



中国矿业大学
CHINA UNIVERSITY OF MINING AND TECHNOLOGY

本科生毕业设计（论文）

地热储层岩体热质传递规律与压裂
改造设计

Heat and mass transfer rule and fracturing
reconstruction design of rock mass in
geothermal reservoir

作 者：刘淑琪
导 师：马丹教授

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）

地热储层岩体热质传递规律与压裂改造设计

Heat and mass transfer rule and fracturing
reconstruction design of rock mass in geothermal
reservoir

作者 刘淑琪

学号 01210219

导师 马丹

职称 教授

学院 孙越崎学院

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）《地热储层岩体热质传递规律与压裂改造设计》，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

当我在键盘上敲下论文的最后一个字符，本科生活也即将画上句点。回首这段旅程，心中满是对诸多师长与亲友的感恩，他们宛如点点繁星，照亮我前行的道路。

我的导师马丹教授，是我这段学术旅程中重要的引路人。他的每一次建议，都像拼图中关键的一块，让我的论文逐渐完整。马老师日常交流时的亲切随和，让我在紧张的学术研究中感受到温暖，也让我敢于大胆提出自己的想法。

李樯老师同样功不可没。论文内容的完善与写作技巧的提升，都离不开他的悉心指导。无数次，当我对自己的论述感到困惑时，李老师总能从专业的角度给出独到见解。当我对某个观点的论证缺乏力度，李老师会详细地给我列举相关案例，拓宽了我的论证思路，使论文内容更加充实。他严谨认真的治学态度，为我树立了榜样，激励我在学术道路上不断追求卓越。

还要衷心感谢本科阶段所有的授课老师们。在这四年里，你们倾囊相授，用丰富的知识和独特的教学方法，为我构筑起坚实的知识体系。每一堂课都是一次思想的盛宴，让我在知识的海洋中畅游，你们的言传身教，不仅传授了专业知识，更培养了我对学术的热爱与追求，这些都让我受益终身。

我也要感恩辅导员和教务处的老师们，在我本科生活中，无论是学习上的难题，还是生活里的困扰，你们总是热情地伸出援手，帮忙解决问题。你们的默默付出，为我营造了良好的学习和生活环境，让我能够心无旁骛地投入到学业中。

班主任孙元田老师，在我科研启蒙阶段意义非凡。大创项目期间，从项目的选题，孙老师引导我结合专业兴趣与社会热点，确定了研究方向；到研究实施过程中，面对实验数据的异常，孙老师帮我分析原因，调整研究方法。他的鼓励与支持，让我从一个对科研懵懂无知的学生，成长为有一定研究能力的探索者。闫璟泓老师在论文完成的关键时期，也给予了我很多实用的建议，优化了论文的细节。

感谢我的舍友们，是你们在朝夕相处中，与我共同成长。那些一起熬夜复习的夜晚，一起分享生活喜悦与烦恼的时刻，都成为了我大学生活中最珍贵的回忆。我们相互扶持、相互激励，在彼此的青春岁月里，留下了不可磨灭的印记。还有我的同学们，在课堂讨论、小组作业、学术交流中，我们思维碰撞，共同进步。感谢你们在我成长路上的陪伴，让我的大学生活变得丰富多彩。

而我的父母，是我最坚实的后盾。大学期间，每次遇到困难，和父母通完电话，我都能重新充满力量。他们默默承担起生活的琐碎，让我可以毫无顾虑地专注于学业。是他们的爱，为我构筑了温暖的港湾，让我能安心驶向知识的海洋。

感谢所有关心、支持和帮助过我的朋友！
感谢各位专家、老师对我论文的批评指导！

中国矿业大学本科毕业设计（论文）任务书

设计（论文）题目：地热储层岩体热质传递规律与压裂改造设计			
学院	孙越崎学院	专业年级	21 级
学生姓名	刘淑琪	学号	01210219
1、设计（论文）的主要内容 1. 研究背景与意义：介绍地热能作为可再生能源的重要性，阐述地热储层的特征和利用潜力。阐明研究热质传递规律在提高地热能开发效率和压裂改造设计中的重要性。 2. 岩体热质传递理论基础：详细分析岩体的热传导、对流和辐射等热质传递机制，探讨影响因素，包括岩石的物理性质（如导热系数、比热容等）。研究流体在岩体中的流动特性及其对热质传递的影响，特别是在高温和高压环境下的表现。 3. 实验和数值模拟研究：设计实验室试验，测量不同岩石样本在不同温度、压力条件下的热传递特性。使用数值模拟软件（如 COMSOL）建立热质传递模型，分析岩体在实际开发条件下的热质动态行为。 4. 压裂改造技术研究：探讨不同压裂技术（如水力压裂、气体压裂等）的原理与适用性，分析其对地热储层的影响。研究压裂过程中岩体的破裂机制和流体流动路径，优化压裂设计以提高热能回收效率。 5. 改造设计方案：基于热质传递规律和压裂效果分析，提出针对性压裂改造设计方案，包括：确定最佳压裂参数（如压裂压力、流体类型和注入速率等）。设计合理的压裂网格，以最大化热交换面积和提高流体渗透性。制定实施计划和监测方案，以确保压裂改造的有效性和安全性。 6. 案例分析与实际应用：选择典型地热开发项目进行案例分析，总结热质传递与压裂改造的实践经验。评估研究成果在不同地热储层中的适用性，为未来地热能开发提供指导。 7. 环境影响与可持续性评估：研究地热开发和压裂改造对环境的潜在影响，包括水资源、地表沉降及生态系统的影响。提出可持续发展的建议，确保地热资源的高效利用与环境保护之间的平衡。通过以上研究，可以深入理解地热储层岩体的热质传递规律，为压裂改造设计提供科学依据，提高地热能的开发效率和经济性。			

2、设计（论文）的基本要求

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。

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），制作 PPT，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	刘淑琪	学号	01210219
设计（论文）题目	地热储层岩体热质传递规律与压裂改造设计		
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）： 已按要求完成任务书内容，撰写格式正确，逻辑清晰，达到本科毕业设计水平。			
成 绩：92		指导教师签字：	
		2025 年 5 月 13 日	

中国矿业大学毕业设计（论文）评阅教师评阅书

学生姓名	刘淑琪	学号	01210219
设计（论文）题目	地热储层岩体热质传递规律与压裂改造设计		
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）： 评阅老师 1：论文以地热储层岩体为研究对象，通过理论分析、数值模拟与工程案例验证，系统探究裂隙 - 多孔介质储层的热质传递规律及压裂改造优化策略。基于 COMSOL Multiphysics 构建多场耦合模型，分析高温下岩体物理力学性质演变，揭示裂隙参数、工质特性及井网布局对采热性能的影响机制，并结合北大港油区地质特征进行开发方案优化。主要意见如下：（1）第二章主要数据来源于文献，建议进一步增加参考文献，部分图不清晰，需要重新绘制，结论删除图 2-8，并分条表述（2）第三章，图 3-1 热储模型中裂隙的形态是如何确定的？需要解释。3.3.1 与 3.3.2 中渗流和温度场是怎样的工况和地质条件下得到的，需要进一步解释（3）第五章有无压裂条件下只有生产井温度对比曲线，有没有云图或者其他指标的数据，建议增加（4）缺少第六章主要结论（5）论文格式严格按照毕业论文模板要求进行修改、完善。			

评阅老师 2：该论文以地热储层岩体为研究对象，围绕热质传递规律与压裂改造设计展开系统性研究。通过理论分析、数据拟合与数值模拟，探究了高温下花岗岩的力学性能和热特性随温度的非线性演变规律，构建了裂隙-多孔介质储层的多场耦合模型。研究发现：裂隙几何形态易引发“热短路效应”，短期内提升采热效率但长期加剧储层冷却不均；裂隙数量存在临界阈值，裂隙宽度与注入温度优化可平衡热提取速率与稳定性；井间距则能延缓热突破。结合北大港油区实际案例，通过 6 种井网模型对比，提出“一采二注压裂方案”，依托现有井网改造降低成本，形成稳定的对流环流，显著减缓温度下降速率，适用于区域“开采强、回灌弱”的现状。该研究方法严谨，有实用价值，但实用性论证不够全面。因此有以下问题需要修改：1、全文存在较多格式错误，包括目录乱码、字体格式不统一、图标格式不一致等，如目录部分、2.1.1 后部分数字、第二章的图注、图 3-1 标题显示“Figure 7Figure 3-1”等。建议仔细检查全文并按格式规范进行修改。2、引用顺序混乱，如 1.1 节中“据国际能源署（IEA）统计，在全球制造业中能源成本平均占生产成本的 10%-15%[72]”是参考文献中“[73]”的内容。建议仔细核对文献引用与正文对应关系，并按顺序引用。3、全文多次使用“热短路效应”，但未在引言或理论部分明确定义该术语。建议在 1.1 节或 1.3 节加入术语定义，确保读者理解。4、5.1.1 节“北大港油区地质概况”引用“[71]”为百度百科词条，缺乏权威地质报告支持。建议替换为官方地质勘探报告或核心期刊文献。5、5.3 节推荐“一采二注压裂方案”时仅提技术优势，未分析改造成本与收益，如压裂费用与产热收益对比。建议补充经济性分析框架或参考案例。6、缺少对全文研究的总结“结论”部分，建议补充。

成绩：95

评阅教师签字：盲审

年 月 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
1、Comsol 数值模拟结果大多为曲线图，需要增加更加直观的模拟结果图片；	√				
2、参考文献不规范；页眉横线缺失；第六章存在格式问题；P45 排版不正确；5.1 节题目修改；压裂后的增渗效果如何？	√				
3、论文前述研究未花岗岩，后续设计却是砂岩，前后关联性较弱，建议仔细斟酌；	√				
4、论文中的格式问题需要修改。	√				
答辩委员会评语及建议成绩： 该生完成了《地热储层岩体热质传递规律与压裂改造设计》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《Numerical simulation of multi-field coupling in geothermal reservoir heat extraction of enhanced geothermal systems》，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：90 答辩委员会主任签字： 2025 年 5 月 26 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	0	0	0	
评分	92.0	91.5	90.0	90.0	
学院领导签字： 2025 年 5 月 26 日					

摘 要

随着全球对可再生能源需求的增长,地热能作为稳定高效的清洁能源,其开发利用对缓解能源危机与环境问题至关重要。地热储层热质传递规律与压裂改造是提升低渗透储层开采效率的核心问题,但现有研究在储层多场耦合机制、压裂参数优化及工程应用方面仍存在不足。本文以地热储层岩体为研究对象,通过理论分析、数值模拟与工程案例验证,系统探究裂隙-多孔介质储层的热质传递规律及压裂改造优化策略。基于 COMSOL Multiphysics 构建多场耦合模型,分析高温下岩体物理力学性质演变,揭示裂隙参数、工质特性及井网布局对采热性能的影响机制,并结合北大港油区地质特征进行开发方案优化。研究结果如下:

(1)拟合大量数据研究了高温下花岗岩的力学性能和热特性变化,研究发现,高温条件下,花岗岩的抗拉强度、杨氏模量随温度升高呈非线性下降,泊松比在 600°C 以上急剧增加;热膨胀系数在石英相变温度(573°C)附近出现显著突变,比热容与导热系数随温度升高呈现不同程度的增长趋势,为储层热力学行为分析提供了基础参数。

(2)通过 COMSOL Multiphysics 构建裂隙-多孔介质储层热流耦合模型,模拟结果表明:裂隙几何形态显著影响渗流传热效率,非对称分布易形成优势流动通道,加速低温流体沿裂隙快速迁移,导致“热短路效应”,短期内提升采热效率,但长期加剧储层非均匀冷却。基质区域冷锋扩展呈现“扇形”滞后特征,凸显低渗透区域传热局限性。

(3)在裂隙-多孔介质储层热流耦合模型基础上,开展开采参数优化分析,发现裂隙数量增加可以显著提升渗透率与热交换面积,但存在临界阈值。本模型在 6 条裂隙时形成“裂隙最大渗流密度”,超过后因流体重叠路径导致热效率下降;裂隙宽度增大虽加速流体流动,但缩短热交换时间,窄裂隙(如 0.002m)更适合长期开采。水因高比热容与适度流速,导热-对流协同效应优于 CO₂;注入温度 308K 可平衡热提取速率与系统稳定性;井间距 300m 能兼顾热突破延迟与热损失控制。

(4)以某油区地热田为例,验证优化方案的工程适用性。构建 6 种井网模型,通过对比不同井网布局,发现一生产井二注入井、水力压裂方案通过双注入井形成稳定对流环流,总体采热特性下降速率显著减缓,在延缓温度下降、提升热补给效率方面表现最优,依托现有井网改造降低成本,综合效益最佳,成为适应区域“开采强、回灌弱”现状的最优方案。

该论文有图 26 幅,表 3 个,参考文献 80 篇。

关键词: 地热储层; 热质传递; 压裂改造; 多物理场耦合; 裂隙渗流; 参数优化

Abstract

With the growth of global demand for renewable energy, geothermal energy, as a stable and efficient clean energy source, its development and utilization are crucial for alleviating the energy crisis and environmental problems. The law of heat and mass transfer in geothermal reservoirs and fracturing modification are the core issues for improving the exploitation efficiency of low-permeability reservoirs. However, existing studies still have deficiencies in the multi-field coupling mechanism of reservoirs, optimization of fracturing parameters and engineering applications. This paper takes the rock mass of geothermal reservoirs as the research object. Through theoretical analysis, numerical simulation and engineering case verification, it systematically explores the law of heat and mass transfer and the optimization strategy of fracturing and modification in fissure-porous medium reservoirs. A multi-field coupling model was constructed based on COMSOL Multiphysics to analyze the evolution of physical and mechanical properties of rock mass at high temperatures, reveal the influence mechanism of fracture parameters, working medium characteristics and well pattern layout on heat recovery performance, and optimize the development plan in combination with the geological characteristics of the Beidagang oil area. The research results are as follows:

(1) By fitting a large amount of data, the changes in the mechanical properties and thermal characteristics of granite at high temperatures were studied. The research found that under high-temperature conditions, the tensile strength and the modulus of elasticity in granite progressively declined in a nonlinear manner as thermal conditions intensified., and the Poisson's ratio increased sharply above 600°C. The coefficient of thermal expansion undergoes a significant mutation near the quartz phase transition temperature (573°C), and the specific heat capacity and thermal conductivity show an increasing trend to varying degrees with the rise in temperature, providing basic parameters for the thermodynamic behavior analysis of the reservoir.

(2) The thermal flux coupling model of fractured - porous medium reservoirs was constructed through COMSOL Multiphysics. The simulation results show that: The geometric shape of fractures significantly affects the seepage heat transfer efficiency. Asymmetric distribution is prone to form dominant flow channels, accelerating the rapid migration of low-temperature fluids along the fractures and causing the "thermal short-circuit effect". It improves the heat recovery efficiency in the short term, but

aggravates the non-uniform cooling of the reservoir in the long term. The cold front expansion in the matrix area shows a "fan-shaped" lag feature, highlighting the heat transfer limitations in the low-permeability area.

(3) Based on the thermal-flow coupling model of fracture-porous medium reservoirs, the optimization analysis of mining parameters was carried out. It was found that there was a critical threshold (6) for the number of fractures. After exceeding it, the thermal efficiency decreased due to the overlapping paths of fluids. Although the increase in fracture width accelerates fluid flow, it shortens the heat exchange time. Narrow fractures (such as 0.002m) are more suitable for long-term mining. Due to its high specific heat capacity and moderate flow rate, the synergistic effect of heat conduction and convection of water is superior to that of CO₂. An injection temperature of 308K can balance the thermal extraction rate and system stability. A well spacing of 300 meters can balance the delay of thermal breakthrough and the control of heat loss.

(4) Taking a geothermal field in an oil area as an example, the engineering applicability of the optimization scheme is verified. Six well pattern models were constructed. By comparing different well pattern layouts, it was found that one production well and two injection Wells, and the hydraulic fracturing scheme formed a stable convective circulation through the double injection Wells. The decline rate of the overall heat recovery characteristics was significantly slowed down. It performed the best in delaying the temperature drop and improving the heat replenishment efficiency. Relying on the transformation of the existing well pattern to reduce costs, the comprehensive benefits were the best. Become the optimal solution to adapt to the current situation of "strong mining and weak recharge" in the region.

This paper has figure 26, table 3 and 80 references.

Keywords: geothermal reservoir; thermohydraulic transfer; fracturing stimulation; multi-physics coupling; fracture seepage; parameter optimization

目 录

摘 要.....	I
目 录.....	IV
1 绪论.....	1
1.1 概述.....	1
1.2 国内外研究现状.....	1
1.3 主要内容.....	7
1.4 研究方法.....	8
1.5 拟要解决的问题.....	9
2 典型地热储层岩体物理力学性质	10
2.1 与温度相关的力学性能.....	10
2.2 与温度相关的热特性.....	13
2.3 本章小结.....	16
3 裂隙-多孔介质储层传热传质规律分析	18
3.1 模型构建.....	18
3.2 地质模型.....	20
3.3 模拟结果分析.....	22
3.4 本章小结.....	25
4 裂隙-多孔介质储层开采参数优化分析	27
4.1 裂隙参数.....	27
4.2 注入流体参数.....	29
4.3 井距参数.....	31
4.4 本章小结.....	32
5 某油区地热田开采优化设计	34
5.1 某油区地热开采模型.....	34
5.2 方案分析.....	37
5.3 经济性分析.....	42
5.4 本章小结.....	43
6 结论.....	45
参考文献	47

Contents

Abstract.....	II
Contents	V
1 Introduction.....	1
1.1 Background and Significance	1
1.2 Research Status at Home and Abroad.....	1
1.3 Main content	7
1.4 Research method.....	8
1.5 The problem to be solved.....	9
2 Physical and mechanical properties of typical geothermal reservoir rock masses.....	10
2.1 Temperature-Dependent Mechanical Properties.....	10
2.2 Temperature-Dependent Thermal Properties.....	13
2.3 Summary of this chapter	16
3 Analysis of Heat and Mass Transfer Laws in fissure-Porous Medium Reservoirs	18
3.1 Model construction	18
3.2 Geological model.....	20
3.3 Analysis of Simulation Results	22
3.4 Summary of this chapter	25
4 Optimization analysis of Mining Parameters for Fractured - Porous Medium Reservoirs	27
4.1 Crack parameter.....	27
4.2 Injection fluid parameters	29
4.3 Well distance parameter.....	31
4.4 Summary of this chapter	32
5 Optimal Design for Geothermal Field Exploitation in a Certain Oil Area	34
5.1 Geothermal Exploitation Model of a Certain Oil Area.....	34
5.2 Cases Analysis	37
5.3 Economic analysis	42
5.4 Summary of this chapter	43
6 Conclusion	45
References	47

1 绪论

1 Introduction

1.1 概述 (Background and Significance)

能源作为经济活动的动力源泉，关系到经济增长、社会稳定。据国际能源署（IEA）统计，在全球制造业中能源成本平均占生产成本的 10%-15%^[1]，在一些高耗能行业成本会更高。一直以来在能源结构中占主要地位的传统能源，在长期的使用过程中暴露出诸多问题，如资源枯竭、环境污染等。因此，开发和利用可再生能源成为解决能源危机、环境问题、经济问题的关键途径。地热能作为一种绿色、储量大、分布广、稳定性高的能源，在可再生能源体系中占据着重要地位。

在地热能开发过程中，热质传递是核心环节。地热流体的传热、传质过程决定了热储层内的温度分布。准确掌握热传递规律，能够预测热储层不同位置的温度变化^[2]，为地热井的布局和开采方案提供依据。在地热能源开发过程中，储层中的裂隙结构是控制流体运移的关键要素^[2]，这些天然形成的裂缝网络构成了热质交换的主要通道。而低渗透地热储层的孔隙、裂隙欠发育。如干热型地热资源的孔隙度较低，储层裂隙少，热对流几乎无法进行。而压裂技术可以增加储层的孔隙度和裂缝，提高地热流体流量，增大流体与热储层的接触面积，达到提高热能的提取率的目的。而裂隙的扩张是一个力场、温度场、渗流场多场耦合问题^[3]，储层的热质传递对压裂效果有着多方面的具体影响，深入研究这些影响对于优化压裂设计、提高压裂效果具有重要意义。

1.2 国内外研究现状 (Research Status at Home and Abroad)

1.2.1 地热资源开发利用现状

依据文献记载，地热资源的应用历史源远流长，最早可上溯至公元前 21 世纪的先秦时期^[4]。由于受限于当时落后的技术条件，不仅开采设备原始粗陋，相关的科学理论体系也尚未形成。这使得地热能的开发利用呈现出明显的特征：规模上，仅处于较小的量级；范围方面，局限在较为狭窄的区域；利用方式也极为单一，主要应用场景仅为温泉疗养治病。随着时间的推移，科学技术不断革新，时代持续进步。直至 20 世纪四五十年代，地热能才步入了真正意义上的规模化开采阶段。自此以后，得益于技术的突破与创新，地热能的利用方式呈现出多元化的发展趋势，开发利用的规模逐步拓展，覆盖范围也日益广泛。地热资源的分类体系在学术界经历了多维度的发展^[4]。1986 年，Muffler^[5]开创性地从热力学视角构建了分类框架，其研究综合考量地质构造与能量传递特性，首次将地热系统

