天煜^[40]利用层次分析法对不同地区地热资源潜力进行分类，并借助 FEFLOW 软件模拟计算优选区地热采灌方案，最终得出该地区地热开采的最优工况。Huang Yonghui 等^[41]介绍了一种水平埋管换热器系统，用于开发深部矿山地热资源。其利用 OpenGeoSys 软件研究了进流速率、管长、充填体热导率等对采空区可持续热提取率的影响，充分证实了地下煤矿充填采空区地热资源利用的可持续性。薛攀源^[42]采用实验测试与 FLUENT 模拟软件相结合的方法，研究了单裂隙与多条平行裂隙对埋管充填体蓄放热性能的影响，为提高深部矿井地热开采效率提供指导。李孜军等^[43]提出了一种矿井地热能高效开采方案，并使用 COMSOL 模拟软件评估了矿井岩层地热开采对巷道的降温效果，结果显示该法可显著降低巷道风流温度，单个采热井 10 年内可提取 1.68×10^{13} kJ 的热量。Ma

Yuanyuan 等^[44]以废弃井为例,建立了 U 型井地热开采水力模型,并探究了各类井网布置参数对取热性能的影响,最终确定以 $1500 \text{ m}^3/\text{d}$ 的速率回灌 288.15 K 的尾水具有最大的提取效率,为深部地热能的开发提供了参考。

1.3 存在的问题 (Existing problems)

前人对信湖煤矿地温的研究多集中于指导煤矿生产、确定矿下设备选型等方面,缺乏对地热系统聚热模式及地热资源可持续利用潜力的深入研究,主要体现在以下三方面:

(1) 对于矿区地温场分布特征的关注局限于地温梯度,缺乏钻孔测温、抽水试验等实测资料,对地热水化学特征及其指示意义的研究不够深入。

(2) 以往研究尚未建立一个完善的地热系统成因模型,未充分考虑岩石及煤层的导热性能、深部地质构造、地下水活动等因素的耦合影响。

(3) 针对深部高温问题多关注热害防治和降温设备选型等方面,对地热能利用的研究不足,缺乏地热资源长期可持续性分析。

1.4 研究内容与方法 (Research contents and methods)

1.4.1 研究内容

本研究以淮北煤田涡阳矿区信湖煤矿为例,采用试验与理论分析相结合的手段,研究内容主要围绕以下几个方面展开:

(1) 综合分析研究区地层信息、水文地质条件、地热地质背景及断裂构造特征,初步了解区内地下水运移与赋存情况。收集水样点主要离子浓度、TDS、 SiO_2 含量等化学指标与区域钻孔测温数据。

(2) 分析地下水化学特征及其指示意义。借助 Piper 三线图分析水样点化学组成,判断地热水水化学类型。由 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 等离子的空间比例关系,结合 Gibbs 图判断其水化学成分的来源及演化规律。

(3) 提出研究区地热系统聚热模式。基于信湖煤矿地热地质背景条件,利用 SiO_2 温标法揭示其热储温度与水循环深度。同时,查明矿区地温梯度分布规律,确定区域构造对深部矿山岩溶地热系统的控制作用,并提出信湖煤矿地热系统富水聚热模式。

(4) 设计地热供暖利用方案。系统分析信湖煤矿地热资源的赋存特征,包括地热水类型、水温水质及储量等。利用 COMSOL 模拟软件,结合矿区实际产业布局与需能情况,设计信湖煤矿深层地热水开发利用方案。

1.4.2 研究方法及技术路线

本文以安徽省信湖煤矿为例,主要工作分为以下四部分,技术路线见图 1-1。

第一阶段：研究区背景调研

整理国内外关于矿山地热研究的文献，收集研究区地层信息、水文地质条件、地热地质背景及断裂构造特征。查明水样点的主要离子浓度、TDS、SiO₂ 含量等化学指标与区域钻孔测温数据，为后续研究奠定基础。

第二阶段：水化学样本及测温数据分析

对研究区的地热水化学样本开展水质全分析检验及其指示意义分析。利用钻孔测温数据绘制测温曲线图，地温梯度分布图等基础图件，查明区域地热地质背景。

第三阶段：地热系统成因理论分析

根据信湖煤矿地热地质背景条件，利用 SiO₂ 温标法揭示其热储温度与水循环深度。综合考虑地质构造、地层分布、地下水循环等因素对地热系统的影响，确定区域构造对深部矿山岩溶地热系统的控制作用，并提出信湖煤矿地热系统富水聚热模式。

第四阶段：地热资源利用方案设计

调研信湖煤矿的实际热负荷情况；分析矿区对热能的季节性需求，包括冬季采暖、浴室洗浴等；设计地热资源的高效利用方案。同时借助 COMSOL 模拟软件评估其长期可持续性利用潜力。

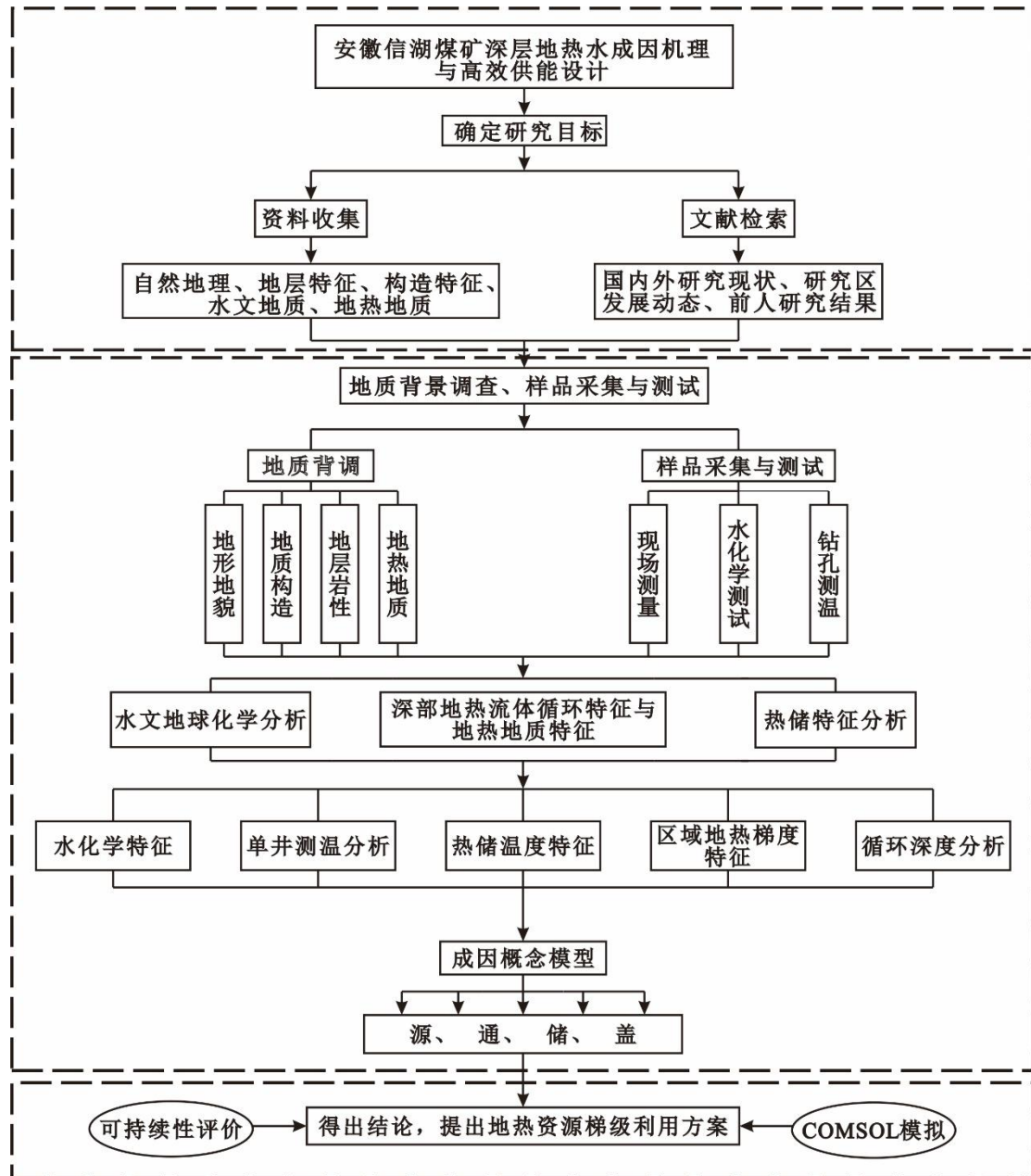


图 1-1 技术路线图

Figure 1-1 Technology roadmap

2 研究区概况

2 Overview of the Study Area

2.1 自然地理概况 (Overview of physical geography)

2.1.1 地理位置与交通

(1) 地理位置

淮北煤田位于我国安徽省北部地区,整体面积约 9600 km²,含煤面积达 4100 km²,地理坐标处于北纬 33°20′至 34°28′之间,东经 115°58′至 117°12′。其主体部处于淮北市境内,北部与江苏省徐州市接壤,东邻宿州市,西连河南省商丘市,南接亳州市,地处苏鲁豫皖四省的交界地带,具有重要的区域交通与能源战略地位。

信湖煤矿行政区划属亳州市涡阳县,与涡阳县城直线距离约 14 km。且位于淮北煤田的南部,与淮北煤田主体区域相连,其地理坐标介于东经 116°12′至 116°20′、北纬 33°25′至 33°35′之间。

(2) 交通

矿区内交通设施多样,涡阳县城北附近有中间站龙山集站和会让站天齐庙站,城区以东 3 km 设有濉阜铁路。京九铁路经过研究区西部约 26 km 处,其东部、东北部方向分别有涡阳~亳州、涡阳~阜阳的干线公路,涡阳至蚌埠、淮北及蒙城、利辛等相邻各县均有便利的公路网。涡河流经研究区的东北边界,上游起源于开封市,下游汇入淮河,且长年通航小型机动船。交通较为便利,见图 2-1。

2.1.2 地形与气候

(1) 地形地貌

信湖煤矿地表高程实测值为+30~+31 m,地势起伏微弱,宏观地形倾斜方向与涡河水系走向一致,自西北向东南方向缓慢下倾。研究区东侧邻近龙山一带,先前存在海拔 53.4-105.3 m 的小山丘,现经人工填平。区内小型村庄众多、沟渠纵横交错、道路两旁及河渠两岸绿树成荫,为典型的乡村聚落格局。

(2) 气候

研究区气候条件具有典型的季风暖温带半湿润气候特征,整体气候温和,四季分明。春秋气候温和,降水较少,气温适中,气候条件较为宜人;夏季炎热,降水充沛,高温多雨特征明显;冬季多风,气温较低且寒冷干燥。据 1956 年至 1990 年的气象观测数据,研究区年平均气温为 14.6 °C,极端最高、最低气温出现在 1964 年 7 月 9 日及 1969 年 2 月 5 日,分别达 41.2 °C 与 -24 °C。年平均风

速为 3.2 m/s, 夏季多东~东南风, 春季和秋季东北风频繁, 冬季则盛行北~西北风。降雨多集中于七月和八月, 年平均降水量为 830 mm。全年蒸发量 1890.6 mm, 无霜期达 218 天。

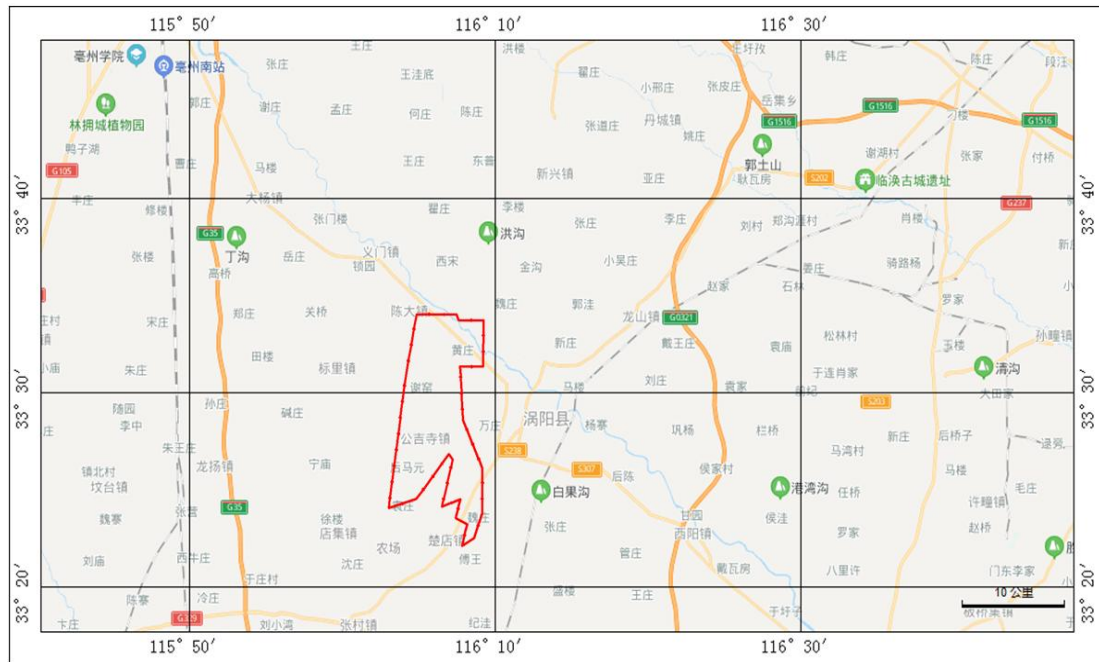


图 2-1 研究区交通示意图

Figure 2-1 Traffic diagram of study area

2.2 区域地质条件 (Regional geological conditions)

2.2.1 构造特征

如图 2-2 所示, 淮北煤田处于华北板块的东南角, 豫淮拗陷东部的中心区域。西侧以夏邑-阜阳断裂为界, 与河淮沉降带为邻; 东以郟庐断裂为界, 与扬子板块相接。板内构造和板缘构造的演化对煤田的形成与发展起重要作用。区内构造主要受北东向、东西向的大构造及徐宿弧形构造所控制, 东西向和北东向构造是其主要格局。主要表现为北东向构造改造早期的东西向构造。受到多期构造运动叠加的影响, 区内东西向大断裂和北北东向大断裂纵横交错, 形成了许多近网状的断块构造。信湖煤矿坐落于淮北煤田涡阳矿区中部, 被划分为北区、东区、中央区三个开采块段。区内绝大部分断层为正断层, F1、F5 及 F9 等大断裂纵贯全区, 导水性能良好。其中北区局部发育有小型褶曲或波状起伏, 断层较为发育, 影响了煤层的连续性。

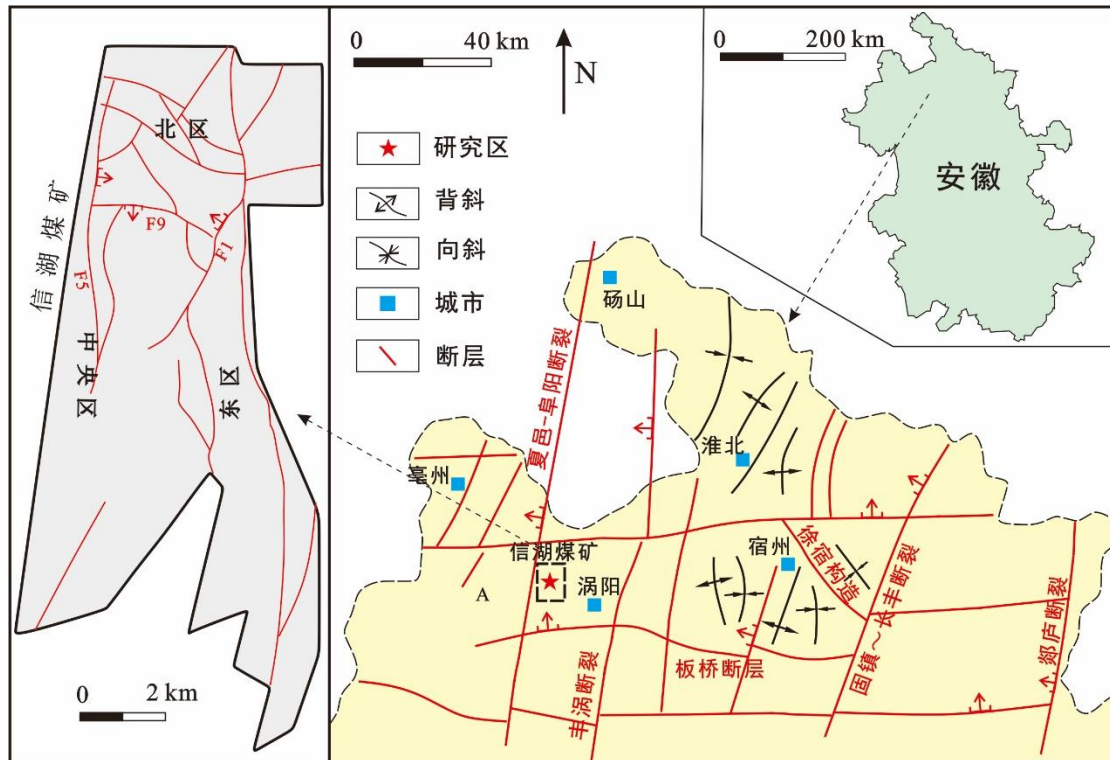


图 2-2 淮北煤田地质构造纲要图

Figure 2-2 Geological structure outline map of Huaibei Coalfield

2.2.2 地层概况

信湖煤矿属华北型地层范畴，其地层序列与淮北煤田各勘查区基本一致。在地层层序中，除晚奥陶世～下石炭世和三叠纪地层缺失外，其余均发育比较齐全，各地岩性和厚度虽存在细微差异，但均可对比。井田内地层由老至新依次为：寒武系中统、奥陶系中下统、石炭系中上统本溪组、太原组、二叠系山西组、下石盒子组、上石盒子组、孙家沟组、古近系、新近系、第四系。

(1) 寒武系 (C)

1) 中统张夏组 (C_{zx}): 主要发育致密的深灰色～浅灰色石灰岩，呈厚层状粗大鲕粒结构。7625 孔揭露岩浆岩侵入 42.88 m，具体厚度不详。

(2) 奥陶系 (O)

1) 中下统老虎山组～马家沟组：矿区有四个孔揭露，最大揭露厚度 237.18 m，具体厚度不详。岩性为浅灰带肉红色灰岩及白云质灰岩，含泥质块状，泥晶及微晶结构，含坚而脆的燧石结核，伴随裂隙发育。局部夹薄层泥岩。灰岩产动物化石碎片。

(3) 石炭系 (C)

1) 中统本溪组 (C_{2b}): 下部与奥陶系呈不整合接触，厚度分别为 15.55 m、9.90 m、12.50 m，整体平均厚度达 12.65 m，岩性主要由灰白色与紫红色相间的

铝质泥岩构成，上部浅灰色泥岩含有菱铁鲕粒结构，并夹杂褐黄色与紫色相间的细砂岩层。局部可见少量赤铁矿质及砂质小型结核分布。底部偶见泥岩一层，含少量菱铁鲕粒。

2) 上统太原组 (C_{3t}): 与下伏本溪组整合接触，区域厚度 110~150 m。揭露厚度 118.00~140.70 m，含灰岩 13 层，灰岩总厚 60.32~66.60 m。岩性为灰~深灰色灰岩及浅灰色砂岩、泥岩夹薄煤层。含煤层 2~7 层，一般不可采，单层厚 0.23~1.53 m。

(4) 二叠系 (P)

1) 下统山西组 (P_{1s}): 与下部太原组呈整合接触，底部边界划定于石炭系太原组首层灰岩顶面，顶部止于 8 号煤层铝质泥岩基底。岩层均厚约 114.28 m，包含编号为 10、11 的两个煤层，含煤层数 1-3 层，平均单层厚度 0.67 m，煤层赋存率为 0.59%，其中 11 号煤层具备局部开采价值。下部岩系以深灰-灰色细砂岩、粉砂岩与泥岩互层为特征；上部则以灰-浅灰色中砂岩、细砂岩夹泥岩为主，普遍含有菱铁矿结核及片状云母矿物。在 10 号煤层邻近区域可见泥质条纹构造，其下部砂泥岩互层发育交错层理与水平层理，层间偶见炭质薄膜，上部泥岩中零星分布铝质矿物组分。

2) 下统下石盒子组 (P_{1x}): 与下伏山西组呈整合接触，厚 172.05~268.75 m，平均厚 230.63 m，含 4、5、6、7、8 等五个煤组，含煤 2~14 层，平均总厚 9.09 m，含煤系数 3.94%，其中 5₃、6、7、8₁、8₂ 煤层为本区可采煤层。

3) 上统上石盒子组 (P_{2s}): 该地层与下部石盒子组连续沉积，底部以 K3 砂岩层为分界标志，上覆层位延伸至平顶山砂岩底部，实测厚度变化范围为 462.99~773.65 m，经统计平均厚度达 661.27 m。岩层序列中发育 1、2、3 号三个主要煤层，实际含煤 1~10 层，累计平均厚度 2.22 m，煤层赋存率为 0.34%。3 号煤层在勘探区域内具有较好的连续性和可采性，属于相对稳定的主要可采煤层。

4) 上统孙家沟组 (P_{2sj}): 与下伏上石盒子组整合接触，区内揭露最大厚度 767.00 m。

下段：为灰白色粗粒石英砂岩夹砖红色细砂岩、粉砂岩薄层，硅质胶结，局部见泥岩角砾，厚层状，层理不发育。

上段：棕红色~灰色泥岩、粉砂岩为主，夹细砂岩薄层，砂岩以石英为主，含长石及暗色矿物，平行层理发育，层面含白云母片。

(5) 古近系 (E)

其与下伏二叠系地层为不整合接触。岩性包括浅红色、紫红色的粉砂岩、砾岩和中细砂岩，呈半胶结或胶结状。砾石中含有灰岩、石英岩及砂岩，均具有较

好的磨圆度。大致划分如下：

下段：厚度为 0~317.55 m，平均厚度 66.15 m 左右，其中紫红色细砾岩与棕红色粉砂岩交替出现，砾岩成分主要为石灰岩、次为砂岩，基底式或接触式胶结，填隙物为粉砂与泥质，半固结或固结成岩。

上段：厚度为 0~412.7 m，平均厚度 122.18 m 左右，以棕红色泥岩、粉砂岩为主，局部夹薄层细砾岩或砾石，向上砾石含量逐渐减少，半固结或固结成岩，部分层段呈疏松状。

(6) 新近系 (N)

1) 中新统 (N_1)：与下伏二叠系或古近系地层为不整合接触。厚度在 0~22.26 m 之间。岩性多而杂，以残坡积相沉积物为主，主要由褐黄色、棕黄色粘土砂砾及砾石组成，多呈半固结状。厚度变化受古地形控制，大部分已经缺失。

2) 上新统 (N_2)：与下伏地层呈整合接触，属于河湖相沉积物，平均厚度达 383.88 m。

(7) 第四系 (Q)

第四系假整合于新近系上方，同属河流相冲积物，厚度为 81.40~90.90 m。

1) 更新统 (Q_{1-3})：本统最大厚度为 61.50 m，最小厚度为 42.25 m，平均厚度 51.10 m

2) 全新统 (Q_4)：该统假整合于下伏更新统之上，厚度为 30.95~37.80 m，平均厚度为 34.79 m，属河流~河漫滩相沉积。

其中石炭系、二叠系为主要的含煤地层（图 2-3），石炭系含薄煤 4~5 层，二叠系含煤 15~30 余层，可采 5~10 层，主要岩性为泥岩、砂岩和煤。且在奥陶系中下统均分布有厚度不一的灰岩层。



图 2-3 淮北煤田地层综合柱状图

Figure 2-3 Comprehensive histogram of Huaibei Coalfield strata

2.2.3 水文地质条件

信湖煤矿作为淮北煤田水文地质体系的重要组成单元，其地下水分布特征与区域构造格局存在密切关联。如图 2-2 所示，该煤田南侧以板桥断裂带为界与淮南煤田相邻，东侧受固镇~长丰断裂控制，西侧则通过丰涡断裂及夏邑~阜阳断裂与周口坳陷、太康隆起相衔接。这些周边大型断裂系统对该区域地下水的循环过程具有决定性影响，形成了相对封闭的网状水文地质结构。根据岩层渗透性及含水层空间展布特征，可识别出三个主要含水层系：新生界松散沉积孔隙含水层组、二叠系主采煤层砂岩裂隙含水层段、以及太原组与奥陶系灰岩岩溶裂隙含水层段。淮北煤田各生产矿井的常规涌水量维持在 $100\sim 700\text{ m}^3/\text{h}$ ，矿井充水主要来源于煤层顶底板砂岩裂隙含水层，该含水层具有补给条件受限，以静态储水为主的典型特征。出水点流量变化与构造裂隙发育状况及补给源关系密切，在缺乏富水含水层补给的情况下，涌水量通常呈现递减态势。

2.3 本章小结 (Summary of this chapter)

信湖煤矿位于淮北煤田的南部，与淮北煤田主体区域相连。研究区属华北型地层范畴，井田内地层由老至新依次为：寒武系中统、奥陶系中下统、石炭系中上统本溪组、太原组、二叠系山西组、下石盒子组、上石盒子组、孙家沟组、古

近系、新近系、第四系，其中石炭系、二叠系为主要的含煤地层。区内构造主要为东西向和北北东向大断裂，表现为北东向构造改造早期的东西向构造。该区可划分出三个含水层，分别为新生界松散层孔隙含水层、二叠系主采煤层砂岩裂隙含水层以及太原组和奥陶系石灰岩岩溶裂隙含水层。

3 地热水地球化学特征

3 Geochemical Characteristics of Geothermal Water

3.1 水样采集与测试 (Water sample collection and testing)

本研究共采集信湖煤矿 12 份地热水样品, 其中 G1、G2、G3 来源于基岩混合层, G4、G7、G8、G11、G12 来源于奥陶系灰岩层, G5、G6、G10 取样于煤层顶底板砂岩层, 而 G9 取自 F1 断层处, 对其开展水质全分析检验。为避免外部污染, 样品采集后均被保存于预先经过酸洗和去离子水冲洗的瓶子内。并在每个采样点均收集了充足的样本量, 以便进行后续 pH、TDS、主要和微量元素的测定。现场首先利用经过校准的便携式仪器 (HQ40D) 完成 pH 值的测定。主要阳离子和微量元素的分析样本通过使用纯硝酸酸化处理, 使其 pH 值低于 2。其中阳离子如 Na^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 等的浓度测定是通过 ICP-OES (ThermoFisher IRIS Intrepid II XSP) 完成的, 仪器准确度在 1% 以内。微量元素的分析则通过 ICP-MS (Agilent 7800) 完成。对于阴离子的定量分析, 本文采用了离子色谱法 (ICS-1000) 来测定 F^- 、 Cl^- 、 NO_3^- 和 SO_4^{2-} 等的含量, 精度在 5% 以内。 SiO_2 含量的测定则通过分光光度法实现。

3.2 水化学分析 (Hydrochemical analysis)

3.2.1 水化学类型

Piper 三线图是水文地球化学领域的经典工具, 常用于表征地下水体的离子组成特征及其水文化学演化规律。其通过对样本点的几何投影, 可将复杂的水化学数据转化为可视的区域空间分布, 为水样分类及成因机制解析提供依据^[45,46]。

如表 3-1 所示, 本文共收集来自信湖煤矿 12 个矿井的水文地球化学数据, 将其绘制成 Piper 三线图 (图 3-1), 并对其水化学特征进行深入分析。在阳离子方面, Na^+ 和 K^+ 的总和在阳离子总量中占比超过 70%, Mg^{2+} 的占比不足 10%, Ca^{2+} 的占比低于 20%。表明信湖煤矿地热水中的阳离子以 Na^+ 和 K^+ 为主, 初步推测研究区内大量的盐岩存在溶解现象。水样点在 Piper 阴离子图中多位于右下方, 主要阴离子包括 Cl^- 、 SO_4^{2-} 和 HCO_3^- , 其中 Cl^- 的占比尤为显著, 占到阴离子总量的 50%~80%。表明该区域地热水的化学类型主要为 Na-K-Cl- SO_4 型。在水文地质学中, Gibbs 图 (图 3-2) 常被用于分析地下水化学成分的来源及其控制因素。根据 Gibbs 模型, 地下水化学组分的控制因素可以被分为三类: 岩石风化型、降雨控制型和蒸发浓缩作用型^[47,48]。本研究结果显示, 绝大部分水样点具有高 TDS

和高 $\text{Cl}^-/(\text{Cl}^-+\text{HCO}_3^-)$ 值的特征, 且这些点位主要集中在蒸发沉淀区。该分布特征表明, 研究区地下水的化学成分主要受到水分蒸发导致的盐分浓缩作用的控制。

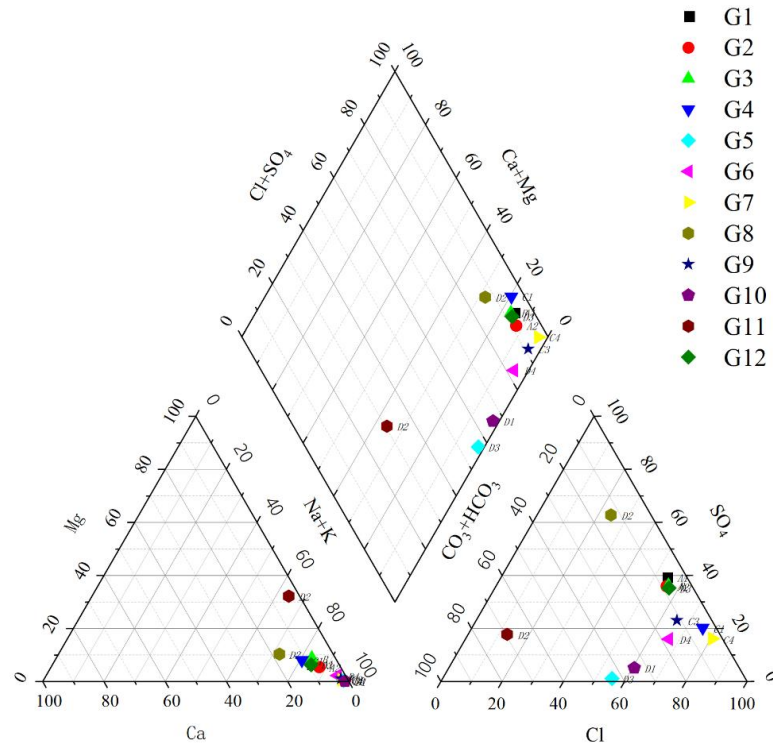


图 3-1 地热水 Piper 三线图

Figure 3-1 Geothermal water Piper three line diagram

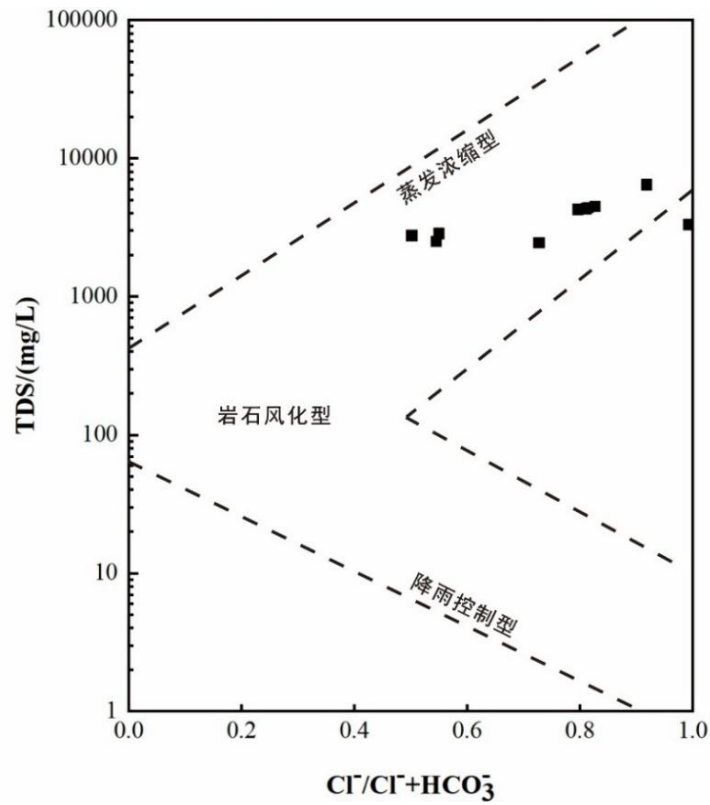


图 3-2 地热水 Gibbs 图

Figure 3-2 Gibbs diagram of geothermal water

表 3-1 地热水样品水文地球化学组成
Table 3-1 Hydrogeochemical composition of geothermal water samples