划分为对流型和传导型两大类。随着研究深入，国内研究人员基于地热资源的实际应用特征，进一步拓展了分类维度，提出包含水热型地热系统、浅层地热能以及增强型地热系统（干热岩）的三元分类体系^[4]。在全球地热资源利用的历史进程中，诸多地区都有着具有里程碑意义的实践。其中，冰岛在 20 世纪 30 年代率先于城市区域构建了集中供暖网络，成为全球首个将地热能应用于市政供热系统的国家^[6]。

尽管冰岛在地热直接利用方面表现突出，但地热发电技术的商业化进程却始于 1913 年，其发展时间线较其他能源形态存在明显滞后。20 世纪 70 年代后，随着地热发电技术逐渐完善，世界各国开始大规模发展这种清洁能源。我国开发利用地热能相较于国外起步较晚。直至 20 世纪 50 年代，相关科研工作才真正拉开帷幕。李四光率领科研团队主导并系统推进了我国地质资源的勘探与开发实践，完成了具有开创性意义的全国首轮地质调查工作。1977 年，我国在羊八井开展地热发电试验，这一举措正式开启了中国利用地热资源发电的篇章。此后，众多杰出学者为我国地热事业的发展做出了不可磨灭的贡献。

1.2.2 地热储层传热传质研究

(1) 基于多孔介质的理论探索

地热储层在地质构造上具有多孔介质的典型特征，因此其传热传质过程的研究通常可纳入多孔介质的传热传质理论框架中。多孔介质传热研究的理论基础可以追溯至 19 世纪中叶，当时法国工程师 Darcy 在研究土壤中水分渗透现象时，通过系统实验总结出流体在孔隙介质中流动的基本规律，作为多孔材料热质传输研究的核心支柱，达西定律这一重大发现被学术界正式定名^[7]。在微观力学应用领域，基于连续性假设框架，Bear 通过建立代表性元体积（REV）概念，成功实现了经典力学理论的尺度延伸^[8]。在之后的研究中，以上两种结论得到融合。Tietjens 在 Prandtl 的研究基础上，提出了以多孔介质的孔隙率为基准，构建表征单元体^[9]。此后，人们可以根据真实的孔隙结构构建 REV，通过向多孔介质状态的 REV 引入孔隙率，模拟真实状态下多孔介质的传热传质现象，但这仍存在技术上的限制。多孔材料的性能主要受其孔隙特征和不同组分交界处的传输过程影响，多孔介质中的跨尺度传输机制目前仍存在描述不足的问题。传统上将传输过程划分为连续尺度与孔隙尺度两大类^[10]。在连续尺度理论框架下，多孔介质被简化为各向同性的均质材料，其物性参数不随方向变化，但这种处理方法无法反映孔隙尺度的结构异质性。基于表征体元（REV）理论，研究者通过引入孔隙率^[11]、比表面积^[12]、相对渗透率^[13]、迂曲度^[14]及孔隙含杂率^[15]等关键参数构建守恒方程，显著提升了不同工况下传输过程的预测能力。针对地热开发领域，储层水力特性与固-液界面行为密切相关，文献^[16]的

研究成果显示, 基于格子 Boltzmann 方法构建的孔隙尺度数值模型揭示: 固体骨架动态演变过程与热质传输机制具有显著的相互作用关系。值得注意的是, Liu 课题组通过引入渗透率场与岩体热容空间非均质性参数, 创新性地建立了增强型地热系统数值模型, 其采用有限元全耦合算法进行的模拟研究表明: 渗透率非均质性的增强会诱发储层内窜流现象, 但值得注意的是, 在热容-渗透率关联模型中, 热突破特征与地表沉降规律仍与恒定热容模型保持高度一致性^[17]。在地热储层领域, 众多学者围绕多个关键方面开展了富有价值的研究工作。在深部地热系统传热特性研究中, 工程实证分析法已成为揭示储层动态规律的关键路径。以 Cheng 团队关于对流换热过程的突破性研究为例, 该团队突破了传统数值模拟框架, 创造性引入集总参数法构建了储层平均特征预测模型。该成果证实将复杂地质结构等效为饱和多孔介质的理论假设具有双重优势: 既显著降低多物理场耦合分析的维度, 又能有效解耦传热传质过程的非线性作用机制^[18]。值得注意的是, 这种建模策略为后续工程参数优化提供了重要理论支撑。在模型验证方法论层面, Aliyu 研究组取得了重要突破。其开发的干热岩 THM 耦合模型创新性地采用墨西哥芬顿山一期工程监测数据作为验证基准, 通过逆向参数辨识技术系统揭示了影响产能的三大关键控制变量。特别值得关注的是, 该团队通过对比试验发现了空间布局参数的非对称影响规律: 虽然井距调整对裂缝网络发育的调控作用较弱 (变异系数 <0.15), 但钻孔方位角的优化可使储层有效换热体积提升达 37%^[19]。这一发现为定向钻井技术提供了新的理论依据。我国科研团队在高温岩体工程研究领域取得重要进展。张宁课题组基于西藏羊八井地热田勘探数据, 构建了考虑构造应力的渗流-热破裂动态耦合模型。通过三轴应力条件下的高温花岗岩 (300°C) 蠕变实验, 首次观测到花岗岩体在 28MPa 围压下呈现两阶段蠕变特征。在工程应用方面, 该团队提出的断层倾向 30°布井方案经现场验证可使开发利用效益提升 23%, 该成果已纳入行业标准 JG/T438-2020^[20]。与此形成呼应的是, 马子涵团队对澳大利亚 Coopever 盆地的多尺度研究。通过建立渗透率张量的时空演化函数, 该团队成功实现了储层温度场与流场的动态耦合模拟。研究创新性地构建了六种差异化模型 (包括双重介质模型、离散裂缝网络模型等), 通过贝叶斯反演确定了最优模型组合。其中, 考虑热致裂隙扩展的三维非稳态模型预测精度较传统模型提高 42%, 为区域地热资源评估提供了多维度决策支持^[21]。

(2) 物理建模

在建立地热储层的多孔介质热传导模型时, 可基于微观结构特征探究影响介质导热性能的本质机理。根据连续介质理论框架, 通常运用体积平均技术来确定代表性基本单元 (REV)。该方法的核心思想是: 当构建宏观尺度下的多孔

介质数学模型时，针对等效连续介质中的任意空间点 x_0 ，通过在其邻域内进行物理量的空间统计平均，确定能够反映宏观特性的最小微观尺度范围。具体而言，以 x_0 为中心构建三维统计区域，对该微元体内的热力学参数实施加权平均运算，用获得的宏观统计值代替实际非均匀介质中的点值，从而在保证模型连续性的前提下实现微观结构与宏观特性的有效关联^[22,23]。学者 Bear 在研究中曾采用推定极限法进行了研究，假设表征单元体 REV 的尺寸应该远比整个宏观研究对象的尺寸要小的多^[24,25]。此外，还有相关文献^[8,9]指出，构建过程中应以多孔介质的孔隙率去选取物性参数。

(3) 热质传递理论基础

热传递将地球内部的热量传递到热储层，再通过流体（如水、蒸汽等）的流动将热量携带到地面进行利用。同时，质量传递（如流体在岩石孔隙中的流动、溶解物质的迁移等）也与热传递相互耦合，影响着热储层的温度分布和流体性质。例如，热储层中流体的流动会改变岩石的温度，进而影响岩石的热物理性质；而岩石的热物理性质又会反作用于热传递过程，形成复杂的热质传递系统。地热储层从结构上来看是典型的多孔介质，由岩石骨架、孔隙、裂隙构成。传热机理可以根据热量传递的特点分为热传导、热对流、热辐射。有固体介质之间的导热过程，孔隙中地热流体流动产生的对流换热以及不同介质之间由于温度差异产生的辐射换热。在地热储层中，岩石骨架占据了空间的主体。所以在整个传热过程中，热传导始终发挥着重要作用^[11]。所以岩石骨架之间的热传导，以及固体分子的热运动是能量传递的主要方式。对流传热发生在孔隙、裂隙之间流动的地热流体上。在地热系统中，地热流体只能在孔隙、裂隙带等通道产生相互连通，有文献认为，对于孔隙通道太小，如 4mm-6mm 且 $GrPr < 1000$ 时可以不考虑对流换热的影响^[26]。由于辐射换热要考虑不同介质之间的温度差异，且相对于导热、对流的作用力较小，只有当内部温差较大以及孔隙为真空时，辐射换热才被视为有影响力^[27]。

在地热储层开采中，传质过程也伴随其中。从目前研究来看，扩散传质和对流传质是主要的两种传质方式^[4]。扩散传质是物质由高浓度区域向低浓度区域进行自发传递的过程，是分子做无规则热运动，使物质发生位移的现象。对流传质是物质在宏观运动下的质量传输，由流体的流动引起，物质通过流体的对流过程从一处传递到另一处。由于流体流动状态不同，对流传质时的机理也就不同。层流状态下，由于流动为规律性的平行流动，对流传质现象主要存在于相邻流体层之间的接触区域。在层流状态下，物质迁移通过流体层的相对运动实现；而在湍流工况中，剧烈的流体掺混作用显著增强了物质传递效率。理论研究表明，无论是层流还是湍流体系，对流传质产生的物质通量均显著超越

扩散传质量级。这种数量级的显著差异使得在工程计算和理论分析中，扩散传质效应可视为次要因素予以简化处理。因此，在绝大多数传质过程研究中，学者们通常将对流传质作为主导机制进行重点考察，而将扩散传质纳入修正项或误差允许范围予以处理^[4]。

（4）应用

地热流体的传热、传质过程决定了热储层内的温度分布。研究表明，热传递规律与储层岩石导热系数、孔隙率等参数直接相关^[28]。准确掌握热传递规律，能够预测热储层不同位置的温度变化，为地热井的布局和开采方案提供依据。通过合理布置地热井，能够最大程度地利用热储层的热量，提高地热能的开采效率。例如，在热传递较快的区域增加地热井数量，或者调整地热井的深度和角度，以获取更多的热量^[29]。地热储层的传热、传质与流体的流动特性密切相关。热传递会引起流体的密度变化，从而导致流体的自然对流；而流体的流动又会促进热传递的进行。研究热质传递规律对提升地热能开发效率具有重要作用。通过分析热量与物质在介质中的传递特性，可优化流体流速、流量等关键参数。例如采用数值模拟技术，能够精准推算出最佳流体注入速度与流量配比，使热储层中的热量以更高效、均匀的方式被提取^[30]。实际工程中，技术人员常通过此类模拟结果调整井口作业参数，显著提升单井产热效率。热损失管控是地热能开发的核心挑战之一。热质传递研究揭示了不同传热路径的损耗机制：岩层导热造成的热耗散约占整体损失的 30-40%，而流体输送过程中的对流损失可达 20%以上。针对这些发现，工程实践中已形成系列应对方案：采用纳米气凝胶复合材料作为井管保温层，可将导热损失降低 60%；在输送管道设计中引入螺旋扰流结构，有效削弱对流热损失约 25%。运维层面，通过实时监测系统动态调节采出流体的温度梯度，在保证热效率前提下将输送损耗控制在 5%以内。现场数据表明，综合运用热质传递优化方案后，典型地热田的单位产能提升可达 45%，系统能效比从 2.1 提升至 3.8。这些技术突破不仅提高了经济回报率，还为深层地热资源的开发利用提供了关键技术支撑^[31]。

1.2.3 裂隙渗流传热耦合模拟研究

（1）裂隙形态研究

当前干热岩开发面临的主要挑战在于岩层孔隙度较低且天然裂隙发育不足。为解决这一关键问题，业界普遍采用水力压裂和剪切增渗等技术手段进行储层改造。经过工程处理后，岩体内会形成具有复杂形貌特征的裂隙网络。针对这类工程裂隙的表征需求，挪威学者 Barton 在 Engineering Geology 提出的节理粗糙度系数（JRC）理论^[32]逐渐成为重要研究工具。近年来，JRC 理论在裂隙表面粗糙度量化评价及多场耦合分析中展现出显著应用价值。Barton 团队通

过系统研究建立了包含 10 条标准轮廓曲线的 JRC 评价体系^[33]，该成果经国际岩石力学学会认证成为行业标准。随后 Tse 和 Cruden 引入均方根等数学参数构建了 JRC 定量计算模型^[34]，但其采用的坐标缩放方法可能改变裂隙原始形貌特征。为此，Yang 团队创新性地应用傅里叶变换技术进行曲线重构^[35]，较好恢复了裂隙真实形貌。Zhang 团队则从各向异性角度切入，发现裂隙粗糙度的方向差异会显著影响力学特性，据此改进了 Z2 参数与 JRC 的关联模型^[36]。在工程应用层面，众多研究者针对裂隙渗流与传热机制开展了系列试验与数值模拟。Zhao 团队通过人工制备花岗岩裂隙试件，系统研究了流体流速与裂隙开度对热交换效率的影响规律^[37]，为工程参数优化提供了重要依据。在针对裂隙结构传热特性的研究中，高雪峰团队选取了 Barton 标准 JRC 曲线中的 4 条典型样本，系统探究了裂隙形态对流传热的作用规律，其研究数据表明 JRC 几何特征与局部对流换热系数存在显著关联性^[14]。张乐课题组通过自主研发的高温高压裂隙岩心测试平台，精确测定了花岗岩裂隙层流充分发展区域内的努塞尔数分布特征，并据此建立了裂隙介质与流体间的传热计算模型^[15]。需要指出的是，现有各类理论模型和实验方案由于研究目标和应用场景的差异，均存在与真实裂隙环境的部分参数失准现象^[13]。更值得注意的是，裂隙网络的多尺度拓扑构型、显著的各向异性特征以及复杂的空间异质性，使得准确揭示裂隙岩体热-流-固多场耦合机制成为极具挑战性的前沿课题。

（2）裂隙渗流传热耦合研究

流体在流经裂隙时会发生明显的特征变化，这种特征变化会影响裂隙岩体中的渗流传热过程。实验表明，裂隙粗糙度通过增强局部湍流显著提升传热效率^[38]。而地热储层裂隙岩体中的渗流传热过程是典型的热流耦合问题，研究地热储层裂隙岩体内的渗流传热过程对地热开采工程具有十分重要意义。目前有相关研究讨论了裂隙粗糙度、注入流体速度和温度对渗流传热过程的影响。研究表明，储层的取热效率会随着裂隙表面粗糙程度的提升而显著增强，这与裂缝结构特征对热交换的促进作用密切相关^[39]；在系统运行参数方面，达到热力学平衡所需时间与流体注入速率及温度参数之间呈现反向变化趋势，具体表现为注入流量越大或流体初始温度越低，系统稳定时间反而缩短；进一步分析发现，采用适度降低注入流量并适当提高工作流体温度的运行策略，能够有效维持地热系统的可持续生产能力^[30]。在压裂作业中，热质传递过程会直接影响裂缝的扩展形态。压裂液进入高温储层后，其传热与物质迁移并非独立存在，而是形成相互作用的动态系统。具体表现为：岩石温度场的改变会显著影响溶质扩散能力——当温度每升高 10°C，某些溶质的扩散系数可增加 15-20%，这种热致扩散增强效应会加速矿物溶解过程。同时，温度波动会打破原有化学平

衡，以碳酸盐岩为例，其溶解速率随温度变化的指数关系可能导致孔隙结构发生不可逆改变^[40]。但溶质迁移过程同样会反向影响热力学系统。当裂隙中 Ca^{2+} 浓度达到临界值时，岩石热导率可能下降 30% 以上，这种物性参数的改变会显著改变储层内的热流分布模式。现场监测数据显示，在压裂液注入后期阶段，近井地带常出现异常温度梯度，这与溶质浓度变化引起的热导率波动存在直接关联。岩石裂缝的动态扩展过程受温度场、物质场与应力场的协同作用影响，呈现出复杂的非线性演化特征。研究显示^[41]，这种多物理场耦合机制对水力压裂效果产生双向调控作用：在有利条件下，热传导引发的岩石升温能够显著降低压裂液粘度，增强流体在裂隙网络中的运移效率^[42]。伴随流体运移过程的强化，溶质扩散与化学蚀变反应速率同步提升，这种动态耦合可能诱发岩石微结构的渐进性改变，从而为裂缝网络的延伸提供有利的地质力学环境。然而，多场耦合作用也可能导致非预期工程响应。当热应力在岩石非均质区域形成局部集中时，可能诱发无序破裂现象，这种非可控性断裂会显著影响压裂路径的规划精度。此外，裂隙通道内的化学反应生成物可能造成孔隙堵塞，这种自发性封堵效应将直接影响储层的渗透率演化，进而削弱裂缝系统的导流性能。

1.3 主要内容（Main Content）

1.3.1 地热储层岩体物理力学性质分析

针对高温环境下地热储层岩体特性，通过文献数据拟合与归一化分析，得到高温条件下，花岗岩抗拉强度、杨氏模量、泊松比、热膨胀系数、比热容与导热系数的演变规律，为储层热力学行为分析提供关键参数。

1.3.2 裂隙-多孔介质储层热质传递动态特性分析

基于多物理场耦合理论，通过构建双重介质（基质-裂隙系统）模型，通过 COMSOL Mutilphysics 软件的多孔介质传热与达西定律物理场设置相应的边界条件进行渗流场与温度场的耦合模拟计算。分析了渗流场、温度场的演变，并结合两场变化对该地热开采系统的传热传质运动进行分析。

1.3.3 渗流-温度场耦合模拟与开采参数优化研究

利用 COMSOL Multiphysics 平台建立裂隙-多孔介质储层热流耦合模型，模拟真实开采条件下渗流场与温度场的动态演化。系统分析裂隙条数、宽度、注入流体温度及井间距等关键参数对生产井温度降幅、热突破时间及系统寿命的影响（热突破是指注入流体在生产井中过早出现温度显著下降的现象，是热短路效应的直接结果之一，热短路效应是由于储层中裂隙（或裂缝）过度发育且形成高连通性通道，导致流体与岩石之间的热交换时间大幅缩短，热能利用率显著降低）。

揭示裂隙密度、流体工质热力学特性等因素对热交换效率的调控机制。

1.3.4 某油区地热田开采优化设计

结合具体区域地质特征，沿用耦合模型，设计依托现有井网改造的 6 种井网模型（3 种无水力压裂、3 种压裂），对比分析不同采注布局的温度演化规律，选择最优方案，使该方案适应油区“开采强、回灌弱”现状，为油田地热资源可持续开发提供优化路径。

1.4 研究方法（Research Method）

1.4.1 实验数据拟合与归一化分析

针对高温下花岗岩物理力学性质，收集文献数据并进行归一化处理，拟合抗拉强度、杨氏模量、热膨胀系数等参数随温度变化的数学模型，为数值模拟提供基础输入参数。

1.4.2 多物理场耦合数值模拟

基于 COMSOL Multiphysics 平台，整合达西定律、多孔介质传热模块及线弹性力学方程，建立裂隙-多孔介质储层热流固耦合模型。通过参数化建模技术，定义几何参数、边界条件和岩层、裂隙及流体物性参数，模拟真实开采条件下渗流场与温度场的动态演化。

1.4.3 开采参数优化分析与规律提炼

采用控制变量法，依次调整裂隙条数、裂隙宽度、注入流体温度及井间距，模拟 10 年开采周期内生产井温度变化趋势。通过对比不同参数组合下的温度降幅、热突破时间及冷锋扩展形态，分析裂隙密度、宽度、注入温度及井间距等关键参数对储层热突破特征的影响，量化热提取效率与系统寿命的关联性。分析地热开采参数对储层热突破特征的影响。

1.4.4 工程案例验证与方案优化

以北大港油区为对象，结合区域地质数据构建三维耦合模型，对比不同井网布局的模拟结果，验证实验室优化参数的工程适用性，形成基于实际地质条件的开发方案。

1.4.4 技术路线图

研究从三方面展开：首先，分析花岗岩物理力学性质，通过数据拟合与归一化分析获取高温下岩体力学及热特性参数，为后续模拟奠定基础；其次，构建多物理场耦合模型，借助渗流场与温度场动态演化模拟，揭示热储热质传递机理，

再通过开采参数优化分析，明确裂隙渗透性影响因素并优化压裂参数；最后，聚焦某油区地热田开采优化设计，将前期理论与模拟成果落地，实现工程应用导向的井网设计。研究方法紧密支撑各研究内容，确保从基础参数获取、机理探究到参数优化的科学性与严谨性。