样品 ID	pH	总硬度 (mg/L)	质量浓度 (mg/L)												
			TDS	Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SiO ₂	Fe ³⁺	Fe ²⁺	NO ₂ ⁻¹	NH ₄ ⁺
G1	8.06	30.487	4494	1364.43	121.83	58.33	1345.8	1331.11	281.44	0.00	/	0.82	0.10	0.05	0.96
G2	7.89	23.216	4245	1343.48	93.33	44.09	1322.87	1147.54	337.73	0.00	14	0.04	0.00	0.01	1.00
G3	7.80	30.487	4320	1261.80	101.93	70.40	1310.53	1142.60	306.35	0.00	/	0.30	0.00	0.00	0.60
G4	8.40	1116.44	6452	2133.11	261.02	112.85	3078.67	1121.61	273.37	16.81	14	0.00	0.04	0.00	3.36
G5	9.33	478.46	2757	1089.03	14.26	2.88	950.80	27.17	942.45	170.40	11	0.04	0.00	0.14	3.84
G6	8.67	5.48	2447	883.38	21.01	11.01	952.84	311.17	356.65	37.27	9	0.20	0.00	0.00	1.00
G7	10.29	74.16	3300	1222.84	23.13	3.98	1567.02	425.59	11.45	48.98	7	0.06	0.02	0.32	4.40
G8	8.33	553.72	2500	657.78	139.39	49.95	340.04	1198.17	283.16	16.63	20	0.80	0.00	0.20	0.80
G9	12.41	23.73	860	340.00	6.34	1.92	276.53	131.71	0.00	40.65	/	0.04	0.00	0.02	2.96
G10	8.38	43.51	2853	1103.59	15.84	0.96	1043.24	119.78	853.70	78.98	14	1.68	0.12	0.00	2.08
G11	9.98	201.71	630	166.77	7.92	44.18	49.52	93.84	270.48	95.61	3	0.04	0.00	0.36	3.20
G12	8.42	30.38	4401	1355.83	128.97	53.54	1409.35	1182.53	319.35	8.97	14	0.02	0.00	1.20	1.60

3.2.2 主要离子特征

Cl^- 在水岩作用中化学性质稳定、不易被矿物相吸附或沉淀，是一种典型的惰性示踪剂。 $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ 质量浓度比作为水动力条件的敏感指标，其数值与地下水循环速率及运移路径具有一定相关性。当 $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ 比值较高时，通常指示地下水处于开放的水文地球环境中，经历了较短的流动路径迅速循环。较低的比值则指示地下水经历了较慢的循环过程和较长的流动路径^[49]。如图 3-3 (a) 所示，信湖煤矿大部分水样的 $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ 质量浓度比较低且 Cl^- 质量浓度较高，表明其热储环境较为封闭，地热流体径流时间较长，应为经历深循环所形成的岩溶地热水。在图 3-3 (b) 中， $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ 与 Cl^- 之间大致符合 1:1 正比例关系，揭示了研究区内广泛存在盐岩溶解现象。同时推测地下水发生了硅酸盐溶解或阳离子交替吸附作用，使得部分水样位于 $y=x$ 线下部。

分析水样中的离子比例是确定水岩作用类型的重要途径。图 3-3 (c) 为样本 Ca^{2+} 与 HCO_3^- 之间的关系图，其中 G2 和 G3 水样点位于 $y=2x$ 和 $y=4x$ 线之间，该分布模式表明了方解石和白云石的溶解是其水岩作用的主要过程。而图 3-3 (c) 中 G1、G4、G7、G8 和 G12 水样点位于 $y=2x$ 线的下部，其 Ca^{2+} 浓度相对较高。结合图 3-3 (d) 中相应点位于 $y=x$ 线上方，共同指示这些水样中还存在着石膏 ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) 的溶解，同时 Ca^{2+} 参与了阳离子交替吸附作用，导致 SO_4^{2-} 的富集。此外，图 3-3 (c) 中的 G5、G6、G10 和 G11 水样点分布于 $y=4x$ 线的上部。并结合图 3-3 (e) 中对应点也位于 1:1 线以上，其中的 $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ 相较于 $\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-}$ 明显表现不足，该现象揭示其中可能存在硅酸盐矿物风化产生的额外阳离子中和了水中的阴离子，从而影响了水样点的离子平衡。

图 3-3 (f) 为地热水 TDS 质量浓度与取样标高的关系散点图，其中水样 TDS 与标高整体呈现负相关，此外部分浅部地热水也呈现高 TDS 现象。推测地热水在沿倾向向深部流动时，与围岩发生了一系列水岩作用，致使 TDS 质量浓度逐渐增加。而在深部由于水压和热动力驱动，使得地热水由深部向上运移，TDS 质量浓度继续增加，进而导致处于浅部水样也检测出较高的 TDS 质量浓度。

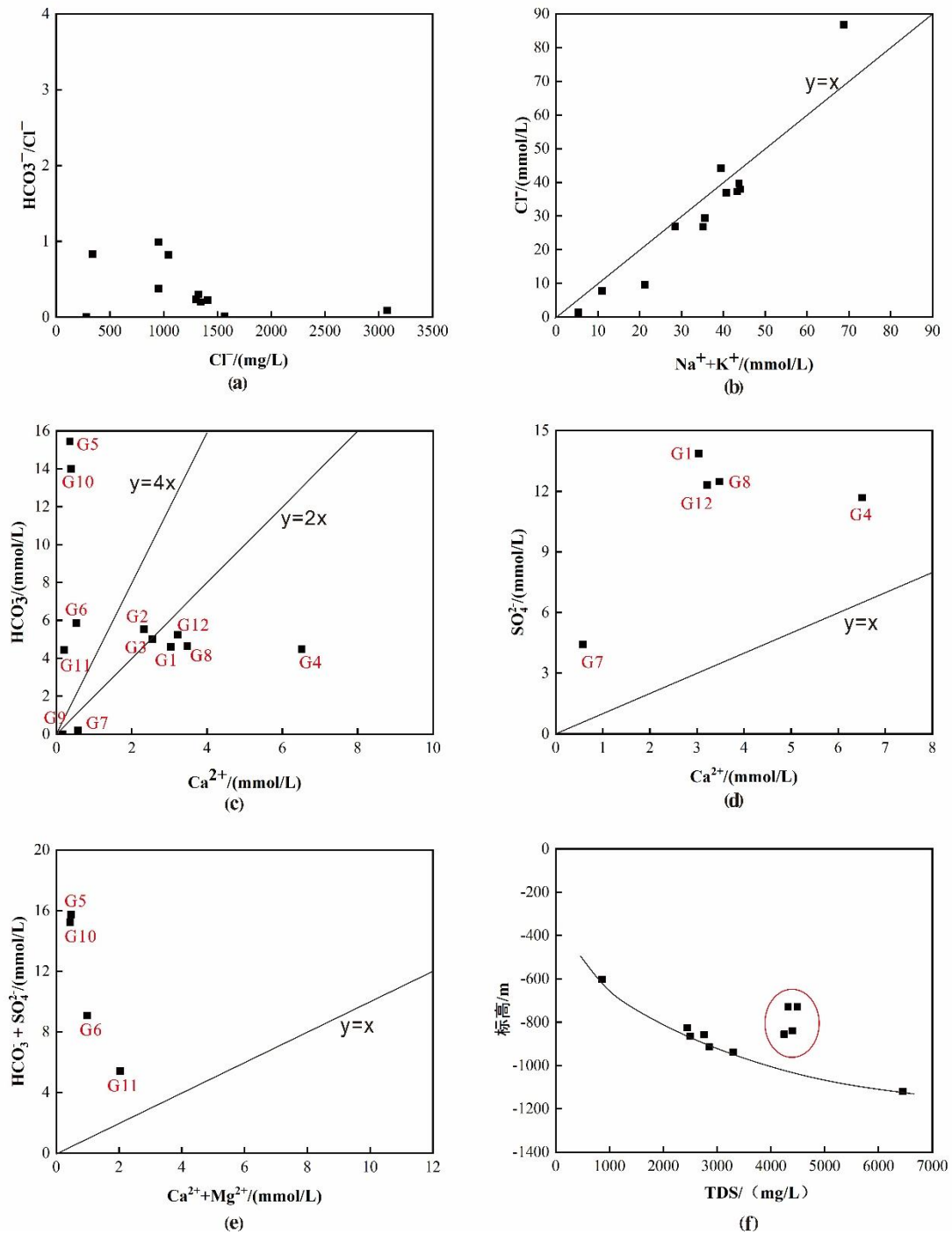


图 3-3 研究区水样主要离子比例图

Figure 3-3 Proportion diagram of main ions in water samples in the study area

3.2.3 综合指标

在地热水化学特征研究中,除需分析水样中主要离子的组成特征及其指示意义,还应关注总溶解固体(TDS)、pH值、总硬度等地下水关键综合指标。通过整合多维度的水化学数据,可为地热资源的梯级利用及可持续开发策略制定提供科学依据^[50,51]。

(1) 总溶解固体 (TDS)

TDS 能够有效反映出地下水中可溶性无机盐与有机物的总含量, 是衡量水体矿化程度的重要指标。本区地热水的 TDS 含量显著偏高, 平均值达 3271.6 mg/L, G4 井甚至超过了 6000 mg/L。依据地下水矿化度分级标准, 研究区地热水属于中等矿化水, TDS 值明显高于常规淡水 (≤ 1000 mg/L)。该地热水已不适合作为饮用水直接使用, 但可用于农业或工业用途。

(2) pH 值

在地热水化学特征研究中, pH 值可准确地反应出地热流体的化学稳定性及腐蚀性。本区地热水的 pH 值范围集中于 7.80~12.41, 均值达 9.00, 属于碱性水类型 ($8.5 < \text{pH} \leq 10$), 且符合典型深循环地热水的碱性演化趋势。此碱性特征有利于抑制金属管道的酸性腐蚀风险, 但同时可能伴随碳酸盐结垢的现象。

(3) 总硬度

总硬度是评价地热流体结垢潜力、适用性及水质安全性的重要指标。其含量与水岩相互作用强度、含水层岩性及地下水循环深度密切相关。研究区地热水的总硬度具有空间异质特征, 均值为 217.65 mg/L。依据中国地下水质量国家标准, 本区地热水总硬度属 II 类地下水范畴 (总硬度 ≤ 300 mg/L), 符合生活饮用水卫生规范要求。

3.3 地热温标 (Geothermal temperature scale)

在研究区地热资源评估与利用方案设计中, 精确估算热储温度是其中的核心基础^[52]。传统测温技术常受钻孔分布与成本所限, 而地球化学温标 (如二氧化硅温标、Na-K 阳离子温标、K-Mg 温标等) 通过分析水化学组分与热储温度的定量关系, 能有效计算深部热储温度。近年来, 学界还发展出多种改进模型, 例如多矿物平衡温标、同位素温标等^[53,54]。这些方法为地热田勘查阶段的储层参数识别、采灌方案优化及可持续开发评估, 提供了坚实的理论支撑。

在地热勘探开发中, SiO₂ 地热温标是计算地热井温度的重要工具^[55]。其主要依据水中溶解的 SiO₂ 浓度与温度之间的关系, 来推算水体的温度^[56]。在许多情况下, SiO₂ 温标与实际温度具有较好的相关性, 能更准确地计算出地下热储的真实温度, 提供有效的温度估计。常见的 SiO₂ 温标种类多样, 包括无蒸汽损失的石英温标、最大蒸汽损失的石英温标、玉髓温标及方英石温标等^[57]。通过对各类温标与 SiO₂ 的关系作溶解曲线图 (图 3-4), 可以看出大部分水样点落于无蒸汽损失的石英温标附近。因此, 本文选择该温标计算研究区的储层温度, 计算公式见式 3-1:

$$T = \frac{1309}{5.19 - \lg S} - 273.15 \quad (3-1)$$

式中, S 为 SiO_2 的溶解度, T 为热储温度。将表中灰岩段的水质全测试结果进行 SiO_2 温标计算, 最终计算得到热储平均温度 $T=48.2^\circ\text{C}$ 。同样的方法计算得砂岩层温度为 42.9°C , 其高地温特征表明存在着高温深循环地下水上升的过程。

地热井中热水温度取决于地热流体循环深度, 呈正相关趋势。其计算公式见式 3-2:

$$Z = \frac{t - t_0}{k} + Z_0 \quad (3-2)$$

式中, Z 为地下水循环深度, m ; t 为热储温度, $^\circ\text{C}$; t_0 为恒温带温度, $^\circ\text{C}$; K 为地温梯度, $^\circ\text{C}/\text{m}$; Z_0 为恒温带深度, m 。结合相关资料, 信湖煤矿恒温带温度约 17.1°C , 深度约 30 m 。由钻孔测温曲线 (图 4-1) 知, 煤矿平均地温梯度值为 $27.7^\circ\text{C}/\text{km}$ 。经计算得, 该区地热水循环的平均深度为 1153 m 。

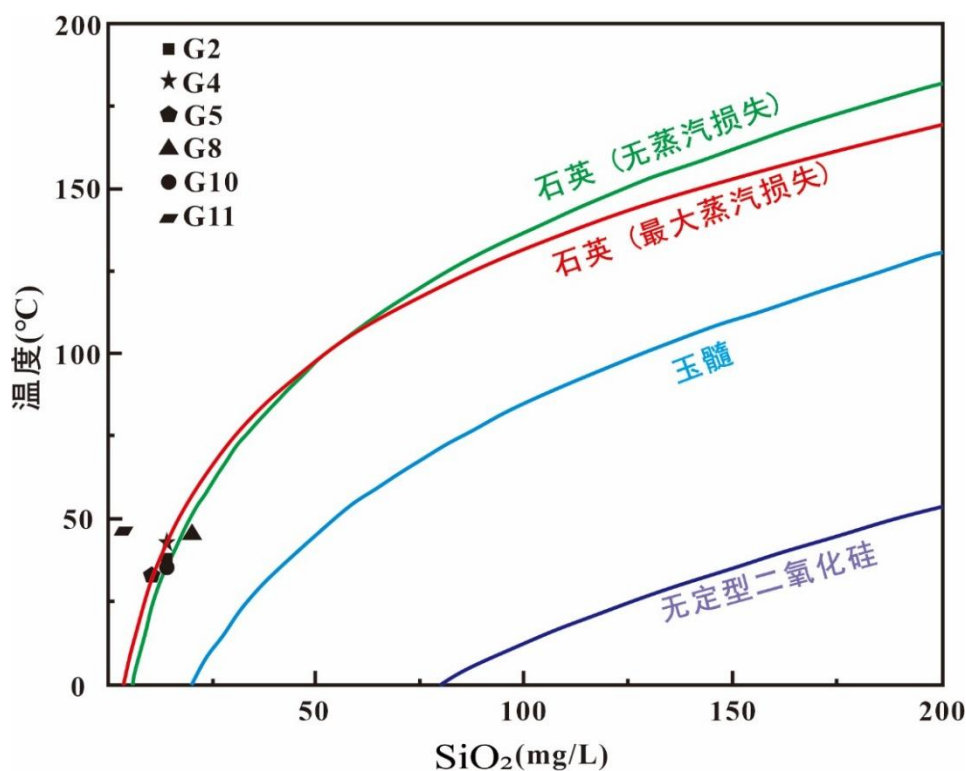


图 3-4 研究区水样 SiO_2 溶解曲线图

Figure 3-4 Dissolution curve of SiO_2 in water samples in the study area

3.4 本章小结 (Summary of this chapter)

本章通过水化学方法对信湖煤矿地下水中的元素组分、离子特征以及热储温度进行分析。研究区 TDS 含量显著偏高, 均值达 3271.6 mg/L ; 平均总硬度为 217.65 mg/L ; pH 值处于 $7.80 \sim 12.41$ 内, 平均值为 9.00 。虽已不适合作为饮用水使用, 但可用于农业或工业领域。地热水中的阳离子以 Na^+ 和 K^+ 为主, 阴离子中 Cl^- 含量最高, 占阴离子总量的 $50\% \sim 80\%$, 主要水化学类型主要为 Na-K-Cl-SO_4 型。依据 Gibbs 模型, 研究区地下水的化学成分主要受到蒸发浓缩作用。通

通过对离子浓度比的分析,大部分水样具有 $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ 质量浓度比低且 Cl^- 质量浓度较高的特征,地热水经历了长时间的径流,同时大量的盐岩、方解石及白云石发生了溶解。以无蒸汽损失的石英温标计算储层温度,得到奥陶系灰岩热储平均温度为 48.2°C ,地热水平均循环深度达 1153 m ,砂岩层温度为 42.9°C ,推测区内存在着高温深循环地下水上升的过程。

4 地温场分布特征及成因机制

4 Distribution and Genesis Mechanism of the Geothermal Field

4.1 钻孔测温 (Borehole temperature measurement)

钻孔测温技术在地热学领域中占据着核心地位,是获取区域地温分布最直接可靠的手段。其能够深入地层内部,精确测量并返回不同深度处的温度数据,该法可清晰地揭示区域内地温的垂直和水平变化规律,为研究地热资源的分布规律、热流特征及地质构造等提供坚实的数据基础^[58,59]。

本研究以信湖煤矿 6 口钻井 (G1、G2、G3、G4、G9、G11) 的测温数据为基础,系统地开展了 0~1265 m 深度范围内的地温场特征解析。经地热梯度校正计算,研究区六口井地温梯度值分布于 24~32 °C/km 区间,整体平均梯度为 27.7 °C/km,处于正常地温梯度区域。如图 4-1 测温曲线显示,G2、G3、G4、G9 及 G11 井的温度-深度曲线在垂向上呈现良好的线性关系,符合典型稳态热传导模型的分布规律,属于区域性低热流背景控制下的传导型地热系统。表明该区域垂向热传输以岩石骨架传导为主导,未受显著的对流热扰动。

在 G1 井测温曲线中,随着深度的增加,地温梯度值明显减小。G1 测温曲线在 500~580 m 内表现出恒温分布特征,在 500 m 埋深以浅时地温梯度为 35.9 °C/km,处于高地温梯度水平,而在 580~1026 层段内地温梯度仅为 23.5 °C/km,较浅部降幅达 34.5%。据张剑^[60]研究信湖煤矿循环上升的地下水是造成地温异常的主要因素。且信湖煤矿煤炭储层位于二叠系中下层与石炭系中,该区域是石灰岩裂隙岩溶含水层,为地热水的循环创造了条件。尤其在 G1 井所在的构造部位,奥陶系岩溶水通过导水构造向上覆石炭-二叠系含水层发生越流补给,形成垂向水力联系通道。由此可以推断,G1 井深部岩层间存在良好的水力联系,导致地下水的活动加快了地温向地表的传导。在 500 m 以浅,上涌热水可将深部热量快速携带至浅层,形成局部热异常;而在 580 m 以深层段,高速水流体与围岩的热交换达到动态平衡,导致热流再分配效应,表现出地温梯度衰减的现象。该地温特征验证了岩溶裂隙介质中“热对流-传导耦合传热”的理论模型,且为煤矿区地热异常区识别及矿山热害防治提供了重要的水文地球物理学证据。

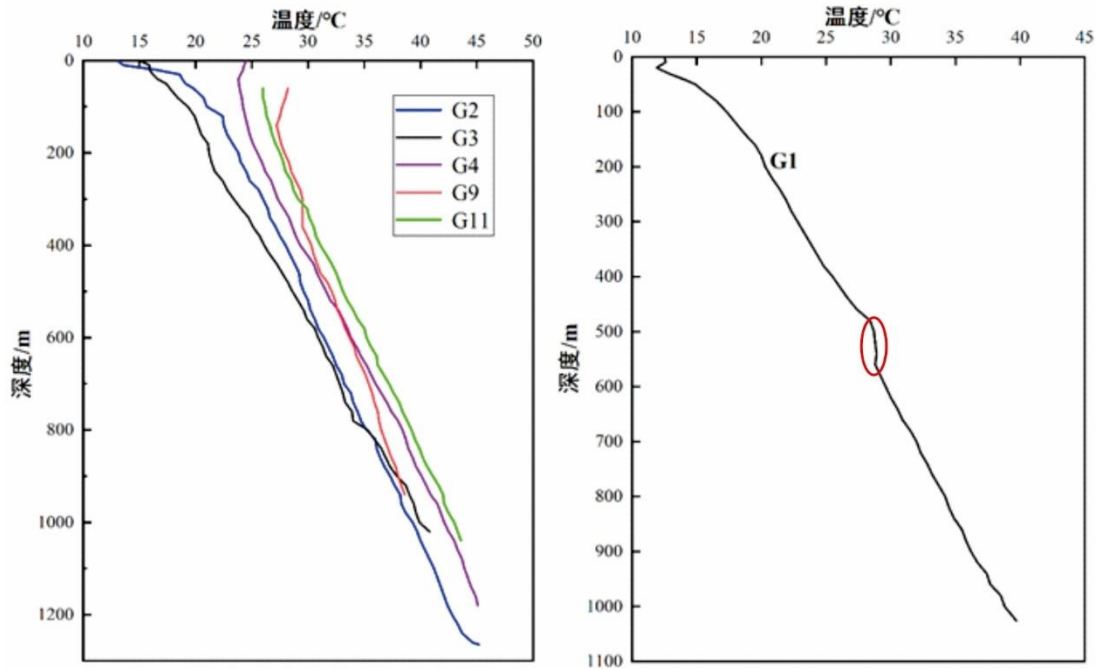


图 4-1 信湖煤矿典型钻孔测温曲线

Figure 4-1 Temperature measurement curve of typical boreholes in Xinhu Coal Mine

4.2 温度场 (Temperature field)

据研究表明,在沉积岩和火成岩中,由放射性元素(U、Th、K)衰变引起的热流密度值相对较小^[61,62]。此外,对信湖煤矿区域内的多个钻孔温度数据进行分析,并未发现由岩浆侵入导致的地温异常现象。因此,可以推断该地区的地热主要来源于地球深部,通过岩石介质的热传导和热对流作用,将热量传递至沉积岩层。受矿物组成及孔隙结构影响,不同岩石间的导热性能有所差异。在导热性较差的地层中,因其传热慢通常具有较高的地温梯度。

结合钻孔测温结果及前人研究,以此获得信湖煤矿北区地温梯度分布图(图4-2)。整体上,信湖煤矿地温梯度值为22~33 °C/km,全区平均地温梯度值为27.2 °C/km,处于正常地温梯度范围内。信湖煤矿北区内绝大部分为正断层,张性和张扭性的断裂形成了良好的导水及导热通道。其中F1断层位于井田中东部,是纵贯全区的正断层,且向东西两侧地温逐渐减小。位于F1断层西侧和F9断层北侧的区域,地温梯度相对较高,大部分在30 °C/km以上。F9断层贯穿东西,延展长度5 km,其以北区域正断层密集,地温梯度明显增高;南部区域断层较少,与北部相比地温梯度值较低。该构造热状态分布特征表明信湖煤矿北区厚层的奥陶系灰岩可优先吸收变质岩深处的热量形成高温热储区。另一方面,在区域构造应力场控制下,地下水通过F9断层以北张性断裂运移沟通灰岩热储,导致煤系和灰岩热储中存在较强的水力联系,形成规模化的地温梯度高值区,为典型断裂控热型地温异常模式。

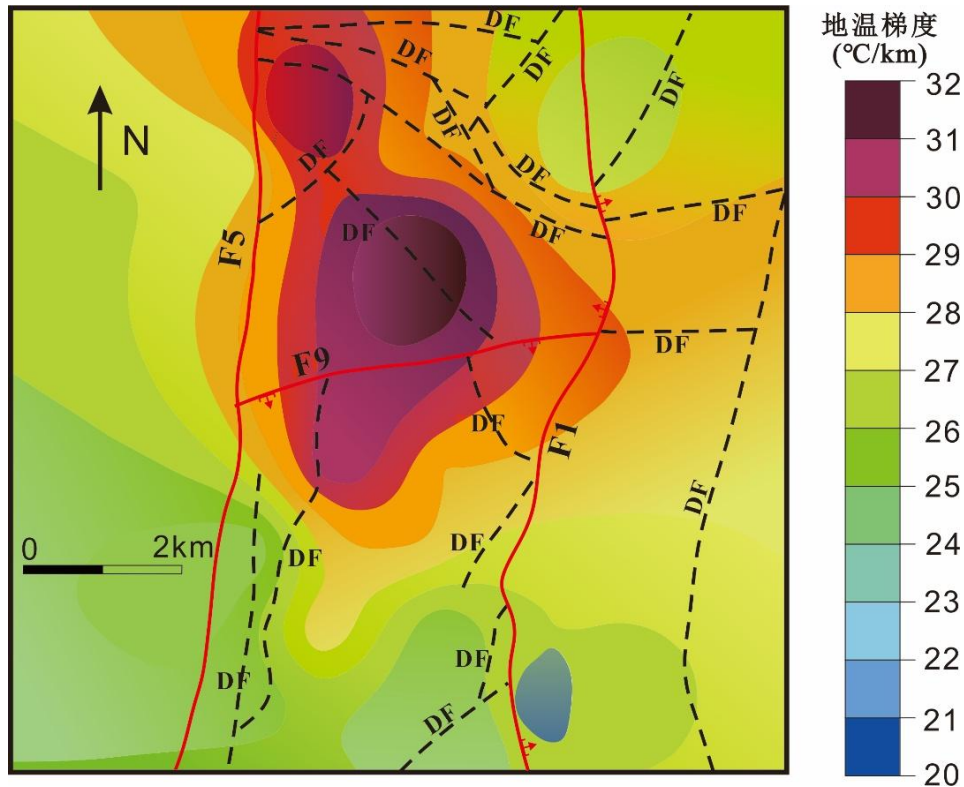


图 4-2 信湖煤矿北区地温梯度分布

Figure 4-2 Geothermal gradient distribution in north area of Xihu Coal Mine

4.3 地热系统成因机制 (Genetic mechanism of geothermal system)

综合上述分析,在查明研究区的构造特征、断层、地层以及水文条件的基础上,结合北区高地温梯度的分布特征,本文提出了信湖煤矿地热系统的成因机制模型(图 4-3)。北区高地温梯度现象是由深部热量的传导作用与地热水的对流作用共同影响的结果,深部热量的传导作用为地热系统提供了稳定的热源,而地热水的对流作用则促进了热量的传输与分布,共同使得北区的地温梯度呈现偏高的特征。

信湖煤矿北区广泛发育张性及张扭性的导水正断层,为不同层位间提供了有效的水力连接。煤系地层之下赋存着厚层奥陶系灰岩,这些地质特征共同构成了北区高地温梯度现象的地质基础。相较于煤层及砂岩,灰岩具有更高的热导率,是一种高效的热传导介质。其能够优先吸收来自深部变质岩层的传导热量,随着温度的逐渐升高,形成了位于煤层之下的优质富水热储层,温度约为 48.2 °C。研究区的热储环境相对封闭,地热水经历了漫长的径流过程,表现为经历深层循环的岩溶地热水。地热水的循环深度约为 1153 m,并在径流过程中与周围围岩进行了充分的热交换,从而形成了高温地热水。在深层循环对流过程中,被加热的地下水在热动力和地压的共同作用下,沿着导水断层(例如 F9、F1 断层)上升,将深层的热量输送回煤系地层,导致断层周边区域出现地温梯度显著增加的现象。

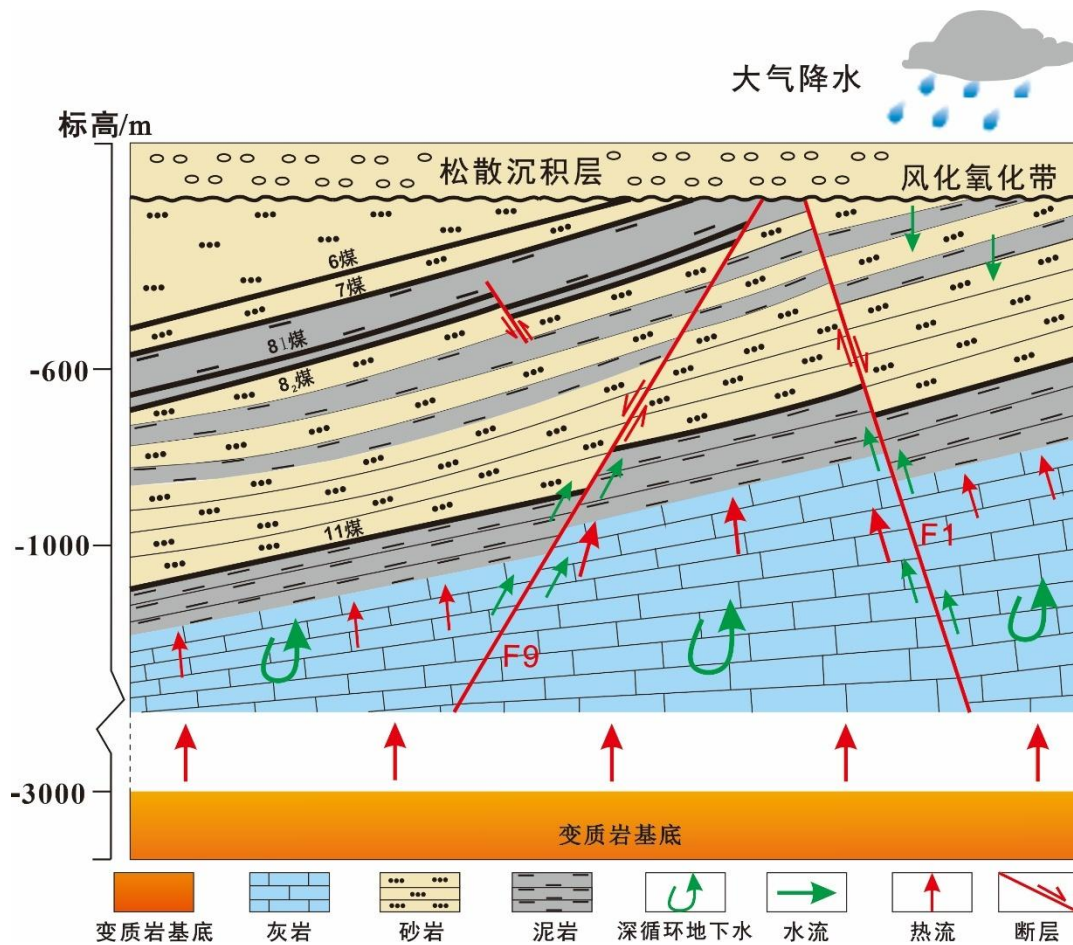


图 4-3 信湖煤矿北区地热系统成因机制

Figure 4-3 Genetic mechanism of geothermal system in north area of Xinhui Coal Mine

本研究基于 COMSOL Multiphysics 软件构建了水-热耦合数值模型，旨在量化温度场与流场的空间耦合特征，从动力学角度揭示深部传导与断层对流的协同作用机制，并为地热系统的成因机制模型提供有效验证。如图 4-4 为地热系统稳态时的温度剖面图，模拟结果显示，垂向地温整体呈现随深度递增的关系，深部温度明显高于浅部，符合稳态热传导规律。但同时 F1、F9 断层周边及浅部区域出现局部地温异常现象，形成了条带状的高温区。该现象符合奥陶系灰岩热储中的高温地热水沿断裂带上涌，导致断层周边及浅部煤层热异常的推断。同时灰岩的高热导率增强了热量在断裂带的聚集效应，而煤系砂岩的低热导率特性则抑制了热量向围岩扩散，最终使得热异常空间分布与断层走向高度一致。该模型可为信湖煤矿地热资源的开发利用提供理论依据，并为类似地区的地热系统研究提供有益参考。

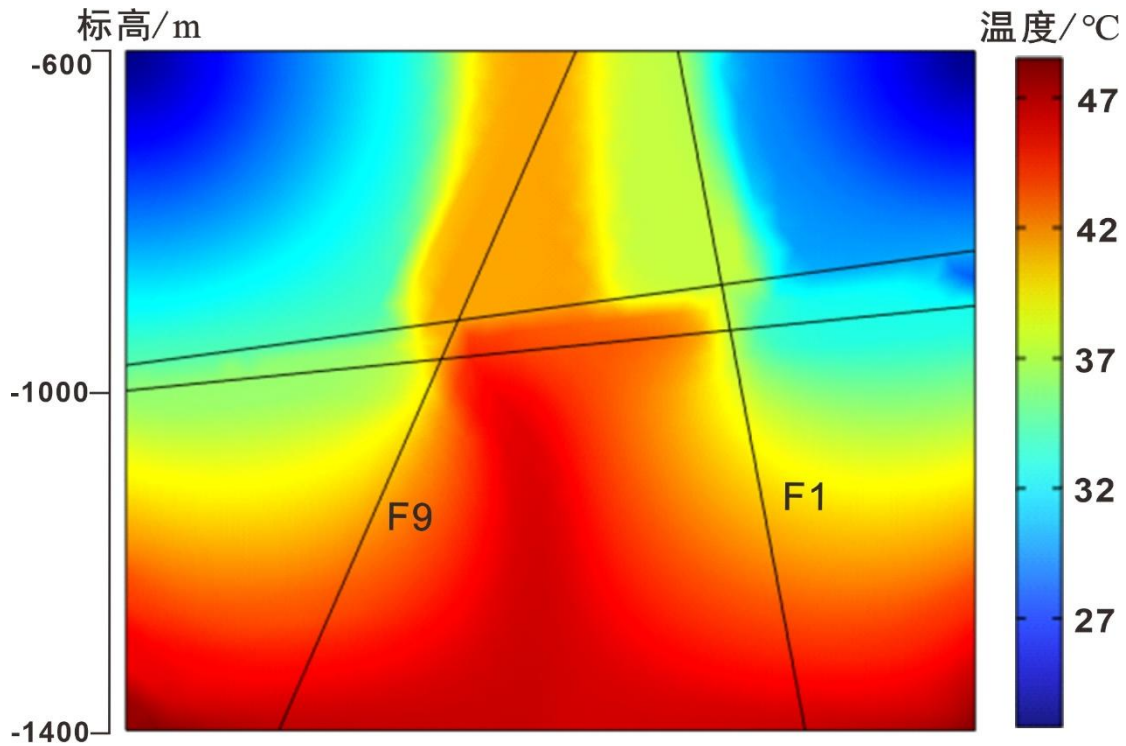


图 4-4 信湖煤矿北区温度剖面图

Figure 4-4 Temperature profile of north area of Xinhua Coal Mine

4.4 本章小结 (Summary of this chapter)

本章结合钻井测温数据与区域地热地质资料，分析了矿区地温场分布特征，揭示了信湖煤矿北区地热系统的成因机制。六口钻井地温梯度值分布于 24～32 °C/km 区间，整体平均梯度为 27.7 °C/km，处于正常地温梯度区。G1 井 580～1026 层段内地温梯度仅为 23.5 °C/km，浅部地温梯度为 35.9 °C/km，较深部显著跃升，表明矿井内深层地层之间存在较强的水力联系，加快了地温向地表的传导。信湖煤矿北区正断层密集，地温梯度较南部明显增高，其中 F1 断层以西及 F9 断层以北的区域为显著的地温异常区，地温梯度值普遍在 30 °C/km 以上。该分布特征是由深部热量的传导作用与地热水的对流作用共同影响的结果，其中深部热量的传导作用为地热系统提供了稳定的热源，而地热水的对流作用则进一步促进了热量向浅部煤层的传输。

5 地热资源梯级利用方案

5 Scheme for Cascade Utilization of Geothermal Resources

5.1 矿区供暖热负荷（Heating load in the mining area）

信湖煤矿区内拥有办公区、生活区、生产区等。办公区主要包括办公楼等联合建筑，供暖需求主要集中在冬季办公时段。生活区则包括职工宿舍、食堂等，供暖需求相对较为稳定且持续时间较长。生产区的部分设备在启动前需要进行预热，在运行过程中也需要一定的热能维持正常工作^[63]。根据淮北矿业集团公布数据及以往研究，信湖煤矿总建筑热负荷为 8157.3 kW。宿舍所需热负荷最大，达 3140 kW，占热负荷总量的 38.5%；办公楼热负荷量仅为 575 kW，占比最小。具体数据见表 5-1。

表 5-1 信湖煤矿热负荷统计表^[64]
Table 5-1 Heat load statistics of Xihu Coal Mine^[64]

名称	面积/m ²	热负荷/kW	备注
办公楼	11500	575	热负荷面积热指标 50 W/m ²
联合建筑	12230	612	
食堂招待所	14540	727	
宿舍 1 号	/	0	已安装单体空调
宿舍 2 号	/	0	
宿舍 3 号	24200	1210	热负荷面积热指标 50 W/m ²
宿舍 4 号	18600	930	
宿舍 5 号	20000	1000	
工业建筑	20000	1200	热负荷面积热指标 60 W/m ²
选煤厂	/	1903.3	/

5.2 地热资源储量（Geothermal resource reserves）

依据 GB/T 11615—2010《地热资源地质勘查规范》，本文采用目前地热资源评价中广泛使用的热储体积法估算信湖煤矿地热资源储量。热储体积法是一种基于热储层物理参数估算地热资源储量的经典方法，被广泛应用于地热资源潜力评估的初期阶段。其通过量化储层岩石及孔隙流体中储存的热能总量，并结合热力学参数与地质模型，从而推算地热系统的可采资源量^[65,66]。计算公式见式 5-1：

$$Q_{\text{total}} = AH \cdot [(1 - \varphi) \cdot \rho_r \cdot C_r + \varphi \cdot \rho_w \cdot C_w] \cdot (T_r - T_0) \quad (5-1)$$

式中, Q_{total} 为地热资源储量, kJ; A 为热储面积, m^2 ; H 为热储层厚度, m; ϕ 为热储岩石的孔隙度, %; ρ_r 为热储岩石的密度, kg/m^3 ; C_r 为热储岩石的比热容, $\text{kJ}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$; ρ_w 为地下热水的密度, kg/m^3 ; C_w 为水的比热容, $\text{kJ}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$; T_r 为热储温度, $^\circ\text{C}$; T_0 为当地年平均气温, $^\circ\text{C}$ 。

据前人研究, 信湖煤矿热储面积 A 为 217.01 km^2 [67]。结合钻探资料, 奥陶系灰岩厚度 H 取 500 m 。查询 DZ40-85 《地热资源评价方法》表 4, 灰岩密度 ρ_r 取 $2700 \text{ kg}/\text{m}^3$, 灰岩比热容 C_r 取 $0.921 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$ 。热水密度 ρ_w 取 $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$, 水的比热容 C_w 取 $4.2 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$ 。奥陶系灰岩的孔隙度参考鲁西豫东皖北区域均值 2.76% [68]。热储温度为 48.2°C , 恒温带温度为 17.1°C 。将数据代入公式求得: 信湖煤矿奥陶系灰岩热储的储量为 $8.55\times 10^{15} \text{ kJ}$, 折合标准煤约 2.92×10^8 吨, 热储容量可观, 具有较大的开采价值。

5.3 地热换热方案 (Geothermal heat exchange scheme)

如图 5-1 所示, 本方案采用热泵系统, 以地下热水为热源构建地热能梯级利用体系, 系统由以下四部分构成闭环运行结构:

(1) 地热采灌系统

建立单井抽采与单井回灌的闭式循环结构。假设地热水抽采过程为理想状态, 无热量损失, 出口温度为 48.2°C , 抽采速率为 $250 \text{ m}^3/\text{h}$ 。并采用同层回灌技术确保地下热储层压力平衡, 形成可持续的地热水开采-回注动态平衡系统。

(2) 流体预处理系统

设置多级预处理单元保障后续设备运行安全, 主要利用脱气罐, 旋流除砂器等实现气体析出与悬浮物的过滤工作。

(3) 梯级利用系统

构建两级热能回收方案, 实现能源的梯级回收与高效利用: 1) 一级直接换热单元。采用一级板式换热器进行首级热量交换, 利用地热水初始焓值直接制备 $45/35^\circ\text{C}$ 采暖循环水, 满足建筑基础热负荷需求。2) 二级热泵强化单元。地热水温度经利用衰减后, 启动二级板式换热器与热泵联合的运行模式。通过提取地热水余热, 经热泵工质相变过程提升热能品位, 同样为采暖末端提供 $45/35^\circ\text{C}$ 的采暖热水。

(4) 建筑供暖系统

采用闭式循环管网输送 $45/35^\circ\text{C}$ 的供暖介质, 通过辐射末端与对流末端相结合的复合传热方式实现建筑供暖。同时设置动态平衡阀组, 根据热负荷变化自动调节各支路流量分配。

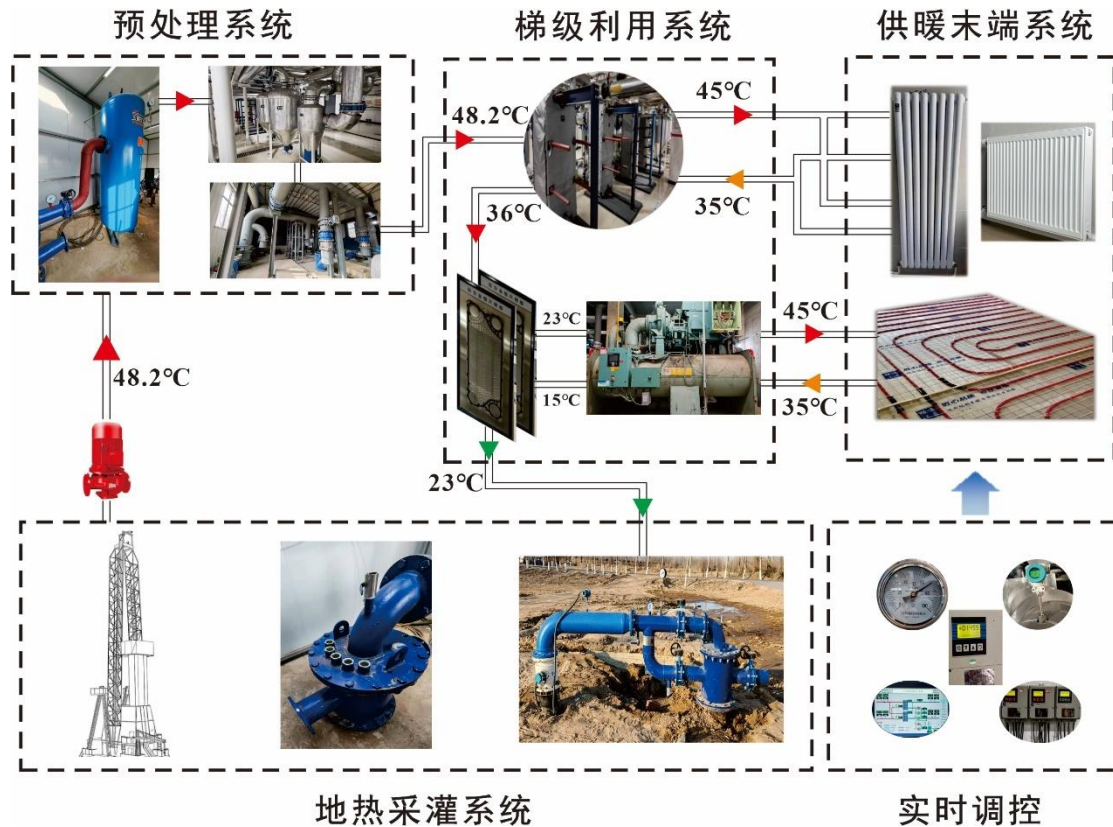


图 5-1 地热供暖工艺流程

Figure 5-1 Geothermal heating process

5.4 参数计算 (Parameter calculation)

5.4.1 一级板式换热器

一级板式换热器利用地热水 (48.2 °C, 250 m³/h) 直接供热, 设计地热水由 48.2 °C 降至 36 °C, 一级板式换热器一次侧温差为 12.2 °C。地热水提供热负荷见式 5-2:

$$Q_1 = 1.163G \cdot \Delta T \quad (5-2)$$

式中, Q_1 为一级板式换热器提供的热负荷, kW; G 为体积流量, m³/h; ΔT 为一级板换进出口温差, °C。代入上述数据, 得: $Q_1 = 3547$ kW。

5.4.2 热泵机组

根据前期热负荷分析结果, 信湖煤矿研究区供暖系统设计总热负荷确定为 8157.3 kW。现阶段已通过一级板式换热器系统实现 3457 kW 的热能供给, 为满足矿区整体供暖需求, 剩余供热缺口需通过高效热泵机组进行补充。计算过程见式 5-3:

$$Q_{\text{热泵}} = Q_{\text{总}} - Q_1 = 4700.3 \text{ kW} \quad (5-3)$$

5.4.3 二级板式换热器

为实现地热资源的梯级利用，系统采用两级换热工艺：一级板式换热器完成地热水的初级换热后，出水继续作为二级换热系统的热源介质。依据热泵机组性能参数与系统热力学分析，本研究采用制热性能系数（COP）为 5 的机组进行系统设计。二级板式换热器需承担的传热负荷见式 5-4：

$$Q_2 = \frac{COP-1}{COP} \cdot Q_{\text{热泵}} \quad (5-4)$$

代入上述数据，得： $Q_2=3760.24 \text{ kW}$ 。通过建立热平衡方程反演计算，确定地热水经两级换热后终温降至 23°C ，满足《地热资源地质勘查规范》（GB/T 11615-2010）中地热尾水回灌的温度控制标准。

5.5 主要设备选型（Selection of main equipment）

5.5.1 一级板式换热器

板式换热器采用层叠式的结构设计实现地热水的能量传递，其核心构造由波纹板片、弹性密封垫片及压紧框架三部分组成。经历过高精度冲压成型的钛合金板片在其中呈周期性排列，相邻板片间由耐高温橡胶垫片分隔形成独立流道，压紧螺栓系统则确保整体结构的密封性与承压稳定性^[69,70]。在运行时， 48.2°C 地热水与 35°C 二次网供暖水分别经四角分配孔导入相邻流道，在 0.6 mm 板片间隔内形成相对逆向流动，并借助波纹板特殊表面结构产生的湍流效应强化传热。最终实现一次侧出水温度降至 36°C 、二次侧出水温度升至 45°C 的换热过程。

单台设备在 $\Delta T=12.2^\circ\text{C}$ （一次侧）与 $\Delta T=10^\circ\text{C}$ （二次侧）工况下的理论换热量为 3457 kW 。结合系统设计规范要求，实际选型需考虑 1.25 倍安全裕度，故确定配置两台并联运行的板式换热器，总换热能力达 4400 kW （ $2 \times 2200 \text{ kW}$ ）。针对地热流体含硫化物及矿化度高的特性，设备材质选用 TA2 级工业纯钛，其耐 Cl⁻ 腐蚀性能达到 GB/T 3625-2007 标准要求，可确保在 pH 值 6.5-8.5 工况下实现 10 万小时以上的稳定运行周期。该选型方案既满足 GB/T 29463-2012《板式热交换器》的强度要求，又符合 DZ/T 0261-2014《地热供热系统工程技术规范》中关于设备耐腐蚀等级的技术规定。

5.5.2 二级板式换热器

基于工艺流程与参数分析，二级板式换热器的理论换热量为 3760.24 kW 。为应对实际工况波动，同样采用 1.25 倍的安全系数进行设备选型。配置方案为选用两台独立运行的板式换热机组，单台换热量为 2350 kW ，总换热能力达 4700 kW ，可满足工艺需求并具备 25% 的冗余量。设备一次侧进水温度为 36°C ，一次

侧出水温度 23℃, 温差达 13℃, 二次侧进水温度 15℃, 二次侧出水温度 23℃。基于水质情况, 亦选用钛板材质。

5.5.3 热泵机组

热泵机组是双工况运行的水源式空调装置, 其通过采用水-水换热模式实现建筑环境的制冷/制热调节。在制热工况下, 通过二级板式换热器实现地热水与热泵循环工质间的间接换热, 将低温地热水中的热能梯级转移至采暖水系统; 制冷工况时则逆向运行, 将空调水系统的显热通过冷却水回路进行排放^[71,72]。针对热泵机组需提供 4700.3 kW 的热负荷需求, 经设备选型计算采用模块化配置方案, 选用两台制热能力为 2360 kW 的机组并联运行。所选机组 COP 为 5.0, 对应单机制热工况输入功率为 472 kW, 符合二级能效标准要求。热交换系统参数设计为: 蒸发器侧采用 8℃换热温差配置, 进水温度 23℃经换热后降至 15℃; 冷凝器侧设定 10℃传热温差, 进水 35℃经热泵升温至 45℃实现热能输出。

5.6 碳减排效益 (Carbon emission reduction benefits)

与化石燃料供能体系相比, 地热能开发利用在低碳转型中展现出显著的生态效益与技术经济性优势。基于全生命周期测算, 地热供热系统在建设与投产阶段即可比传统燃煤供暖节能 30%以上, 同时在后续运营过程中, 其运营成本也显著降低^[73]。参考矿区气候条件, 按每年供暖 120 天计算耗电量, 两种供暖方式真实的污染物排放量如表 5-2 所示。相较于燃煤供暖, 采用地热水供暖可为矿区每年减少 CO₂ 排放 5266 t, 减少 SO₂ 排放 73.4 t, 按碳交易价格 97 元/t 计算, 每年碳减排效益约 51.08 万元, 具有良好的经济效益, 且符合国家节能减排的政策要求。

表 5-2 污染物产生量对比

Table 5-2 Comparison of pollutant production

项目	供暖形式	
	燃煤	地热
年供出热量/×10 ⁴ GJ	8.457	8.457
年燃标煤量/t	2911.8	0
年耗电量/×10 ⁴ kWh	36	272
年电折标煤/t	117.7	889.3
年 SO ₂ 产生量/t	103.9	30.5
年 NO _x 产生量/t	24.5	7.18
年 CO ₂ 产生量/t	7454	2188

5.7 本章小结 (Summary of this chapter)

本章利用热储体积法计算了信湖煤矿地热资源静态储量,并设计了矿区地热能梯级供暖方案。经计算得,信湖煤矿奥陶系灰岩热储的地热储量为 8.55×10^{15} kJ,折合标准煤约 2.92×10^8 吨,具有较大的开采价值。矿区总建筑热负荷为 8157.3 kW。本文采用板式换热器联合热泵机组的方案为其供暖,设计生产井抽采速率为 $250 \text{ m}^3/\text{h}$,其中一级板式换热器提供热负荷 3547 kW,一次侧出水温度降至 36°C ,剩余供热缺口则通过热泵机组进行补充,最终地热水回灌温度降为 23°C 。该地热水供暖方案可为矿区每年减少 5266 t CO_2 排放,每年碳减排效益约 51.08 万元,具有良好的经济效益,且符合国家节能减排的政策要求。

6 灰岩热储取热供能数值模拟

6 Numerical Simulation of Heat Extraction and Energy Supply from Limestone Thermal Storage

6.1 几何模型 (Geometric model)

本研究借助 COMSOL Multiphysics 模拟软件评价奥陶系灰岩热储热资源开采的可持续性，以查明信湖煤矿地热供暖系统的使用年限。如图 6-1 所示，数值模型由矿区地层剖面图拉伸而成，几何尺寸为 $1000\text{ m} \times 1000\text{ m} \times 800\text{ m}$ 。鉴于断层滑移量较小，在此对地层做连续性处理。方案采用一抽一灌的开采模式，生产井与回灌井呈直线排列，设定井间距梯度分别为 400 m 、 600 m 、 800 m 和 900 m ，评估不同井间距对热资源开采可持续性的影响。生产井与回灌井采用同层抽灌，确保热储压力平衡，避免地下水位异常变化。

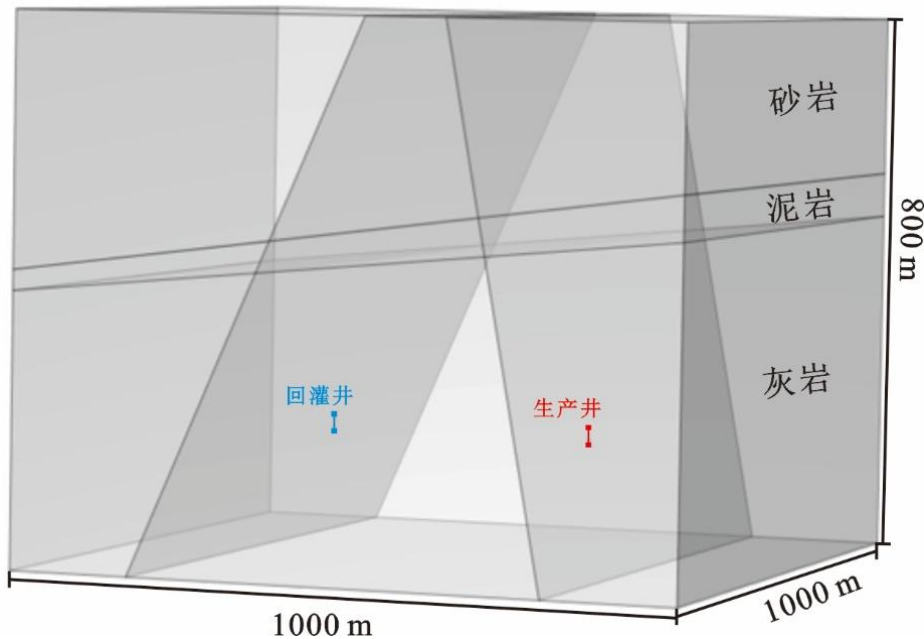


图 6-1 模型示意图

Figure 6-1 Schematic diagram of model

6.2 控制方程 (Governing equations)

本研究采用有限元方法，通过 COMSOL Multiphysics 平台实现达西定律（渗流场）与多孔介质传热（温度场）的耦合计算，时间步长设定为 0.2 年，总模拟时长 50 年。控制方程的建立遵循以下假设：

- (1) 流体为牛顿流体，渗流规律符合达西定律；
- (2) 忽略热-流耦合过程中的化学反应与相变影响；

(3) 固-流传热的时间尺度足够长, 流体温度始终等于岩体温度, 处于局部热平衡条件。

该方法能够有效捕捉热-流耦合过程中的非线性特征, 为热储资源的长期规划提供依据。采用达西定律与连续性方程描述地下水渗流过程, 见式 6-1、6-2:

$$\mathbf{u} = -\frac{\kappa}{\mu}(\nabla p + \rho_w \mathbf{g} \nabla z) \quad (6-1)$$

$$\frac{\partial(\phi \rho_w)}{\partial t} + \nabla(\rho_w \mathbf{u}) = S \quad (6-2)$$

式中, $\mathbf{u}$ 为达西速度矢量, m/s ; κ 为岩石渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为流体动力黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; p 为孔隙压力, MPa ; ∇z 为高程梯度方向单位矢量; S 为注入或开采时流体的质量变化, 单位 $\text{kg}/(\text{s}\cdot\text{m}^3)$ 。

局部热平衡条件下, 采用式 6-3 表征多孔介质传热过程:

$$[(1-\phi)\rho_r C_r + \phi \rho_w C_w] \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_w C_w \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla(\lambda_{\text{eff}} \nabla T) \quad (6-3)$$

式中, $\lambda_{\text{eff}} = (1-\phi)\lambda_r + \phi \lambda_w$ 为等效热导率; λ_r 为岩石热导率; λ_w 为流体热导率。这些方程共同构成了地热采灌过程的多尺度数学表征, 是揭示复杂热-流耦合机制的关键理论工具。

6.3 参数设定 (Parameter setting)

优化地热系统的参数配置是延长热突破时间、实现可持续开采的关键。据 Zhang Le^[74]研究, 高热导率的岩石能够更高效地传导热量, 缓解抽采过程中温度的快速下降, 延长热突破时间。渗透率较高的储层可促进地下水流动与热交换, 使热资源在更大范围内均匀分布, 达到延缓局部热枯竭的目的。在较小井间距下, 地热资源往往因过度集中开采而导致热储温度快速衰减, 热突破时间显著缩短。相反, 较大井间距则能够促进热资源的均匀利用, 延长热储的使用年限。虽然抽采速率的增加也会缩短热突破时间, 但通过增加尾水的回灌温度, 可有助于延长热储的可持续使用周期^[75,76]。本文具体的关键参数设定见表 6-1。

表 6-1 模型关键参数

Table 6-1 Key parameters of the model		
类别	参数	表达式
储层物性	密度/ kg/m^3	2700
	渗透率/ m^2	4×10^{-14}
	热导率/ $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$	3
	恒压热容/ $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$	900
流体物性	密度/ kg/m^3	1000
	比热容/ $\text{J}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{C})$	4200
	热导率/ $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$	0.59

续表 6-1 模型关键参数

Continued table 6-1 Key parameters of the model

抽灌条件	抽采速率/ m ³ /h	250
	回灌温度/ °C	23

6.4 结果分析 (Result analysis)

本文基于 COMSOL Multiphysics 模拟软件对不同井间距下灰岩热储温度场的演化规律进行了定量分析。图 6-2、图 6-3、图 6-4 与图 6-5 分别为 400 m、600 m、800 m 及 900 m 井间距下热储温度场剖面的分布特征图。如图所示，在 0.2 年时，由于尾水回灌的时间较短，各井间距下的温度场均未受到明显干扰，生产井的出口温度基本保持不变。随着时间的延长，冷水的作用范围不断扩大，其所产生的冷锋也逐渐逼近生产井。400 m、600 m、800 m 井间距的工况在第 50 年时均受到了回灌井冷锋的影响且已发生热突破，其中 400 m 工况下的冷锋已完全覆盖生产井，热突破现象最为严重。而当井间距为 900 m 时，生产井在 50 年内始终未接触冷场，仍具备开采潜力。综上可以看出，井间距对热突破时间及温度衰减速率具有显著的影响，当井间距越小时，回灌井冷锋面迁移速度越快，热储局部温度下降幅度越大；反之，较大井间距则可有效延缓热突破过程，维持热储温度的长期稳定。

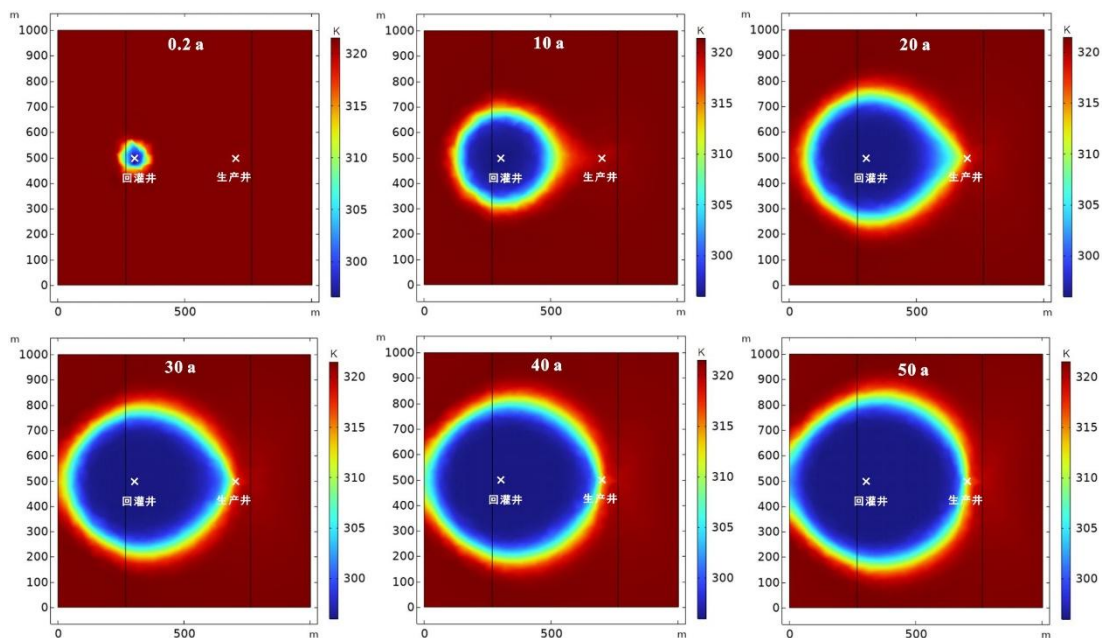


图 6-2 400 m 井间距下热储温度剖面图

Figure 6-2 Thermal reservoir temperature profile at 400 m well spacing

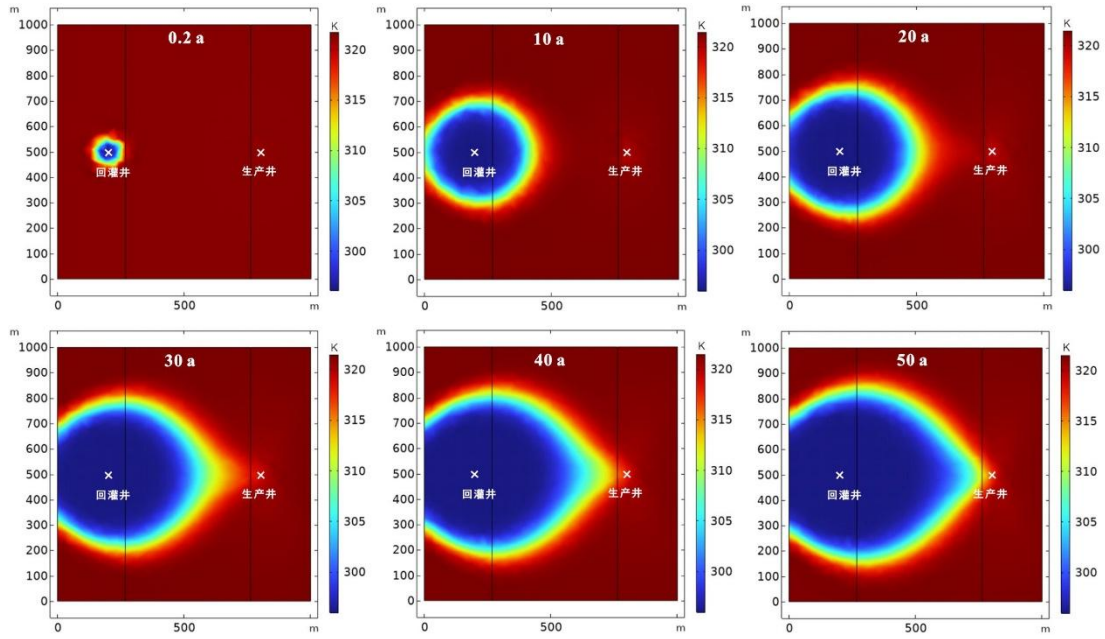


图 6-3 600 m 井间距下热储温度剖面图

Figure 6-3 Thermal storage temperature profile at 600 m well spacing

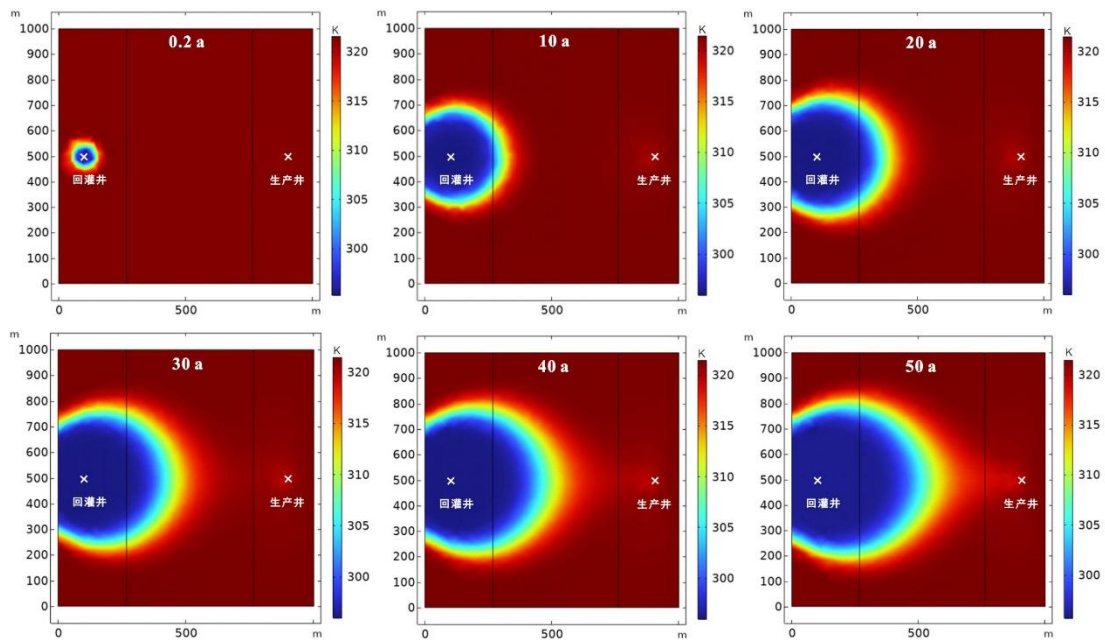


图 6-4 800 m 井间距下热储温度剖面图

Figure 6-4 Thermal storage temperature profile at 800 m well spacing

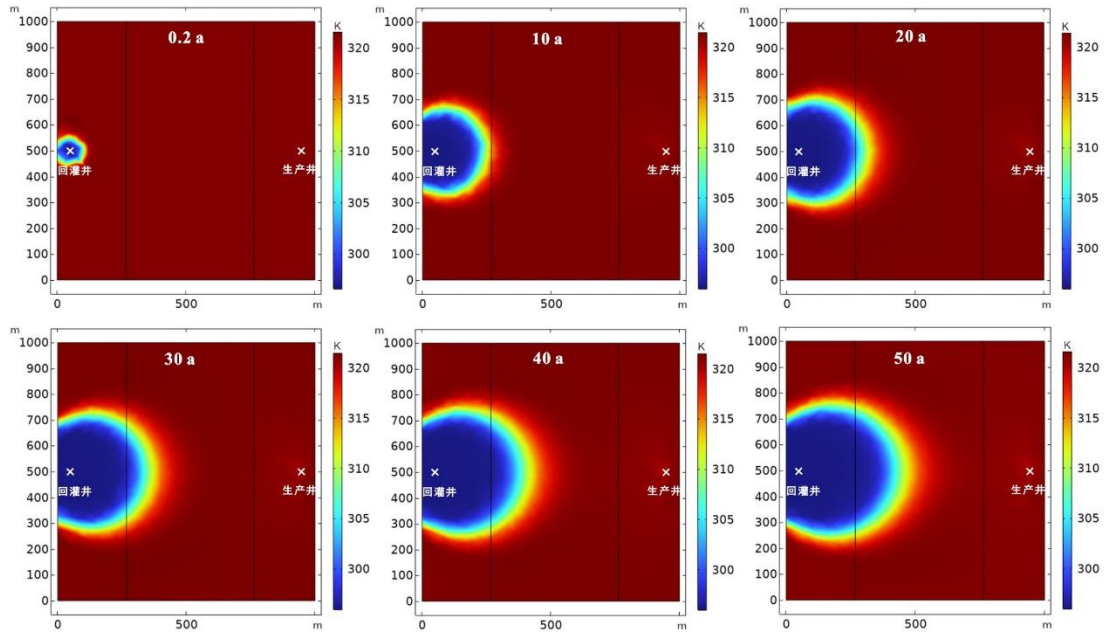


图 6-5 900 m 井间距下热储温度剖面图

Figure 6-5 Thermal storage temperature profile at 900 m well spacing

如图 6-6 所示, 在 400 m 井间距工况下, 生产井出口温度在 50 年后降至 36.99°C , 较初始温度下降 11.21°C 。本文规定温度下降 1°C 即视为发生热突破, 则此时已发生严重热突破, 热突破时间为 17.1 年, 冷锋已越过生产井, 低温回灌水快速迁移至生产井, 导致热储开采效率显著降低。而当井间距扩大至 600 m 时, 50 年时回灌井的冷锋也已到达生产井, 且出口温度为 43.38°C , 温度衰减幅度缩减至 4.82°C , 热突破时间延长至 26.8 年。进一步增大井间距至 800 m 时, 50 年后出口温度为 46.39°C , 温度降幅为 1.81°C , 对应热突破时间为 42.2 年。当井间距进一步扩大至 900 m 时, 50 年后热储温度为 47.23°C , 仅较初始温度下降 0.97°C 。在该工况下, 热储温度始终未达到热突破标准, 表明 900 m 井间距能够有效延缓热突破过程, 提高热储资源的可持续开采年限。