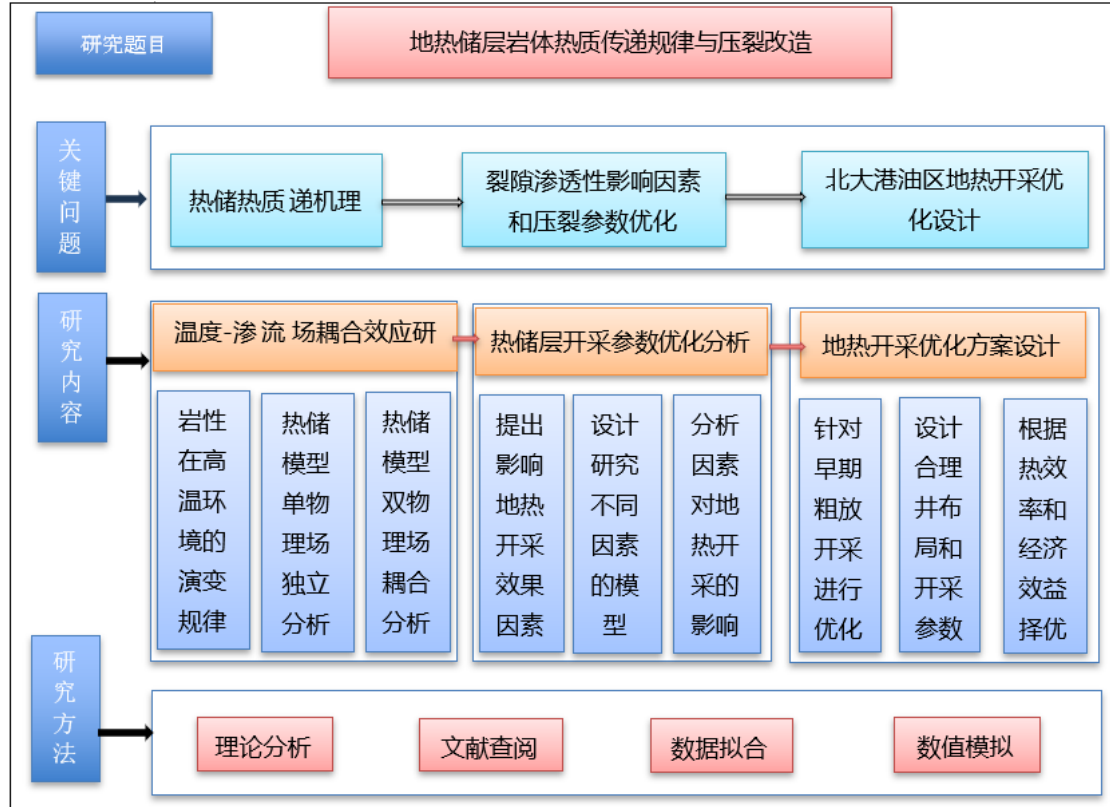


图 1-1 技术路线图

Figure 1-1 Technology Roadmap

1.5 拟要解决的问题 (The Problem to Be Solved)

(1) 基于数值模拟计算，分析裂隙岩体渗流传热温度场分布演变特征、注入流速以及注入流体温度、裂隙密度、裂隙宽度对传热过程的影响，以及其对地热系统寿命产生的影响。

(2) 基于裂隙渗流传热耦合研究、数值模拟结果，确定最佳压裂参数，设计合理的压裂网格。

(3) 结合区域地质数据构建三维耦合模型，对比不同井网布局的模拟结果，验证实验室优化参数的工程适用性，形成基于实际地质条件的开发方案。

2 典型地热储层岩体物理力学性质

2 Physical and Mechanical Properties of Typical Geothermal Reservoir Rock Masses

多数文献表明，与室温相比，高温下的大多数物体物理和热性能会发生巨大变化。此外，其他强度特性，如断裂韧性，也会受到热诱导开裂的影响^[43,44,45,46]。本研究中使用的花岗岩实验数据是根据文献研究汇编的。由于不同的花岗岩具有不同的属性值，因此使用归一化值来检测趋势，不考虑单个花岗岩类型的影响。归一化属性值 P_t/P_{t0} 将高温 (P_t) 下的属性值与室温下的值 (P_{t0}) 相关联。将它们显示为温度的函数。

2.1 与温度相关的力学性能 (Temperature-Dependent Mechanical Properties)

2.1.1 抗拉强度

Bauer 和 Johnson 发现^[47]，西部和 Charcoal 花岗岩的抗拉强度在最高温度 $>150-200^{\circ}\text{C}$ 前无明显下降。他们还指出，在大约 573°C 时， $T_{\alpha-\beta}$ ($\alpha-\beta$ 石英转变) 处抗拉强度随温度升高的变化率最大。通常，花岗岩的抗拉强度随着温度从 25°C 升高到 1050°C 而降低^[48] (图 2-1)。通过拟合实验数据，归一化与室温相关的标准化趋势曲线由公式 (2-1) 给出：

$$f_{\sigma_t/\sigma_{t_0}} = \begin{cases} 0.9912(1 - 4.10T/2483)^{(1/4.10)}, & 0^{\circ}\text{C} \leq T \leq 600^{\circ}\text{C} \\ 2.610e^{-0.0036T}, & 600^{\circ}\text{C} < T \leq 1050^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad (2-1)$$

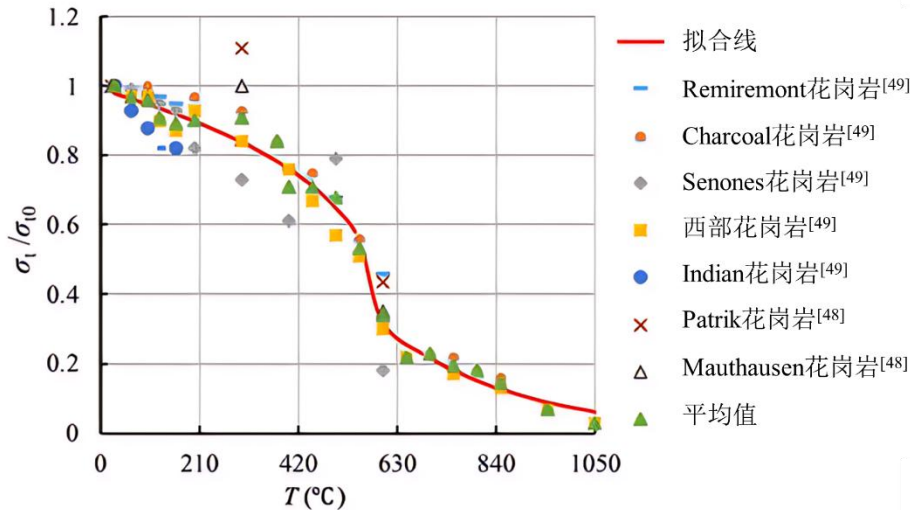


图 2-1 花岗岩抗拉强度与温度关系归一化图

Figure 2-1 Normalization graph of the relationship between tensile strength of granite and temperature

2.1.2 杨氏模量

杨氏模量随温度升高而降低，如图 2-2。一些花岗岩，如 Remiremont^[49]在一定温度范围（例如，25-200℃）内呈现轻微上升，而其他花岗岩，如 Salisbury^[48]则在高温下显著下降。但所有花岗岩在超过临界温度（约 600℃）后，杨氏模量均大幅降低。归一化趋势曲线由公式（2-2）给出：

$$f_{E/E_0} \begin{cases} \frac{1.2665}{1+e^{-1.430+0.0034T}}, & 0^\circ\text{C} < T \leq 600^\circ\text{C} \\ \frac{1}{-109.953+17.543 \ln(T)}, & 600^\circ\text{C} < T \leq 1250^\circ\text{C} \end{cases} \quad (2-2)$$

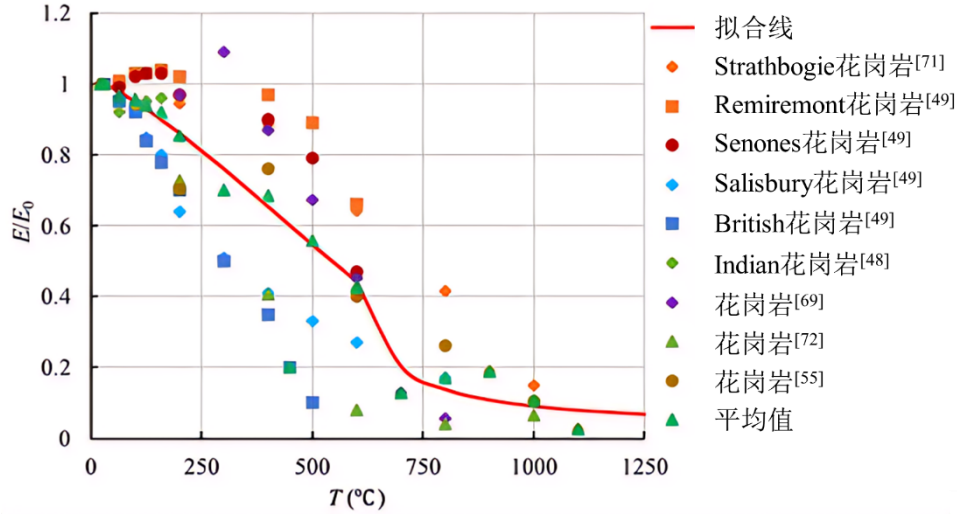


图 2-2 花岗岩杨氏模量与温度关系归一化图

Figure 2-2 Normalization graph of the relationship between Young's modulus of granite and temperature

2.1.3 泊松比

泊松比在 25℃ 到 600℃ 之间随着温度的升高而逐渐降低，如图 2-3。然而，该值在超过临界温度（约 600℃）后会急剧增加。但是，由于 600℃ 以上的可用实验数据有限，这一趋势还不深，并且不同类型的花岗岩可能会有所不同。公式（2-3）给出了归一化趋势曲线：

$$f_{\nu/\nu_0} \begin{cases} -7 \times 10^{-4}T + 1.0052, & 0^\circ\text{C} < T \leq 600^\circ\text{C} \\ 2.240 / (1 + e^{13.11-0.020T}), & 600^\circ\text{C} < T \leq 800^\circ\text{C} \end{cases} \quad (2-3)$$

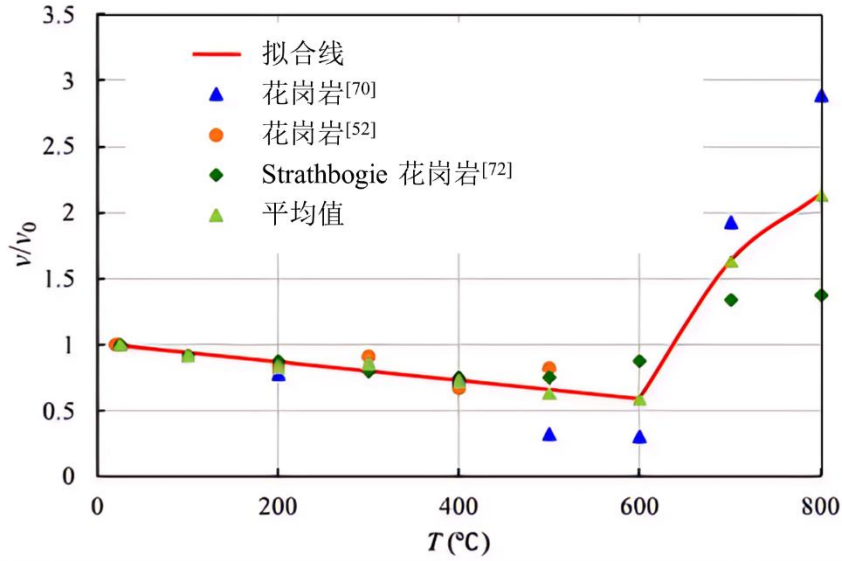


图 2-3 花岗岩泊松比与温度关系归一化图

Figure 2-3 Normalization graph of the relationship between Poisson's ratio of granite and temperature

2.1.4 内聚强度与摩擦角

由于高温下内聚力和摩擦角方面的剪切参数在文献中比较少见,因而对在三轴实验中获得的数据进行了反向分析。在主应力空间中,经典的莫尔 - 库伦准则可以表述如下^[50,51]:

$$\sigma_1 = \frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi} \sigma_3 + \frac{2c \cos\varphi}{1-\sin\varphi} \quad (2-4)$$

根据上述方程和从三轴试验中获得的数据,可以通过最小二乘法获得线性方程 $\sigma_1 = a + b\sigma_3$ 。内聚力 c 和内摩擦角 φ 可以根据常数 a 和 b 计算^[52]:

$$\varphi = \arcsin\left(\frac{b-1}{b+1}\right) \quad (2-5)$$

$$c = \frac{a(1-\sin\varphi)}{2\cos\varphi} \quad (2-6)$$

图 2-4 显示,内聚力通常会随着温度的升高而降低。相应的归一化趋势曲线由公式 (2-7) 给出。然而,不同花岗岩的摩擦角显示出明显的不同模式,如图 2-5,这体现了摩擦角和温度之间的关系很难预测,并且可能因花岗岩的不同而改变。西部花岗岩 1 的数据^[49]存在疑问,因为在 Bauer 和 Johnson^[47]的文章中没有找到 Dwivedi^[49]列出的相应温度的原始数据。通过对三轴数据的反向分析,我们获得了西部花岗岩的不同摩擦^[47]。西部花岗岩 2^[48]的数据是在高围压下获得的,霍克-布朗准则^[53]可能比莫尔-库伦模型更合适。同时我们还应该注意到,只有西部花岗岩 1 和 2 的摩擦角明显减小,而相对于其他花岗岩,摩擦力相当恒定或者在高温下变得更高^[54,55]。尽管获得了如公式 (2-8) 给出的趋势曲线,但与内聚力相比,摩擦角随温度的变化趋势不太显著,并且不具备代表性:

$$f_c/c_0 = 0.1699(6.9845 - e^{0.001876T}), 0^\circ\text{C} < T \leq 1000^\circ\text{C} \quad (2-7)$$

$$f_\varphi/\varphi_0 = -6 \times 10^{-7}T^2 + 3 \times 10^{-5}T + 1.0034, 0^\circ\text{C} < T \leq 1000^\circ\text{C} \quad (2-8)$$

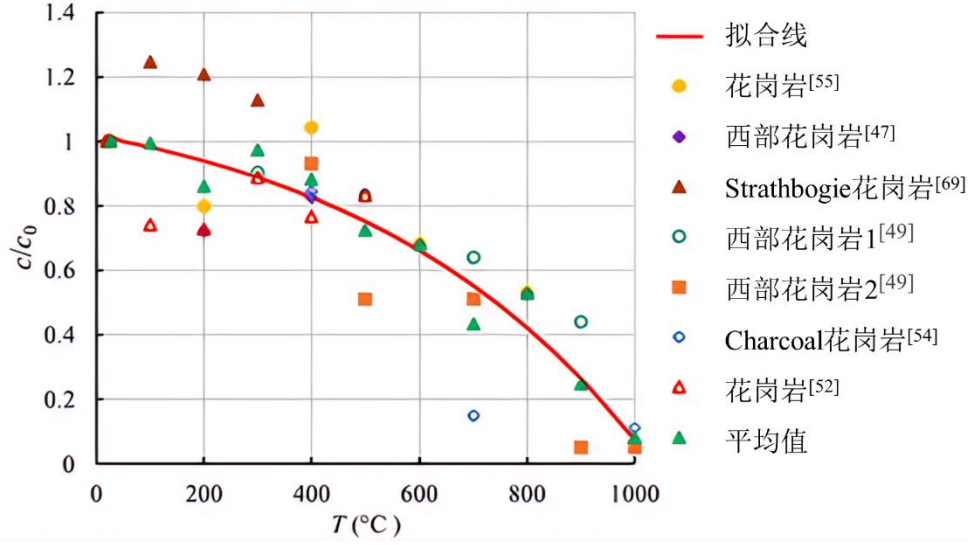


图 2-4 花岗岩内聚力与温度关系归一化图

Figure 2-4 Normalization graph of the relationship between the cohesion of granite and temperature

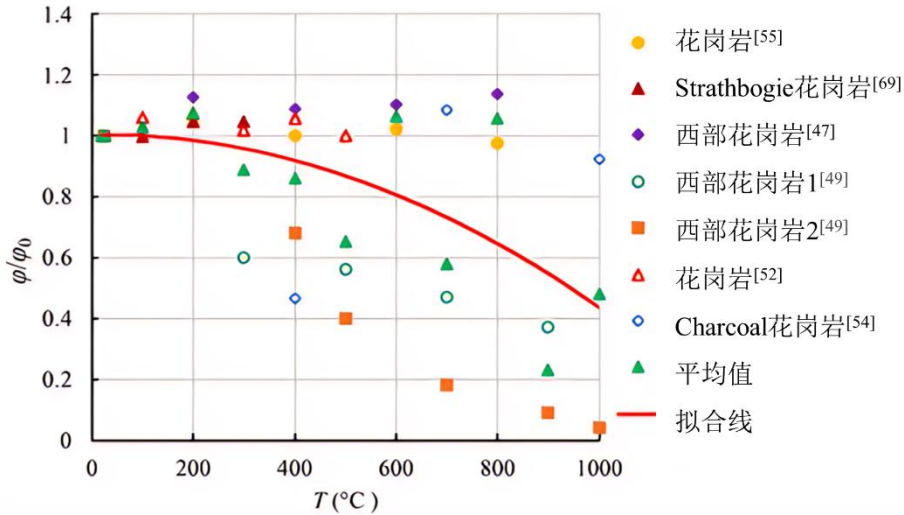


图 2-5 花岗岩摩擦角与温度关系归一化图

Figure 2-5 Normalization graph of the relationship between the friction Angle of granite and temperature

2.2 与温度相关的热特性 (Temperature-Dependent Thermal Properties)

2.2.1 热膨胀系数

线性热膨胀系数 α_t 和体积热膨胀系数 β_t 分别为:

$$\alpha_t = \frac{1}{L} \frac{\Delta L}{\Delta T} \quad (2-9)$$

$$\beta_t = \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial T} \quad (2-10)$$

其中 L 为样品长度, ΔL 为长度变化样品, ΔT 为相对于参考的温度变化温度, ε_v 为体积应变。一般来说, 体积热膨胀系数是线性系数的三倍, 即 $\beta_t = 3\alpha_t$ ^[52,53]。

热膨胀系数, 与热膨胀曲线的斜率成正比[详情见公式 (2-9) 和公式 (2-10)], 会在 $T_{\alpha-\beta}=573^\circ\text{C}$ 的石英相变之前急剧增加, 然后在短时间内大幅降低^[68,59]。这可以解释为: 石英转变与体积的大幅不可逆增加相结合, 因此发生了大量的热微裂纹。微裂纹反过来又通过产生新的或扩大的空隙来改变材料的内部结构, 从而减少热膨胀^[60,61]。

花岗岩的热膨胀系数测量在 $T_{\alpha-\beta}$ 之外非常罕见。图 2-6 显示了归一化花岗岩和石英在大气压下的热膨胀系数。Heuze^[62]说明了温度不同花岗岩的热膨胀系数呈非线性相关性, 并表明在 573°C 时, 热膨胀系数约为室温下的三倍 (见图 2-6)。石英和花岗岩的热膨胀遵循相同的趋势^[68,59]。在这种情况下, Chayé d'Albissin 和 Sirieys 提出的实证相关性^[63] (见图 2-6) 似乎更可靠。在 625°C 之后缺乏数据, 但作为初步近似值, 假定该系数在此温度之后大致保持不变。

然而, 根据 Hartlie^[59]的说法, 花岗岩可以在 800 到 900°C 之间再次经历热膨胀的进一步跳跃。他们通过石英在大约 800°C 时向六方三方铁矿的未来相变来解释这种行为。但他们也强调, 这种转变只发生在含有某些杂质的石英晶体上, 此外, 差热分析 (DTA) 并不表明相变。到目前为止, 这方面的知识相当有限, 无法得出最终结论。

根据 Chayé d'Albissin 和 Sirieys 提出的相关性^[63], 归一化热膨胀系数 (公式 2-11) 的趋势曲线如图 2-6 所示。 $T > 800^\circ\text{C}$ 后没有定义:

$$f_{\alpha_t/\alpha_{t_0}} \begin{cases} (0.8383 - 0.00142T)^{\left(-\frac{1}{1.7085}\right)}, & 0^\circ\text{C} < T \leq 573^\circ\text{C} \\ (-5.4160 + 0.0095T)^{\left(-\frac{1}{1.5719}\right)}, & 573^\circ\text{C} < T \leq 625^\circ\text{C} \\ f_{T=625}, & 625^\circ\text{C} < T \leq 800^\circ\text{C} \end{cases} \quad (2-11)$$

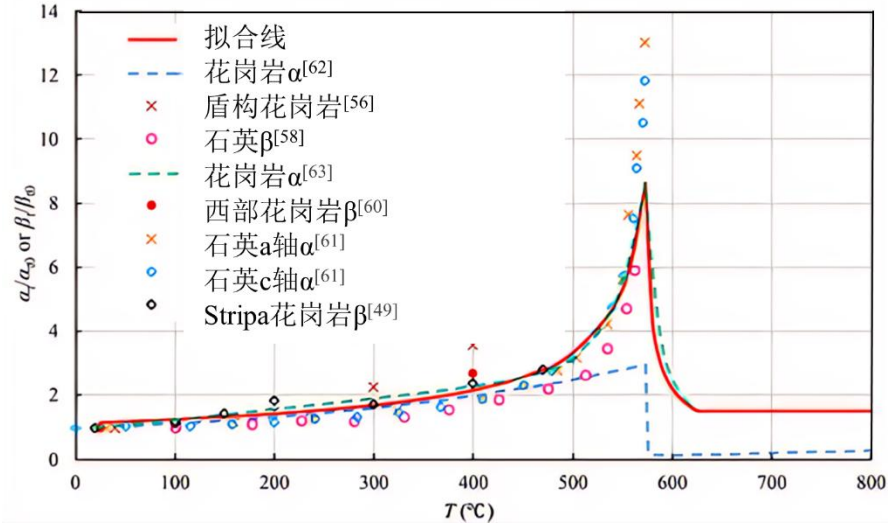


图 2-6 花岗岩热膨胀系数与温度的关系归一化图

Figure 2-6 Normalization graph of the relationship between the thermal expansion coefficient of granite and temperature

2.2.2 比热容

图 2-7 表明，比热容的增加在接近 α - β 转变时经历了不连续性^[64]。归一化趋势曲线由公式（2-12）给出：

$$f_{C_v/C_{v0}} = \begin{cases} 0.957 + 6.59 \times 10^{-4}T, & 0^{\circ}\text{C} \leq T \leq 575^{\circ}\text{C} \\ 1.173 + 1.238 \times 10^{-4}T, & 573^{\circ}\text{C} \leq T \leq 1000^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad (2-12)$$