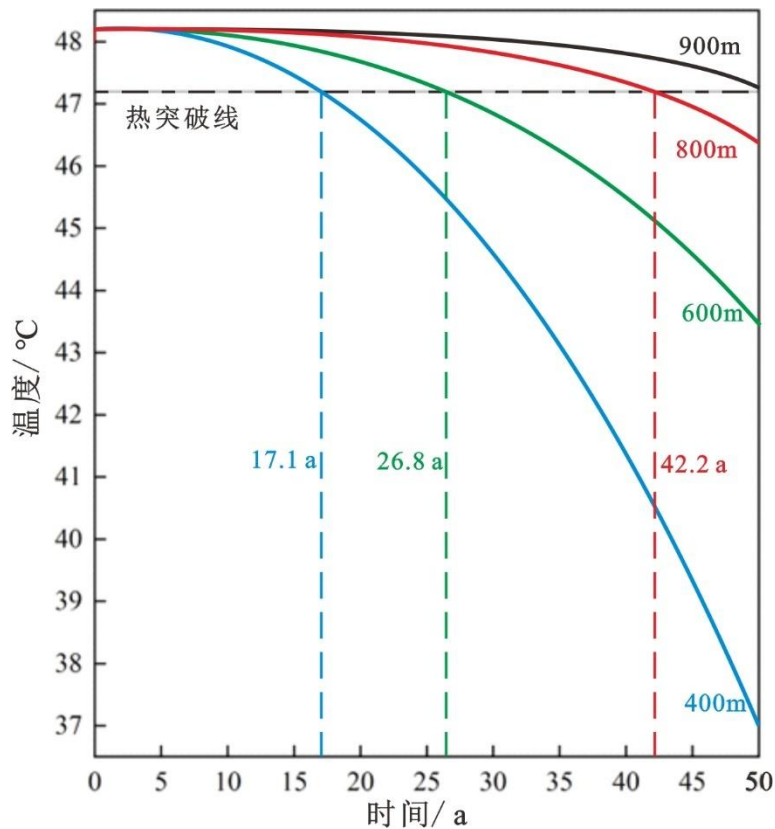


图 6-6 不同井间距下温度变化曲线

Figure 6-6 Temperature variation curve under different well spacing

为进一步直观展示不同井间距下热突破发生时的温度场特征，本文绘制了 400 m、600 m、800 m 井间距下发生热突破时的温度剖面图（图 6-7）。模拟结果显示，在不同井间距下的回灌井冷锋到达生产井的位置时，出口温度均发生了热突破。可见无论在何种井间距条件下，冷锋抵达生产井都是热突破的关键标志。通过对比，可以更清晰地理解井间距对热储温度场演化规律的影响：随着井间距的增大，冷锋到达生产井的时间逐渐延长，温度衰减幅度逐渐减小，从而有效延缓热突破过程。因此，通过增大井间距可有效扩大热储流场的作用范围，降低单位体积流体的热提取强度，从而达到延缓温度场衰减速率的目的。

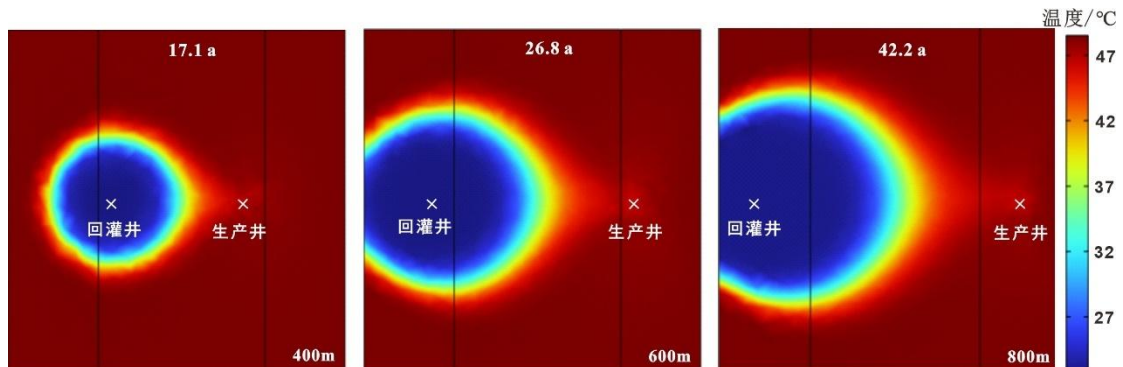


图 6-7 不同井间距热突破温度剖面图

Figure 6-7 Profile of thermal breakthrough temperature at different well spacing

增大井间距会增加初期的管道铺设成本,但其通过延长热突破时间与降低运维能耗,仍可节约全生命周期内的综合成本。综合考虑方案施工难度与经济成本,本文采用 900 m 的井间距作为最优方案,可将开采系统热突破时间延长至 50 年。

6.5 本章小结 (Summary of this chapter)

本章利用 COMSOL Multiphysics 数值模拟软件评价了灰岩热储开采的可持续性,研究了不同井间距下发生热突破的时间,以此确定可维持供暖系统正常工作 50 年的最优井间距。热储开采模型尺寸为 1000 m×1000 m×800 m,采用一抽一灌、100%同层回灌的开采模式,并借助 COMSOL 开展达西定律(渗流场)与多孔介质传热(温度场)的耦合计算。结果显示:400 m、600 m、800 m 井间距的工况在第 50 年时均发生了热突破,热突破时间分别为 17.1 a、26.8 a、42.2 a。而当井间距扩大至 900 m 时,50 年后热储温度为 47.23 °C,较初始温度下降 0.97 °C,未达到热突破标准。最终选择 900 m 的井间距开采信湖煤矿深层地热水,为该地区地热资源的高效开发提供了理论依据。

7 结论

7 Conclusion

我国深部矿山地热资源储量丰富,是中深层水热型地热资源的重要组成部分。本文以安徽省信湖煤矿深层地热水为研究对象,综合运用地热学、水文地质学及数值模拟等多学科方法,对该区域地热水的化学组成特征及其指示意义、热储温度和水循环深度等进行了详细分析。同时,进一步查明了矿区地温梯度分布规律,揭示了信湖煤矿地热系统的富水聚热模式。最后,本文设计了地热资源梯级利用方案,并借助模拟软件对奥陶系灰岩热储热资源开采的可持续性进行评价。得到以下主要结论:

(1)淮北煤田信湖煤矿地热水 pH 为 7.80~12.41;平均总硬度 217.65 mg/L; TDS 均值为 3271.6 mg/L,属于中等矿化水。地热水中阳离子以 Na^+ 和 K^+ 为主,阴离子主要为 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- ,地热水类型主要为 Na-K-Cl- SO_4 型。水化学分析和 Gibbs 模型揭示了水体化学成分主要受蒸发浓缩控制,且研究区内广泛存在盐岩溶解和地下水上升的现象。

(2)通过无蒸汽损失的 SiO_2 地热温标计算储层温度,得信湖煤矿奥陶系灰岩热储平均温度为 48.2 °C,地热水平均循环深度达 1153 m,为经历深循环的岩溶地热水。砂岩层温度为 42.9 °C,表明区内存在着高温地下水上升的过程。

(3)信湖煤矿地温梯度分布特征显示,全区平均地温梯度值为 27.2 °C/km,处于正常地温梯度范围内。特别是在 F1 以西及 F9 以北的区域,地温梯度较高且导水断层密集,煤系和灰岩热储中存在较强的水力联系,为典型的断裂控热型地温异常模式。

(4)信湖煤矿地热系统的成因机制模型表明,北区高地温梯度分布特征受到构造特征、断层和地层空间配置的综合影响,煤系下伏的奥陶系灰岩和伸展断裂奠定了热储富水及导热的地质基础。深部热量的传导作用为地热系统提供了稳定的热源,而地热水的对流作用促进了热量向浅部煤层的传输。

(5)信湖煤矿地热资源总量达 8.55×10^{15} kJ。矿区所需热负荷为 8157.3 kW,将 48.2 °C 的地热水联合热泵系统可满足其基本供暖需求。设计一抽一灌、100% 回灌、900 m 井间距的开采方案可保证地热系统 50 年内不发生热突破,为矿区提供长期的供暖服务,并具有可观的节能减排效益。

参考文献

- [1] Azwardi, Andaiyani S, Igamo A. M, et al. The Environmental Impacts of Natural Resources Depletion[J]. International Conference on Indonesian Architecture and Planning, 2022, 334: 705–714.
- [2] Attanayake K, Wickramage I, Samarasinghe U, et al. Renewable energy as a solution to climate change: Insights from a comprehensive study across nations[J]. Plos one, 2024, 19(6): e0299807.
- [3] 陈英超, 万家杭. “双碳”目标下中国能源结构变化趋势预测[J]. 中外能源, 2025, 30(03): 1-6.
- [4] 曹锐, 多吉, 李玉彬, 等. 我国中深层地热资源赋存特征、发展现状及展望[J]. 工程科学学报, 2022, 44(10): 1623-1631.
- [5] 夏晴, 郭帅, 马静晨, 等. 地热能利用技术研究进展综述[J]. 太阳能, 2024, (07): 109-117.
- [6] Gutiérrez-Negrín L. C. Evolution of worldwide geothermal power 2020–2023[J]. Geothermal Energy, 2024, 12(1): 14.
- [7] 王贵玲, 陆川. 碳中和目标驱动下地热资源开采利用技术进展[J]. 地质与资源, 2022, 31(03): 412-425+341.
- [8] 汪集暘, 庞忠和, 程远志, 等. 全球地热能的开发利用现状与展望[J]. 科技导报, 2023, 41(12): 5-11.
- [9] He Zhiliang, Feng Jianyun, Luo Jun, et al. Distribution, exploitation, and utilization of intermediate-to-deep geothermal resources in eastern China[J]. Energy Geoscience, 2023, 4(4): 100187.
- [10] 姜光政, 王亚奇, 胡杰, 等. 中国中-高温地热资源勘探方向与优选靶区[J]. 科技导报, 2022, 40(20): 76-82.
- [11] 李文, 孔祥军, 袁利娟, 等. 中国地热资源概况及开发利用建议[J]. 中国矿业, 2020, 29(S1): 22-26.
- [12] 尹玉龙. 中国地热资源及其潜力评估[J]. 科技与创新, 2018, (05): 57-58.
- [13] 王龙平, 魏永霞, 程宏超, 等. 安徽长江经济带地热资源赋存特征及潜力评价[J]. 中国地质, 2022, 49(06): 1765-1777.
- [14] 张克松, 王朱亭, 姚波, 等. 安徽省阜阳盆地及周边大地热流分布特征[J]. 地质科学, 2024, 59(02): 375-387.
- [15] 张家林, 杨帆, 张望, 等. 深部资源开采创新成效分析与思考[J]. 采矿与安全工程学报, 2024, 41(03): 450-461.

- [16] 平宇, 李放, 季文清, 等. 深部地热水多开采井联合运行模式优化[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(01): 140-151.
- [17] 王文婕, 张淑含. 深部开采矿井地热能开发与热害协同防治技术[J]. 煤炭与化工, 2022, 45(09): 87-90.
- [18] 陈璐, 陈青, 张梅, 等. 矿山深部开采顺序优化与岩爆灾害超前控制效果研究[J]. 中国矿业, 2025, 34(04): 76-86.
- [19] 刘金娥, 王培植, 姚东. 矿井高温高湿环境危害分析及治理措施[J]. 工业安全与环保, 2008, (09): 27-28.
- [20] 张海鹏. 地下金属矿山深部开采的主要问题及应对措施[J]. 世界有色金属, 2024, (13): 49-51.
- [21] 张发旺, 赵淼, 李胜涛, 等. 废弃煤矿山地热资源开发利用研究[J/OL]. 中国地质, 1-14[2024-12-23].
- [22] 汪集暘, 孔彦龙, 段忠丰, 等. “双碳”目标下煤田区地热资源开发利用与储能技术[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(02): 1-11.
- [23] MENÉNDEZ J, ORDÓÑEZ A, ÁLVAREZ R, et al. Energy from closed mines: Underground energy storage and geothermal applications[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 108: 498-512.
- [24] Huang Linqi, Wei Yunfeng, Chen Zhiying, et al. Thermal Hazard Evaluation and Prediction in Deep Excavations for Sustainable Underground Mining[J]. Sustainability, 2024, 16(24): 10863.
- [25] 张吉雄, 刘恒凤, 周楠, 等. 深部矿山相变蓄热功能充填采热构想及技术体系[J]. 采矿与安全工程学报, 2023, 40(05): 933-944.
- [26] 万志军, 张源, 师鹏, 等. 煤-热共采模式下地热水非常规开采数值模拟研究[J]. 煤炭学报, 2023, 48(03): 1115-1125.
- [27] Anderson A, Rezaie B. Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future[J]. Applied Energy, 2019, 248: 18-34.
- [28] Liu Hengfeng, Alfonso Rodriguez-Dono, Zhang Jixiong, et al. A new method for exploiting mine geothermal energy by using functional cemented paste backfill material for phase change heat storage: Design and experimental study[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 54: 105292.
- [29] 褚召祥, 田家丰, 李晓昭. 关废矿山(地)热能开发与储用[J/OL]. 科学通报, 1-9[2024-12-23].
- [30] 郭平业, 卜墨华, 张鹏, 等. 矿山地热防控与利用研究进展[J]. 工程科学学报, 2022, 44(10): 1632-1651.
- [31] 王贵玲, 蔺文静. 我国主要水热型地热系统形成机制与成因模式[J]. 地质学报, 2020, 94(07): 1923-1937.

- [32] Li Yanhe, Yu Kun, Wan Zhijun, et al. Regional structural controls on a hydrothermal geothermal system in the eastern dingshan coalfield, China: A comprehensive review[J]. *Geothermics*, 2024, 123: 103131.
- [33] 李金玺, 孙东, 李智武, 等. 四川盆地水热型地热资源构造成因模式[J]. *地质科学*, 2023, 58(02): 438-460.
- [34] Barcelona H, Lelli M, Norelli F, et al. Hydrochemical and geological model of the Bañitos-Gollete geothermal system in Valle del Cura, main Andes Cordillera of San Juan, Argentina[J]. *Journal of South American Earth Sciences*, 2019, 96: 102378.
- [35] Zheng Tingting, Andri Stefánsson, Kang Fengxin, et al. Geochemical and isotope constraints on the hydrogeology and geochemistry of the geothermal waters in the Shandong Peninsula, China[J]. *Geothermics*, 2023, 108: 102628.
- [36] 康凤新, 史启朋, 马哲民, 等. 盆地潜凸起岩溶热储地热田成因机理: 以菏泽潜凸起为例[J]. *地质学报*, 2023, 97(01): 221-237.
- [37] Wang Xinwei, Liu Huiying, Wang Tinghao, et al. Mechanism of heat transfer and accumulation in sedimentary basin geothermal anomaly belts: a case study of Bohai Bay Basin, China[J]. *Geothermal Energy*, 2025, 13(1): 1-25.
- [38] 刘邹炜, 杨明合, 黄琳, 等. 废弃井地热能开发工艺与数值模拟研究进展[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(03): 311-318.
- [39] 付海洋. 安居煤矿深地热能利用评估及热煤协同开采技术研究[D]. 中国矿业大学, 2022.
- [40] 顾天煜. 鲁北地区中深层高温地热资源开发潜力评价研究[D]. 中国矿业大学, 2024.
- [41] Huang Yonghui, Kong Yanlong, Cheng Yuanzhi, et al. Evaluating the long-term sustainability of geothermal energy utilization from deep coal mines[J]. *Geothermics*, 2023, 107: 102584.
- [42] 薛攀源. 裂隙对深部矿井埋管充填体蓄/释热特性影响的研究[D]. 西安科技大学, 2022.
- [43] 李孜军, 徐宇, 贾敏涛, 等. 深部矿井岩层地热能协同开采治理热害数值模拟[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2021, 52(03): 671-680.
- [44] Ma Yuanyuan, Li Shibin, Zhang Ligang, et al. Heat extraction performance evaluation of U-shaped well geothermal production system under different well-layout parameters and engineering schemes[J]. *Renewable Energy*, 2023, 203: 473-484.
- [45] Zheng Rudan, Xiong Chaofan, Ping Jianhua, et al. Hydrogeochemical characteristics and hydrothermal genesis model of the fracture zone in the southeastern foothills of Taihang Mountains[J]. *Hydrogeology & Engineering Geology*, 2024, 51(3): 43-56.
- [46] Qu Jihong, Lin Jixian, Wang Jihua, et al. Analysis of the evolution and causes of groundwater chemistry after ecological water replenishment of the Jialu River, China[J]. *Scientific Reports*, 2024, 14(1): 18759.

- [47] Marandi A, Shand P. Groundwater chemistry and the Gibbs Diagram[J]. *Applied Geochemistry*, 2018, 97: 209–212.
- [48] Yu Yanbo, Yan Baizhong, Tuo Yapeng, et al. Chemical evolution characteristics and influencing factors of groundwater in the saline and fresh water funnel area in Hengshui City, North China[J]. *Scientific Reports*, 2025, 15(1): 3276.
- [49] 张杰, 陈陆望, 侯晓伟, 等. 华北型煤田奥陶系岩溶水水文地球化学特征及其对地热的指示意义[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(10): 3831-3844.
- [50] 李光宇. 广东省丰顺县地热区温泉水化学特征及成因研究[D]. 中国科学技术大学, 2024.
- [51] 杨旒. 福建漳州地下热水水化学及氢氧同位素特征研究[D]. 东华理工大学, 2023.
- [52] 黄国疏, 胡祥云, 刘亮, 等. 雄安新区热储物性非均质条件下地热资源潜力评价[J]. *地球科学*, 2024, 49(12): 4576-4593.
- [53] Bao Yuntao, Liu Zhengyu, Lonnie G, et al. Climate simulations and ice core data highlight the Holocene conundrum over tropical mountains[J]. *Communications Earth & Environment*, 2025, 6(1): 205.
- [54] 郭静, 毛绪美, 童晟, 等. 水化学温度计估算粤西沿海深部地热系统热交换温度[J]. *地球科学*, 2016, 41(12): 2075-2087.
- [55] Kushnir A. R. L, Loewer M. From exploration to operation: research developments in deep geothermal energy[J]. *Geothermal Energy*, 2020, 8: 15.
- [56] Taide V. Y, Sinharay R. K, Chavan H. K, et al. Selection of suitable geothermometers for predicting the subsurface temperatures with higher accuracy: A study based on globally distributed geothermal field data[J]. *Geothermics*, 2024, 122: 103088.
- [57] 姜宝良, 段洛煜, 潘登, 等. 对流型地热区二氧化硅地热温标的应用研究[J]. *能源与环保*, 2022, 44(05): 114-118+136.
- [58] Ma Fengshan, Sun Zhifu, Sun Zongfeng, et al. Temperature measurement used for 4000-m depth drilling and geothermal characteristics in Jiaodong Peninsula, China[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2017, 76: 1–10.
- [59] Wang Yibo, Bai Yang, Wang Lijuan, et al. Exploration process and genesis mechanism of deep geothermal resources in the North Jiangsu Basin, East China: From nothing to something[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 784600.
- [60] 张剑, 刘文中, 刘胜军, 等. 信湖煤矿地温分布特征及影响因素分析[J]. *科技视界*, 2014, 14: 136-137+198.
- [61] Artemieva I. M, Thybo H, Jakobsen K, et al. Heat production in granitic rocks: Global analysis based on a new data compilation GRANITE2017[J]. *Earth-Science Reviews*, 2017, 172: 1–26.
- [62] Abbady A. G. Evaluation of heat generation by radioactive decay of sedimentary rocks in

- Eastern Desert and Nile Valley, Egypt[J]. *Applied Radiation and Isotopes*, 2010, 68(10): 2020–2024.
- [63] 董炎. 煤矿余热利用项目 EMC 模式及综合评价研究[D]. 中国矿业大学(北京), 2023.
- [64] 王勇毅. 信湖煤矿余热资源与水源热泵技术的综合应用[J]. *山西建筑*, 2022, 48(21): 168–171.
- [65] 李曼, 王贵玲, 蔺文静, 等. 采灌均衡条件下地热资源潜力评价方法探讨—以雄安新区碳酸盐岩热储为例[J]. *地质学报*, 2024, 98(06): 1928–1940.
- [66] 张源, 万志军, 胡淞博, 等. 矿井岩溶热储三维地质建模及地热资源潜力评价[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(08): 3571–3579.
- [67] 张剑. 涡阳矿区南部地温分布及影响因素分析[D]. 安徽理工大学, 2015.
- [68] 隋少强, 杨志波, 赵雅静, 等. 鲁西豫东地区奥陶系岩溶热储形成演化及主控因素分析[J]. *古地理学报*, 2023, 25(06): 1364–1378.
- [69] 苏抗男, 关雪莹. 供热用板式换热器选型分析研究[J]. *价值工程*, 2025, 44(08): 33–36.
- [70] 任亚鹏. 地热-储能耦合系统公建供暖方案及运行策略研究[D]. 天津大学, 2022.
- [71] 罗登云, 田小林, 邓裔麒瑞, 等. 地埋管地源热泵系统热失衡问题分析[J]. *能源与节能*, 2025, (04): 1–3+47.
- [72] 王子亮. 地源热泵系统节能器的应用与经济性分析[J]. *安装*, 2025, (04): 19–21.
- [73] 董梓童. 地热让建筑“绿”起来[N]. *中国能源报*, 2023-03-13(010).
- [74] Zhang Le, He Jiayuan, Wang Haibo, et al. Study on heat extraction characteristics in a rock fracture for the application of enhanced geothermal systems[J]. *Geothermics*, 2022, 106: 102563.
- [75] 柯婷婷, 黄少鹏, 许威, 等. 关中盆地沔西地区地热对井采灌开发模式的数值模拟[J]. *第四纪研究*, 2019, 39(05): 1252–1263.
- [76] 段晓飞, 康凤新, 吴晓华, 等. 基于采灌均衡模拟的砂岩热储合理采灌井距计算方法[J]. *地质科技通报*, 2024, 43(05): 170–180.

翻译部分

Evaluating the long-term sustainability of geothermal energy utilization from deep coal mines

Yonghui Huang ^{a,b,*}, Yanlong Kong ^{c,d,**}, Yuanzhi Cheng ^{c,d}, Chuanqing Zhu ^{a,b}, Jixiong Zhang ^c, Jiyang Wang ^{c,d}

^a State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

^b College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

^c Key Laboratory of Shale Gas and Geoengineering, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

^d University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China

^e The State Key Laboratory of Coal Resources and Safe Mining, China University of Mining and Technology

Abstract

Deep underground mines offer a great potential as low-enthalpy geothermal resource to be adopted in direct regional heating. In this paper, a parallel horizontal ground heat exchangers (pHGHE) system is introduced to utilize the geothermal resource in deep coal mines. However, the sustainability of the system in a long-run performance has not been well addressed in the previous study. This work presented a quantitative evaluation on the long-term sustainability of pHGHE system installed in backfilled stopes of deep coal mines. A novel numerical model is applied to characterize the heat transfer occurring between the horizontal pipes and backfill stopes. The proposed model was first verified to an analytical solution to determine the model reliability and accuracy. The validated numerical model was further applied to a typical underground backfilled stope of Anju coal mine in China. The results demonstrated that the maximum sustainable specific heat extraction rate must not exceed 40 W/m to maintain a 50-year exploitation period. A total thermal capacity of 17 GWh could be realized during each extraction cycle under the current conditions, which could provide heating to more than 170,000 m² of residential building area. Accordingly, sensitivity analysis was performed to identify the key parameters influencing system sustainability. In addition, the effects of groundwater flow on the thermal interaction and long-term sustainability of the pHGHE systems were examined. Groundwater flow can be beneficial to the long-term sustainability of the system. This work confirms the feasibility and sustainability of geothermal resource utilization in backfill stopes of underground coal mines. The insights gained in this study can provide technical guidance for the design of geothermal systems in similar coal mines.

Keywords: Geothermal energy; Deep coal mine; Numerical modeling; Long-term sustainability; Parallel horizontal ground heat exchanger

1 Introduction

In recent decades, fossil fuel has served as the principle energy source for space heating purposes in numerous countries worldwide. Particularly in China, a heavy dependence on coal for heating purposes occurs, accounting for 83% of the overall heated area (Li et al., 2020). To achieve Carbon Neutrality aims, a notable reduction in energy cost and carbon footprint is expected stemming from the utilization of renewable energy. In recent years, many deep coal mines in China have depleted their resources, and hence about to be closed. A great deal of underground open space remains after mining, which comprises shafts, tunnels and backfilled stopes. These mined-out areas are sometimes flooded with water from rainfall or groundwater. Due to their relatively high temperature, the deep mine-out areas have been considered as good geothermal resources for building heating (Fraser-Harris et al., 2022). Geothermal energy is an environmentally friendly and sustainable energy. It has been widely adopted in China for regional heating purposes as a clean and economical option. Therefore, geothermal energy extracted from deep coal mines exhibits a great potential as an environmentally friendly heat source (Thomas, 2017).

Geothermal energy recovery from underground coal mines offers remarkable advantages. (1) Major economic profits could be achieved since no additional drilling costs are incurred. The exploitation of geothermal resources from coal mines for regional heating could offset notable economic costs. (2) Via the exploitation of geothermal resources in underground mine areas, the temperature in these areas is reduced, leading to further prevention of the thermal damage risk.

The application of geothermal energy extracted from mines started in the 1980s (Farr et al., 2016). One of the pioneering studies in geothermal heat mining involves the Springhill project in Canada (Ghoreishi Madiseh et al., 2012). Mine water with a relatively high temperature was applied to heat a factory with an approximate surface area of 14,000 m². One of the most successful projects involving mine-water utilization is located in the municipality of Heerlen, the Netherlands, where a low-temperature district heating system has been in operation since 2008 (Ferket et al., 2011). This mine-water project has been upgraded to a full-scale hybrid sustainable energy structure denoted as Mine Water 2.0 (Verhoeven et al., 2014). A typical flooded mine in the Upper Peninsula of Michigan, USA, was established to examine the use of mine water to heat a 15,000 ft² (1394 m²) building (Bao et al., 2019). Over the last decade, numerous

demonstration projects have been established in the UK to evaluate the use of geothermal energy extracted from abandoned coal mines (Burnside et al., 2016). Mine water originating from the Markham Colliery is now used to heat site buildings in Markham, the UK, through a ground source heat pump (GSHP) (Banks et al., 2019). Attempts to transform underground coal mines into geothermal resources in China started in the 21st century, and currently, most of the project implementations remain at the planning stage. A geothermal recycling system has been built in the Zhang Shuanglou deep coal mine, China, for the purpose of both cooling and heating (Guo et al., 2017). For a detailed summary of the existing projects worldwide, the reader may refer to the review articles by Hall et al. (2011) and Ramos et al. (2015).

Generally, geothermal heating systems installed in coal mines can be categorized into two distinctive types, namely, open and closed-loop geothermal systems. To date, most aforementioned projects are open-loop types, in which underground water is extracted to the surface from underground mine cavities. Research has extensively focused on the thermal performance of the open-loop geothermal energy extraction process (Loredo et al., 2016). A 3D numerical model has been built to simulate groundwater flow and heat transfer in a flooded mine in Canada, and further optimization has been conducted to improve the maximum heat extraction rate (Raymond and Therrien, 2014, 2008). Rodríguez and Díaz (2009) presented a semiempirical analysis of the utilization of mine galleries as geothermal heat exchange conduits for space heating based on a doublet mine-water extraction-reinjection form. Guo et al. (2018) estimated the geothermal potential in abandoned coal mines with a dual-porosity model considering the effects of fractures. Perez Silva et al. (2022) conducted numerical simulation to assess the seasonal thermal energy storage and recovery potential in flooded coal mines, and a financial analysis is made to reveal the economic perspective of this technology.

Although open-loop systems are scalable and sometimes more efficient, they are sometimes related to certain environmental risks (Banks and Banks, 2001). Mine-water pumping and reinjection may lead to pressure buildup, which may cause mine shaft failure. Furthermore, mine water usually includes abundant mineral components originating from coal, such as pyrite. The oxidation of pyrite results in the acidic mine water and has a potential risk to pollute soil or groundwater (Banks et al., 1997). In contrast, increasing attention has been paid to closed-loop geothermal systems (Banks et al., 2019), in which mine water is not directly in contact with the rocks but exchange

heat via a vertical or horizontal clean-water circulation loop (Lund et al., 2004). In particular, mined-out stopes offer a great opportunity to install heat exchange tubes prior to backfilling. Ghoreishi-Madiseh et al. (2015) developed a novel idea involving the installation of vertical geothermal heat exchange tubes in backfilled mine stopes for geothermal heat extraction. More recently, the horizontal ground heat exchange (HGHE) system are becoming more widely applied. Li et al. (2020) proposed the installation of horizontal heat exchange pipes in mined-out backfill stopes in combination with seasonal thermal heat storage. Zhang et al. (2020) established a numerical model in Fluent software to assess the heat release performance of a single horizontal U-tube buried in a the backfill of a deep mine. Al-Ameen et al. (2018) investigated the recycling potential of low-cost construction and industrial waste materials as potential backfills in the HGHE system. Furthermore, an economic and comparative study was performed by Mohammad Zadeh Bina et al. (2020a) to address the difference between horizontal heat exchange pipes and traditional vertical pipes buried in the shallow underground.

A key issue associated with HGHE systems installed backfilled stopes of coal mines is geothermal resource sustainability, which has not been addressed in the previous research. Horizontal heat exchangers inevitably exert thermal impacts on the subsurface environment by influencing the temperature distribution in backfilled stopes and surrounding rocks. Thermal replenishment of heat exchangers in the pore space mainly occurs via conduction, natural advection or thermal convection through water. Particularly, the existence of groundwater flow imposes complex effects on the subsurface thermal regime (Hecht-Méndez et al., 2013). Therefore, the resultant thermal interference and risk of a deteriorated long-term sustainability act as a major concern to further up-scale this technology in a much larger scale. A proper assessment of the sustainability of intensive geothermal utilization is of great importance for the extended application of these low-carbon and cost-efficient energy alternatives. In this context, there has been limited investigation on the resolution of these challenges in HGHE systems in deep coal mines.

Quantitatively assessing the sustainability of the system is an important step to design a geothermal extraction system in coal mine. And it is also the main concern of the mine owner and shareholders, since it can maximize the economic lifetime profits. Thus, the main goal of this study is to clarify the scientific question: Over a period of 50 years, how much is the sustainable specific heat extraction rate via a typical closed-loop geothermal system from a deep coal mine, and how much is the corresponding

total amount of heat?

Motivated by the above considerations, a typical deep coal mine in China characterized by a relatively high temperature is selected as the target field of this work. Multiple parallel horizontal heat exchange pipes are designed in backfill stopes in the mined-out area. A numerical study dedicated to the prediction of the long-term sustainability of intensive geothermal heat extraction while integrating site-specific information is presented based on the open-source software OpenGeoSys. The established model is validated against analytical analysis to ensure its accuracy. Particular attention is paid to the influence of groundwater flow, while the implications of further optimized strategies are summarized.

2 Geological setting and system configuration

The Anju coal mine plant is selected as the research site. As shown in Fig. 1(a), the Anju coal mine plant is located in Shandong Province, NE China, which covers an area of approximately 1700 km². This coal mining area has been highly exploited for many years, and its network of tunnels covers more than 30 mines. The depth of mining operations ranges from 1000–1200 m below ground level. Fig. 1(b) depicts the general layout of the Anju coal mine, with several temperature logging boreholes labeled. The contours indicate the distribution of the geothermal gradient in this area. The mined-out stope located near borehole X2 is selected as our study area, which exhibits a higher geothermal gradient and temperature. Fig. 1(c) shows the geological stratification along the profile A-B as shown in Fig. 1(b).

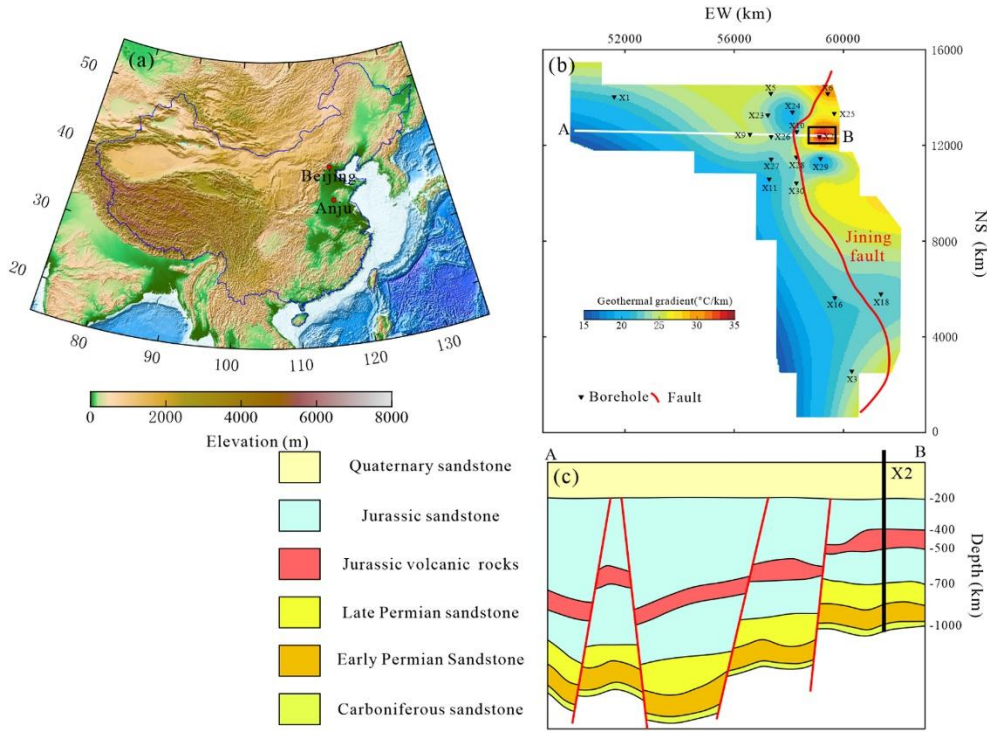


Fig. 1. (a) Location of the Anju coal mine in China, (b) geothermal gradient distribution in the Anju coal mine, and layout of the different temperature logging boreholes. (c) Schematic cross-section of the Anju coal mine (profile A-B) showing the hydrostratigraphy.

Temperature logging occurred in the different boreholes. Fig. 2(a) shows temperature log measurements in borehole X2. The thermal regime is characterized by a typical conductive behavior. At a depth of ca. 1000 m in borehole X2, the temperature reaches approximately 45.6 °C. Fig. 2(b) summarizes the stratigraphy of the study area. The shallow subsurface mainly comprises Quaternary terrace deposits (sand and gravel) up to a depth of ca. 200 m. Beneath these Quaternary layers, a Jurassic sandstone layer is detected. The aforementioned Jurassic volcanic rock layer exhibits a thickness of ca. 100 m. From ca. 750 to 1000 m a Permian layer is observed. This Late Permian sandstone occurs on the top of an Early Permian sandstone layer. A relatively thin Carboniferous sandstone layer is observed from ca. 1000 to 1200 m. The thermal conductivity of the target layer is determined via lab measurements of multiple core samples. It is evident that the measured thermal conductivity varies between 1.852 and 3.006 W/m K, with an average value of 2.578 ± 0.434 W/m K, according to an internal report in Cheng et al., (2019).

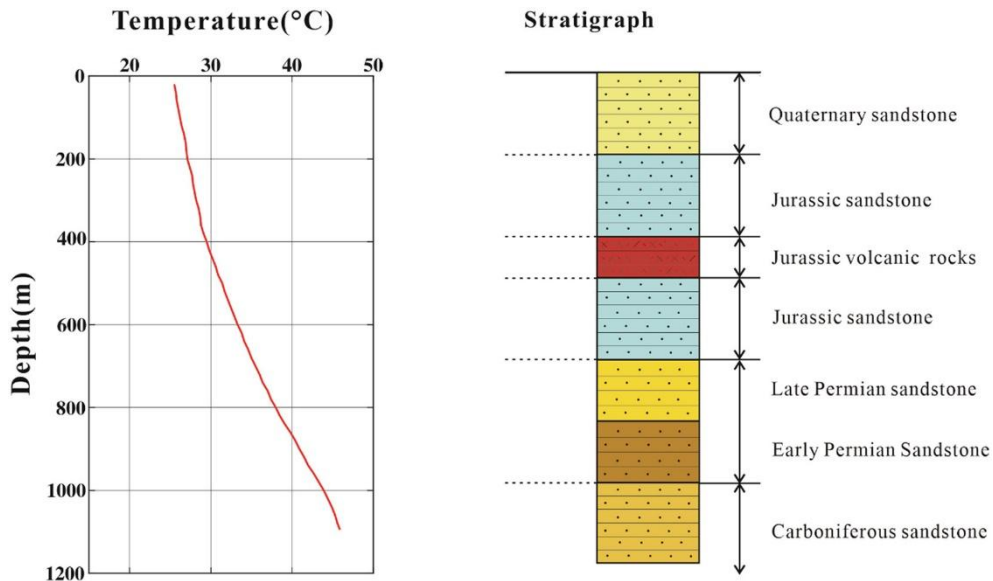


Fig. 2. Temperature measurement profile in drilling borehole X2.

A schematic of the parallel horizontal ground heat exchangers (pHGHE) system in an underground stope is shown in Fig. 3. An array of horizontal heat exchange pipes is installed in the mined-out space parallel to the workface. The pipes are connected to each other in parallel.

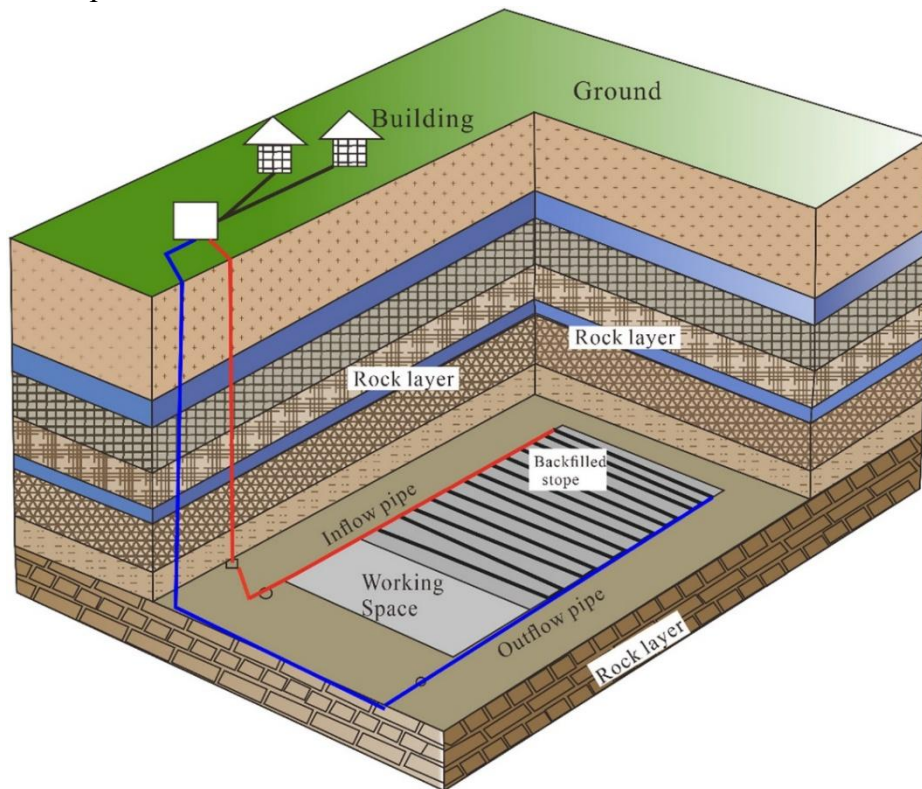


Fig. 3. Schematic of the parallel horizontal ground heat exchangers (pHGHE) system in underground backfilled stopes. The heat exchange tube installed in the backfill stope is indicated as a black line. The red line indicates the inflow pipe, and the blue line indicates the outflow pipe.

When heat is required during the winter months, cold water can be circulated through these pipes, which is heated by the backfill materials and surrounding rocks.

Heated water flows to the heat pump coupled with a short-term storage water buffer tank to heat clean water. Heated clean water is then circulated through a secondary circuit to inhabited areas for space heating, thus replacing the traditional coal burning district heating stations.

3 Method

In this work, the dual-continuum modeling approach for the horizontal heat exchange pipe has been adopted and implemented in the open-source finite element code OpenGeoSys (OGS) (cf. Kolditz et al. 2012, Chen et al. 2021).

3.1. Dual-continuum approach

3.1.1. Governing equation

Here, the subsurface is modeled as a 3D continuum, while the horizontal heat exchange pipe is represented by 1D line elements as the second continuum. The heat transfer between different heat exchange pipe compartments, namely the circulating fluid within the pipes, the grout zones and the borehole wall, is modeled by means of a thermal capacity-resistor network in analogy to electrical circuits, i.e., the amount of heat flux is dependent on the temperature difference (cf. Diersch 2013). The heat fluxes q (cf. Eq. (1)) are driven by the temperature difference ΔT between these components and the heat transfer coefficient $\Phi=1/(R \cdot S)$, which is the inverse of the product of thermal resistance R and specific exchange area S :

$$q = \Phi \cdot \Delta T \quad (1)$$

Heat transfer inside the pipes is mainly controlled by the heat convection driven by the water circulation in the pipe at a certain flow rate u , and the governing equation is written in:

$$\rho^r c^r \frac{\partial T_k}{\partial t} + \rho^r c^r u \cdot \nabla T_k - \nabla \cdot (\Lambda^r \cdot \nabla T_k) = H_k \quad (2)$$

ρ^r is the density of the circulation water, c^r is specific heat capacity, H_k is the heat source/ sink term. and the Λ^r denotes the hydrodynamic thermos-dispersion of the circulating water, which is further defined by:

$$\Lambda^r = (\lambda^r + \rho^r c^r \beta_L \|u\|) \delta \quad (3)$$

λ^r is the thermal conductivity, $\|u\|$ is the fluid circulation velocity, β_L refers to the longitudinal heat dispersity coefficient. Heat transfer in the surrounding coal mine backfilling materials is describes by the following governing equation:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho^f C^f + (1 - \phi) \rho^s C^s] T_s + \nabla \cdot (\rho^f C^f \mathbf{v} T_s) - \nabla \cdot (\Lambda^s \cdot \nabla T_s) = H_s \quad (4)$$

ρ^f , c^f are the density and specific heat capacity of the fluid moves in the porous media, while ρ^s denotes the density and specific heat capacity of the solid.

3.1.2. The boundary conditions

One parameter that needs further explanation is the boundary condition that will be imposed on each horizontal heat exchange pipe. In most cases, the inflow temperature of the heat exchange pipe is controlled by the operation logic of the heat pump, and subsequently by the thermal load from the building. Therefore, several different types of heat exchange pipe boundary conditions have been provided in the model:

1) Power curve and constant flow rate

In this boundary type, the thermal load on each heat exchange pipe is specified according to a predefined time-dependent curve. Meanwhile, a fixed flow rate values will be maintained throughout the simulation. The temperature difference between the inlet and outlet will be dynamically calculated based on the thermal load, the circulating fluid properties, and the given flow rate.

2) Fixed inflow temperature curve

With this type of boundary condition, the heat exchanger inflow temperature is specified according to a time dependent curve and serves as input in the models. Then, the outlet temperature is dynamically simulated by the model.

3.1.3. Numerical scheme

The standard Galerkin finite element (FE) method is employed for spatial discretization of the coupled equation system of Eqs. (2)–(4) with boundary conditions. A fully implicit backward Euler scheme is applied for the time integration. The Newton method with line search scheme is employed for the linearization, while a GMRES solution strategy with ILUT preconditioning is applied to solve the linear equation systems.

3.2. Model validation

Prior to applying the model to the prediction of long-term sustain ability of the system, a model validation procedure is performed. A benchmark case which is originally dedicated to simulating the shallow horizontal heat exchanger is selected for

comparison. The OGS model is validated against an analytical solution proposed in Lamarche (2019). The detailed benchmark set-up is described as follow: a single horizontal heat exchange pipe is buried underground at a depth of 2 m. The pipe length is 100 m. The inlet temperature (T_{in} in °C) varied as time (t in hour) and is given in Eq. (5).

$$T_{in} = \begin{cases} -\frac{1}{1000}t + 10, & 0 \leq t \leq 4380 \quad (h) \\ 5, & t \geq 4380 \quad (h) \end{cases} \quad (5)$$

The ground surface temperature variation is described by Kusuda and Achenbach (1965):

$$T_s(t) = T_0 - A \cos(\omega t) \quad (6)$$

T_s is the surface temperature, T_0 is the mean temperature far from the is the annual frequency, A is the variation amplitude of the temperature at the surface. In this case, A is set to 10. More details on the benchmark setting can be found in Lamarche (2019).

The numerical model mesh is depicted in Fig. 4. In total there are 38,884 nodes and 72,800 prism elements. The inlet temperature will be imposed at the entry of the pipe section. A linear profile will be imposed during half of the year (4380 h), and a constant temperature is imposed for the rest of the year. The time-varying temperature profile given by Eq. (6) is imposed at the top surface of the domain ($z=0$) as Dirichlet-type boundary condition. One day (86,400 s) was selected as the time step size for the numerical simulation. Fig. 5 shows simulated the outlet temperature evolution for one year. A good agreement can be found between the numerical model and analytical solution.

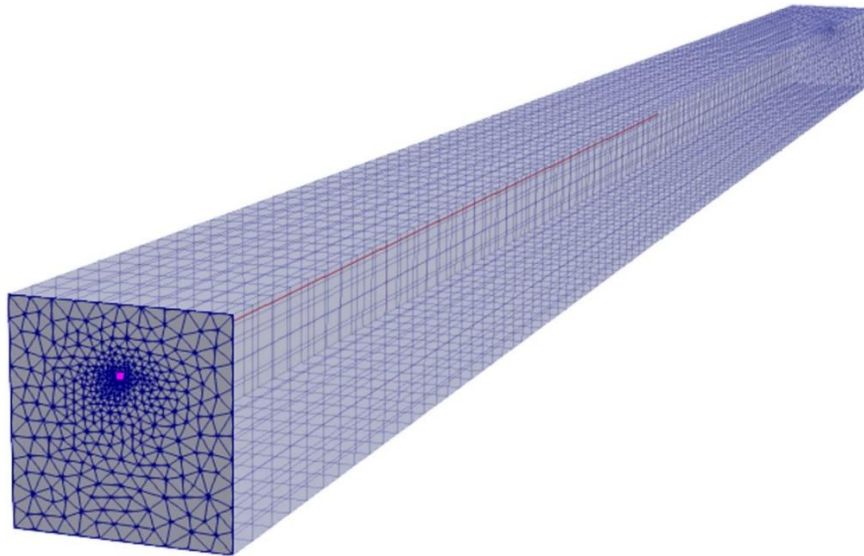


Fig. 4. Mesh generated for the benchmark simulation, the horizontal heat exchanger pipe is represented by the red line.

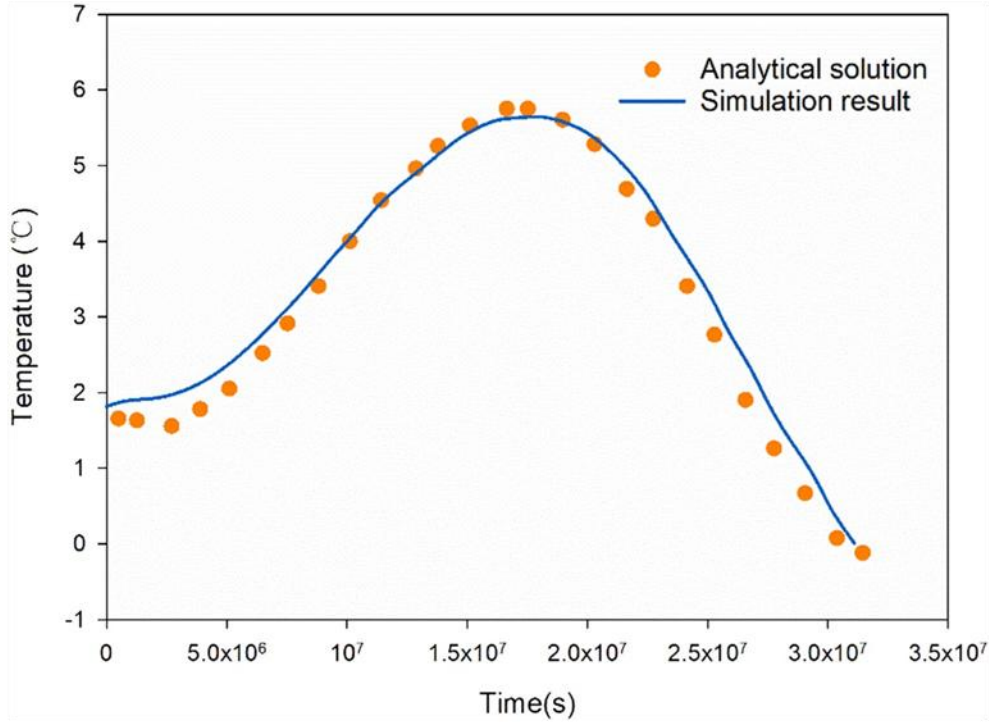


Fig. 5. Outlet temperature over one year (Scatter points are the analytical solution from (Lamarche, 2019), the curve represents the simulation results).

4 Model setup

To accurately evaluate the long-term sustainability of the pHGHE system installed inside the backfill stopes of coal mines, a 3-D modelling scenario is constructed using validated OGS model to simulate the heat extraction process and temperature evolution in the mine backfill material.

The backfill stope at the field site is designed to be 3 km in length, with a height of 5 m and a width of 120 m, which accommodates 1499 pipes in total. The simplified domain of 160 m × 80 m × 2000 m adopted in the model is shown in Fig. 6. The model size is chosen such that the boundaries are far enough from the backfill stope zone and the heat extraction processes are not influenced by the temperature of the boundary faces. The simplification method is similar to the method explained in detail in Li et al. (2020), which can be summarized as follows: The thermal impact of a given heat exchange pipe varies with its position, and the heat exchange pipes at different positions exhibit a varying heat transfer behavior. The outermost pipes experience the least interference, while in contrast, the innermost pipe(s) experience(s) the most notable interference. This enables the adoption of a reduced number of pipes to represent all the pipes in the model. A trial and error procedure is applied to determine the reduced pipe number. In each test, we increase the number of pipes. The trial and error tests stop until

the outlet temperature of the innermost pipes meets the stopping criterion compared to the previous test. The stopping criterion is defined such that the estimated relative error of temperature decreases below $1e-3$. Under these circumstances, the obtained number of pipes can be considered to represent all the pipes.

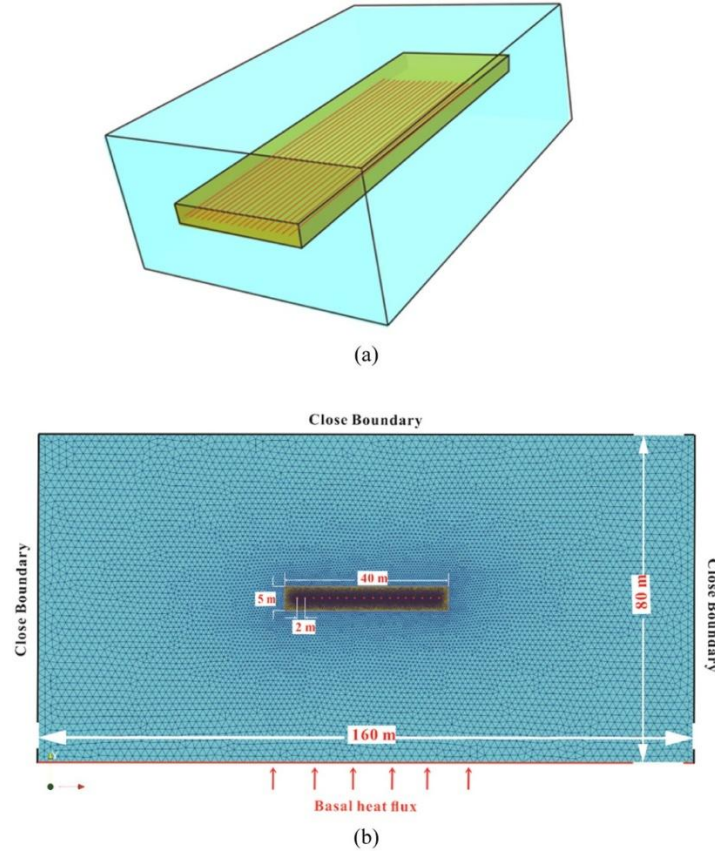


Fig. 6. Geometry of the numerical model: (a) 3D model; (b) cross-sectional profile. The heat exchange pipes installed in the backfill are indicated as red solid lines.

The geometry and discretized mesh representing an underground backfilled stope containing heat exchange pipes are shown in Fig. 3. Two material groups are represented as (1) the backfill zone and (2) the surrounding rock formation, which are marked with different colors. The domain is discretized into 337,463 tetrahedral elements, with the mesh surrounding the pipes further refined to capture the high thermal gradient between the pipes and backfill materials, and the minimum element length is 0.3 m. Several simulations are conducted with even more refined meshes, and convergence of the simulated temperature distribution is confirmed. It is indicated that mesh independence is achieved in terms of the simulation results presented in this work. Furthermore, to ensure the stability of the numerical model, the time step size is set to 1 day and kept constant during the simulation spans.

Initial conditions: The initial temperature of the whole domain is assumed to be

45 °C according to the temperature conditions reported in Section 2. The circulation flux is assumed to be $4\text{e-}4 \text{ m}^3/\text{s}$.

Boundary conditions: A fixed heat load is applied to each pipe during heating operation with an continuous operation period of 24 h/day. Using the trial and error method, the maximum heat extraction rate is set to 40 W/m. In this study, geothermal gradients are investigated in association with a basal heat flux. A Neumann boundary condition is applied to the bottom face of the domain, characterized by a constant basal heat flux. Depending on the geothermal conditions of the investigated area, this value is set to 68 mW/m². In regard to the rest boundary faces (top and lateral boundaries), closed boundary conditions are applied, indicating that no mass or heat exchange occurs with the external environment.

The thermo-physical properties of the backfill material and surrounding rock were determined and integrated into the model, as listed in Table 1. It is assumed that the system is intermittently operated for 50 years. Typically in China within a given year, the thermal extraction duration lasts 4 months from November 15 to March 15, and the rest of the time is the thermal recovery period.

Table 1 Model parameters determined based on the backfilled stope of the Anju coal mine in China.

Type	Parameter	Value
Rock	λ_r thermal conductivity of rock	2.5 W/m K
	ρ_r density of rock	2400 kg/m ³
	C_{pr} specific heat capacity of rock	2000 J/kg K
Backfill	λ_b thermal conductivity of the backfill materials	2.5 W/m K
	ρ_b density of the backfill materials	2400 kg/m ³
	C_{pb} specific heat capacity of the backfill materials	2000 J/kg K
Water	λ_w thermal conductivity of water	0.6 W/m K
	ρ_w density of water	998 kg/m ³
	C_{pw} specific heat capacity of water	4187 J/kg K
Pipe	d diameter	0.0254 m
	t_p wall thickness of the pipe	0.001587 m
	λ_p wall thermal conductivity	2.78 W/m K
	L pipe-to-pipe distance	2 m

5 Results and discussion

Following the calibration procedure, the validated numerical model was run for a total of 50 years to predict the sustainability of the system, along with the long-term thermal impact on the backfill and surrounding rock in the study area.

To assess the system sustainability under different scenarios, the sustainable heat extraction rate is introduced and defined first. For practical reasons, the system is considered to be sustainable, as the maximum thermal extraction rate can be continuously achieved throughout the 4-month heating season, while the minimum temperature of the backfill does not drop below a certain value (here, it is set to 0 °C due to the potential freezing risk).

5.1. Sustainability analysis

Based on the temperature distribution plot in Fig. 7, the behavior of the pipes at the different positions varied. The outermost pipes (as indicated in Fig. 6) exhibited the lowest temperature interference, i.e., the temperature of the surrounding backfill was higher than that of the remaining pipes. Moving from the outside to the center, the interference between neighboring pipes increases and more energy was extracted from the backfill between neighboring pipes, causing the temperature of the backfill adjacent to the center pipe(s) to be the lowest, as shown in Fig. 7. Heat transfer around a given pipe inevitably interfered by neighboring pipes, and such interference effects was enhanced with increasing number of neighboring pipes and with decreasing overall influencing distance. It was also observed that the backfill adjacent to the pipe inlet attained a lower temperature than that of the pipe outlet. This could be explained by the fact that the circulated fluid was heated from the inlet to the outlet and less energy was extracted from the backfill adjacent to the pipe outlet.

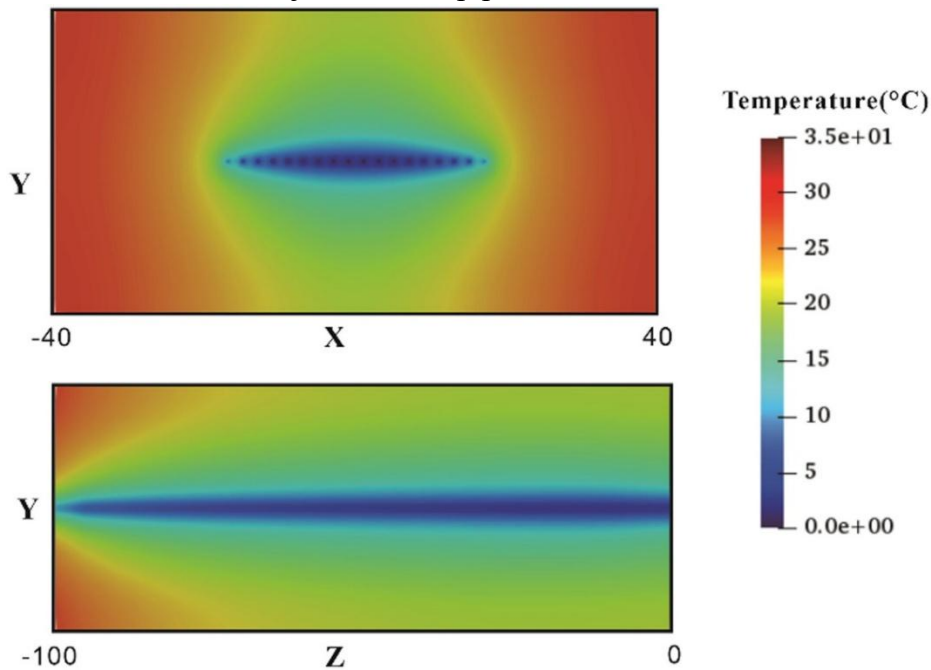


Fig. 7. Three-dimensional temperature contours of the backfilled stope at the end of the 50th heat extraction cycle (the upper part shows an X-Y cross-section, and the bottom part shows a Y-Z

cross-section).

Fig. 8 shows a temperature curve of the backfill adjacent to the inlet of the center pipe, which demonstrates a periodic temperature evolution. During the heat extraction period, the backfill temperature first steeply declines and then stabilizes. Similarly, once heat extraction is stopped, the backfill temperature rapidly recovers and exhibits a slow increase thereafter. Under this site-specific configuration, the minimum temperature of the backfill almost approaches 0 °C at the end of 50 years of extraction. This indicates that a heat load of 40 W/m is the sustainable heat extraction rate per pipe length. It is also observed that during heat extraction, periodic temperature changes mostly occur in the nearby backfill and surrounding rock, while the distant rock does not experience a similar periodic temperature evolution.

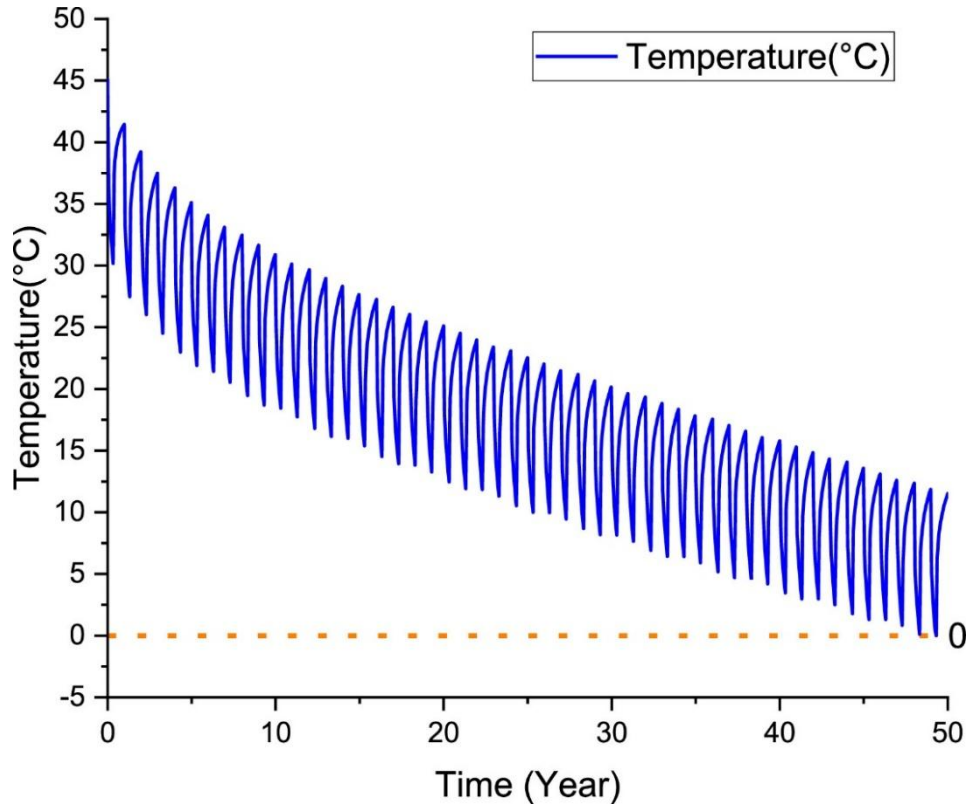


Fig. 8. Temperature evolution of the backfill adjacent to the pipe inlet over 50 years of extraction.

Considering in an full underground stope with a length of 3 km and containing 1499 pipes, the overall heat extraction rate of system are approximately 6 MW, and the corresponded total energy extracted over 4-months heating season reaches 17 GWh.

The specific thermal load of the residential buildings in Shandong Province ranges from 30 to 36 W/m² during the heating season (Chen et al., 2021). Here considering a typical thermal load of 35 W/m², the system can supply heating to more than 170,000 m² of residential building area. Overall, by using this technology, a total of 6732 tons

CO₂ emission can be avoided per year.

5.2. Parameter study

To identify the design and operation parameters with profound contributions to sustainable thermal energy extraction via horizontal heat exchange pipes in backfill stopes, a numerical model is further applied to simulate various scenarios. Based on the developed numerical heat transfer model, the influences of multiple parameters (such as the pipe spacing, thermal conductivity of the surrounding rock and backfill, mass flow, ambient temperature, and saturation time) on system sustainability and thermal impacts are investigated in the following sections. Since the spatio-temporal variations cannot be fully addressed via field measurements and the actual operation of heat exchange pipe systems is not documented, the following parameters are considered to bear high degrees of uncertainty and hence require detailed analysis:

- inflow rate (in m³/s)
- pipe length
- pipe-to-pipe distance (in m)
- thermal conductivity of the backfill stope and surrounding rock
- ambient temperature

5.2.1. Impact of the inflow rate

According to Eq. (1), the inflow rate of the heat exchange pipe directly influences the heat transfer occurring between the fluid and surrounding backfill material. Hence, the effect of the inflow rate on a given backfilled stope should be investigated to provide guidance in system operation for sustainable utilization. Four scenarios with different inflow rates ranging from 0.05 to 0.4 kg/s were studied under the same configuration as that previously mentioned: (1) 5e-5 m³/s, (2) 1e-4 m³/s, (3) 4e-4 m³/s and (4) 1e-3 m³/s. The heat extraction rate applied to each pipe remained the same under all scenarios. Since the diameter of a single tube was set to 0.0254 m, the mean velocity of water in a single tube ranged from 0.1 to 1.9 m/s.

Fig. 9 shows the minimum temperature of the backfill adjacent to the inlet of the center pipe at the end of each heating cycle. It is evident that by increasing the inflow rate from 1e-5 to 4e-4 m³/s, the minimum temperature greatly increased. However, with the rate increasing from 4e-4 to 1e-3 m³/s, only a slight increase in the minimum temperature was observed.

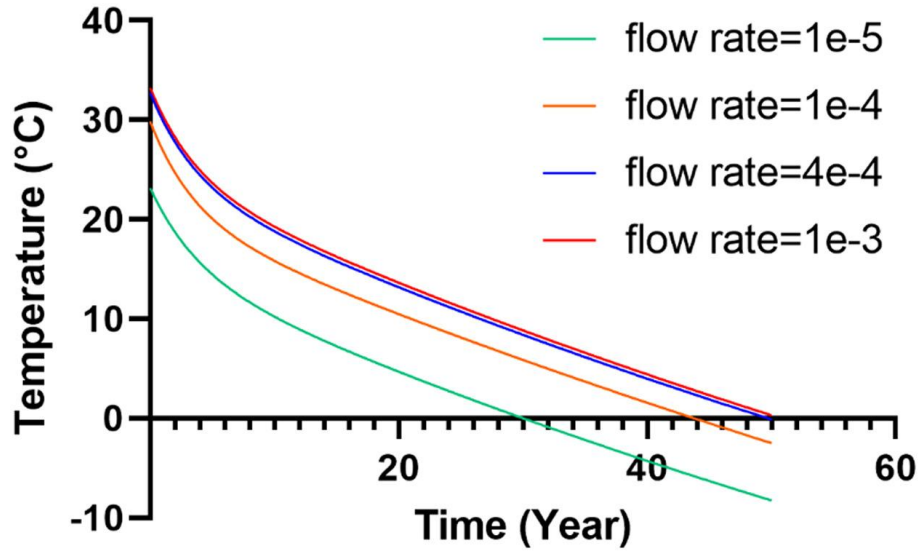


Fig. 9. Minimum temperature evolution after each heating cycle at the different flow rates in the pipe.

We further examined the sustainable specific heat extraction rate under the different inflow rates, as shown in Fig. 10. The sustainable specific heat extraction rate was calculated to reach 25, 35, 40 and 42 W/m, respectively, under different inflow rates. This indicates that increasing the inflow rate enhanced the sustainable specific heat extraction rate of the system. However, only 5% increase was achieved by increasing the inflow rate from $4e-4$ to $1e-3$ m³/s.