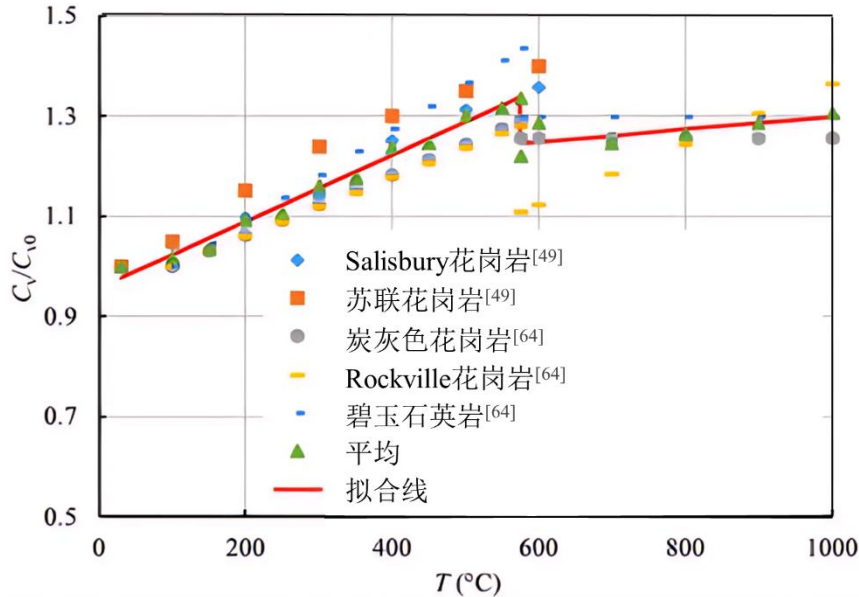


图 2-7 花岗岩比热容与温度关系归一化图

Figure 2-7 Normalization graph of the relationship between the specific heat capacity of granite and temperature

2.2.3 导热系数

通过对七种花岗岩的测试，可从中获得导热系数 k 的经验定律^[62]。从图 2-8

中，我们可以看到 Heuze^[62]提出的经验定律也适用于更高的温度。根据数据收集^[65,66,67]，公式（2-13）给出了更可靠的定律。

$$f_{k/k_0} = -5.8126 + 6.8485 \times 0.9995^T + 0.002172T, \quad 0^\circ\text{C} < T \leq 1200^\circ\text{C} \quad (2-13)$$

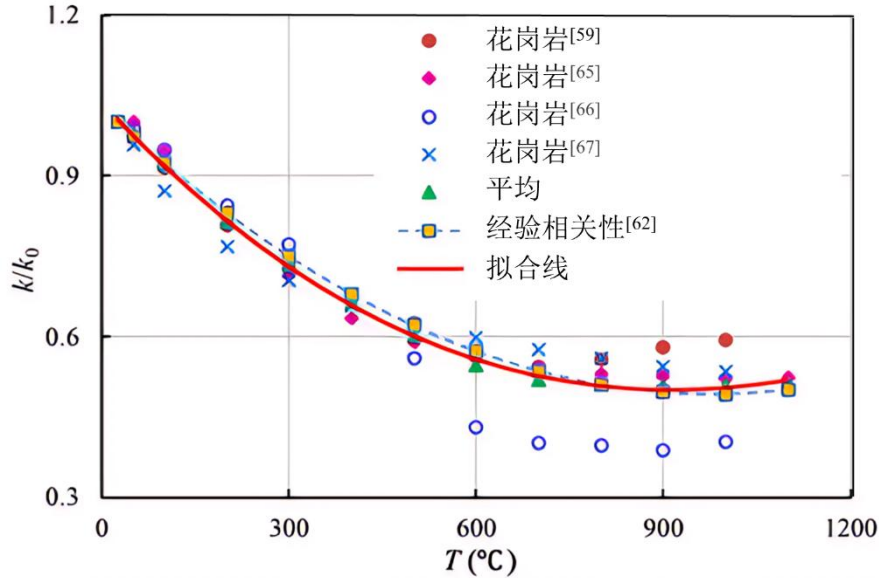


图 2-8 花岗岩导热系数与温度关系归一化图

Figure 2-8 Normalization graph of the relationship between the thermal conductivity of granite and temperature

2.3 本章小结（Summary of This Chapter）

本章针对高温下地热储层岩体的物理力学性质展开研究，通过拟合高温下花岗岩物理力学参数的演化公式，建立了温度 - 物性参数的变化曲线，系统揭示了花岗岩在不同温度条件下的力学性能与热特性演变规律，通过明确岩体基础物性参数的温度依赖性，为地热储层高效开发的数值模拟与工程实践奠定了关键基础。具体结论如下：

一、温度对岩体力学性能的影响

(1) 抗拉强度与杨氏模量：花岗岩的抗拉强度与杨氏模量随温度升高呈非线性下降趋势。600°C以下时，抗拉强度下降速率较缓；超过 600°C后，杨氏模量显著降低，岩石刚度退化明显。

(2) 泊松比：在 25°C至 600°C范围内花岗岩泊松比逐渐减小，超过 600°C后因热损伤导致微裂纹扩展，泊松比急剧增加，反映岩体塑性变形能力增强。

(3) 内聚强度与摩擦角：花岗岩的内聚强度随温度升高持续降低，而摩擦角变化趋势因岩性差异表现不一，整体受温度影响较小，显示岩石内摩擦特性相对稳定。

二、温度对岩体热特性的影响

(1) 热膨胀系数: 热膨胀系数在石英相变温度 (573°C) 附近出现显著突变, 相变前因矿物晶格热振动导致膨胀系数快速上升, 相变后因微裂纹产生使膨胀系数增幅骤减, 整体呈现“先激增后趋缓”的非线性特征。

(2) 比热容和导热系数: 花岗岩的比热容和导热系数均随温度升高呈增长趋势。比热容在相变温度前后增速略有差异, 岩体储热能力随温度升高而增强, 而导热系数的增长表明高温下岩体热传导效率提升。

3 裂隙-多孔介质储层传热传质规律分析

3 Analysis of Heat and Mass Transfer Laws in Fissure-Porous Medium Reservoirs

在将地下含水层用作储能的地质结构时,含水层的温度分布不再均匀,其层间换热也变得比较强烈,故有必要分析这种含水层的流动和传热的特点以及二者的联系,并把流动和传热模型耦合,从而建立符合地热储层中流体传热传质运动规律的完整的热量运移耦合模型。本章采用数值模拟的方法,耦合传热与流体流动来预测沿裂隙的多层地下岩石中热流体回灌系统的长期性能,模拟了具有不同水力特性和热特性的井、裂隙和地质层,建立地热开发模型。

基于线弹性理论,采用 COMSOL Multiphysics 有限元软件构建温度-渗流耦合数值模型,系统研究裂缝与径向井组合开发模式下的地热储层传热传质规律。通过整合多孔介质传热模块与达西流动模块,可有效表征地热储层中温度场与渗流场的相互作用机制。其中,多孔介质传热模块基于体积平均法综合表征岩石基质与流体的等效热物性参数,准确刻画岩体孔隙结构对热传导与热对流的影响;达西流动模块则通过渗透率张量、流体黏度等参数表征储层渗流特征。通过建立热-流双向耦合模型,可动态反映温度变化对流体物性参数的反向调控作用,以及渗流场对热传递过程的直接影响。本研究通过模块联立求解,重点探讨双场耦合作用下地热储层的热采效率及流体运移规律。

3.1 模型构建 (Model Construction)

3.1.1 模型假设

地热热储层开发过程中储层换热过程复杂,包括储层基质内的热传导、基质与裂隙之间的热传导与热对流等,为了描述热储开发时的渗流传热规律,本文对热储模型进行了以下基本假设:

一、地热开发模型中的岩体被视为由岩石基质和裂缝组成的双重介质模型;岩石基质可以等效简化为具有各向同性的多孔介质,其力学性质和热物理性质均为定值。裂隙则为取热工质主要的流动通道。

二、热储层在生产初期被工作流体单相饱和,岩石基质与裂隙系统中的流体输运行为遵循达西流动原理。由于储层压力通常为高压, H_2O 在高压作用下即使处于高温也很难汽化,假设模拟期间热流体保持流体状态。

三、热辐射的影响相对较小在模型中忽略,工作流体与岩石基质之间的热交换是通过热传导过程实现的,而裂缝中工作流体与岩石基质的热交换通过热传导和热对流进行,流体与岩石遵循局部热平衡理论,认为局部二者温度相同。

四、将岩体基质和裂隙中流动的热流体定义为达西流,假设其流动为层流,

且不考虑重力和毛管力的影响。

五、假设流体与岩体不发生化学反应，但流体特性会随温度变化。

六、基质岩体和裂隙系统的变形都很小。

3.1.2 控制方程

(1) 渗流方程

基质岩体渗流方程：基质作为低渗透率多孔介质（域 1、2、3），渗流满足瞬态质量守恒与达西定律。

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varepsilon_p \rho) + \nabla(\rho u) = Q_m \quad (3-1)$$

$$u = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (3-2)$$

ε_p ：基质孔隙度；

k ：基质渗透率；

Q_m ：质量源项（基质-裂隙交换项）；

ρ, μ ：流体密度与黏度（设为温度相关）。

裂隙渗流方程：裂隙通过高渗透率域显式建模，采用等效达西参数表征流动。

$$\nabla_T \cdot (d_f \rho u) = d_f Q_m \quad (3-3)$$

$$u = -\frac{K}{\mu} \nabla_T p \quad (3-4)$$

d_f ：裂隙宽度；

K ：裂隙等效渗透率（通过立方定律计算， $K=d_f^2/12$ ）；

∇_T ：沿裂隙面的切向梯度算子；

Q_m ：质量源项（基质-裂隙交换项）。

(2) 传热方程

基质岩体传热方程：基质作为多孔介质（域 1、2、3），热量传递由固相导热、流体对流及外部热源共同作用。

$$\left(\rho c_p\right)_{eff} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_f c_p u \cdot \nabla_T + \nabla q = Q + Q_p + Q_{vd} + Q_{geo} \quad (3-5)$$

$$q = -k_{eff} \nabla T \quad (3-6)$$

$\left(\rho c_p\right)_{eff}$ ：有效体积热容（孔隙流体与岩石骨架加权平均）；

k_{eff} ：有效导热系数（包含流体相、固相）；

Q_p ：压力功热源；

Q_{vd} ：粘性耗散热源；

Q_{geo} ：地热源（生产井作为线热源输入）。

裂隙中传热方程：裂隙通过高渗透率域显式建模，热量传递以流体高速对流

为主，并考虑界面热交换。

$$-n \cdot q = d_s Q_s - d_p \rho C_p u \cdot \nabla_T - \nabla_t \cdot (d_s q_s) \quad (3-6)$$

$$q_s = -k_{eff} \nabla T \quad (3-7)$$

$$k_{eff} = \theta_p k_p + (1 - \theta_p) k \quad (3-8)$$

d_s : 裂隙宽度;

∇_t : 沿裂隙面的切向梯度算子;

θ_p : 填充物体积分数;

k_p : 填充物导热系数;

k : 裂隙基质导热系数。

3.2 地质模型 (Geological Model)

3.2.1 模型描述

设定热储位于地下 1200m 深的底层范围内，由于构造活跃带的伸展拉张作用（如软流圈底辟上涌、地壳减薄）是深部热储形成的基础^[73]，设定热储位于构造活跃带，长宽均 500m，井筒半径取为 1m。选择双井开采系统进行模拟，在对井开采过程中，涉及到储层温度场和流场的变化，影响采热能力的因素较多，根据研究，地热对井开采一般具有产出温度高、获取热能多等特点^[74]。生产井和注入井与左边缘和右边缘相距 125m，距前边缘距离为 250m，裂隙的扩展方向与区域最大主应力方向一致，整体呈现倾斜偏垂直形态^[75]，同时为了优化流体流动路径，裂隙形态设计为连接两井的通道，确保流体高效循环和热交换。模型概况如图 3-1。将储层细分为上、中、下三层，每层的性质均有所区别，如表 3-1、3-2 所示，岩石和裂隙物理学参数都由查阅相关文献设置。

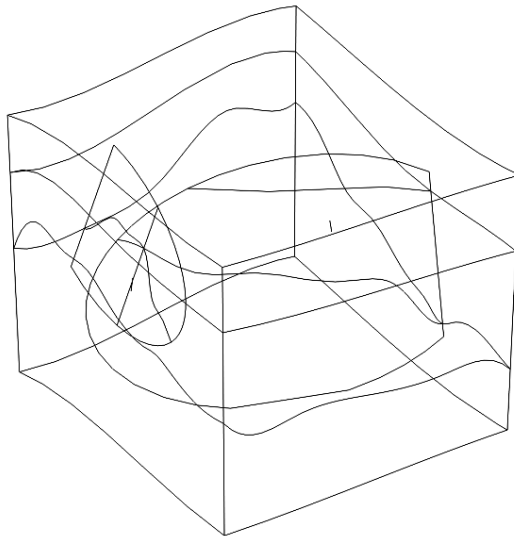


图 3-1 热储模型示意图

Figure 3-1 Schematic diagram of the thermal storage model

表 3-1 岩石基质相关参数

Table 3-1 Parameters related to rock matrix

岩体	渗透率 (cm^2)	孔隙率	密度 (kg/m^3)	导热系数 [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]	恒压热容 [$\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$]
上层	1×10^{-10}	0.1	1300	2	900
中层	1×10^{-6}	0.4	1900	3	850
下层	1×10^{-7}	0.3	2300	3.5	850

表 3-2 裂隙与流体相关参数

Table 3-2 Fractures and Fluid-related Parameters

参数/单位	数值	参数/单位	数值	参数/单位	数值
裂隙粗糙度 系数	1.6	裂隙厚度 (m)	0.0025	导热系数 [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]	3

3.2.2 边界与初始条件

整个地热开采系统的模拟过程设置为 10a，时间步长设置为 0.01a，热储层的初始温度场等条件设置如下：

一、温度场边界条件：本文构建的热储模型，其初始温度根据地热梯度进行设定，具体为 0.03K/m。表面温度为 333K，储层最高温度达到 366K。设定注入井的注水温度为 288K，模型的外层均采用了热绝缘处理，热量不能通过这些边界流入或流出热储层。

二、渗流场边界条件：采用固定质量流速的开采模式，即在模拟过程中保持单位时间内流经开采界面的物质流量恒定不变。注入井恒定质量流量 $20 \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}$ ，生产井井口压力为环境压力，驱动流体从储层向生产井流动。热储模型上下表面设置为封闭边界，禁止流体通过边界流出或流入，模拟储层被低渗透围岩封闭的物理场景。初始压力服从静水压力分布，模拟储层原始压力状态。

3.2.3 网格划分

在一采一灌模式、含裂隙的地热储层模型中，网格划分直接影响计算精度与效率。以下从网格类型、几何统计、参数设置及局部细化策略等方面说明网格划分。选择利用自由四面体划分网格适应复杂几何（如裂隙、井筒）的非结构化离散需求。最终划分网格的最大单元尺寸为 46.59m 个，用于基质岩体大范围区域，因其渗透率低、流动缓慢，对全局结果影响较小，同时也为了降低计算量；最小单元尺寸为 5.35m 个，用于裂隙、井筒等关键区域，因其主导流体流动与热量传递，需高分辨率捕捉梯度变化。网格顶点数约为 12500 个，网格节点数约为 85000 个。网格划分情况如图 3-2。

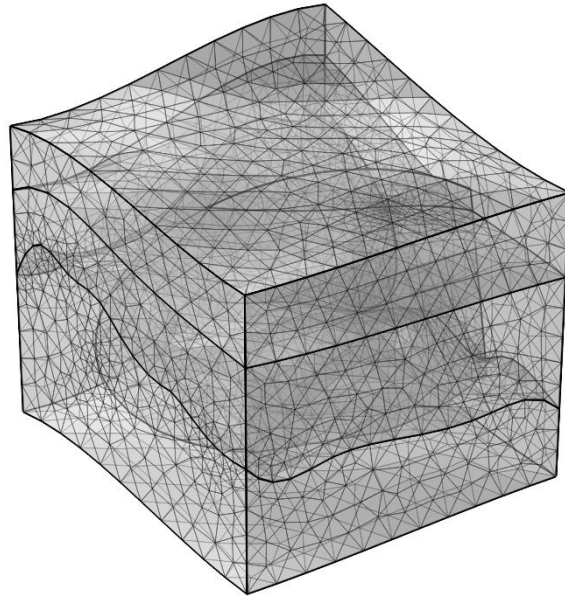


图 3-2 网格划分图

Figure 3-2 Grid division diagram

3.3 模拟结果分析 (Analysis of Simulation Results)

3.3.1 渗流场结果分析

图 3-3 为不同时刻储层的流速分布图，展示了不同运行年份（2 年、4 年、6 年、8 年、10 年）储层内的流速分布特征。从图中可见，注入井（左侧流出点）与生产井（右侧流入点）之间形成了一条显著的优势流动通道，且该通道的流速随运行时间延长逐渐增强。具体特征如下：优势流动通道整体偏向注入井与生产井连线的右侧，注入井右侧区域的箭头线段明显长于左侧，表明该侧流动阻力更小，裂隙连通性更优。注入井周边箭头线段长度向外递减，形成辐射状高流速区，反映注入流体的强驱动作用。随运行时间增加，高流速区范围扩大，但受裂隙路径限制，扩散方向集中于右侧。生产井周边井口附近线段长度急剧缩短，流速梯度陡峭，表明井口低压区对流体具有强汇聚作用。长期运行后，井周形成低速“漏斗区”，可能与近井地带压力降幅过大导致流动阻力增加有关。对图 3-3 进行时间演化分析可以发现， $t=2$ 年时，优势通道初步形成，但流速较低，注入井附近高流速区范围较小，生产井周边流动尚未充分发展，边缘区域线段极短； $t=4$ 年，通道内流速显著提升，线段长度增加，流动范围向生产井方向延伸，右侧裂隙优势路径逐渐清晰； $t=6$ 年，优势通道流速达到峰值，右侧流动路径进一步强化，左侧流动仍较弱，表明右侧裂隙对流动的主导作用； $t=8-10$ 年间，流动路径趋于稳定，右侧通道流速持续增强，但增速放缓，注入井附近的辐射状高流速区向外扩展，受基质渗透率限制，扩散范围有限。同时模型及角落的箭头线段始终极短，流速几乎无变化，表明这些区域受裂隙网络与井筒驱动的影响极小。

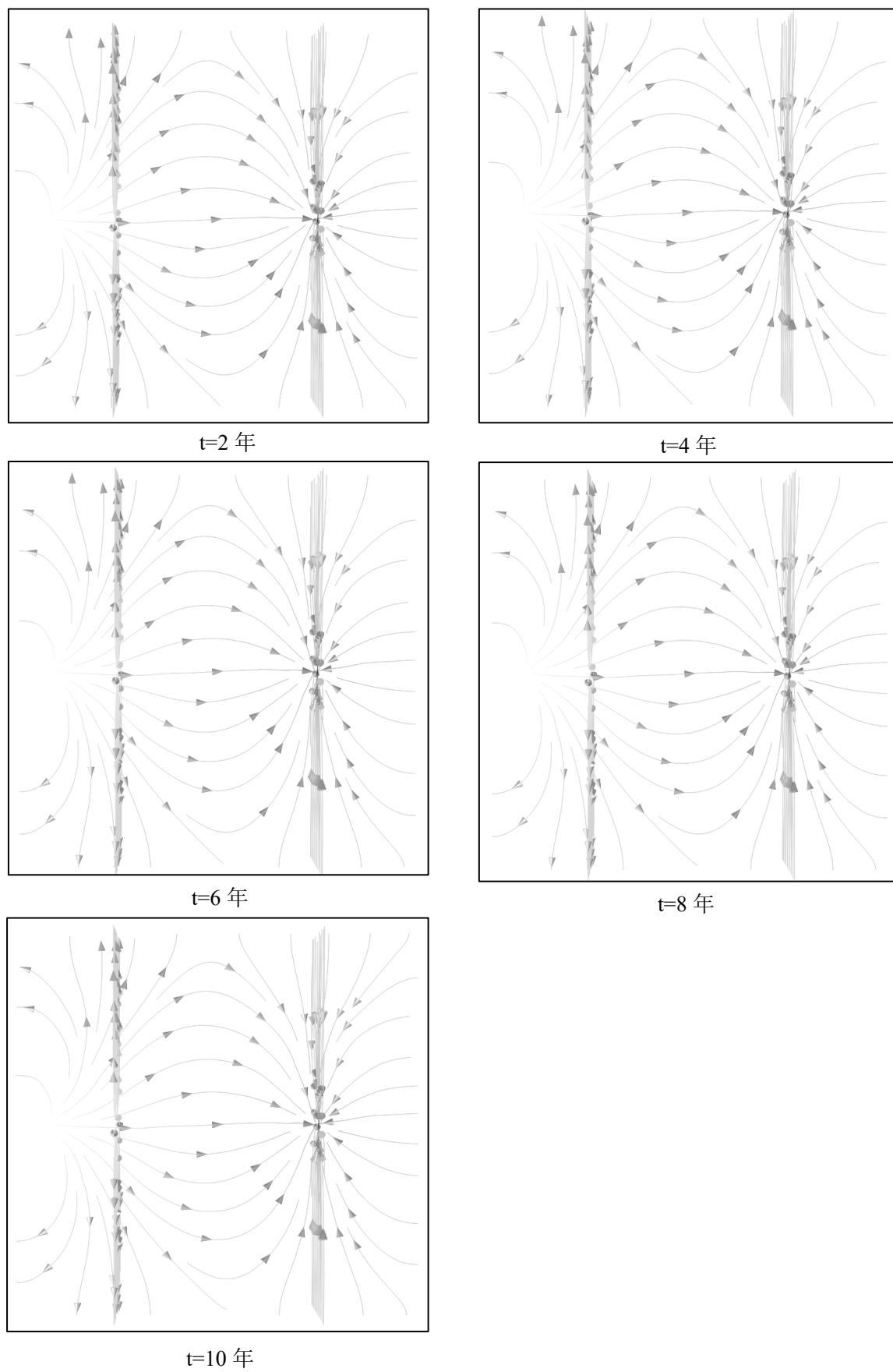


图 3-3 达西速度场流线
Figure 3-3 Darcy velocity field streamline

3.3.2 温度场结果分析

图 3-4 展示了热储模型运行过程中 2 年、4 年、6 年、8 年及 10 年五个时间节点的溫度分布特征。从图示演变规律可见，随着开采时间的延长，低温区域持续沿裂缝通道由注水井向生产井方向扩展，这一现象反映了热储层中蕴藏的热能通过流体循环作用被持续开发产出的过程。

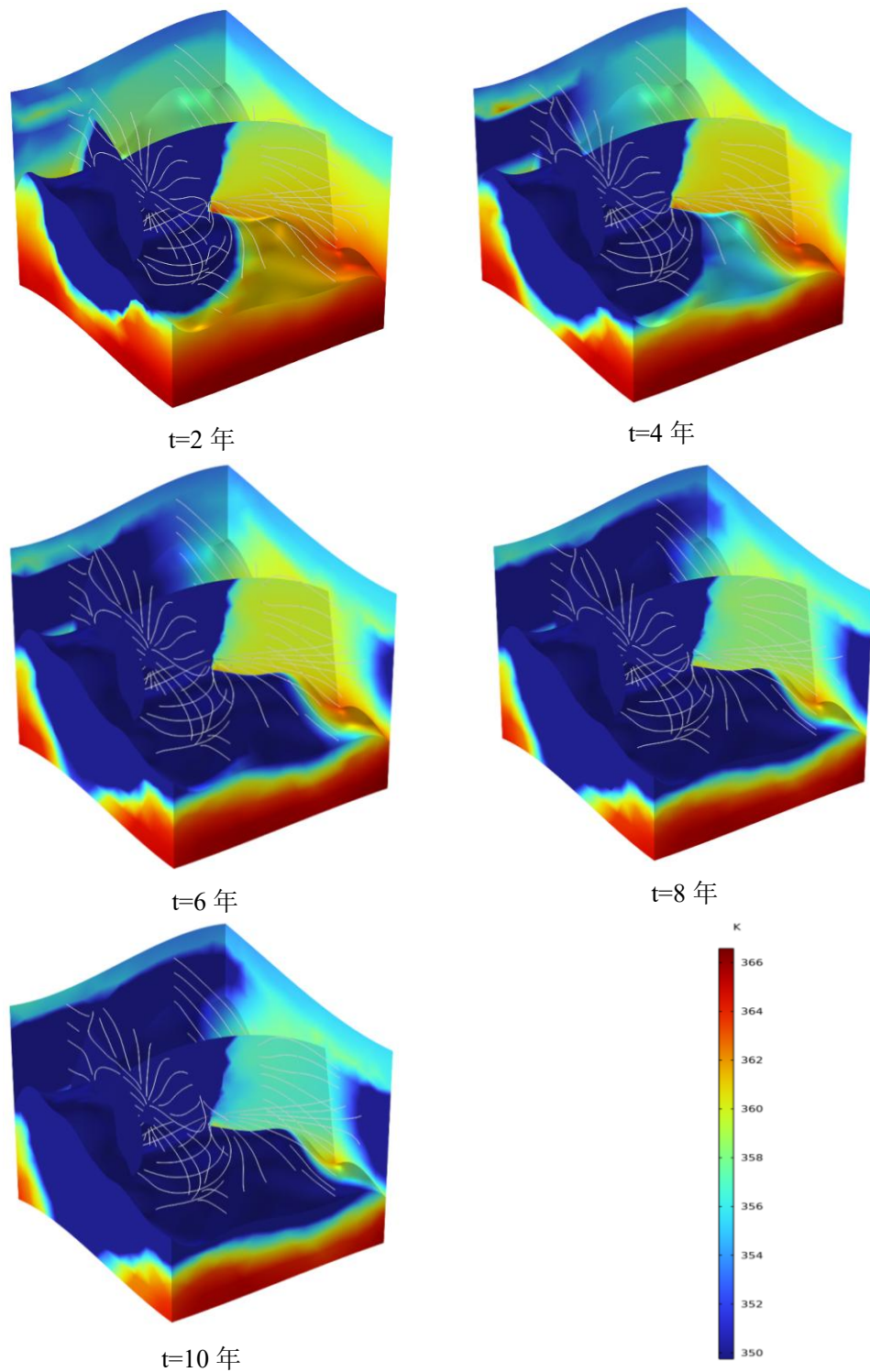


图 3-4 热储层温度场变化

Figure 3-4 Changes in the temperature field of the thermal reservoir

地热开采 2 年时, 注入井附近低温流体沿两条裂隙快速推进, 裂隙内温度降至 300K 以下, 形成两条清晰的冷却通道; 裂隙周围基质仅轻微降温, 冷锋在基质中的推进速度明显慢于裂隙; 生产井附近温度仍保持在 330K 以上, 未受低温流体影响。地热开采 4 年时, 冷锋前缘距生产井约 1/3 储层长度, 裂隙温度降至 290K; 裂隙间基质区域温度降至 310-315K, 冷锋在基质中呈现“双翼”形态, 受裂隙分流影响, 推进速度仅为裂隙的 1/3; 生产井周边温度维持 330K, 裂隙尚未贯通至井口。地热开采 6 年时, 低温流体沿裂隙抵达生产井附近, 井周温度首次下降至 310K; 基质冷却范围扩大: 裂隙间基质温度降至 300-305K, 冷锋在基质中形成“锥形”推进模式, 但范围受限; 储层顶部与底部未受裂隙覆盖的基质仍保持 325K 以上高温, 表明低渗透基质阻碍热量交换。地热开采 8 年时, 两条裂隙内温度降至 288K, 低温流体直接连通注入井与生产井, 形成高效热短路; 裂隙间基质温度进一步降至 295-300K, 冷锋向两侧扩散, 但受裂隙分流效应限制, 扩散速率减缓; 生产井周温度降至 300K, 仅井筒周围 10m 范围内保留 315K 以上的相对高温区。地热开采第 10 年, 裂隙与邻近基质温度接近 288K, 冷锋覆盖储层 80%以上区域, 仅生产井周 5m 范围内及远离裂隙的顶部基质保留 310-320K 温度, 反映低渗透基质的传热局限性; 裂隙内冷锋呈“管道状”快速推进, 而基质中冷锋以“扇形”缓慢扩展, 两者差异凸显裂隙对热突破的主导作用。

3.4 本章小结 (Summary of This Chapter)

本章基于温度-渗流物理场耦合, 利用专业的 COMSOL Multiphysics 多物理场耦合模拟软件, 建立了一采一灌的地热开采模型, 模型将储层为三层, 设置工作面插入岩体生成裂隙, 分别设置相应的流体、裂隙和储层参数, 通过 COMSOL Multiphysics 软件的多孔介质传热与达西定律物理场设置相应的边界条件进行渗流场与温度场的耦合模拟计算。分析了渗流场、温度场的演变, 并结合两场变化对该地热开采系统的传热传质运动进行分析。得出以下结论:

一、渗流场演化特征: 注入井与生产井之间形成显著的非对称优势流动路径, 偏向连线的右侧。右侧裂隙的高连通性与渗透率主导了流体迁移方向, 流速峰值区域沿裂隙延伸, 且随运行时间延长逐渐强化, 在第 6 年流速达峰值。注入井井周辐射状高流速区向外扩展, 但受模型设定的裂隙路径限制, 扩散方向集中于右侧; 生产井井口附近形成“漏斗状”低速区, 应是长期运行后压力降幅增大导致局部流动阻力上升。模型四周及角落流速始终是低值, 表明含水层的上下层的低渗透性阻碍流体迁移。

二、温度场演化特征: 裂隙是热储层中流体的主要通道, 低温流体沿裂隙快速推进, 冷锋在裂隙中的速度快于岩石基质, 相对来看基质冷却滞后, 裂隙间基质呈现“锥形”或“双翼”冷却形态。长期运行后, 生产井周范围内及顶部未贯通基

质任然为高温区，反映低渗透区域传热效率低下。同时裂隙覆盖区冷锋呈“管道状”贯通，而岩石基质中冷锋以“扇形”缓慢扩展，凸显裂隙对热突破的强控制作用。

三、渗流-传热耦合效应： $t=6$ 年时，生产井井周温度下降至 310K ，优势流动通道加速冷锋迁移，导致生产井过早热突破，降低储层热提取寿命。所以高渗透裂隙形成的“热短路”效应，虽提升短期采热效率，但会加剧储层非均匀冷却，限制整体热能利用率。

4 裂隙-多孔介质储层开采参数优化分析

4 Optimization Analysis of Mining Parameters for Fractured-Porous Medium Reservoirs

本研究采用基于多物理场耦合的数值模拟手段,沿用自第4章建立的地热开发模型。利用有限元商业软件 COMSOL Multiphysics 模拟分析压裂与径向井施工方案下地热开发中,裂缝数量、裂缝宽度和井间距等开采参数对采热性能的影响。用生产温度作评价指标,对设置不同注采参数对地热系统产热性能的影响进行评价,这些研究让我们从工程角度更深入地了解储层温度场的动态性质,以及生产参数如何共同影响热储层中的产热,为我国地热能源的开采提供理论依据。

4.1 裂隙参数 (Crack Parameter)

4.1.1 裂隙数量

由于裂隙的连通性对渗流与传热存在较大影响,为了分析裂隙条数对渗流传热的影响,在模型基础上建立2条、4条、6条、8条裂隙面,各裂隙模型如图4-1,以生产井温度为评价标准进行分析。

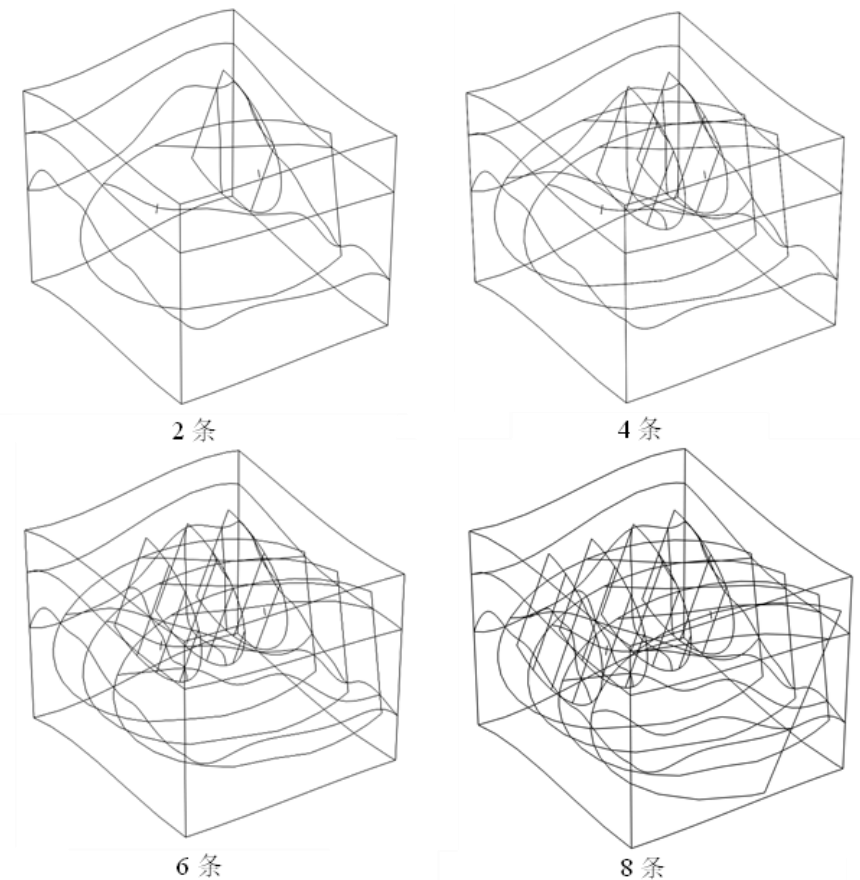


图 4-1 不同裂隙方案热储模型

Figure 4-1 Thermal storage models of different fracture schemes

为了研究裂隙条数对生产井产出温度的影响,设置模型在 288K 的注入温度、恒定质量流量下模拟 10 年开采过程,分析生产井温度随裂隙条数的演化规律,变化趋势如图 4-2 所示。

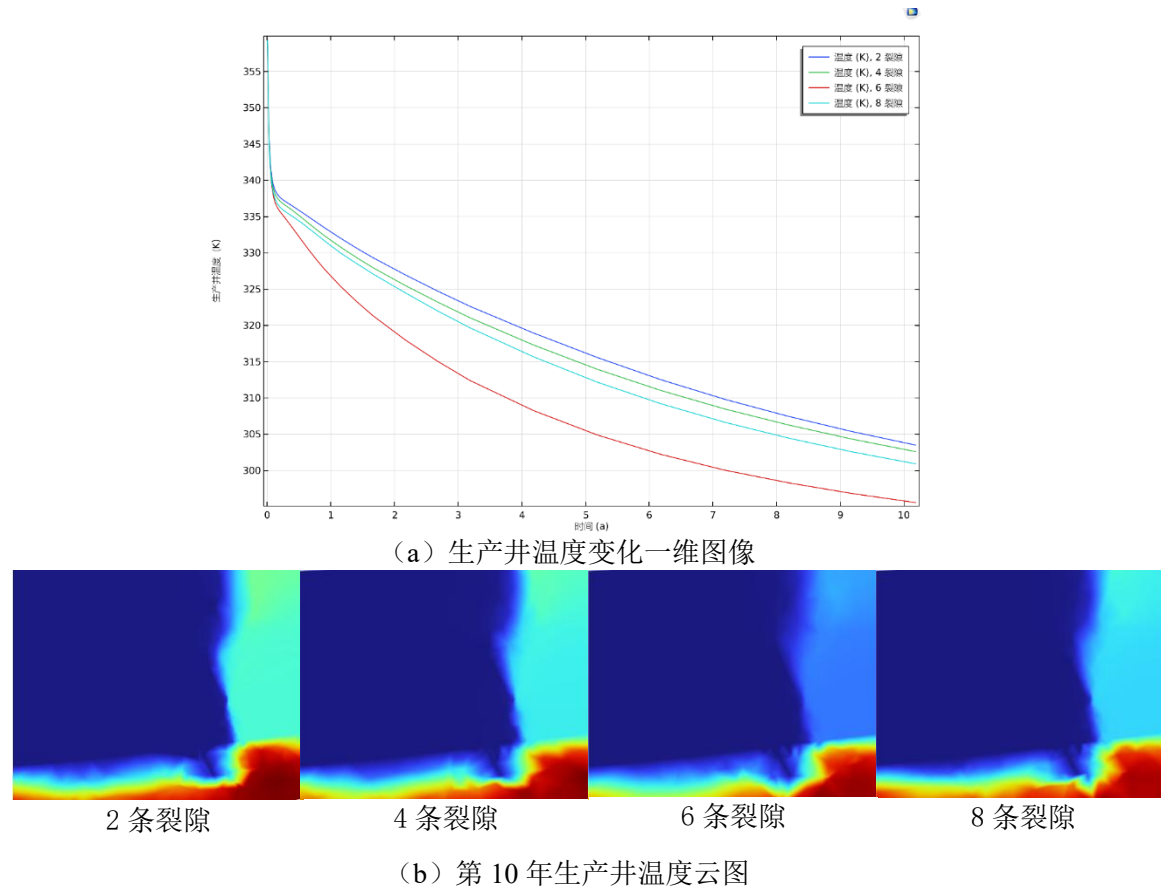


图 4-2 不同裂隙方案下生产井温度变化

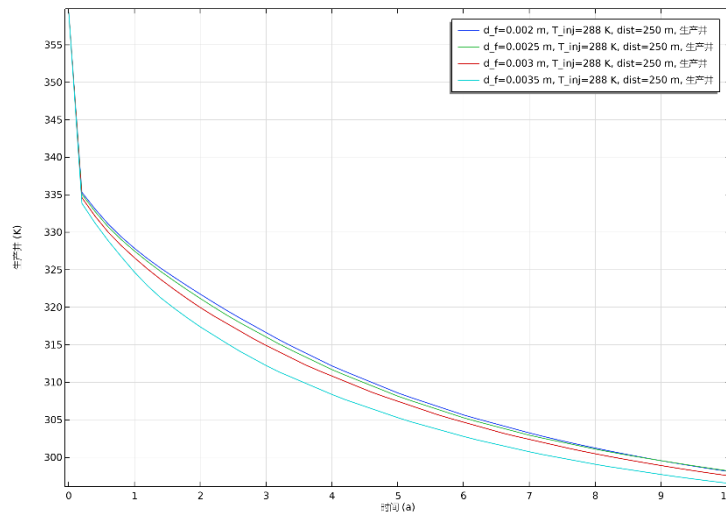
Figure 4-2 Temperature variation of production Wells under different fracture schemes

裂隙条数增加显著加速生产井温度下降。例如, 2 条裂隙时, 10 年后温度降至约 303K; 而 8 条裂隙时, 温度降至 300K。这表明裂隙数量增加显著扩展了渗流路径的连通性, 形成高效热交换网络。流体与岩石的接触面积增大, 热量提取效率提升。6 条裂隙可能达到“裂隙最大渗流密度”, 10 年后温度降至约 296K, 此时流体均匀分布于裂隙网络中, 最大化热提取速率。但裂隙密度过高可能导致流体重叠路径增多, 部分区域形成“热短路”, 即部分流体优先通过高渗透通道, 绕过深部高温区域, 降低热提取效率。反而降低整体热交换效率。此外, 裂隙间相互干扰可能引发局部流动停滞, 减少有效热交换面积。

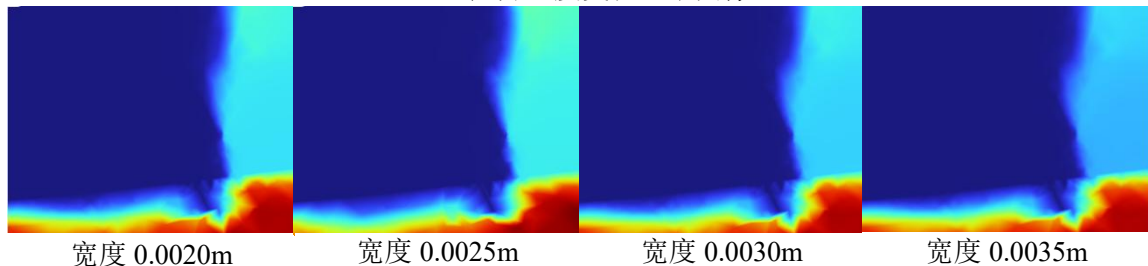
裂隙条数增加提高了储层等效渗透率, 缩短流体运移时间, 同时扩大流体与岩石的接触面积, 加速热量传递, 实现了压裂改造的目的。然而, 过度连通的裂隙可能导致“热短路效应”, 同时, 高密度裂隙网络虽短期内提升产热速率, 但可能导致储层热容快速耗尽, 影响长期可持续性。需在产热效率与储层寿命间寻求平衡。

4.1.2 裂隙宽度

裂缝作为流体介质的主要循环通道，裂缝的宽度对整个地热系统的温度场分布影响很大。较小的裂缝宽度会导致主裂缝中流体介质渗流过程减慢，从而在井末基质岩提取的注入热能不足。较大的裂缝宽度会使流体流动更快，工作流体与注水井区域附近的基质岩体没有充分的热量交换，生产井附近的基质岩体温度下降得更快，生产井的热突破提前^[76]。为了研究裂缝宽度的影响，取裂缝的宽度为0.002m，从0.002m开始，每次取0.0005m的增量计算裂缝宽度的变化，得到每个宽度生产井温度的变化，如图4-3。



(a) 生产井温度变化一维图像



(b) 第10年生产井温度云图

图4-3 不同裂隙宽度下生产井温度变化

Figure 4-3 Temperature variation of production Wells under different fracture widths

从图4-3中的结果可以看出，裂缝宽度的变化对生产井温度变化存在影响，裂缝宽度加大加速生产井温度下降。分析裂隙宽度对流体在储层中热质运动的影响：随着裂缝宽度的增加，沿裂缝的流体介质流速变快，流速加快导致热交换时间不足，注入流体未充分吸收储层热量便快速抵达生产井。此时，生产井附近岩体温度加速下降。而窄裂隙中流速较低，流体在裂隙中停留时间较长，与周围基质岩体的热交换更充分。注入的低温流体能够充分吸收储层热能，延缓生产井温度下降，热提取效率增大。

4.2 注入流体参数 (Injection Fluid Parameters)

4.2.1 流体种类

工作流体的热力学性质通过调控热传导效率、流动速度及热容量，显著影响地热系统的产热性能。为了研究工作流体对生产井产出温度的影响，在研究裂隙条数中构建的 8 裂隙模型中分别设定 CO_2 和水为流体介质，探究在 10 年的开采期内，不同流体介质下的生产井温度变化趋势，具体情况如图 4-4 所示。