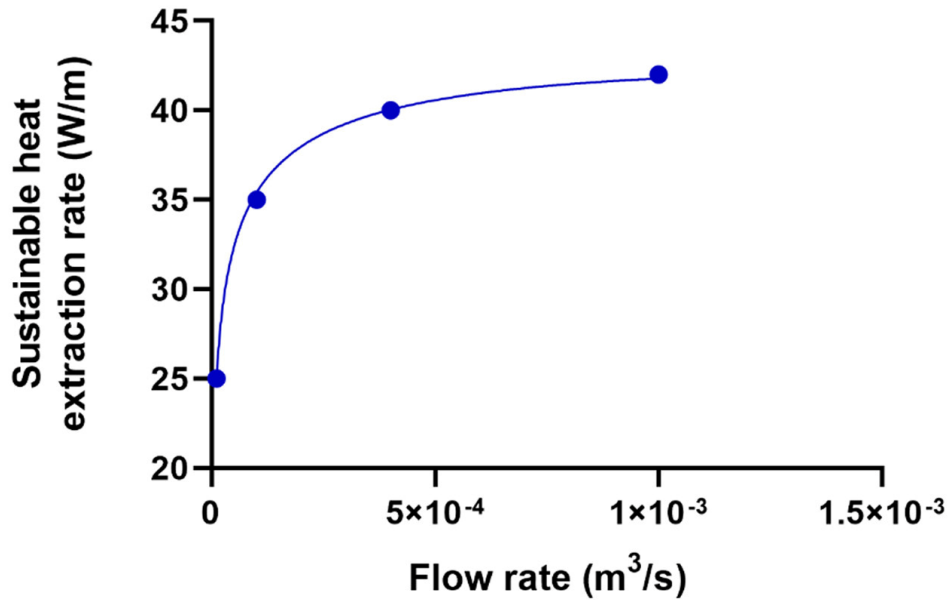


Fig. 10. Sustainable specific heat extraction rate per pipe length at the different inflow rates.

5.2.2. Impact of the length of the pipe

To further investigate the influence of the pipe length, we assume several pipe lengths: (1) 50 m, (2) 100 m, (3) 200 m, and (4) 300 m. During the heating period, the specific heat load applied to each pipe is maintained at 40 W/m. It is assumed that only the pipe length is varied, while the other parameters remain constant.

Fig. 11 shows the minimum temperature of the backfill adjacent to the inlet of the center pipe at the end of each heating cycle. A higher minimum temperature is obtained in the case of a 50 m length than that obtained in the other three cases. However, by increasing the length from 200 to 300 m, only a slight difference in the minimum temperature is attained.

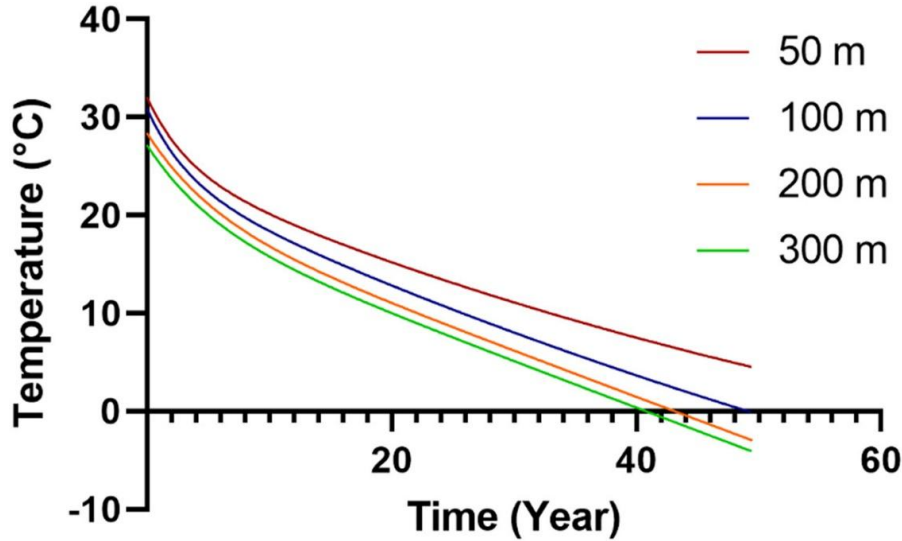


Fig. 11. Minimum backfill temperature evolution during each heating period over 50 years.

Fig. 12 shows the evolution of the sustainable heat extraction rate over 50 years for the different pipe lengths. According to the results, the overall sustainable heat extraction rate follows an almost linear increasing trend with increasing horizontal pipe length. In contrast, the sustainable specific heat extraction rate exhibits a descending trend. This can be explained by the fact that the flow temperature at the outlet increasingly approaches the backfill temperature with increasing pipe length. Considering that the rate of decline is not steep even for a length of 300 m, a relatively long horizontal heat exchange pipe could represent a good solution to explore larger thermal energy since no additional drilling cost is incurred with increasing length. However, by increasing pipe length, the pumping costs to circulate fluid in the system is also increased which might further lead to a decrease of the overall efficiency.

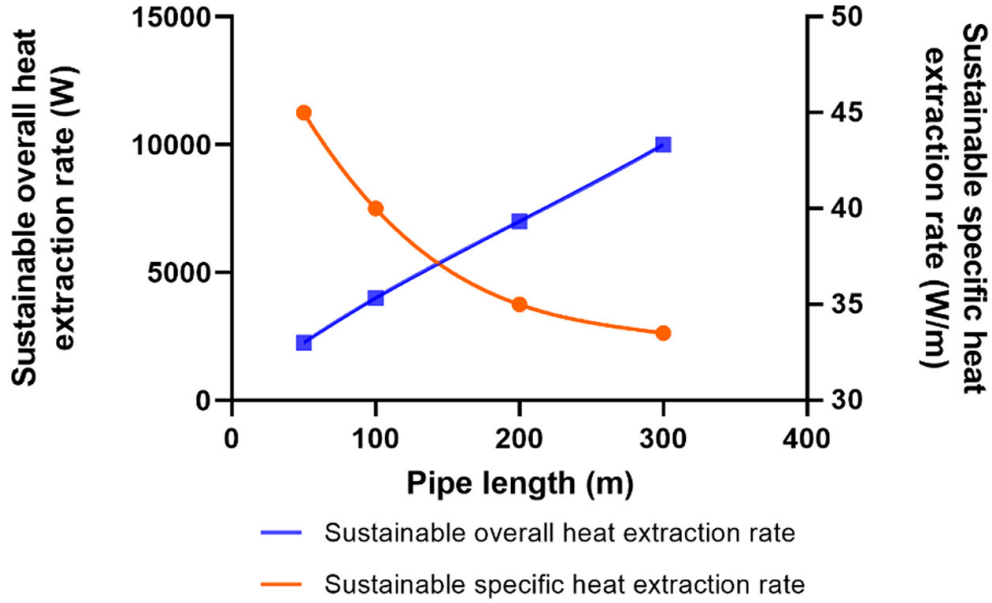


Fig. 12. Relationship between the pipe length and sustainable heat extraction rate.

5.2.3. Impact of the pipe-to-pipe distance

The energy density in the backfilled stope increases with the number of pipes installed with decreasing spacing, contributing to a higher energy performance. However, not only do the total costs increase when more pipes are installed with decreasing spacing but the thermal interference among the installed pipes also notably increases, and the backfill and rock temperatures are not recovered after several cycles. This constrains the system sustainability during long-term energy extraction. It is important to determine the optimum number of pipes that should be installed in underground backfilled stopes to maintain sustainable exploitation throughout the 50-year life cycle.

We compare several pipe-to-pipe distances: (1) 1 m, (3) 2 m, (4) 4 m, and (5) 6 m. However, the specific heat load applied to each pipe during heating operation is maintained at 40 W/m, and the other parameters are set the same to those under the previous configurations.

Temperature distribution in the backfilled stope at the end of the 50th heating cycle under pipe-to-pipe distances of 1, 2, 4, and 6 are shown in Figs. 13 and 14. Note that Fig. 13 shows the result at the 23rd year, since the temperature already drops below zero. Comparing the temperature contours between the different pipe-to-pipe distances, it is observed that when the pipe-to-pipe distance was too large, high-temperature areas remained between the pipes not exposed to heat extraction at the end of 4 months.

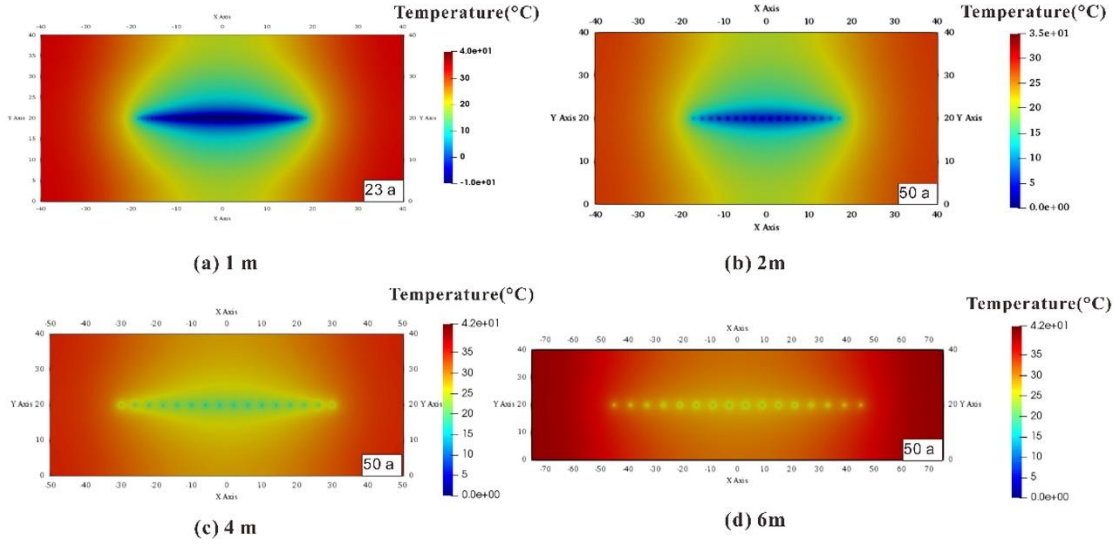


Fig. 13. The temperature distribution in the backfilled stope under the different pipe-to-pipe distances of 1, 2, 4 and 6 m.

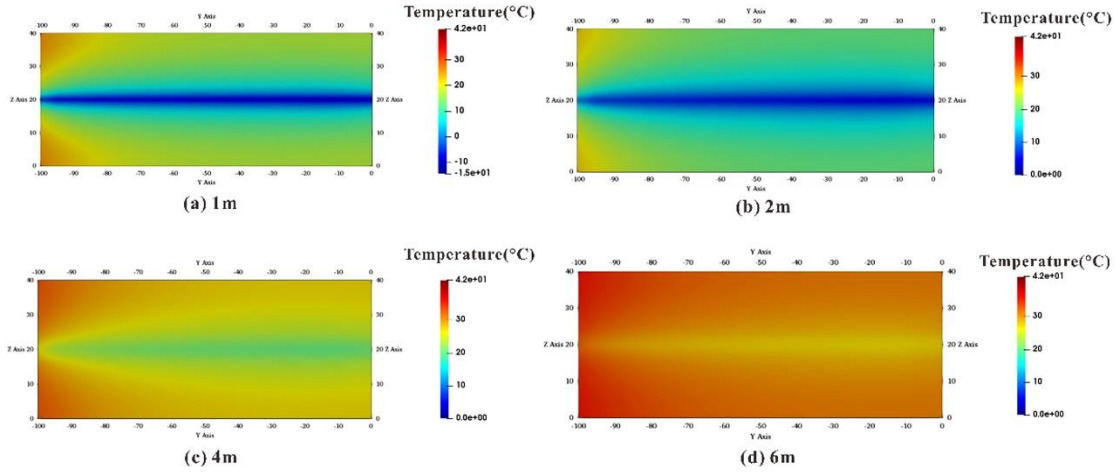


Fig. 14. Cross-sectional profile (Y-Z axis) of the temperature contours of the backfilled stope under the different pipe-to-pipe distances of 1, 2, 4 and 6 m.

We further quantitatively examine the sustainable heat extraction rate under the different pipe-to-pipe distances. The results are depicted in Fig. 15. In these cases, the sustainable heat extraction rate per pipe length decreased with the spacing between heat exchange pipes, as the thermal impact between adjacent pipes increased with decreasing spacing. In contrast, the total energy extraction was enhanced with increasing number of pipes. However, it was found that by decreasing the pipe distance from 2 to 1 m, the total energy extracted slightly increased. Considering that the total costs double with increasing pipe number, the technical-economic benefits require further detailed investigation.

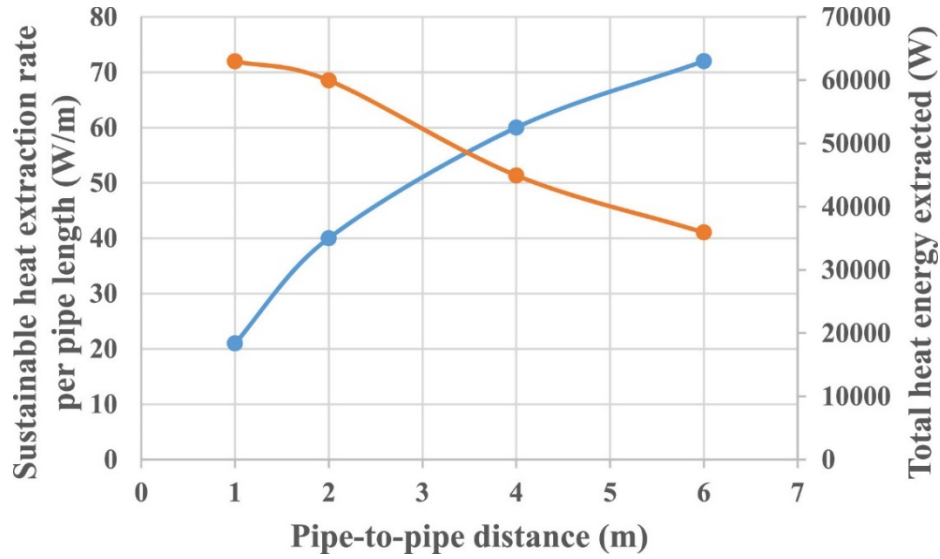


Fig. 15. Relationship between the pipe-to-pipe distance and the sustainable specific heat extraction rate (W/m).

5.2.4. Impact of the thermal conductivity

The effect of the thermal conductivity on the sustainable performance of the system was evaluated under various scenarios.

Two scenarios were run considering different thermal conductivities of the backfill and surrounding rock while maintaining the specific heat load applied to each pipe during heating operation at 40 W/m, while the other parameters were set the same to those under the previous configurations. Under scenario (1), the effect of the thermal conductivity of the backfill was first studied, and a lower value of 2 W/(m·K) was tested while maintaining the thermal conductivity of the surrounding rock the same, at 2.5 W/(m·K). Under scenario (2), the effect of the thermal conductivity of the surrounding rock with a lower value of 2 W/(m·K) was assessed while maintaining the thermal conductivity of the backfill the same, at 2.5 W/(m·K).

Fig. 16 shows the minimum temperature (solid lines) of the backfill adjacent to the center pipe inlet at the end of each heating period over 50 years. It is obvious that the thermal conductivity of the backfill and surrounding rock directly affect the sustainability of the system.

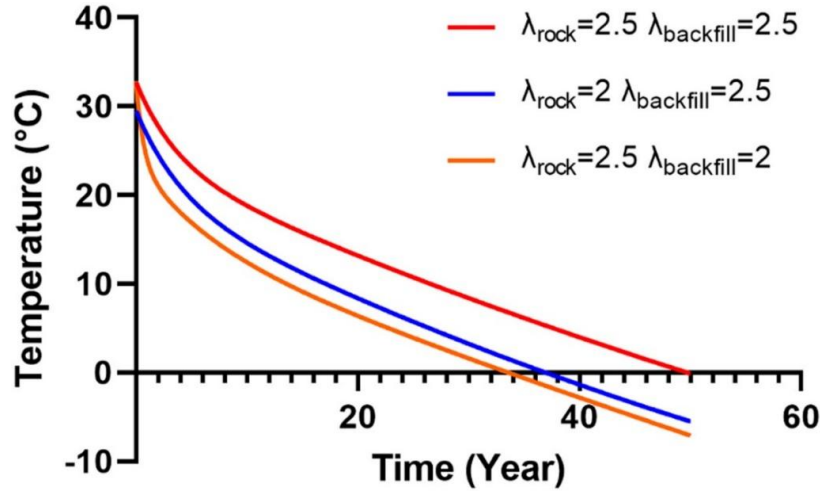


Fig. 16. Minimum backfill temperature evolution at the end of each heating period throughout the 50-year life cycle.

As shown in Fig. 16, the backfill temperature is lower than that in the reference case with decreasing thermal conductivity of the backfill, which suggests that heat exchange between the backfill and pipes is suppressed. To further reveal the influence of the rock thermal conductivity on energy production, Fig. 16 shows that the temperature decreases with the thermal conductivity. During extraction, more heat loss occurs, as the heat originating from the rock in more distant areas does not quickly replenish the pipe zone.

The minimum temperature curve, as shown in Fig. 16, indicates that the thermal conductivity of the backfill imposes a more significant influence on the sustainable heat extraction rate than that of the surrounding rock, which can be attributed to the fact that heat transfer directly occurs between the backfill and pipes. Moreover, these observations provide a major opportunity to prepare backfill materials containing higher-conductivity components to enhance the system sustainability.

5.2.5. Impact of the ambient temperature

As the depth of the backfilled stope in an underground mine increases, the temperature of the surrounding rock increases based on the geothermal gradient. The effect of the ambient temperature in a given backfilled stope should be investigated to provide guidance in system design for sustainable utilization. Two scenarios were run considering different initial temperatures of 35, 45 and 55 °C while maintaining the heat load applied to each pipe during heating operation at 40 W/m, while the other parameters remained the same as those under the previous configurations.

Fig. 17 shows the lowest temperature of the backfill in the vicinity of the center

pipe inlet at the end of each heating cycle. The plot shows that a higher temperature is obtained in the case of an ambient temperature of 55 °C than that in the other two cases. It is evident from Fig. 17 that increasing the ambient temperature increases the sustainable heat extraction rate.

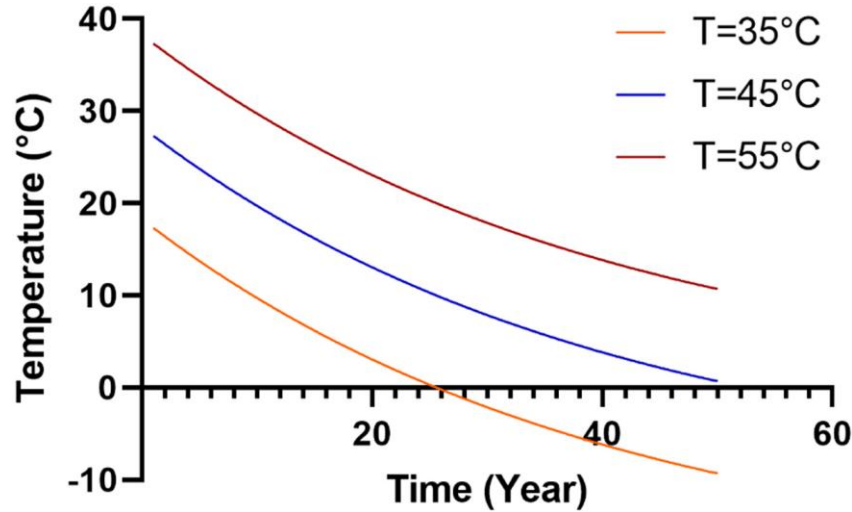


Fig. 17. Minimum temperature evolution at the different ambient temperatures.

Fig. 18 shows that a nearly linear increase in the sustainable heat exchange rate occurs with increasing ambient temperature. Compared to shallow underground mines where the temperature of the surrounding rock/soil usually reaches 15 °C (Giordano et al., 2016), the backfilled stope in a deeper underground mine provides access to higher ambient temperatures so that the heat exchange system in the above backfilled stope achieves a higher sustainable heat extraction rate.

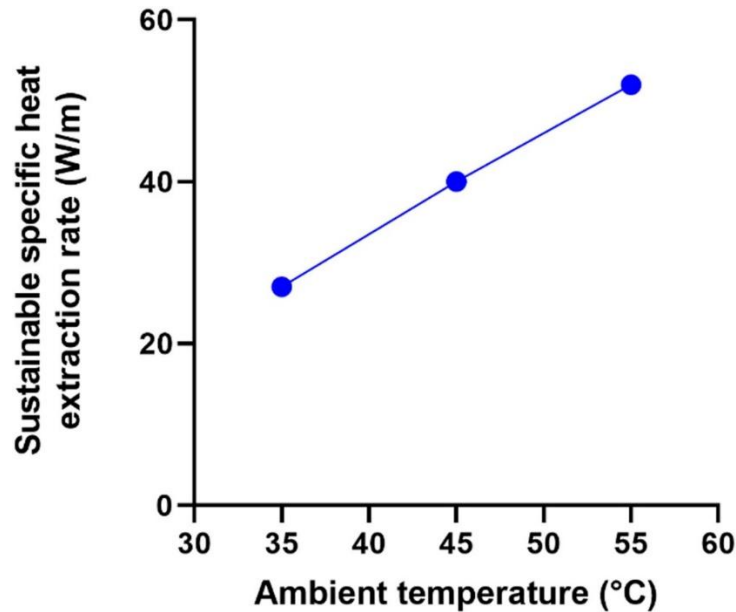


Fig. 18. Sustainable heat exchange rate with the ambient temperature.

5.3. Discussion

As indicated in the literature (Hein et al., 2016; Meng et al., 2019), groundwater flow always imposes notable effects on the sustainability and efficiency of a subsurface heat exchange system, although a certain groundwater flux and direction are necessary for this effect to be observed. Depending on various site-specific hydrogeological conditions, higher Darcy velocities enhance the heat transfer between pipes and the backfill, as well as the surrounding rock (Meng et al., 2019). At a large-scale heat exchange array site, groundwater flow inevitably leads to thermal redistribution.

Here, a preliminary attempt was made to examine the groundwater flow effects on the sustainability of pipe systems by considering a constant flow rate ($1\text{e-}6\text{ m/s}$, which is measured in this site (Cheng et al., 2019)) along the X-axis direction. The heat load applied to each pipe during heating operation is maintained at 40 W/m .

In Fig. 19, the spatial temperature distributions profile after the last heating season (50th year) under groundwater flow is shown. The groundwater flow creates the temperature redistribution in the backfilled stopes, and a cold plume is formed in the downstream. Along the groundwater flow direction, the temperature drops from the upstream pipe to the downstream pipe.

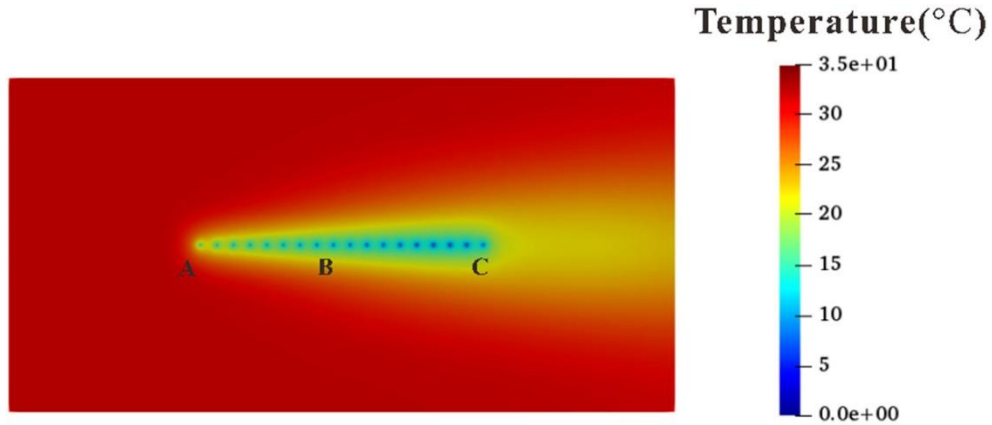


Fig. 19. Temperature contour profile at the end of the 50th heating cycle under groundwater flow.

Under groundwater flow, the temperature disturbances near horizontal heat exchange pipes are lower, indicated by the fact that the temperature keeps dropping from location A to location C, as shown in Fig. 20. The sustainable specific heat extraction rate is larger with groundwater flow taken into account due to the advective heat supply dominating over the conductive heat supply. Moreover, the sustainable energy extraction rate at the upstream pipes is larger than the downstream ones.

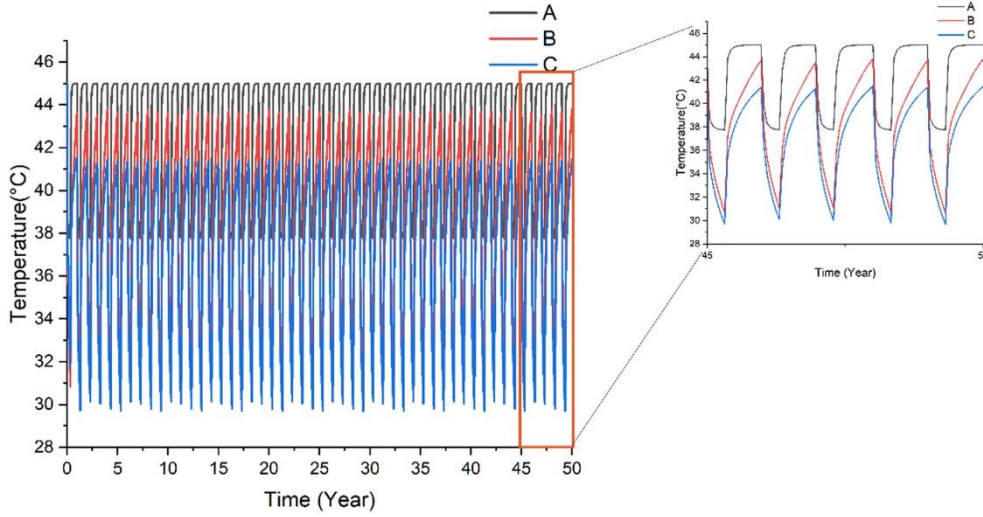


Fig. 20. Temperature evolution at the different pipe inlets (corresponding to the points labeled in Fig. 19).

It can be also observed that the temperature under groundwater flow approaches steady state after several operation time, while thermal conduction environment (as indicated in the previous sections) a continuous decrease in temperature is exhibited. While the time cost to approach steady-state conditions mainly depends on the groundwater flow rate.

For this reason, information on the potential groundwater flow in the subsurface should be gathered and considered in the design process, and the spatial arrangement of horizontal pipes should be designed based on site-specific groundwater flow conditions.

6 Conclusion

In this work, a pHGHE system has been introduced to extract deep geothermal energy from deep coal mines. We quantitatively evaluate the long-term sustainability of the pHGHE system. A numerical model is established in OpenGeoSys to simulate the heat transfer occurring between pipes and the backfill and surrounding rock. The model is validated against an analytical solution prior to further application. The validated model is then applied under typical site-specific conditions of the Anju coal mine in China, where the important model parameters are determined.

In regard to the typical backfilled stopes of the Anju coal mine, the simulation results show that the maximum sustainable heat extraction rate of a given heat exchange pipe must not exceed 40 W/m to achieve sustainable exploitation over a lifetime of 50 years. A overall heat capacity of 17 GWh can be achieved via this system in a single heating season, providing heating to more than 170,000 m² of residential building area.

The contributions of various parameters to the system sustainability are further investigated through sensitivity analysis. It is demonstrated that the maximum sustainable heat exchange rate increases with the inflow rate, pipe length, the backfill thermal conductivity and the ambient temperature, but decreases with the pipe-to-pipe distance and the thermal conductivity of the surrounding rock mass.

In addition, a detailed discussion on the influence of groundwater flow suggests the existence of groundwater flow can improve the sustainable specific heat extraction rate on each pipe and be benefit to the long-term sustainability of the system.

This study verifies the feasibility and sustainability of geothermal utilization in underground mines for regional heating. The insights gained in this study can provide technical guidance for the design of such geothermal systems in similar coal mines.

CRedit authorship contribution statement

Yonghui Huang: Conceptualization, Methodology, Writing – original draft, Writing – review & editing.

Yanlong Kong: Conceptualization, Methodology, Writing – review & editing.

Yuanzhi Cheng: Conceptualization, Methodology, Writing – review & editing.

Chuanqing Zhu: Writing – review & editing.

Jixiong Zhang: Conceptualization, Methodology.

Jiyang Wang: Funding acquisition, Supervision.

Declaration of Competing Interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

Acknowledgments

This research was funded by the National Key R&D Program of China (2019YFB1504101) and National Natural Science Foundation of China (41902311).

深部矿山地热能利用长期可持续性评估

摘 要

深部矿山低焓地热资源在区域供热中具有巨大的应用潜力。本文介绍了一种用于深部矿山地热资源利用的平行水平地埋管换热器 (pHGHE) 系统。针对以往研究未充分探讨该系统长期运行的可持续性的问题, 本文对深部矿山充填采空区中 pHGHE 系统的长期可持续性进行了定量评价, 采用了一种新型的数值模型对水平管与充填采空区之间的换热过程进行描述。首先通过解析解验证了所提模型的可靠性和准确性, 并将验证后的数值模型应用于安居煤矿典型的地下充填采空区。结果表明, 在 50 年的开发周期内, 最大可持续热提取率不得超过 40 W/m。在现有条件下, 每个抽汽周期的总热容量可达到 17 GWh, 可为超 $1.7 \times 10^5 \text{ m}^2$ 的住宅供暖。最终, 本文进行了敏感性分析, 以确定影响系统可持续性的关键参数。此外, 还研究了地下水流对 pHGHE 系统热相互作用和长期可持续性的影响。地下水流动有利于系统的长期可持续性。

本研究证实了地下煤矿充填采空区地热资源利用的可行性和可持续性。研究成果可为类似矿井地热系统的设计提供技术指导。

关键词: 地热能; 深部矿山; 长期可持续性; 数值模拟; 水平埋管换热

1 引言

近几十年来,化石能源在世界各地的区域供暖中占据着主导地位,我国尤其依赖煤炭,其供暖面积占比高达 83% (Li et al., 2020)。为实现碳中和目标,可再生能源有望大幅削减能源成本与碳排放。目前,我国许多深部煤矿资源濒临枯竭,面临关停,采后遗留大量地下空间,例如竖井、隧道、采空区等,部分还被雨水或地下水淹没。鉴于此类深部采空区温度较高,被认为是可用于建筑供暖的优质地热资源 (Fraser-Harris et al., 2022)。地热能是一种环境友好、可持续发展的能源,作为一种清洁、经济的供热方式,在我国已被广泛应用。由此可见,深部矿山地热资源凭借其环境友好属性,在供热领域极具开发利用潜力 (Thomas, 2017)。

开发煤矿深层热能具有显著优势:(1) 无需额外钻探投入,即可实现可观的经济回报。将矿井地热应用于集中供热系统,能够大幅削减运营开支。(2) 矿区地热资源的合理利用可有效降低井下温度,降低高温作业带来的安全隐患。

矿山地热能开发始于 20 世纪 80 年代 (Farr et al., 2016)。地热开采领域的一项开创性研究应用于加拿大的 Springhill 项目 (Ghoreishi Madiseh et al., 2012),其采用较高温度的矿井水加热一个表面积约为 14000 m² 的工厂。矿井水利用的最成功项目之一位于荷兰海尔伦市,该市自 2008 年以来一直在运行低温区域供暖系统 (Ferket et al., 2011 年)。该矿井水项目已升级为全面混合可持续能源结构,被称为矿井水 2.0 (Verhoeven et al., 2014)。在美国密歇根州上半岛建立了一个典型的水淹矿井,以检查矿井水用于加热 15000 ft² (1394 m²) 建筑的情况 (Bao et al., 2019 年)。在过去十年中,英国也建立了许多示范项目,以评估从废弃煤矿提取的地热能的使用情况 (Burnside et al., 2016)。来自 Markham 煤矿的矿井水现在通过地源热泵 (GSHP) 用于加热英国 Markham 的现场建筑 (Banks et al., 2019 年)。21 世纪,我国开始尝试将地下煤矿转化为地热资源,目前大部分项目仍处于规划阶段。中国张双楼深部煤矿已建成地热回收系统,用于实现冷却和加热的目的 (Guo et al., 2017)。有关全球现有项目的详细总结,读者可参考 Hall et al. (2011) 和 Ramos et al. (2015) 的文章。

煤矿地热供暖系统主要分为开式和闭式两种。在众多项目中,多数采用开式系统,也就是从地下矿井抽取地下水到地表。目前,相关研究大多集中于开式系统的提热性能 (Loredo et al., 2016)。加拿大的学者构建了一个三维数值模型,模拟淹没矿井中地下水的流动和热传递情况,并开展优化研究以提升最大热提取率 (Raymond 和 Therrien, 2014, 2008)。Rodríguez 和 Díaz (2009) 基于双井矿水提取-回灌形式,提出一种将矿井巷道当作地热换热通道用于供暖的半经验

分析方法。Guo et al. (2018) 建立了含裂隙的双孔隙模型，对废弃煤矿中的地热潜力进行了估算。Perez Silva et al. (2022) 借助数值模拟，评估了淹没煤矿在季节性热能储存与回收方面的潜力，并通过效益分析表明该技术具有较为可观的经济前景。

开式系统的优势在于可扩展性强、效率高，但也存在着潜在的环境风险 (Banks and Banks, 2001)。抽取和回灌矿井水可能引起压力积聚，导致矿井巷道坍塌。且矿井水中常含有大量源自煤炭的矿物质，比如黄铁矿，其氧化会生成酸性矿井水，可能污染土壤或地下水 (Banks et al., 1997)。闭式地热系统近年来受到的关注越来越多 (Banks et al., 2019)。闭式系统依靠垂直或水平的清洁水循环回路来换热，矿井水不会直接接触岩石，采空区还可在充填前方便安装热交换管 (Lund et al., 2004)。Ghoreishi-Madiseh et al. (2015) 提出新思路，即在充填后的矿井采空区安装垂直地热热交换管来提取地热能。水平地埋管换热 (HGHE) 系统应用也越来越广泛。Li et al. (2020) 提出在采空区充填体中安装水平热交换管，并结合季节进行热能储存。Zhang et al. (2020) 在 Fluent 软件中建立数值模型，评估了深部矿井充填体中单根水平 U 形管的放热性能。Al-Ameen et al. (2018) 研究了 HGHE 系统中，使用低成本建筑和工业废弃物作为潜在充填材料的回收潜力。Mohammad Zadeh Bina et al. (2020a) 开展了一项比较研究，探讨了浅层水平地热交换管与传统垂直管之间的差异。

以往研究在水平地埋管换热 (HGHE) 系统提取地热能的可持续利用性方面，仍未充分深入探讨。水平换热器在运行过程中，会对地下环境产生热影响，改变充填采空区及其周边岩石的温度分布情况。而换热器对孔隙空间的热量补充，采用传导配合自然对流形式，或依赖水的热交换达成，含水层流动能扰动地下热力系统，(Hecht-Mendez et al., 2013)。由此衍生的热环境变化及可持续运作体系日渐衰败的威胁，已成为制约该技术大规模推广应用的关键因素。针对深部矿山中 HGHE 系统所面临问题的解决研究，目前还相对有限。合理评估地热资源利用的可持续性，对于广泛采用低碳且具成本效益的能源替代方案极为关键。

定量评估系统的可持续性在设计煤矿地热开采系统的重要步骤。它能最大限度地实现矿山企业的经济收益，是矿山所有者和股东关注的主要问题。本研究的主要目标是明确以下科学问题：在 50 年内，通过深部煤矿中典型的闭式地热系统，可持续热提取率是多少，相应的总热量是多少？

综上，本文选取了我国典型的深部高温矿井作为研究对象，在充填采空区中设计了多个平行水平换热管。基于开放源代码软件 OpenGeoSys，对地热集中开采的长期可持续性进行了数值研究，分析验证了所建模型的正确性。且特别考虑了地下水流量的影响，总结了进一步优化策略的意义。

2 地质背景与系统配置

本研究以山东省安居煤矿为研究对象，如图 1(a)所示，该矿区地处中国东北部，总占地面积达 1700 平方公里。该区域长期实施大规模开采作业，已形成包含 30 余个矿井的复杂巷道系统，开采作业面主要分布在 1000-1200 米的地下深度范围。图 1(b)呈现了矿区整体空间布局，其中特别标注了若干温度监测钻孔的具体位置。等值线图反映了该区域地温梯度的空间变化特征，重点研究区域位于钻孔 X2 周边的采空区，表现出显著的地温梯度异常和温度升高现象。图 1(c)展示了图 1(b)中所示的 A-B 剖面的地质分层情况。

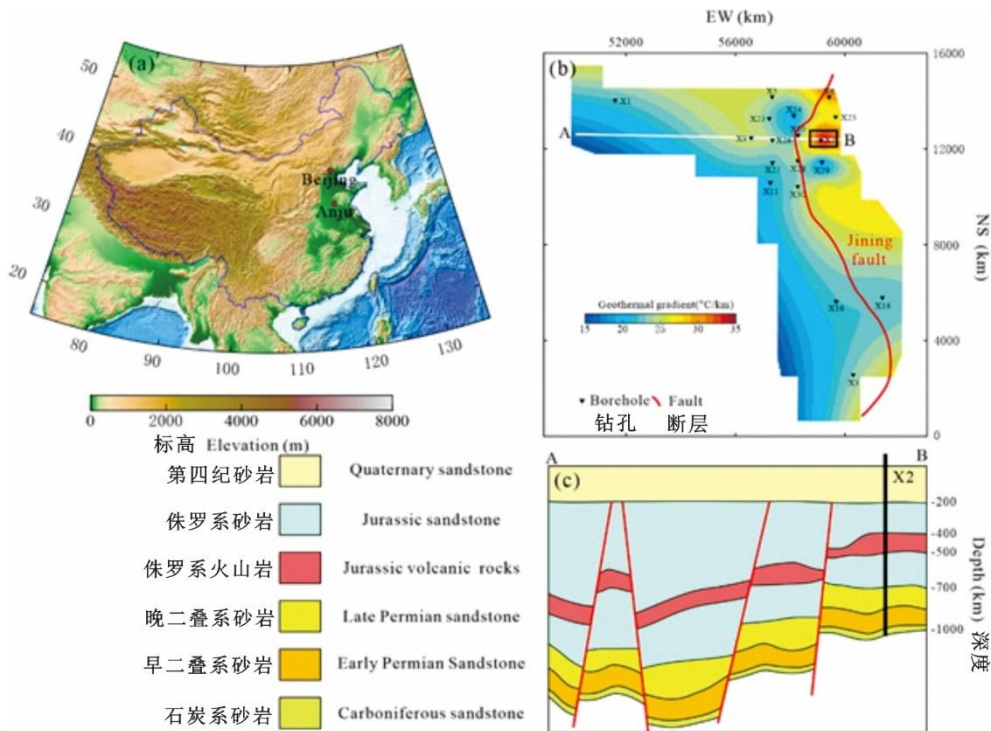


图 1 (a) 安居煤矿位置；(b) 安居煤矿地热梯度分布及不同测温钻孔的位置；(c) 安居煤矿水文地质结构示意图（剖面 A-B）

本研究在不同钻孔中开展了温度监测工作。图 2 (a) 呈现了钻孔 X2 的温度测井数据，该区域的热状态展现出典型的传导型特征。在钻孔 X2 约 1000 m 深处，温度高达约 45.6 °C。图 2 (b) 概述了研究区域的地层结构：浅部地层主要由第四纪阶地沉积物（砂和砾石）构成，深度约 200 m；其下为侏罗纪砂岩层，侏罗纪火山岩层厚度约 100 m。从约 750 到 1000 m 处是二叠纪地层，上二叠统砂岩位于下二叠统砂岩层之上；而从约 1000 到 1200 m 处，则分布着相对较薄的石炭纪砂岩层。目标层的热导率是经多个岩心样本的实验室测量确定的。据 Cheng et al. (2019) 研究，测量结果显示热导率在 1.852 到 3.006 W/(m·K) 之间波动，平均为 2.578 ± 0.434 W/(m·K)。

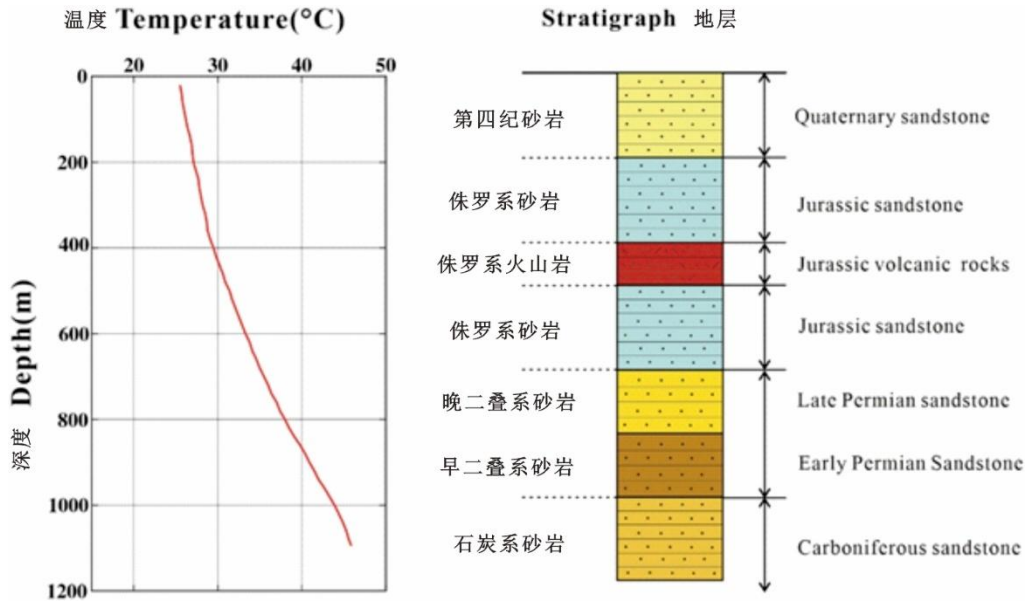


图 2 钻孔 X2 的温度剖面图

图 3 为地下采场中平行水平地埋管换热器（pHGHE）系统的示意图。在采空区，一组水平热交换管平行于工作面安装在已开采的空间中，这些管道相互之间以并联方式连接。

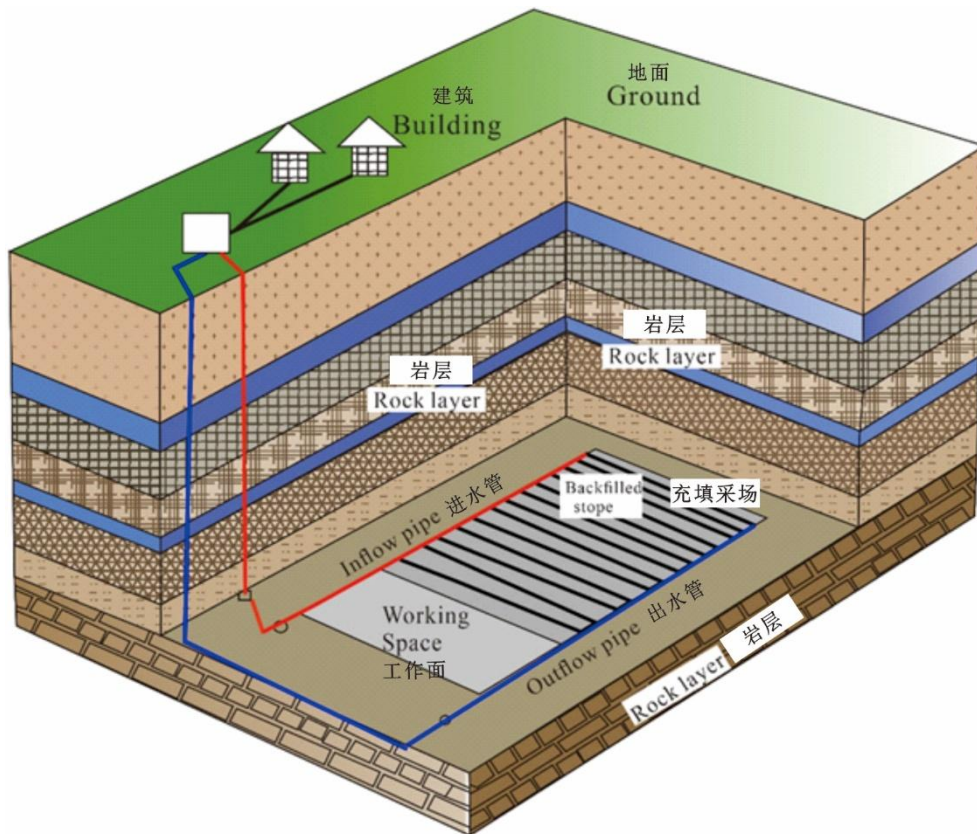


图 3 平行水平地热换热器（pHGHE）系统示意图

（黑线—热交换管；红线—进水管；蓝线—出水管）

冬季存在用热需求阶段，管道设计支持冷水的连续循环流通，经充填物与邻

近岩石热交换，完成加热的水进入与短期储水缓冲罐配套的热泵单元，实现清洁水的升温。热处理过的净水借助二次分配管网为居民区供应暖通，进而替代原有的燃煤集中供暖设施。

3 方法

在本研究中，针对水平热交换管采用了双连续介质模型方法，并将其应用于开源有限元代码 OpenGeoSys (OGS) 中。

3.1 双连续介质方法

3.1.1 控制方程

本文将地下空间设定为一个三维连续体，水平换热管则由一维线单元构成另一个连续体。对于不同热交换管室（即管道内的循环流体、灌浆区和井壁）之间的热传递，我们借助类似于电路的热电阻网络来进行建模，简单来说，热流量的大小取决于相应的温差（参考 Diersch 2013）。热通量 q （参见式 (1)）由这些部件之间的温差 ΔT 和传热系数驱动 $\Phi = 1/(R \cdot S)$ ，传热系数是热阻 R 和比交换面积 S 的乘积的倒数：

$$q = \Phi \cdot \Delta T \quad (1)$$

管道内的热传递主要由管道内以一定流速 u 循环的水的对流热传递控制，其控制方程可以写为：

$$\rho^r c^r \frac{\partial T_k}{\partial t} + \rho^r c^r u \cdot \nabla T_k - \nabla \cdot (\Lambda^r \cdot \nabla T_k) = H_k \quad (2)$$

ρ^r 是循环水的密度； c^r 是比热容； T_k 是热源/汇项。以及 Λ^r 表示循环水的流体动力热扩散，其进一步定义如下：

$$\Lambda^r = (\lambda^r + \rho^r c^r \beta_L \|u\|) \delta \quad (3)$$

λ^r 是热导率； $\|u\|$ 是流体循环速度； β_L 是纵向热扩散系数。

周围煤矿充填材料中的热传递由以下控制方程描述：

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho^f C^f + (1 - \phi) \rho^s C^s] T_s + \nabla \cdot (\rho^f C^f v T_s) - \nabla \cdot (\Lambda^s \cdot \nabla T_s) = H_s \quad (4)$$

ρ^f 、 C^f 是流体在多孔介质中流动时的密度和比热容， ρ^s 、 C^s 是固体的密度和比热容。

3.1.2 边界条件

需要进一步解释的参数是即将施加在每根水平热交换管上的边界条件。在大多数情况下，热交换管的进水温度由热泵的运行情况控制，进而由建筑物的热负荷决定。因此，模型中提供了几种不同类型的热交换管边界条件：

1) 功率曲线和恒定流量

在此边界类型中，每个热交换管上的热负荷根据预定义的时间相关曲线指定。同时，在整个模拟过程中将保持固定的流量值。入口和出口之间的温差将根据热

负荷、循环流体特性和给定流量动态计算。

2) 固定进水温度曲线

在此边界条件下，换热器入口温度根据时间相关曲线指定，并作为模型的输入。接着利用该模型对出口温度进行了动态模拟。

3.1.3 数值方法

采用标准伽辽金有限元 (FE) 方法对耦合方程组 (式 (2) - (4) 及其边界条件) 进行空间离散化。时间积分采用全隐式向后欧拉格式。线性化采用带线搜索方案的牛顿方法，而求解线性方程组则采用带 ILUT 预处理的 GMRES (广义最小残差法) 求解策略。

3.2 模型验证

在将模型应用于系统长期可持续性预测之前，应执行模型验证程序。本文选择了一个原本用于模拟浅层水平热交换器的基准案例进行对比。OpenGeoSys (OGS) 模型通过与 Lamarche (2019) 提出的解析解进行对比验证。详细的基准设置如下：一根水平热交换管道埋设于地下 2 m 深处，管道长度为 100 m。入口温度 T_{in} (以 °C 为单位) 随时间 (以 h 为单位) 变化，并在式 (5) 中给出。

$$T_{in} = \begin{cases} -\frac{1}{1000}t + 10, & 0 \leq t \leq 4380 \quad (h) \\ 5, & t \geq 4380 \quad (h) \end{cases} \quad (5)$$

Kusuda 和 Achenbach (1965) 描述了地表温度变化：

$$T_s(t) = T_0 - A \cos(\omega t) \quad (6)$$

T_s 是地表温度； T_0 是远离边界处的平均温度； ω 是年频率； A 是地表温度的变化振幅。在此案例中， A 被设定为 10。更多关于基准设置的细节可在 Lamarche (2019) 中找到。

数值模型的网格如图 4 所示，总共有 38884 个节点和 72800 个棱柱单元。入口温度将施加在管道段的入口处。在一年中的半年 (4380 h) 内，将施加线性温度分布，其余时间则施加恒定温度。由式 (6) 给出的时间变化温度分布被施加在域的顶部表面 ($z=0$) 作为狄利克雷型边界条件。数值模拟中选择一天 (86400 s) 作为时间步长。图 5 展示了模拟的一年内的出口温度变化情况，数值模型与解析解之间具有良好的一致性。

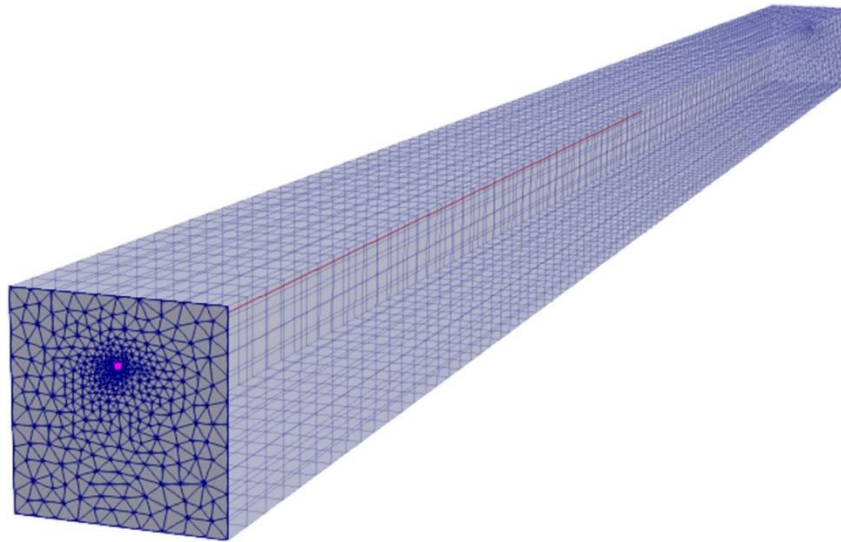


图 4 数值模拟网格

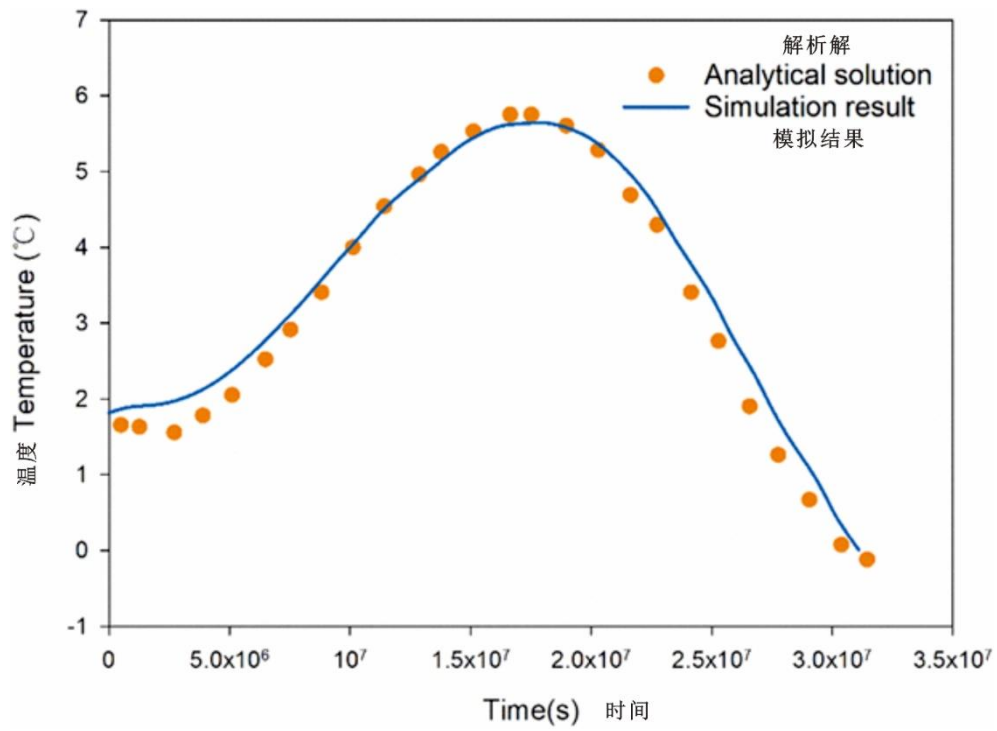


图 5 一年内出口温度
(散点—Lamarche, 2019 的解析解, 曲线—模拟结果)

4 模型建立

为科学评价煤矿采空区充填体中 pHGHE 系统的持久稳定性,本文基于 OGS 平台开发了三维仿真模型,仿真充填介质受热开采时的温度变化。

充填工程覆盖的采空区长度为 3 km,垂直高度 5 米,横向距离 120 米,实际铺设管道数量为 1499 根。如图 6,研究将模拟区域简化为 $160\text{ m} \times 80\text{ m} \times 2000\text{ m}$ 的矩形空间,边界位置远离充填采空区,热回收对边界温场无扰动,该简化处理与 Li et al. (2020) 的研究途径类似。热影响在管道上的分布呈现位置依赖性,各换热管道的传热过程展现出非一致性特征,外缘管道的扰动水平最低,越靠近内部的管道受干扰程度越高,为此可借由削减管道数量来反映模型包含的全部管道。本研究运用试错法,最终敲定了管道的削减数量,各轮测试中分步提升管道配置,直至最内层管出口温度与前次测试差异达到中止标准时,验证测试阶段终止,设定 1×10^{-3} 为温度相对误差的收敛限值,统计得到的管道数能代表所有管道。

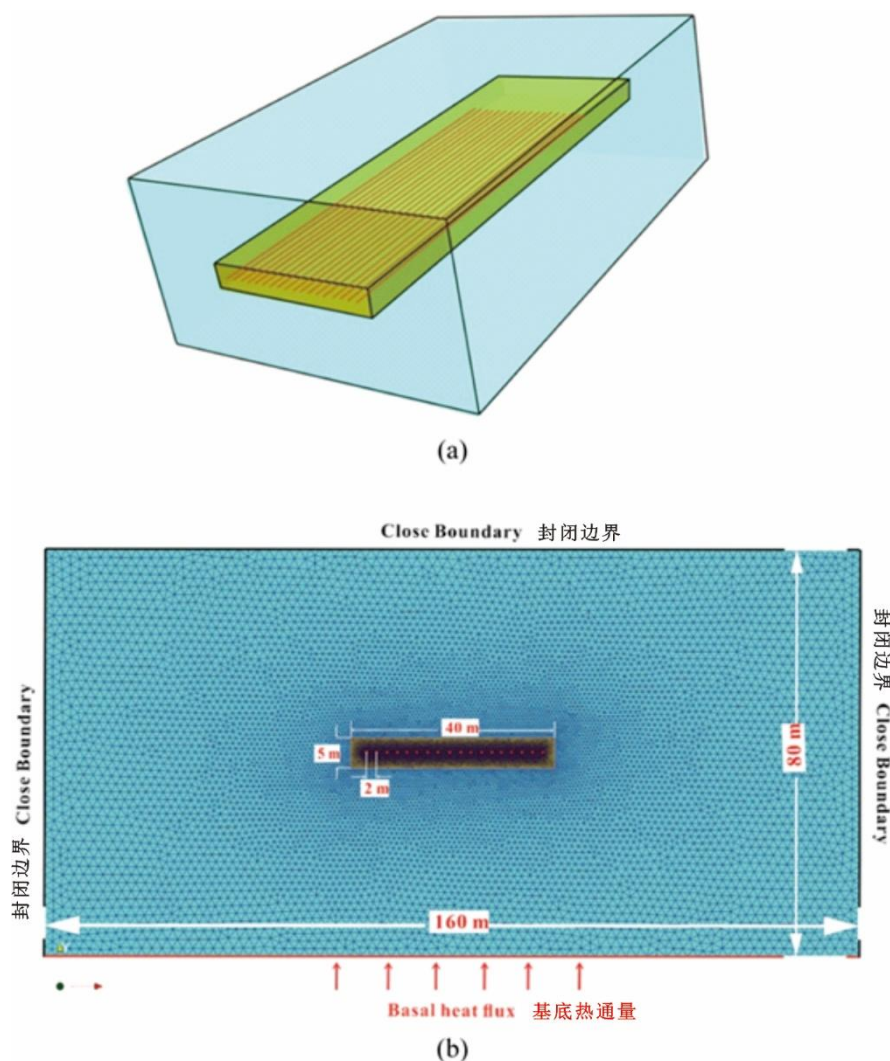


图 6 模型几何结构: (a) 三维模型; (b) 横截面剖面图

图 3 展示了包含换热管道的充填采空区的几何形状和离散化网格。两种不同材料被明确区分：(1) 回填区与 (2) 周围岩层，采用不同的颜色进行标识。计算区域共剖分为 337,463 个四面体网格单元，其中管道周边区域实施了局部加密处理，旨在精确捕捉管壁与充填体之间的显著温度变化特征，最小网格尺寸控制在 0.3 米。通过开展系列网格敏感性分析，验证了温度场数值解的收敛特性，确认计算结果已不受网格密度影响。数值求解过程中采用固定时间步长策略，每日作为一个计算周期，该设置全程未作调整以保证计算稳定性。

初始条件：根据第 2 节中的温度条件，整个区域的初始温度被假定为 45 °C，循环流量假定为 $4 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ 。

边界条件：在持续加热阶段，对各管道施加稳定不变的热载荷，每日不间断运行一整天。采用试错方法，热提取率最高值采用 40 W/m。采用诺伊曼边界条件处理区域底面，表现为基底热流密度不变，针对该区域地温环境，采用 68 mW/m² 作为基准值。针对模型顶部及侧边界面，采用封闭边界方案，反映出与外界既无质量交换也无热交换。

充填体及其周边岩石的热物性参数由表 1 给出，随后融合到模型里。若系统采用断续工作方式维持 50 年，以一年为周期，热能采集周期达 4 个月，自 11 月中旬起至翌年 3 月中旬止，剩余时段属于热量恢复阶段。

表 1 中国安居煤矿充填采空区模型参数

类型	参数	数值
岩石	λ_r 岩石热导率	2.5 W/(m · K)
	ρ_r 岩石密度	2400 kg/m ³
	C_{pr} 岩石比热容	2000 J/(kg · K)
充填材料	λ_b 充填材料热导率	2.5 W/(m · K)
	ρ_b 充填材料密度	2400 kg/m ³
	C_{pb} 充填材料比热容	2000 J/(kg · K)
水	λ_w 水热导率	0.6 W/(m · K)
	ρ_w 水密度	998 kg/m ³
	C_{pw} 水比热容	4187 J/(kg · K)
管道	d 直径	0.0254 m
	t_p 管道壁厚	0.001587 m
	λ_p 管道壁热导率	2.78 W/(m · K)
	L 管间距	2 m

5 结果与讨论

实施校准操作后，经检验合格的数值模型进行了为期 50 年的仿真，以分析系统的长期稳定性，以及分析充填体及周边岩体在热场作用下的长期行为。

为探讨系统在各种情况下的可持续特征，首要步骤是规范可持续热提取率的术语定义。出于实际考虑，如果系统能够在整个 4 个月的供暖季节持续实现最大热提取率，同时充填体的最低温度不低于某一设定值（在此设定为 0°C ，以避免冻结风险），则认为该系统是可持续的。

5.1 可持续性分析

如图 7 温度分布所示，不同位置处的管道呈现不同的现象。如图 6 所示，最外侧的管道受到了最低的温度干扰，其周围充填体的温度高于其他管道。向内移动时，相邻管道间的干扰增加，从其间的充填体中提取了更多的能量，导致靠近中心管道的充填体温度最低。管道周围的热传递不可避免地受到相邻管道的干扰，随着相邻管道数量的增加及整体影响距离的减小而增强。靠近管道入口的充填体温度低于管道出口附近的温度。表明水从入口到出口被加热，从出口附近的充填体中提取的热量更少。

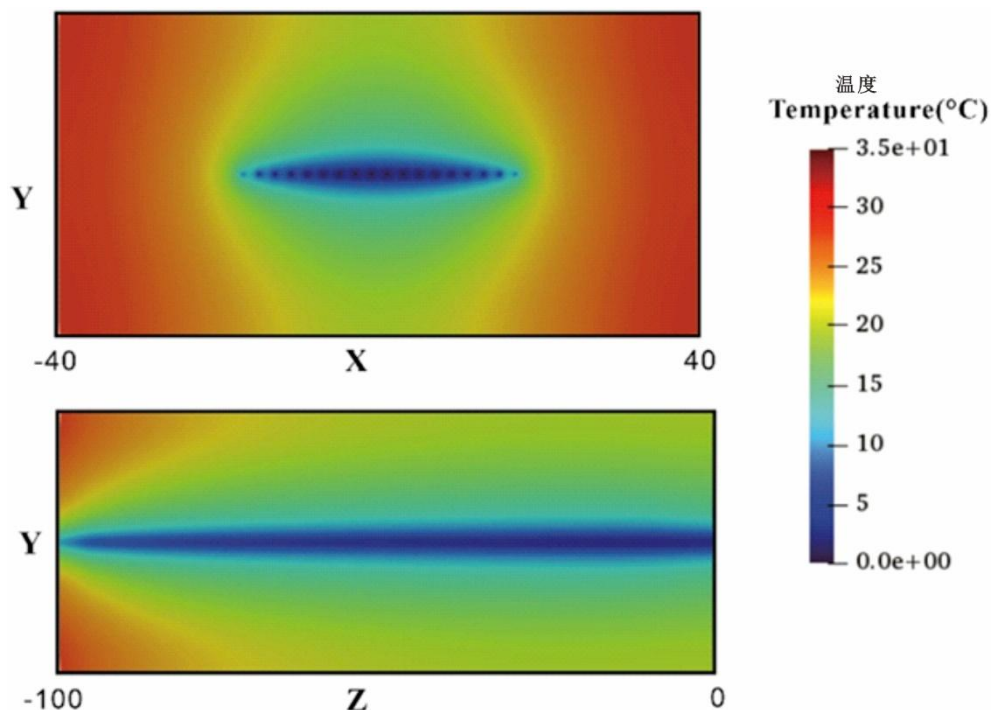


图 7 第 50 个热提取周期结束时充填采空区三维温度等值线
(上部分—X-Y 截面，下部分—Y-Z 截面)

中心管道入口处紧邻充填体的温度曲线在图 8 中呈现，表现出温度的周期性波动，在热量提取阶段，充填体温度经历初始急剧下降，随后稳定不变。热提取中断的瞬间，充填体温度迅速复原，之后缓慢攀升。实施 50 年热采集之后，充

填体的温度下限逼近 0°C , 系统可实现 40 W/m 的持续热输出。在热量抽取阶段, 温度周期性振荡主要分布在充填体及相邻围岩处, 远端岩体则未表现出类似的温度周期变化。

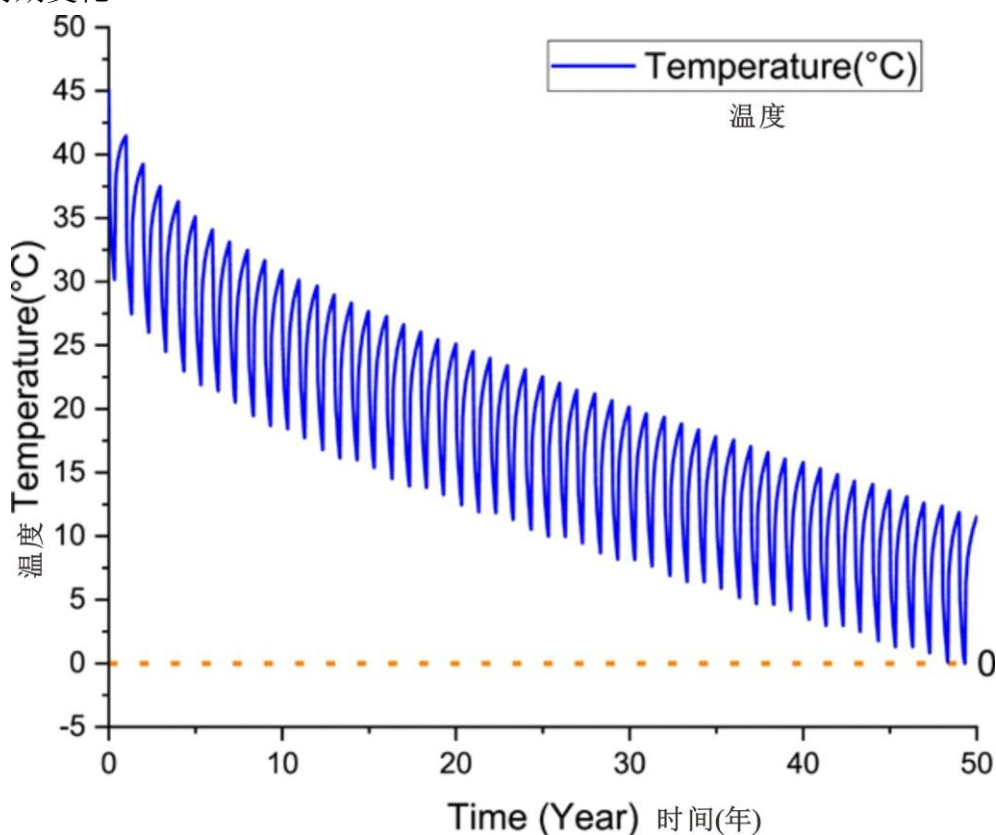


图8 中心管道入口处相邻充填材料温度变化

考虑到一个全长 3 公里且包含 1499 根管道的完整地下采场, 系统的总体热提取率大约为 6 MW , 在 4 个月的供暖季节中提取的总能量达到 17 GWh 。