水作为工作流体具有高比热容和导热系数，使其能够与储层岩体充分换热。模拟结果显示生产井温度在 10 年内总体下降趋势平缓，这表明水能长时间维持储层热能，延缓热突破。 CO_2 作为工作流体，在高温高压下常处于超临界状态。其比热容较低，但导热系数略高于水，且粘度极低，导致流动速度显著加快，缩短热交换时间，冷流体快速抵达生产井，加速储层冷化。图中生产井温度在相同时间内相对于水降幅更大，且后期温度骤降，表明热交换不足与热突破协同作用。

虽然 CO_2 导热系数略高，但其快速流动削弱了导热优势，热对流占主导地位；而水的较慢流速允许导热和对流协同作用，提升热交换效率。水适用于追求长期稳定性的系统，而 CO_2 可提升短期产能但需应对储层冷化风险。

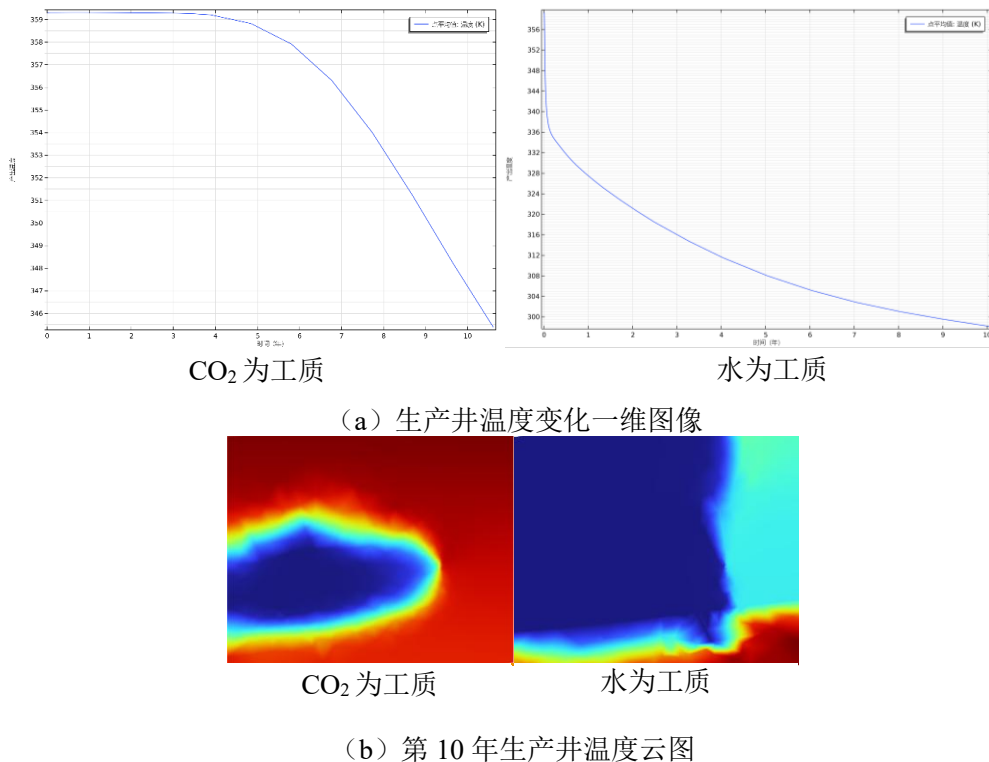


图 4-4 不同工作流体下生产井温度变化

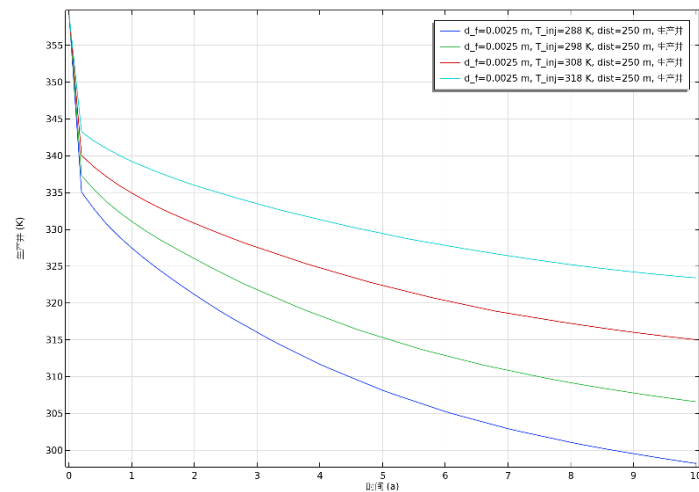
Figure 4-4 Temperature variation of production Wells under different working fluids

4.2.2 流体温度

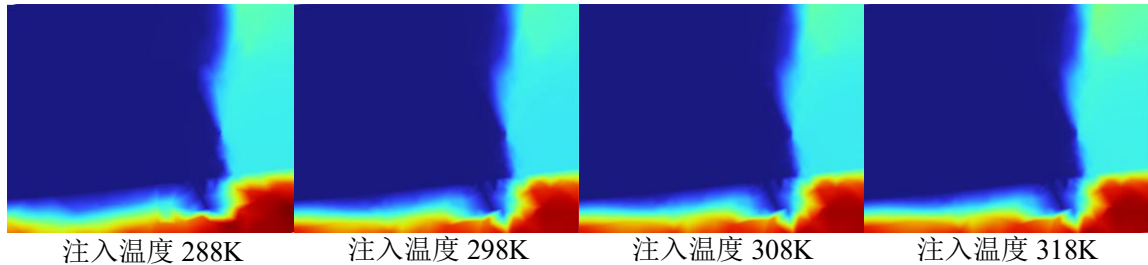
通过注入井注入流体的温度可通过调控储层与流体的热交换速率，直接影响地热系统的产热性能。在对注入流体温度对生产井温度的影响的研究中，取 288K、

298K、308K、318K 四种注入温度，设置模型在运行 10 年获得生产井的温度变化，变化趋势如图 4-5 所示。

图中趋势线显示，高温流体注入时，生产井初始温度较高，且温度下降速率较慢。这表明较高温度的注入流体减缓了储层热量的耗散，有助于维持系统产热性能的稳定性。注入流体与储层岩石间的温差是驱动热交换的关键因素。低温流体与储层温差较大，热传导与对流效应更强，导致储层热量被快速提取，生产井温度迅速下降。而高温注入流体与储层温差较小，热交换速率降低，延缓了储层冷却。



(a) 生产井温度变化一维图像



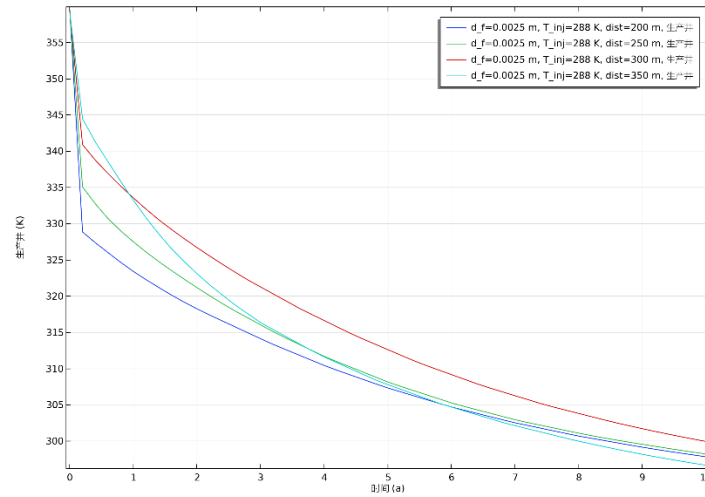
(b) 第 10 年生产井温度云图

图 4-5 不同注入温度下生产井温度变化

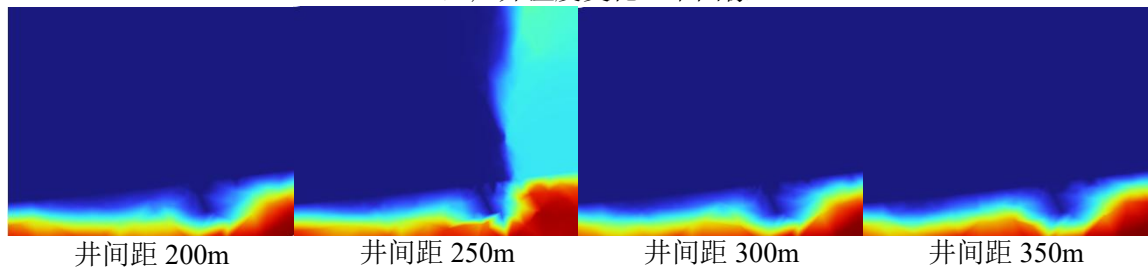
Figure 4-5 Temperature changes of production Wells at different injection temperatures

4.3 井距参数 (Well Distance Parameter)

生产井与注入井之间的间距对地热系统具有较大影响，首先井间距不能过大，否则流体难以在注入井和生产井间形成有效水力联系，使流体无法及时补充到生产井周围区域，同时过长的井间距让热量在传输过程中散失过多，影响系统热效率。井间距也不能过小，容易发生热突破，导致生产井温度迅速下降。取 200m、250m、300m、350m 四种井间距，设置模型在运行 10 年获得生产井的温度变化，变化趋势如图 4-6 所示。



(a) 生产井温度变化一维图像



(b) 第 10 年生产井温度云图

图 4-6 不同井间距下生产井温度变化

Figure 4-6 Temperature variation of production Wells under different well spacings

井间距为 200m 时, 注入的低温流体快速到达生产井, 导致生产井温度在运行初期即迅速下降。这种现象是由于井间距过小, 流体循环速度快, 短时间内大量冷流体快速突破储层热区, 导致生产井温度迅速降低。井间距为 250m、300m 时, 流体流动路径延长, 生产井温度下降时间推迟, 生产井温度维持较高水平的持续时间增加。由于流体在长距离传输中通过热传导向围岩散失更多热量, 导致到达生产井时温度显著降低。因此, 温度曲线呈现“下降时间更晚, 但下降速率更快”的特点。井间距为 350m 最大间距时, 温度下降速率反而远超较短井距。可能是因为更长的流动路径加剧了热传导损失, 同时储层热补给效率因距离过远而降低。当流体流致生产井, 生产井温度因低温流体集中到达而骤降, 呈现“下降最晚但趋势最快”的极端现象。

井间距通过影响流体流动时间、热传导损失和储层热补给效率, 共同决定了地热系统的产热性能。本模型中存在最优井间距 300m, 平衡热突破延迟与热损失控制, 而过大或过小的间距均会降低系统热效率。

4.4 本章小结 (Summary of This Chapter)

本章基于 COMSOL Multiphysics 构建的裂隙-多孔介质储层热采模型, 系统研究了裂隙参数、流体参数及井距参数对地热系统产热性能的影响机制, 获得以

下主要结论:

(1) 裂隙数量增加可以显著提升渗透率与热交换面积, 但存在临界阈值。本模型在 6 条裂隙时形成"裂隙最大渗流密度", 实现最大化热提取效率; 但裂隙数量不能一直增加, 过大的联通性会产生"热短路效应" (高渗透通道优先流动) 和裂隙干扰导致热效率下降, 储层热容加速耗竭。

(2) 裂隙宽度增大加剧流速非线性增长: 0.002m 的裂隙使流体流速降低, 延长热交换时间, 延缓热突破; 裂隙宽度加大, 使流速变快导致热交换时间不足, 温度降幅加大。

(3) 水作为工作流体, 高比热容与适度流速形成导热-对流协同效应, 温度降幅偏小, 适于长期稳定开采; CO₂作为工作流体, 在高温高压环境下处于超临界态, 具低粘度特性导致流速较高, 虽导热系数高, 但其快速流动削弱了导热优势, 可提升短期产能但需应对储层冷化风险。

(4) 注入流体与储层岩石间的温差是驱动热交换的关键因素。低温流体与储层温差较大, 热传导与对流效应更强, 导致储层热量被快速提取, 生产井温度迅速下降。而高温注入流体与储层温差较小, 热交换速率降低, 延缓了储层冷却。本模型中最佳注入温度为 308K, 达到热提取率与驱动力的平衡。

(5) 井间距越大, 流体从注入井到生产井的流动时间越长, 热突破发生越晚, 温度维持阶段延长。但流体在流动过程中通过热传导向围岩散失的热量累积增多, 导致到达生产井的流体温度更低。同时, 间距过大, 生产井周围岩体的热传导速度无法匹配热量抽提速率, 储层热容量迅速耗尽, 加剧温度下降速率。本模型中最佳井间距为 300m, 平衡了热突破延迟与热损失控制。

5 某油区地热田开采优化设计

5 Optimal Design for Geothermal Field Exploitation in a Certain Oil Area

在油田地热资源开发领域,相关油区不仅是重要的油气生产基地与石油化工产业核心区,更因其丰富的自然资源禀赋成为地热开发的潜在热点区域^[77]。本章研究区内密集分布着油气开采、石油化工等重化工业集群,形成了一套从资源开发到生产加工的综合配套体系,加之区域地形平坦、工业基础雄厚,为大规模地热开发项目的实施提供了优越的场地条件与技术支持^[77]。特别值得注意的是,在油气资源逐步开采的背景下,大量现有井网设施具备转化为地热开发系统的潜力,如何通过技术改造实现资源接续利用、降低开发成本,已成为提升油田综合效益的重要课题。然而,目前针对该区域地热储层特征的系统性研究仍较为匮乏,尤其在井网优化与储层改造协同增效方面缺乏科学指导^[78]。

基于此,本研究依托第三章、第四章建立的数值模拟基础,以水为开发介质,在 COMSOL Multiphysics 软件中构建油区地热田的温度场-渗流场耦合地热储层模型。通过模拟不同采注井位布局方案在压裂参数优化下的热开采动态变化,系统分析储层温度演化规律,最终形成适应研究区地质特征的地热开发优化方案。

5.1 某油区地热开采模型 (Geothermal Exploitation Model of a Certain Oil Area)

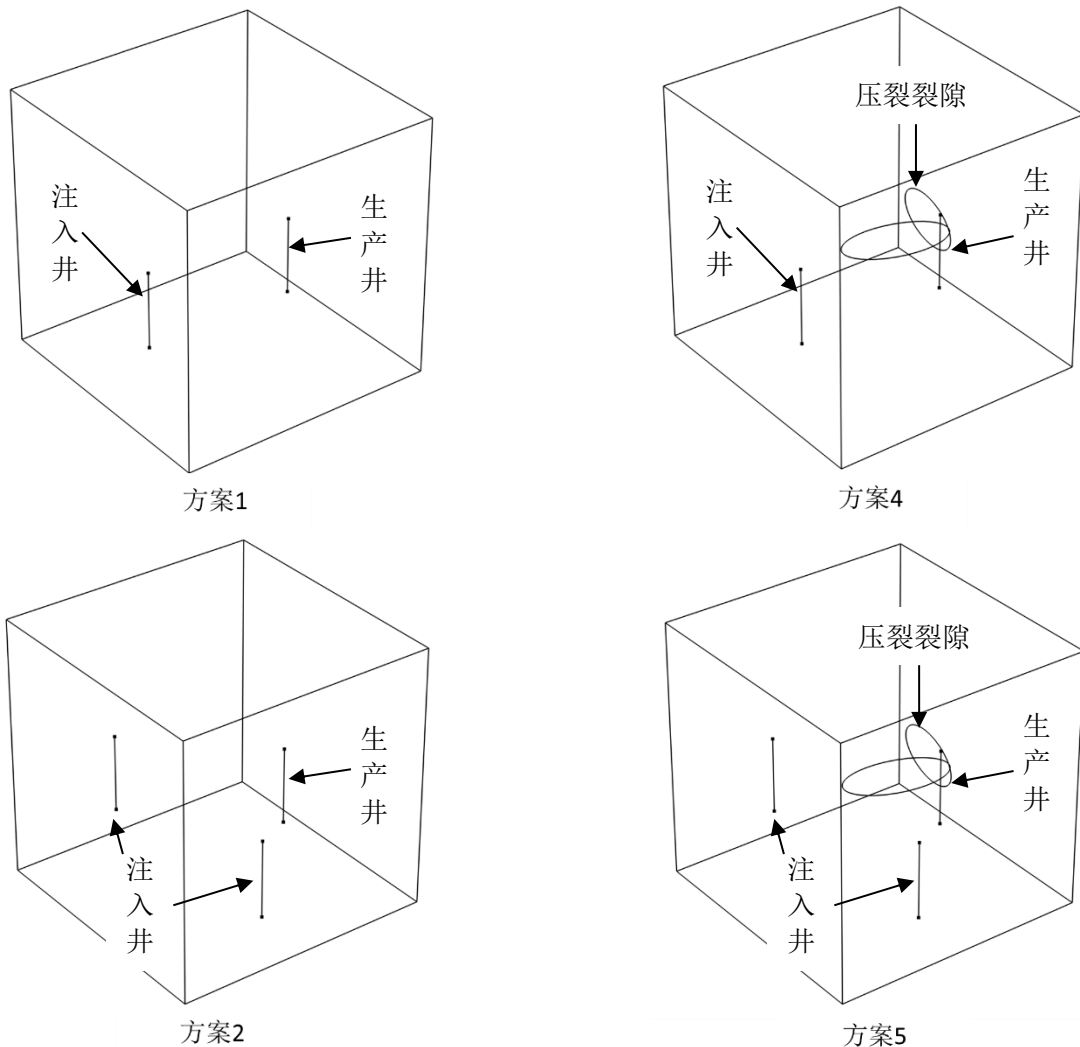
5.1.1 地质概况

该研究区面积约 862km²。研究区域地层系统呈现完整沉积序列,目标热储层定位在太古界花岗岩。该区岩层按地质年代自老至新发育为:太古界混合花岗岩、寒武及奥陶系灰岩、泥盆系、石炭系、二叠系砂岩及泥岩、古近系砂岩及泥岩、第四系松散层。该区地温场受构造控制显著,呈现“凸起区高、凹陷区低”的分布特征。地温梯度普遍高于 35K·km⁻¹ (3.5°C/100m),最高达 38K·km⁻¹ (3.8°C/100m),热储温度约 60-80°C,属干断裂深循环型(对流型)地热系统。本章将太古界花岗岩热储为主要开发层位,埋深 1200~1500m,厚度 300~600m,孔隙度 4-8%,基质渗透率约 1mD。

研究区油区自 20 世纪 80 年代起开发地热资源,早期以粗放式开采为主,缺乏回灌,导致热储水位持续下降,形成区域性降落漏斗,部分地热井因老化破损停用。截至 2019 年,区内共有地热井 27 口,但回灌井稀缺,馆陶组热储年开采量约 1.5×10⁶m³,回灌率不足 5%^[78]。

5.1.2 不同井网模型设计

基于第四章三维水热耦合模拟结果,针对油区“开采强、回灌弱”的现状,优先改造区内 26 口停用油气井为地热采灌井,降低钻井成本;新建地热井需避开主断层带,构建不同井网模型。针对不同井型,建立三种采灌井布局。方案 1 为一生产井一注入井,方案 2 为一生产井二注入井,方案 3 为一生产井三注入井,任意注入井与生产井井间距设置为 300m,都无水力压裂裂隙,针对后期压裂措施,建立方案 4 一生产井一注入井有裂隙、方案 5 一生产井二注入井有裂隙、方案 6 一生产井三注入井有裂隙。方案 4-6 分别是在方案 1-3 基础上在生产井和注入井进行后期压裂措施得到,压裂的裂隙网络参照第四章优化结果,以水为工作介质,构建 2 条裂隙网络来实现,裂缝长度 200 m,裂缝宽度 0.002m。温度渗流双场耦合模型中其他关键参数采用地热田实际数据,热储层孔隙度 8%,渗透率 $0.987 \times 10^{-15} \text{m}^2$,比热容 $1178 \text{J} \cdot \text{Kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$,导热系数 $2.09 \text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$,岩石密度为 $2570 \text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$ 。不同方案下热储层模型如图 5-1 所示,其中模型右侧为生产井和裂隙,左侧为注入井。