山东省住宅建筑在供暖季节的单位热负荷范围为 $30\sim 36\text{ W/m}^2$ (Chen et al., 2021)。假设单位热负荷为 35 W/m^2 , 该系统能够为超过 $1.7\times 10^5\text{ m}^2$ 的住宅建筑提供供暖, 每年可减少 6732 吨二氧化碳排放。

5.2 参数研究

为了识别对水平换热管道实现可持续热能提取具有深远贡献的设计和运行参数, 进一步应用数值模型来模拟各种情景。基于开发的数值热传递模型, 以下各节将研究多个参数 (如管道间距、周围岩石和充填体的热导率、质量流、环境温度以及饱和时间) 对系统可持续性 & 热影响的作用。通过现场测量无法充分解决时空变化问题, 换热管道系统的实际运行尚未记录, 以下参数被认为具有高度不确定性, 需要进行详细分析:

- 进流速率 (m^3/s)
- 管道长度

- 管间距 (m)
- 充填采空区及周围岩石的热导率
- 环境温度

5.2.1 进流速率影响

据式(1), 换热管道的进流速率直接影响流体与周围充填材料之间的热传递。研究进流速率对特定充填采空区的影响, 可为系统的可持续利用提供运行指导。在与之前相同的配置下, 研究了四种不同进流速率的情景, 范围从 0.05 到 0.4 kg/s: (1) $5 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$, (2) $1 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$, (3) $4 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ 和 (4) $1 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ 。在所有情景中, 每根管道的热提取率保持不变。单根管道的直径设定为 0.0254 m, 水的平均流速范围为 0.1 到 1.9 m/s。

图 9 显示了每个供暖周期结束时, 中心管道入口处相邻充填体的最低温度。很明显, 当进流速率从 $1 \times 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$ 增加到 $4 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ 时, 最低温度显著增加。然而, 当进流速率从 $4 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ 增加到 $1 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ 时, 最低温度的增加幅度很小。

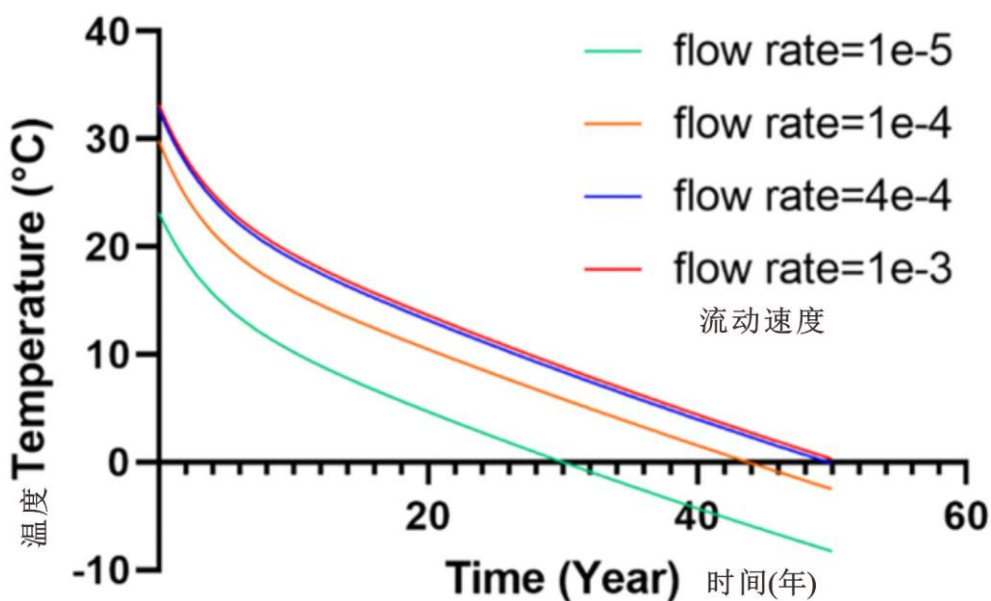


图 9 不同流量下充填体最低温度变化

本文检查了不同进流速率下的可持续热提取率。如图 10 所示, 在不同的进流速率下, 可持续热提取率分别计算为 25、35、40 和 42 W/m, 可见增加进流速率提高了系统的可持续热提取率。当进流速率从 $4 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ 增加到 $1 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$ 时, 却只实现了 5% 的增加。

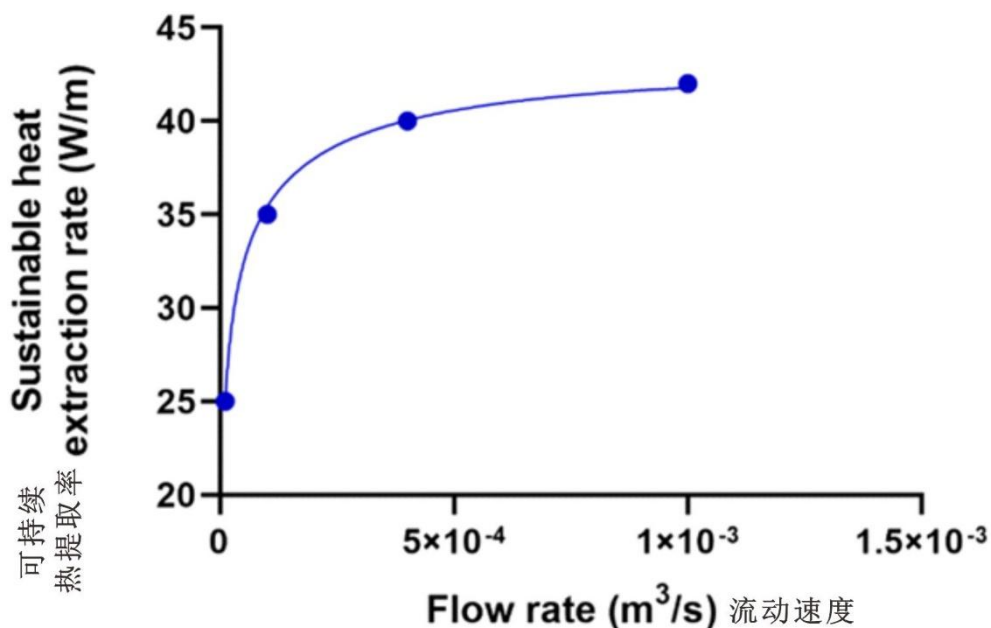


图 10 不同进流速率下单位管长热提取率

5.2.2 管道长度影响

为探究管道长度作用，实验采用多组管道长度：（1）50 m，（2）100 m，（3）200 m，（4）300 m。冬季供暖阶段，每根管道维持 40 W/m 的热负荷，假设仅调整管道长度，其他变量均未变化。

图 11 为供暖周期结束时，中心管道入口处相邻充填体的最低温度。在管道长度为 50 m 的情况下，最低温度高于其他三种情况。当管道长度从 200 m 增加到 300 m 时，最低温度的差异仅为轻微变化。

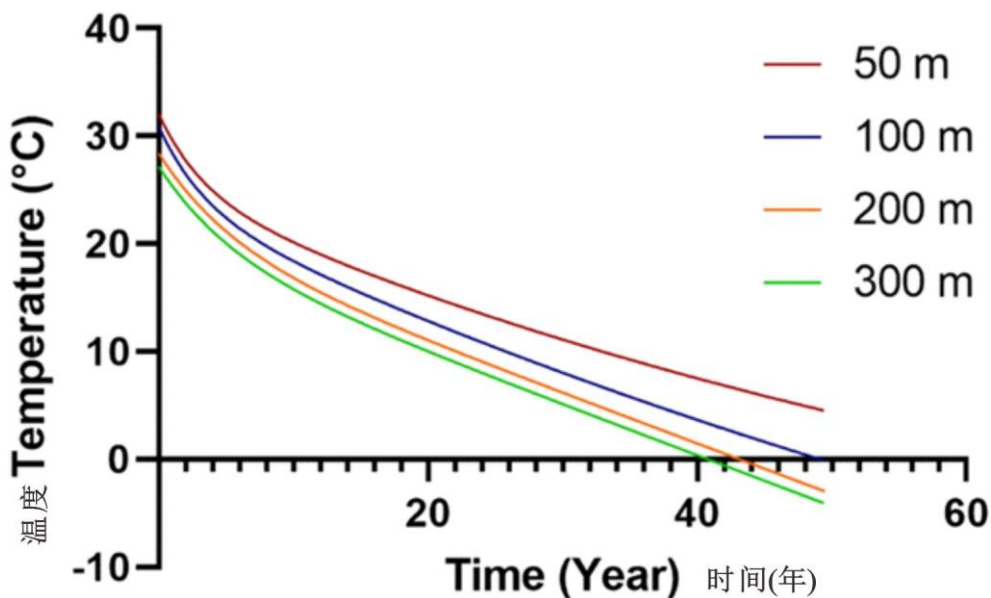


图 11 不同管长下充填体最低温度变化

图 12 为在不同管道长度下，系统 50 年内的可持续热提取率的变化情况。可

持续热提取率随管道长度的增加呈上升趋势。可通过以下事实解释：随着管道长度的增加，出口处的水温更接近充填体的温度。考虑到在 300 m 的管长下，下降速率也不陡峭，因此较长的管道可能是满足更大热能储量的良好解决方案，因为增加管长不会产生额外的钻井成本。随着管道长度的增加，流体的泵送成本也随之增加，降低了整体效率。因此必须进行详细分析，以在两者之间取得平衡。

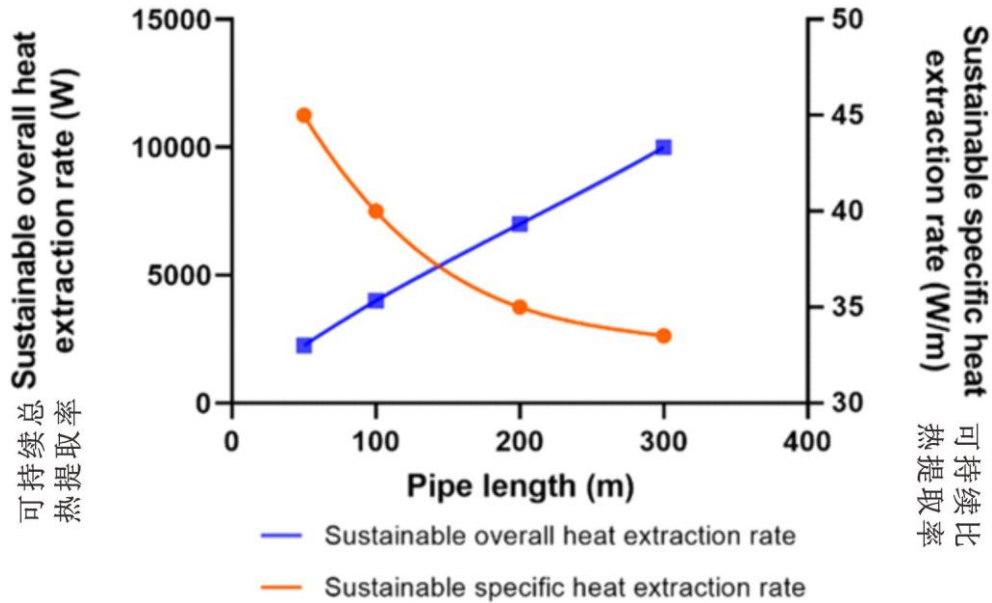


图 12 管长与可持续热提取率的关系

5.2.3 管间距影响

充填采空区中的能量密度随着管道数量的增加和间距的减小而增加，从而提高了能量性能。当安装更多管道且间距减小时，不仅总成本会增加，管道之间的热干扰也会显著增加，且经过几个周期后，充填体和岩石的温度无法恢复，限制了系统在长期能量提取过程中的可持续性。因此，确定在地下充填采空区中应安装的最佳管道数量，确保在 50 年的生命周期内保持可持续开发至关重要。

我们比较了几种不同的管间距：(1) 1 m，(3) 2 m，(4) 4 m，(5) 6 m。在加热运行期间，每根管道上施加的单位热负荷保持在 40 W/m，其他参数与之前的配置相同。

图 13 和图 14 展示了在第 50 个供暖周期结束时，管间距为 1 m、2 m、4 m 和 6 m 时充填采空区中的温度分布。图 13 显示的是第 23 年的情况，此时温度已降至零度以下。通过比较不同管间距下的温度等值线，可观察到当管间距过大时，在 4 个月结束时，管道之间仍有未被热提取的高温区域。

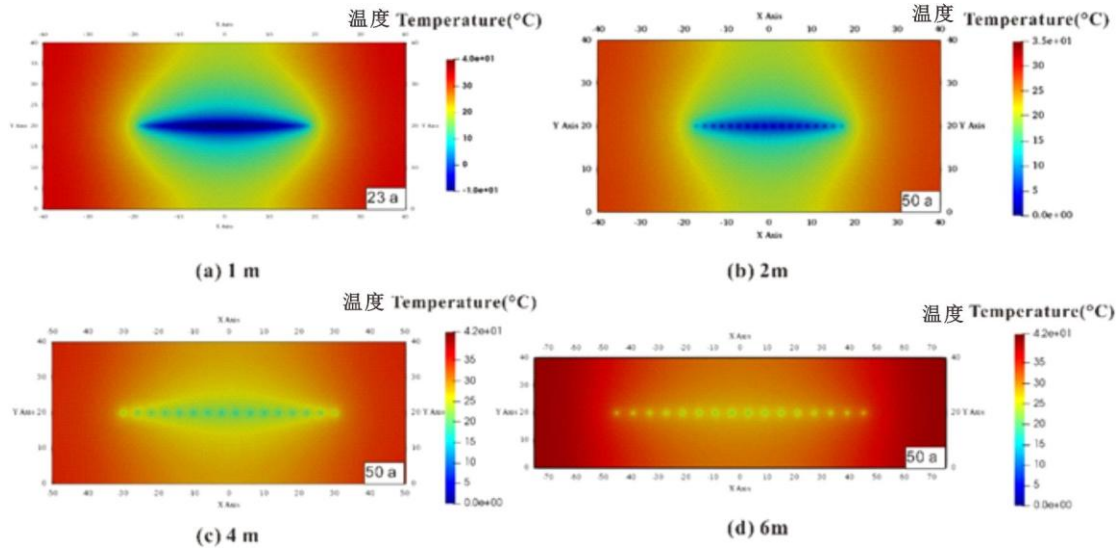


图 13 不同管间距（1 m、2 m、4 m 和 6 m）下充填采空区温度分布

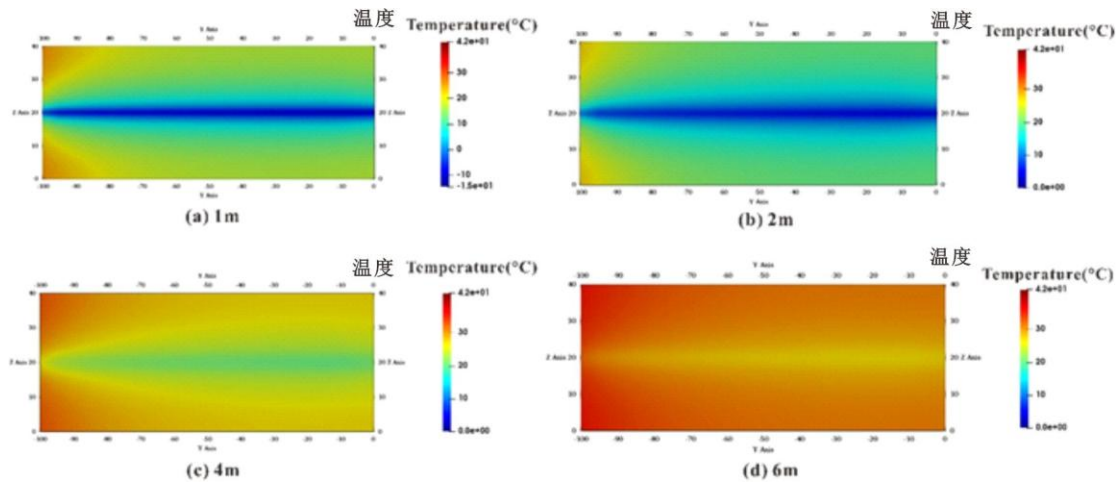


图 14 不同管间距（1 m、2 m、4 m 和 6 m）下充填采空区温度剖面（Y-Z 轴）

本文进一步定量研究了不同管间距下的可持续热提取率，结果如图 15 所示。随着换热管道间距的增加，每米管道长度的可持续热提取率降低，因为相邻管道之间的热干扰随着间距的减小而增加。相比之下，随着管道数量的增加，总能量提取量有所提高。研究发现，当管间距从 2 m 减小到 1 m 时，总提取能量仅略有增加。考虑到管道数量增加会使总成本翻倍，技术经济性需要进一步详细研究。

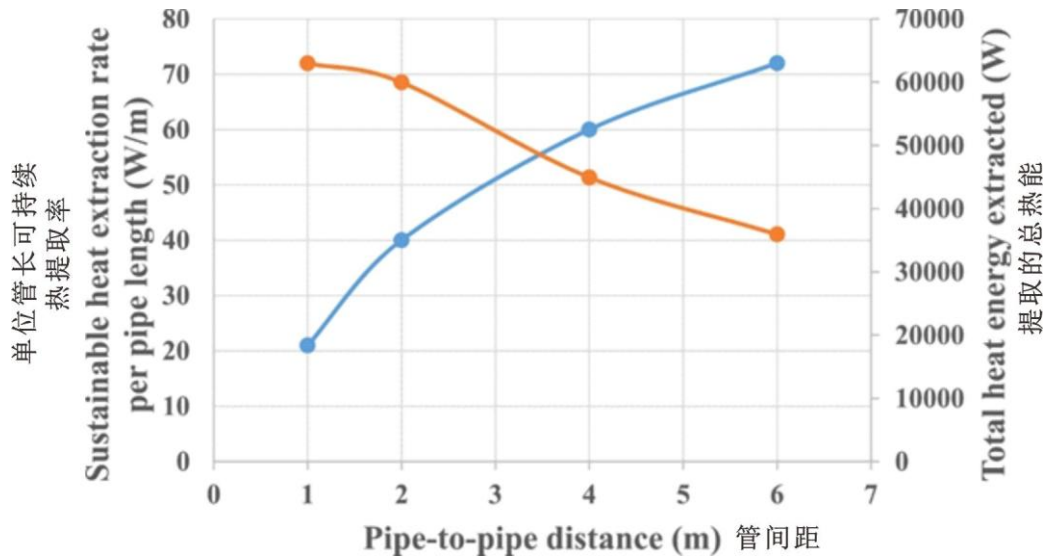


图 15 管间距与可持续热提取率的关系

5.2.4 热导率影响

本文在不同情况下评估了导热系数对系统可持续性的影响。

在两种情境下，分别考虑了充填材料和周围岩石的不同热导率，同时保持在加热过程中每根管道所承受的特定热负荷为 40 W/m，其他参数则与之前的配置保持一致。在情境（1）中，首先研究了充填材料热导率的影响，测试了较低的值 2 W/(m · K)，同时保持周围岩石的热导率不变，为 2.5 W/(m · K)。在情境（2）中，评估了周围岩石热导率较低值 2 W/(m · K)的影响，同时保持充填材料的热导率不变，为 2.5 W/(m · K)。

图 16 显示了在 50 年内的每个加热周期结束时，中心管道入口处相邻充填材料的最低温度（实线）。可见充填材料和周围岩石的热导率直接影响了系统的可持续性。

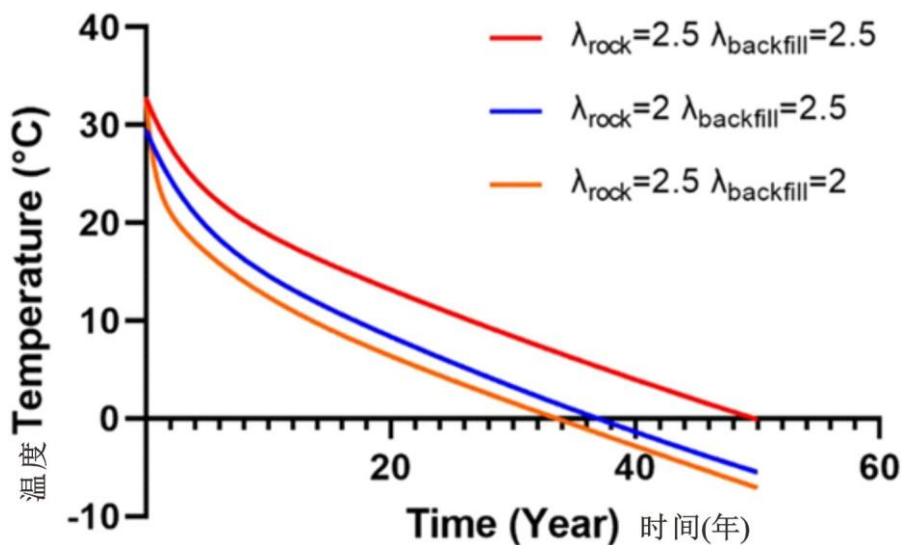


图 16 不同热导率下充填体最低温度变化

如图 16 所示, 随着充填材料热导率的降低, 充填温度低于参考案例中的温度, 表明充填材料与管道之间的热交换受到抑制。为探究岩石热导率与能量产出的关系, 图 16 揭示出热导率降低引起温度相应下降, 在资源抽取阶段, 因管道区域缺乏远端岩石热量的快速补充, 造成额外的热量耗散。

图 16 的低温趋势曲线证实, 基于回填材料与管道间的直接热耦合, 较之周边岩层, 充填介质的热传导效率直接影响长期取热效果, 此发现为优化充填材料的导热组分含量开辟了新途径, 进而强化系统可持续特性。

5.2.5 环境温度影响

随着地下矿山的开采深度不断增加, 围岩温度也随着地温梯度的增大而升高。本文探讨环境温度对充填采空区的影响, 可为其可持续利用提供系统的设计指导。在两种情境下, 本文分别考虑了 35 °C、45 °C 及 55 °C 的初始温度, 并保持在加热过程中每根管道的热负荷为 40 W/m, 其他参数与之前的配置保持一致。

图 17 给出升温周期收尾时, 管道入口相邻充填层的最低温度, 若环境温度维持在 55 °C, 采集数据高于其余两组实验。图 17 中反映出, 环境温度与其可持续热提取率呈正相关关系。

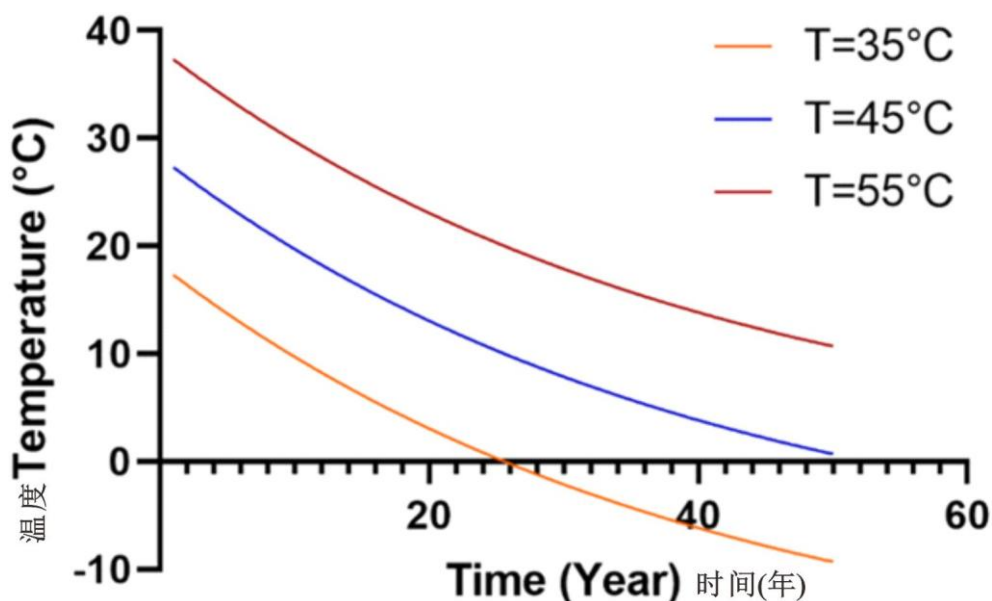


图 17 不同环境温度下充填体最低温度变化

从图 18 可见, 伴随环境温度的增加, 可持续热交换率呈现近似线性上升, 与浅埋深矿山相比, (在浅埋深矿区, 岩土结合带温度普遍达 15 °C, (Giordano et al., 2016)), 深部矿山采空区充填体所处环境温度显著高于浅部, 进而提高充填采空区热交换系统的长期热提取能力。

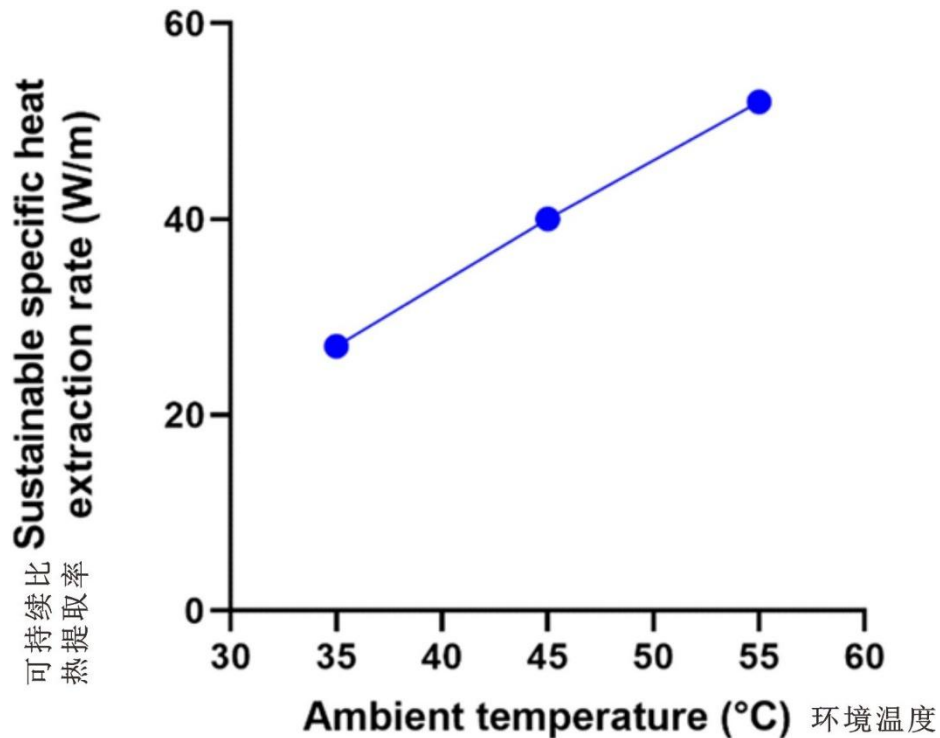


图 18 环境温度与可持续热提取率的关系

5.3 讨论

据文献 (Hein et al., 2016; Meng et al., 2019) 研究, 地下水流动会对地下热交换系统的可持续性和效率产生显著影响, 但需要一定的地下水流量和方向才能观察到这种影响。根据各种特定场地的水文地质条件, 较高的达西流速可以增强管道与充填体以及周围岩石之间的热传递 (Meng et al., 2019)。在一个大规模热交换阵列场地中, 地下水流动不可避免地会导致热量重新分布。

本文初步尝试通过考虑一个沿 X 轴方向的恒定流速 (1×10^{-6} m/s, 该流速在该地测得 (Cheng et al., 2019)), 来研究地下水流动对管道系统可持续性的影响。在加热运行期间, 每根管道上施加的热负荷保持在 40 W/m。

图 19 展示了在地下水流动条件下, 最后一个供暖季节 (第 50 年) 后的空间温度分布情况。地下水流动在充填采空区中造成了温度的重新分布, 在下游形成了一个冷羽流。沿着地下水流动方向, 温度从上游管道到下游管道逐渐降低。

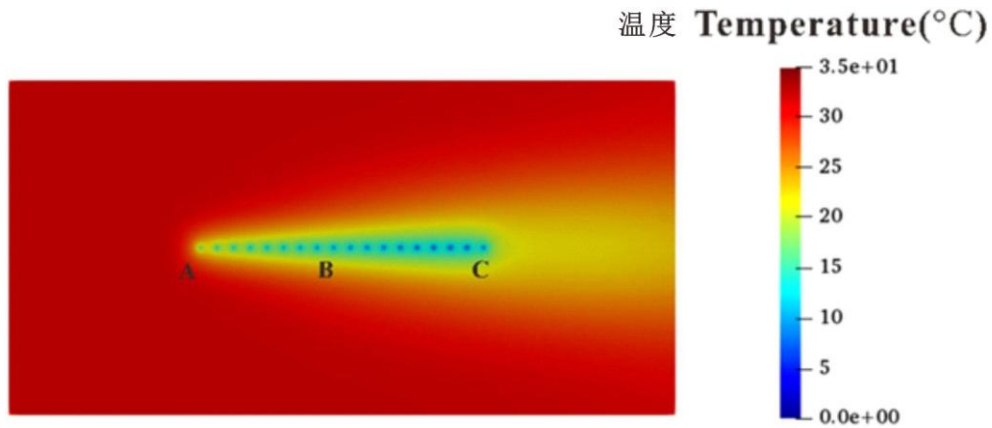


图 19 地下水流动条件下第 50 次加热周期结束时的温度剖面图

图 20 显示，在地下水流动的条件下，水平换热管道附近的温度扰动较低，温度从位置 A 到位置 C 持续下降。由于对流热供应主导了传导热供应，因此考虑地下水流动时的可持续热提取率更大，且上游管道的可持续能量提取率大于下游管道。

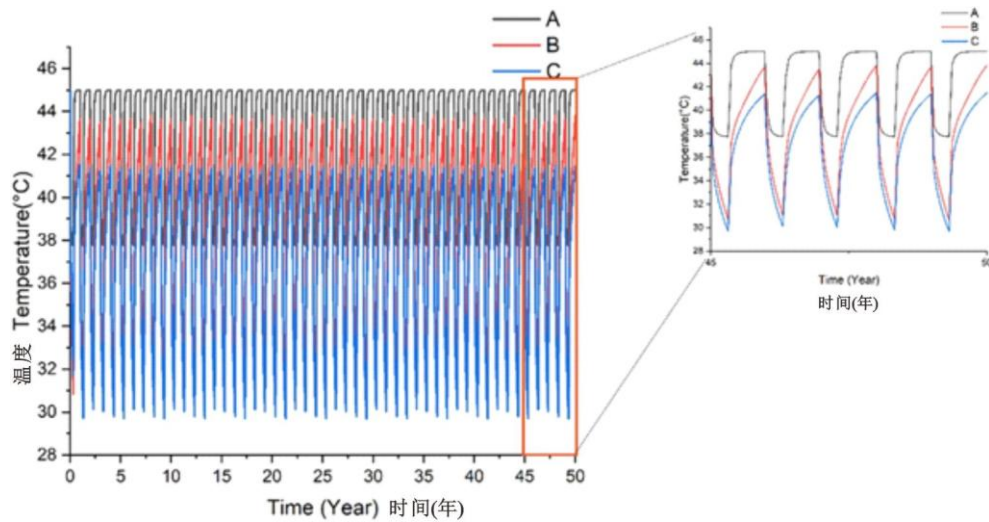


图 20 不同管道入口处的温度变化（对应于图 19 中标记的点）

在地下水流动时，经过几次运行后温度逐渐趋于稳定，热传导环境则表现出温度的持续下降，可见达到稳态条件所需的时间主要取决于地下水的流速。

在设计过程中应收集并考虑潜在的地下水流动信息，并根据场地特定的地下水流动条件设计水平管道的空间布置。

6 总结

本研究引入了 pHGHE 系统,用于从深部煤矿中提取地热能。首先对 pHGHE 系统的长期可持续性进行了定量评估,在 OpenGeoSys 中建立了一个数值模型,用于模拟管道与充填体及周围岩石之间的热传递情况。该模型通过与解析解的对比进行了验证。最后,其被应用于中国安居煤矿的典型现场条件,确定了重要的模型参数。

针对安居煤矿典型的回采工作面,模拟结果表明,为实现 50 年的可持续开采,给定换热管的最大可持续热采出率不得超过 40 W/m。通过该系统,一个供暖季节的总热容量可达到 17 GWh,为超过 $1.7 \times 10^5 \text{ m}^2$ 的住宅建筑面积供暖。

本研究采用敏感性分析方法,探讨了不同参数对系统可持续性的影响程度,进流速率、管道长度、充填体热导率与环境温度均与最大可持续热提取率呈正相关关系,管距与周边岩石导热系数增加则数值衰减。

对含水层流体运动影响的探讨表明,通过地下水流动可增强每根管道的长期热获取能力,且能提升系统的长期运行稳定性。

本研究论证了地下矿山实施地热供暖的技术可行性及环境可持续性,研究成果可作为相似煤矿地热系统设计的参考标准。

作者贡献声明

- Yonghui Huang: 概念化、方法论、原稿撰写、审阅与编辑。
- Yanlong Kong: 概念化、方法论、审阅与编辑。
- Yuanzhi Cheng: 概念化、方法论、审阅与编辑。
- Chuanqing Zhu: 审阅与编辑。
- Jixiong Zhang: 概念化、方法论。
- Jiyang Wang: 资金获取、指导。

利益冲突声明

作者声明他们没有已知的、可能影响本文报道工作的财务利益冲突或个人关系。

致谢

本研究由中国国家重点研发计划(2019YFB1504101)和中国国家自然科学基金(41902311)资助。