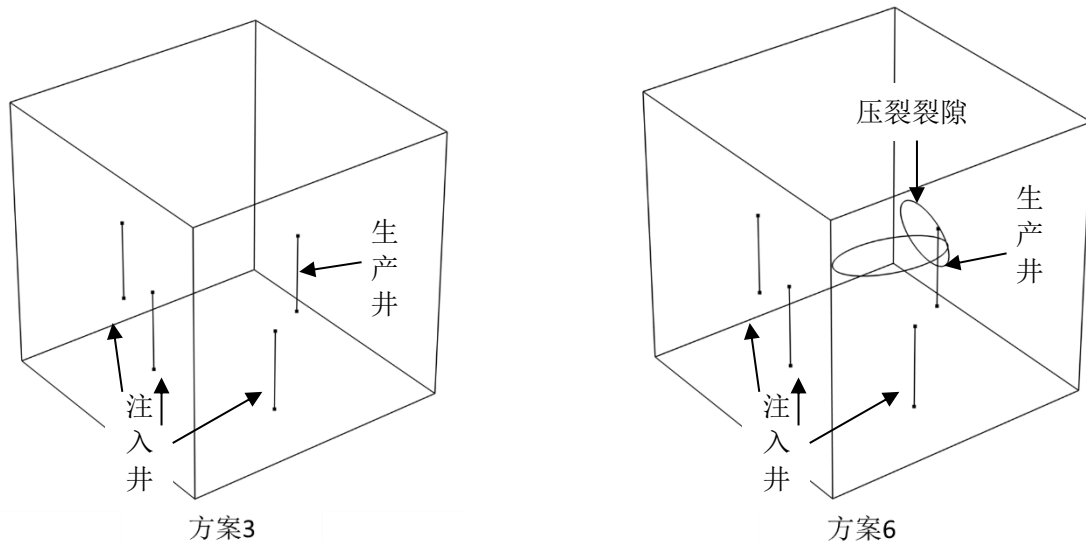


图 5-1 不同井网模型设计
Figure 5-1 Design of different well pattern models

5.1.3 边界与初始条件

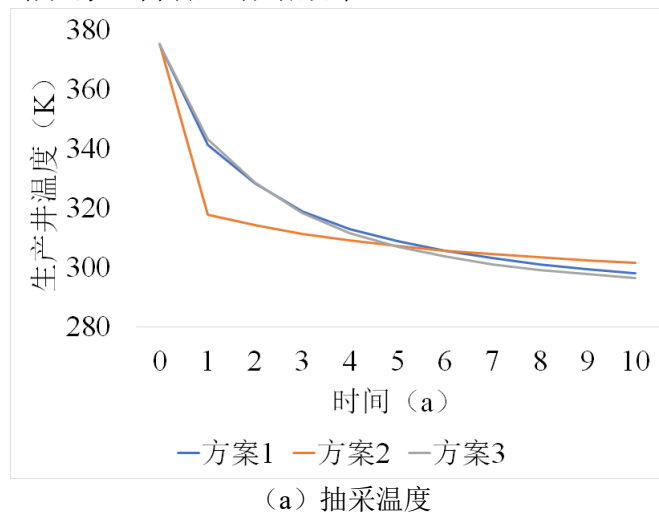
渗流场，地热开发设定为质量流率开采，注入井固定泵送率为 $20\text{m}^2\text{ s}^{-1}$ ，设定热储层的初始水压是在重力作用下产生按静水压力考虑，模型侧面边界水头计算采用 $1\text{mm}\cdot\text{m}^{-1}$ ，顶部及底部边界设置为无流动，在地热储层初始状态下，位于上部和下部的储层由于渗透性较低，相对于中间的热储层可视为不渗透层，其上下边界设定为不透水边界；而中间热储层忽略边界效应，四周外围边界设为定压边界。

温度场构建方面，基于回灌尾水热处理后的实际工况，将注入水温度固定为 20°C ，储层初始温度设定为 70°C 。上下边界采取热绝缘处理，四周边界则作为定温边界，其初始温度与地层温度一致。地热开发效果评价指标以生产井的产出温度和热功率作为核心评判依据。考虑到地热开发过程中温度场与渗流场存在强非线性耦合作用，所建立的双场耦合数学模型具有显著的强耦合特性。针对该热流耦合模型，采用有限元方法进行求解，并实施单项耦合策略：首先利用第三章所述的多孔介质传热模块独立求解温度场，将温度场计算结果通过耦合关系导入渗流场的达西渗流模块进行渗流场求解；随后基于渗流场解算结果反推温度场，通过反复迭代计算，直至两个物理场的解算结果趋于稳定。该方法通过分场序贯求解与迭代耦合，实现对强耦合非线性系统的有效模拟。在本三维模型中，所有井由线段体素定义，裂缝沿用第 4 章中设计的 2 裂隙网络，定义为零件嵌入储层。在网格设置中，沿用第 3 章的网格设计，选择利用自由四面体划分网格适应裂隙、井筒等复杂几何的非结构化离散需求。采用向后欧拉法用于时间离散，事件容差设置为 0.01，总生产周期 10 年，时间步长 0.2 年。

5.2 方案分析 (Cases Analysis)

5.2.1 无水力压裂方案

不同采注井布局与压裂措施对地热系统的影响主要体现在流体运移路径和热交换效率上。注水井数量增加可改善储层压力平衡，而压裂裂隙通过增强渗透性延长热补给时间。方案 1-3 的生产井温度和热功率对比如图 5-2。方案 1-3 均处于压裂前，无水力压裂裂隙，方案 1 采用一生产井一注入井布局，温度、热功率持续缓慢下降，未出现明显的阶段性变化。但单注入井提供的流体有限，热储层内流体循环路径单一，热补给速率低，导致温度、热功率长期线性下降，未出现阶段性变化。方案 2 采用一生产井二注入井布局，前期（0-3 年）温度迅速下降，后期（3-10 年）下降速率显著减缓，这种后期降幅显著趋缓的现象也体现在热功率上。这应该是前期双注入井加速冷流体扩散，短时间内稀释生产井附近的热储层温度。后期注入井的均衡分布促使冷流体在储层中形成稳定的对流环流，热储层外围的热量通过热传导逐步补偿，减缓温度下降速率，使生产井最终生产温度和热功率反而高于方案 1、方案 3。方案 3 采用一生产井三注入井布局，温度下降速率介于方案 1 和方案 2 之间，但后期稳定性较差；热功率前期下降速率同样介于方案 1 和方案 2 之间，但后期几乎等同与方案 1。相对于两注入井，三注入井导致冷流体分布过于分散，初期热稀释效应较弱，但长期可能因流场复杂化引发局部热短路现象，降低热补给效率。



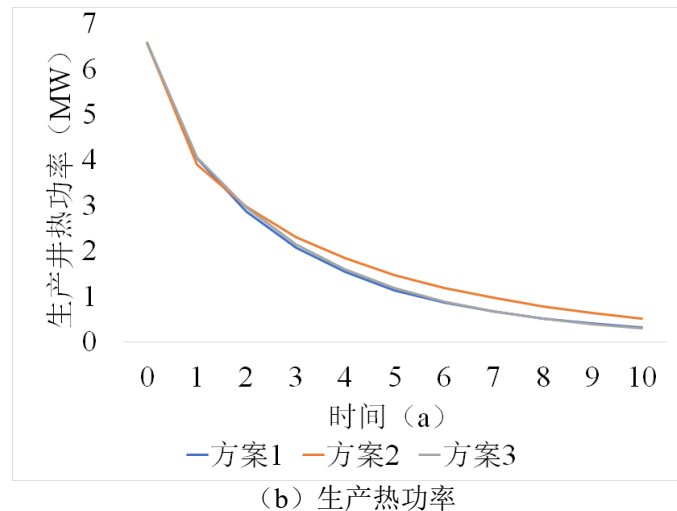


图 5-2 方案 1-3 生产井采热性能对比

Figure 5-2 Comparison of heat recovery performance of production well in Scheme 1-3

5.2.2 水力压裂方案

在方案 1-3 基础上在生产井和注入井进行后期压裂措施得到方案 4-6。裂隙网络采取第 4 章最优参数：2 条裂隙，长度 200m，宽度 0.002m，显著增加储层渗透率，缩短流体循环路径，提升热交换效率。冷流体注入后通过裂隙快速扩散至更广区域，避免局部温度骤降，同时增强储层深部热量的向上传导。水力压裂的各方案生产井温度和热功率对比如图 5-3。方案 4 采用一生产井一注入井布局，前期温度、热功率骤降的原因是裂隙的高渗透性缩短了冷流体的运移路径，初期大量冷流体未经充分加热即被抽取，热突破效应显著。而前期温度、热功率下降最快是由于压裂形成的裂隙直接连通生产井与注水井，导致冷流体通过裂隙网络快速突破至生产井，形成“短路效应”。后期温下降趋缓，随着裂隙周围储层热量的持续提取，热储层中可释放的热量逐渐减少，冷流体的热交换趋于动态平衡，温度下降速率降低。方案 5 采用一生产井二注入井布局，温度和热功率后期下降幅度都最缓，两个注水井分散了冷流体的流动路径，降低了单一路径的冷流体注入强度，延缓了热突破时间，且压裂裂隙的分布与注采井间距匹配，冷流体在运移过程中与围岩充分换热，延缓了生产井热突破速率。方案 6 采用一生产井三注入井布局，采热特性前期降幅中等但后期下降最快，这种现象应是前期三个注水井分散了冷流体注入压力，初期冷流体波及范围较广，生产井周围热储层的冷锋侵入速度被延缓。而在长期运行中，多注水井持续注入冷流体，叠加裂隙网络的扩展效应，导致热储层整体温度场被多方向冷锋覆盖，热补给能力逐渐枯竭。

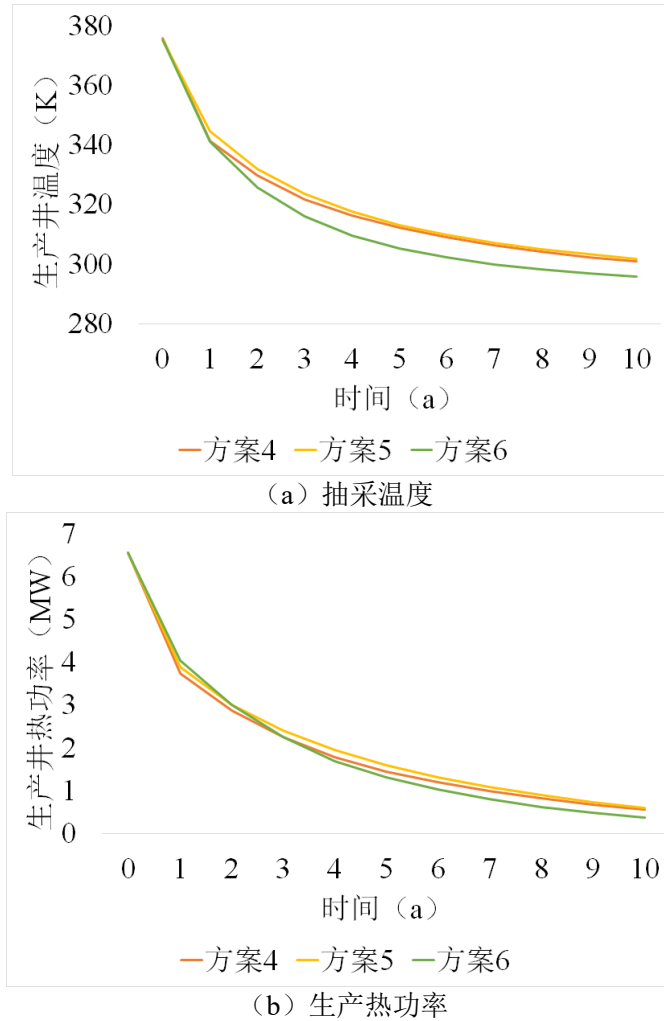


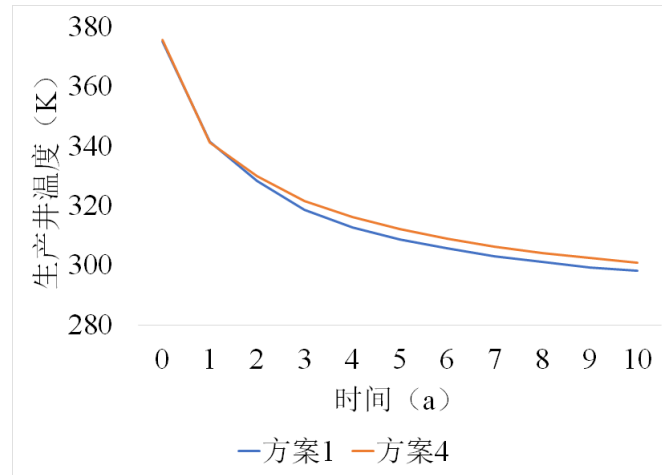
图 5-3 方案 4-6 生产井采热性能对比

Figure 5-3 Comparison of heat recovery performance of production well in Scheme 4-6

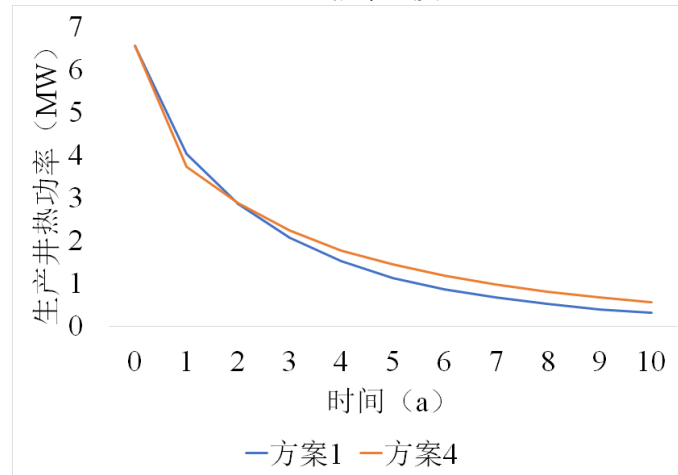
5.2.3 无水力压裂与水力压裂方案对比

方案 1 同方案 4 均为一生产井一注入井布局, 方案 1 无水力压裂依赖自然渗透, 而方案 4 因裂隙网络显著提高热交换速率, 后期温度与热功率下降趋势较缓, 如图 5-4。裂隙扩大了热交换面积, 初期虽加速冷水侵入, 但长期通过分散冷锋分布、延长热储接触时间, 延缓了热突破。方案 2 与方案 5 为一生产井二注入井布局, 图 5-5 表明, 方案 2 前期温度骤降, 而方案 5 降幅稍缓, 后期温度和热功率降幅都显著减缓, 但方案 5 热效率维持能力更强。这种现象是因为前期方案 2 因双注井高压注入驱动冷水沿最小阻力路径突进, 带走大量热量, 而方案 5 拥有裂隙系统, 将大部分注入水导向储层深部, 同期温度降幅减少。后期注入井的均衡分布促使冷流体在储层中形成稳定的对流环流, 热储层外围的热量通过热传导逐步补偿, 使温度和热功率下降速率减缓。方案 3 和方案 6 一生产井三注入井布局, 采热特性变化趋势对比如图 5-6。方案 3 中三个注水井在无裂隙时冷流体扩散受限, 后期温度下降速度较慢。方案 6 因压裂和多注水井协同作用, 冷流体循

环效率最大化，温度下降速率最快，而压裂改造后的方案 6 的热功率维持能力始终优于方案 3。6 个方案采热特性变化趋势对比如图 5-7，综合考虑抽采温度和生热功率两个评价指标，最优方案为方案 5。



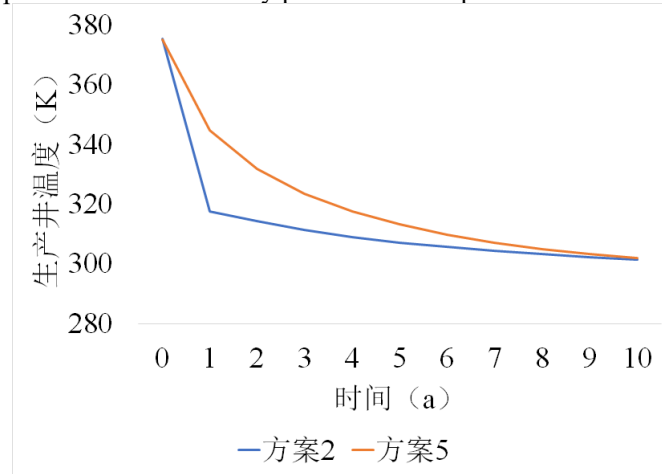
(a) 抽采温度



(b) 生产热功率

图 5-4 方案 1、4 生产井采热性能对比

Figure 5-4 Comparison of heat recovery performance of production well in Schemes 1 and 4



(a) 抽采温度

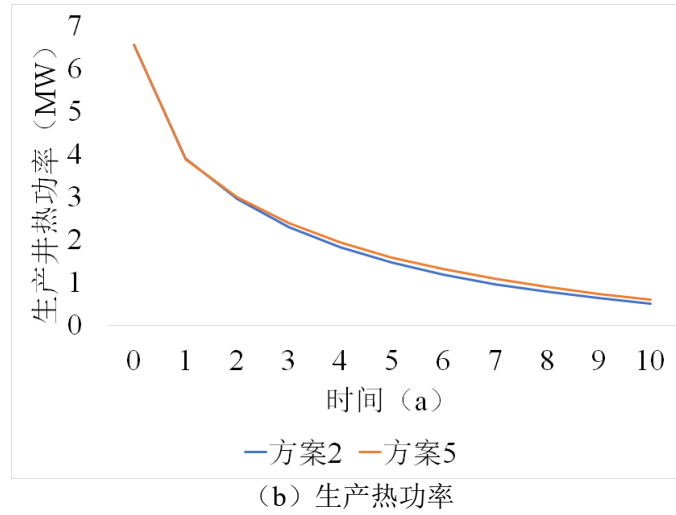


图 5-5 方案 2、5 生产井采热性能对比

Figure 5-5 Comparison of heat recovery performance of production well in Schemes 2 and 5

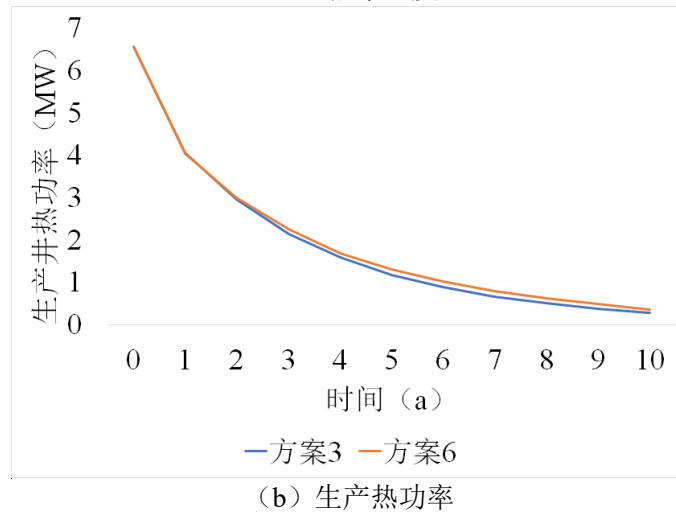
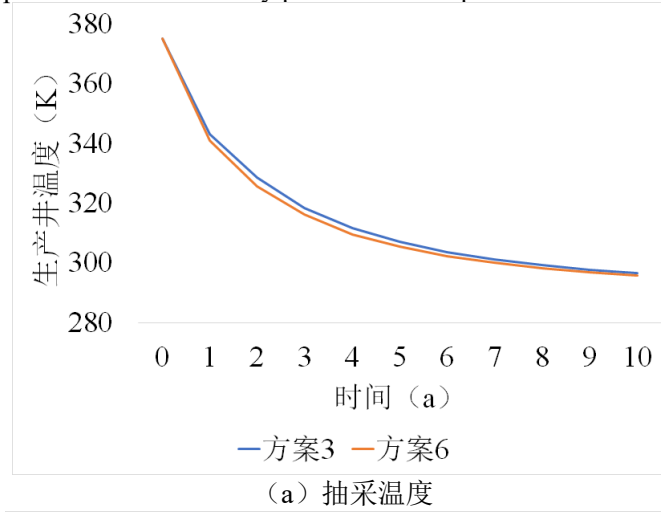


图 5-6 方案 3、6 生产井采热性能对比

Figure 5-6 Comparison of heat recovery performance of production well in Schemes 3 and 6

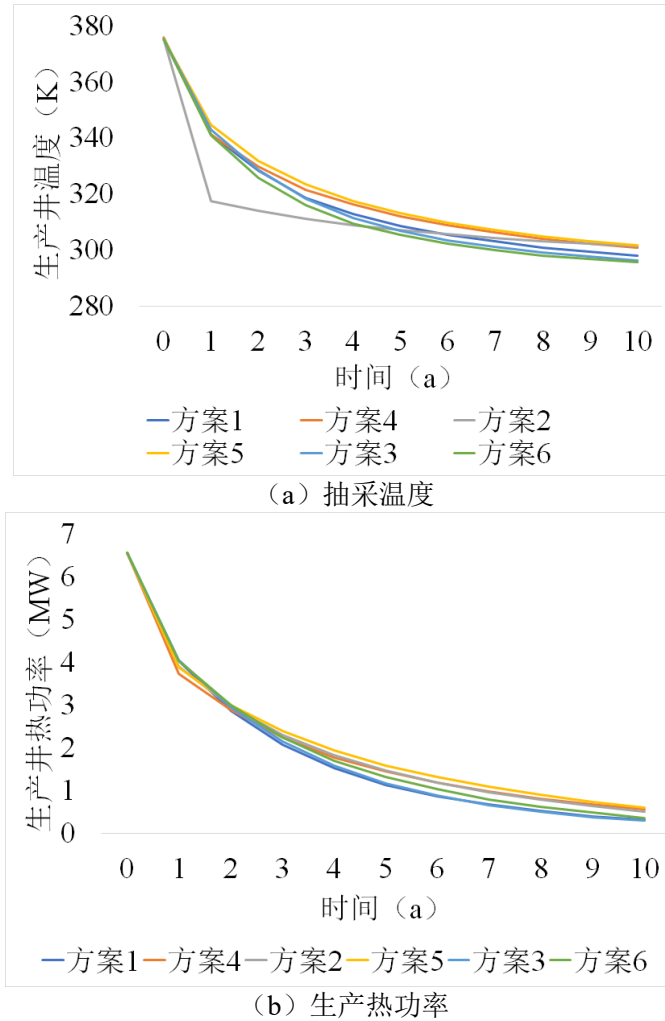


图 5-7 方案 1-6 生产井采热性能对比

Figure 5-7 Comparison of heat recovery performance of production well in Schemes 1-6

5.3 经济性分析 (Economic Analysis)

为全面评估一生产井二注入井压裂方案（方案 5）的可行性，需结合技术优势与经济性分析。本节基于现有文献数据与行业经验，构建经济性分析框架，量化改造成本与预期收益。

5.3.1 油井改造成本分析

油区现存 26 口停用油气井，改造为地热井可大幅降低钻井成本^[78]。参考国内类似项目^[79,80]，相关费用如下：

（1）单井改造费用包括：井筒修复与防腐处理；泵、传感器等井下设备的更新；管道连接、换热器等地面设施的安装。总改造成本为 400 万元/井。

（2）压裂施工费用：按裂缝长度 200m、宽度 0.002m 计算，水力压裂方案需压裂 2 条裂缝，总费用为 540 万元，无水力压裂方案无此费用；材料与运维费用：压裂液、支撑剂及监测设备等约 60 万元。总压裂成本：600 万元。

（3）运营成本：包括电力消耗、设备维护费用和人工成本。设置固定成本

为年初初始投资的 10%，忽略可变成本。

5.3.2 经济性指标评估

根据模拟结果得各方案生产期内平均产热功率：方案 1 的平均热功率为 1.74MW；方案 2 的平均热功率为 1.96MW；方案 3 的平均热功率为 1.78MW；方案 4 的平均热功率为 2.0MW；方案 5 的平均热功率为 2.15MW；方案 6 的平均热功率为 1.83MW。热能价格按工业供热价格 0.1 元/千瓦时计算，年供热时间为 8000 小时。

静态投资回收期： $P_t = \text{初始成本} / \text{年净现金流}$ ；

净现值 NPV：假设项目寿命 10 年，折现率 5%，计算公式如下：

$$NPV = \sum_{t=1}^{20} \frac{R_t - C_{\text{运营}}}{(1+i)^t} - C_0 \quad (5-2)$$

C_0 为初始成本； R_t 为年收益； $C_{\text{运营}}$ 为年运营成本。由计算得各方案收益为表 5-1。

表 5-1 方案 1-6 经济收益
Table 5-1 Economic Benefits of Schemes 1-6

方案	初始成本（万元）	年净现金流（万元）	净现值（万元）	投资回收期（年）
方案 1	800	1312	9331	0.61
方案 2	1200	1448	10073	0.83
方案 3	1600	1264	8160	1.27
方案 4	1400	1460	9874	0.96
方案 5	1800	1540	10091	1.17
方案 6	2200	1244	7406	1.77

综合净现值和投资回收期评价指标，尽管水力压裂一生产井二注入井方案的投资回收期略长于一生产井一注入井方案和无水力压裂一生产井二注入井方案，但长期净现值最高，在经济效益上可作为北大港区油田地热田改造的首选方案。

5.4 本章小结（Summary of This Chapter）

本章针对油区地热田开发中储层特征研究不足、井网优化与储层改造协同缺乏科学指导等问题，依托温度场 - 渗流场耦合模型，系统分析了不同采注井位布局及压裂措施对地热开采效率的影响，形成了适应区域地质特征的开发优化方案。研究基于油区地质概况，明确新近系明化镇组热储层为主要开发层位，其具有埋深浅、易开采、水质优及静态资源量大等优势，但存在早期粗放式开采导致的热储水位下降、回灌率低等问题。通过改造停用油气井与新建高渗区井网，构建了 6 种采灌井布局方案，结合压裂裂隙参数优化，对比分析了不同方案下储层采热特性演化规律。

无水力压裂方案中，方案 1 因单注入井流体循环路径单一，热补给速率低，温度、热功率呈长期线性下降；方案 2 凭借双注入井在前期加速冷流体扩散，后期形成稳定对流环流，热储层外围热量通过热传导逐步补偿，热突破速率显著减缓，最终生产温度、热功率高于其他无水力压裂方案，稳定性最佳；方案 3 因冷流体分布分散，长期易引发局部热短路，热补给效率降低。

水力压裂方案中，裂隙网络虽显著增强渗透性，但不同注水井布局效果差异明显。方案 4 因裂隙连通导致冷流体快速突破，前期采热特性曲线降幅大，后期趋缓；方案 5 分散冷流体流动路径，延缓热突破时间，采热特性曲线整体下降趋势平缓；方案 6 因多方向冷流体注入及裂隙高效循环，热量耗速快，采热特性曲线全程下降速度快。

对比无水力压裂与水力压裂方案，水力压裂的方案 5 在平衡流体运移与热交换效率方面表现更优，既避免了单注水井的补给不足，又规避了多注水井压裂导致的热量过快消耗，总体温度、热功率下降趋势缓和，稳定性强，且该设计能依托现有井网改造降低开发成本，更适应北大港油区“开采强、回灌弱”的现状。

从经济性角度评估，方案 5 虽初始改造成本为 1800 万元（含油井改造、压裂施工及材料运维费用），高于部分无水力压裂或单注水井方案，但基于工业供热价格（0.1 元/千瓦时）及年供热 8000 小时计算，净现值为最高，投资回收期早于方案 2、3 和 6。相较于其他方案，该方案在净现值和长期收益上表现最优。

综上，针对油区地热田开发，推荐采用一生产井二注入井井位布局、水力压裂井开采方案，该方案在提升热开采效率、延缓储层温度下降及降低开发成本等方面具有综合优势，兼具技术可行性与经济合理性，契合油区“开采强、回灌弱”现状下对低成本、高效益开发模式的需求。

6 结论

6 Conclusion

针对地热储层热质传递规律与压裂改造这一提升低渗透储层开采效率的核心问题，以地热储层岩体为研究对象，通过理论分析高温下岩体物理力学性质，利用 COMSOL Multiphysics 构建多场耦合模型进行数值模拟，以及根据北大港油区地热田地质条件和采热特点设计开发优化方案进行工程案例验证的方法，系统探究裂隙 - 多孔介质储层的热质传递规律及压裂改造优化策略，得到结论如下：

(1) 高温下岩体物理力学性质的温度依赖性显著：高温条件下，花岗岩的抗拉强度、杨氏模量呈非线性下降趋势，抗拉强度在 600°C 以下下降速率较缓，超过 600°C 后杨氏模量显著降低、刚度退化明显；泊松比在 25°C 至 600°C 范围内逐渐减小，超过 600°C 后因热损伤引发微裂纹扩展而急剧增加，反映岩体塑性变形能力增强；内聚强度随温度升高持续降低，摩擦角受温度影响较小、整体相对稳定。热特性方面，热膨胀系数在石英相变温度 (573°C) 附近显著突变，相变前因矿物晶格热振动快速上升，相变后因微裂纹产生增幅骤减，呈“先激增后趋缓”特征；比热容与导热系数均随温度升高增长，前者在相变前后增速略有差异，后者表明高温下热传导效率提升，上述参数为储层热力学行为分析提供了基础依据。

(2) 裂隙-多孔介质储层传热传质受裂隙几何形态主导：裂隙非对称分布易形成注入井与生产井间的优势流动路径（偏向连线右侧），高连通性裂隙主导流体迁移方向，流速峰值随运行时间延长强化（第 6 年达峰值），并引发“热短路效应”——短期内提升采热效率，但长期加剧储层非均匀冷却。温度场演化中，低温流体沿裂隙快速推进形成“管道状”冷锋，而岩石基质因低渗透性呈现“锥形”或“扇形”冷却滞后特征，凸显裂隙对热突破的强控制作用及基质传热局限性。

(3) 多参数协同优化是平衡采热效率与储层稳定性的关键：裂隙数量增加可以显著提升渗透率与热交换面积，但存在临界阈值。本模型在 6 条裂隙时形成“裂隙最大渗流密度”，实现最大化热提取效率存在临界阈值，低于阈值时增加裂隙可提升渗透率与热交换面积，超过则因“热短路”和裂隙干扰导致热效率下降；裂隙宽度增大加剧流速非线性增长，窄裂隙（在本文模型中为 0.002m ）因延长热交换时间更适于延缓热突破。水作为工作流体，凭借高比热容与适度流速形成导热 - 对流协同效应，温度降幅偏小，适合长期稳定开采； CO_2 在超临界态下虽导热系数高，但低粘度导致流速快、热交换不足，可提升短期产能但需警惕储层冷化风险。注入流体与储层温差直接影响热提取效率，模型中最佳注入温度为

308K，可平衡热提取速率与系统驱动力；设置模型中井间距为 300m 时，实现了热突破延迟与热损失的最优平衡。

（4）油区地热田开采优化：构建 6 种井网模型，对比不同井网布局，发现在无水力压裂方案中，方案 2 通过双注入井形成稳定对流环流，后期热传导补偿效果显著，热突破速率最慢、稳定性最佳；水力压裂方案中，方案 5 通过分散流动路径延缓热突破，采热特性曲线下降平缓，兼具裂隙增强渗透与多井补给优势。综合所有方案对比发现，一生产井二注入井井位布局、水力压裂方案依托现有井网改造降低成本，既避免单井补给不足，又规避多井压裂的热量过快消耗，在延缓储层温度下降、提升热补给效率与稳定性方面综合效益最优，适配该区“开采强、回灌弱”的开发现状，为油田地热资源可持续利用提供了科学方案。

参考文献

- [1] 国际能源署 (IEA). 2024 年地热能的未来报告 [R]. 巴黎: 国际能源署, 2024.
- [2] Nianqi Li, Li-Yun Fu, Wubing Deng, José M. Carcione, and Jian Yang, (2023), "A thermo-hydro-mechanical model to evaluate the seismic properties of geothermal reservoirs," GEOPHYSICS 88: WB23-WB35.
- [3] 高雪峰, 张延军, 黄奕斌, 等. 花岗岩粗糙单裂隙对流换热特性的数值模拟[J]. 岩土力学, 2020, 41(5): 1761-1769.
- [4] 薛孟. 寒区地热能开采过程热质传递特性研究[D]. 东北石油大学, 2023. 000385.
- [5] Rybach L, Muffler L. Geothermal Systems: Principles and Case Histories[M]. Department of Geology. Peking University translated. Beijing: Geological Press, 1986:144-158.
- [6] 刘江. 太原西温庄中深层地热开发过程多场耦合数值模拟研究[D]. 中国矿业大学, 2021.
- [7] 胡玉坤, 丁静. 多孔介质内部传热传质规律的研究进展[J]. 广东化工, 2006, (11): 44-47.
- [8] Jacob Bear, Corapcioglu M Y. Transport phenomena in porous media[J]. Eos, Transactions American Geophysical Union, 1986, 67(8): 92-9.
- [9] Tietjens O. Fundamentals of hydro- and aeromechanics / based on lectures of L. Prandtl . by O.G. Tietjens ... translated by L. Rosenhead[M]. Dover Publications, 1957.
- [10] Baqer Y, Chen X. A review on reactive transport model and porosity evolution in the porous media[J]. Environmental Science and Pollution Research, 2022, 29(32):47873-47901.
- [11] 谭明哲. 深层热储开采过程传热传质与动态特性分析[D]. 东北石油大学, 2022. 000715.
- [12] 王志国, 李大, 杨文哲, 等. 基于“三箱”方法的油藏多孔介质热流耦合计算模型[J]. 工程热物理学报, 2015, 36(09): 2000-2004.
- [13] 胡黎明, 林丹彤, 张鹏伟, 等. 多孔介质孔隙结构模型及其在渗流分析中的应用[J]. 太原理工大学学报, 2022, 53(03): 360-370.
- [14] 薛东杰, 赵艾博, 刘奎昌, 等. 多孔介质渗透迂曲度理论推导与实验验证[J]. 矿业科学学报, 2021, 6(05): 615-6.
- [15] 王志国, 梁卫, 杨文哲, 等. 基于表征体元的空心型回填多孔结构导热模型[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(25): 11012-11017.
- [16] 周肖. 非均匀多孔介质内流动传热传质孔隙尺度研究[D]. 上海交通大学, 2020.
- [17] Liu G, Pu H, Zhao Z, et al. Coupled thermo-hydro-mechanical modeling on well pairs in heterogeneous porous geothermal reservoirs[J]. Energy, 2019, 171: 631-653.
- [18] Cheng P. Heat Transfer in Geothermal Systems[J]. Advances in Heat Transfer, 1979, 14:1-105.
- [19] Aliyu M, Archer R. A thermo-hydro-mechanical model of a hot dry rock geothermal reservoir[J]. Renewable Energy, 2021, 176: 475-493.

- [20] 张宁. 高温三轴应力下花岗岩蠕变—渗透—热破裂规律与地热开采研究[D]. 太原理工大学, 2013.
- [21] 马子涵, 邢会林, 靳国栋, 等. 基于微地震数据的增强型地热储层参数及采热的数值模拟研究[J]. 水文地质工程地质, 2022, 49(06): 190-199.
- [22] 王志国, 赵子琦, 郑刚, 等. 基于 REV 的保温多孔材料传热“三箱”分析模型[J]. 工程热物理学报, 2021, 42(08): 1950-1957.
- [23] 邸元, 康志江, 代亚非, 等. 复杂多孔介质多重介质模型的表征单元体[J]. 工程力学, 2015, 32(12): 33-39.
- [24] 王志国, 冯艳, 杨文哲, 等. 基于 REV 的孔隙型多孔介质导热分析模型[J]. 化工学报, 2020, 71(S2): 118-126.
- [25] Bear J, Bachmat Y. Introduction to modeling of transport phenomena in porous media[M]. Springer Science & Business Media, 2012.
- [26] 朱云鹏. 保温多孔材料热质传递机理研究[D]. 东北石油大学, 2022.
- [27] 刘伟, 范爱武, 黄晓明著. 多孔介质传热传质理论与应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [28] 王丹丹, 党志伟, 石哲伟, 等. 裂隙分布及井间距对增强型地热系统采热性能的影响[J]. 地球物理学进展, 2024, 39(03): 975-989.
- [29] 唐胜利, 李鹏飞, 姜鹏飞, 等. 关中地区 U 型地热井水平井段高效换热规律数值模拟[J]. 西安科技大学学报, 2020, 40(01): 96-101.
- [30] 董芋双, 王志国, 薛孟, 等. 基于 REV 的干热岩裂隙渗流传热耦合模拟研究[J]. 工程热物理学报, 2023, 44(09): 2340-2346.
- [31] Török A, Török Á (2015) The effect of temperature on the strength of two different granites. Cent Eur Geol 58(4):356–369.
- [32] Barton N. Review of a New Shear Strength Criterion for Rock Joints [J]. Engineering Geology, 1973, 7(4): 287–332.
- [33] Barton N, Choubey V. The Shear Strength of Rock Joints in Theory and Practice [J]. Rock Mechanics Felsmechanik Mecanique des Roches, 1977, 10(1): 1–54.
- [34] Tse R, Cruden D M. Estimating Joint Roughness Coefficients [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1979, 16(5): 303–307.
- [35] Yang Z Y, Lo S, Di C. Reassessing the Joint Roughness Coefficient (JRC) Estimation Using Z2 [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2001, 34(3): 243–251.
- [36] Zhang G C, Karakus M, Tang HM, et al. A New Method Estimating the 2D Joint Roughness Coefficient for Discontinuity Surfaces in Rock Masses [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2014, 72: 191–198.

- [37] ZHAO J, TSO C P. Heat Transfer by Water Flow in Rock Fractures and the Application to Hot Dry Rock Geothermal Systems [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 1993, 30(6): 633–641.
- [38] Barton, N., de Quadros, E.F. Joint aperture and roughness in the prediction of flow and groutability of rock masses[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 1997, 34(3–4): 252-252.
- [39] 王晋丽, 陈喜, 张志才, 康建荣, 高满. 基于离散裂隙网络模型的裂隙水渗流计算[J]. 中国岩溶, 2016, 35(4): 363-371.
- [40] 杜佰松, 朱光有, 刘舒飞, 王业晗, 于炳松, 徐渴鑫等. 浅析影响方解石生长和溶解的动力学因素及机制[J]. 地学前缘, 2023(04): 335-351.
- [41] Su, Y., Zha, M., Jiang, L., Ding, X., Qu, J., Jin, J., Iglauder, S. Pore structure and fluid distribution of tight sandstone by the combined use of SEM, MICP and X-ray micro-CT[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208(Part E): 109241.
- [42] Rutqvist, J., Wu, Y.-S., Tsang, C.-F., Bodvarsson, G. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2002, 39(4): 429-442.
- [43] Nasser MHB, Schubnel A, Young RP (2007) Coupled evolutions of fracture toughness and elastic wave velocities at high crack density in thermally treated 西部 granite. Int J Rock Mech Min Sci 44:601–616.
- [44] Nasser MHB, Tatone BSA, Grasselli G, Young RP (2009) Fracture toughness and fracture roughness interrelationship in thermally treated 西部 granite. Pure Appl Geophys 166:801–822.
- [45] David EC, Brantut N, Schubnel A, Zimmerman RW (2012) Sliding crack model for nonlinearity and hysteresis in the uniaxial stress strain curve of rock. Int J Rock Mech Min Sci 52:9–17.
- [46] Griffiths L, Heap MJ, Baud P, Schmittbuhl J (2017) Quantification of microcrack characteristics and implications for stiffness and strength of granite. Int J Rock Mech Min Sci 100:138–150.
- [47] Bauer SJ, Johnson B (1979) Effects of slow uniform heating on the physical properties of the 西部 and Charcoal granites. In: 20th US symposium on rock mechanics (USRMS). American Rock Mechanics Association.
- [48] 肖鹏, 闫飞飞, 窦斌, 等. 增强型地热系统水平井平行多裂隙换热过程数值模拟[J]. 可再生能源, 2019, 37(07): 1091-1099.

-
- [49] Dwivedi RD, Goel RK, Prasad VVR et al (2008) Thermo-mechanical properties of Indian and other granites. *Int J Rock Mech Min Sci* 45(3): 303–315.
 - [50] Vászrhelyi B (2009) A possible method for estimating the Poisson's rate values of the rock masses. *Acta Geod Geophys Hungarica* 44:313–322.
 - [51] Panji M, Koohsari H, Adampira M et al (2016) Stability analysis of shallow tunnels subjected to eccentric loads by a boundary element method. *J Rock Mech Geotech Eng* 8:480–488.
 - [52] Tian H, Mei G, Zheng MY (2016) Rock properties after high temperatures (in Chinese). China University of Geosciences Press, Wuhan.
 - [53] Hoek E, Brown ET (1997) Practical estimates of rock mass strength. *Int J Rock Mech Min Sci* 34(8):1165–1186.
 - [54] Friedman M, Handin J, Higgs NG et al (1979) Strength and ductility of four dry igneous rocks at low pressures and temperatures to partial melting. In: 20th US symposium on rock mechanics (USRMS). American Rock Mechanics Association, pp 35–50.
 - [55] Xu XL, Gao F, Zhang ZZ (2014) Research on triaxial compression test of granite after high temperatures. *Rock Soil Mech* 35(11): 3177–3183.
 - [56] Ramana YV, Sarma LP (1980) Thermal expansion of a few Indian granitic rocks. *Phys Earth Planet Inter* 22(1): 36–41.
 - [57] Huotari T, Kukkonen I (2004) Thermal expansion properties of rocks: literature survey and estimation of thermal expansion coefficient for Olkiluoto mica gneiss. Posiva Oy, Olkiluoto, Working Report 4.
 - [58] Van der Molen I (1981) The shift of the α - β transition temperature of quartz associated with the thermal expansion of granite at high pressure. *Tectonophysics* 73(4): 323–342.
 - [59] Hartlieb P, Toif M, Kuchar F et al (2015) Thermo-physical properties of selected hard rocks and their relation to microwave-assisted comminution. *Miner Eng*.
 - [60] Cooper HW, Simmons G (1977) The effect of cracks on the thermal expansion of rocks. *Earth Planet Sci Lett* 36(3): 404–412.
 - [61] Polyakova IG (2014) The main silica phases and some of their properties. *Glass Sel Prop Cryst*.
 - [62] Heuze FE (1983) High-temperature mechanical, physical and thermal properties of granitic rocks—a review. *Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstr* 20(1): 3–10.
 - [63] Chayé d'Albissin M, Sirieys P (1989) Thermal deformability of rocks: relation to rock structure. In: Maury and Fourmaintraux (eds) *Rock at great depth*. Balkema, Rotterdam, pp 363–370.
 - [64] Lindroth DP, Krawza WG (1971) Heat content and specific heat of six rock types at temperatures to 1000 °C. Rep. Invest.-US, Bureau of Mines (United States), p 7503.

- [65] Romine WL, Whittington AG, Nabelek PI et al (2012) Thermal diffusivity of rhyolitic glasses and melts: effects of temperature, crystals and dissolved water. *Bull Volcanol* 74(10):2273–2287.
- [66] Wen H, Lu JH, Xiao Y et al (2015) Temperature dependence of thermal conductivity, diffusion and specific heat capacity for coal and rocks from coalfield. *Thermochim Acta* 619:41–47.
- [67] Žák J, Vyhnálek B, Kabele P (2006) Is there a relationship between magmatic fabrics and brittle fractures in plutons?: a view based on structural analysis, anisotropy of magnetic susceptibility and thermo-mechanical modelling of the Tanvald pluton (Bohemian Massif). *Phys Earth Planet Inter* 157(3–4):286–310.
- [68] Kumari WGP, Ranjith PG, Perera MSA et al (2017a) Temperature dependent mechanical behaviour of Australian Strathbogie granite with different cooling treatments. *Eng Geol* 229:31–44.
- [69] Kumari WGP, Ranjith PG, Perera MSA et al (2017b) Mechanical behaviour of Australian Strathbogie granite under in situ stress and temperature conditions: an application to geothermal energy extraction. *Geothermics* 65:44–59.
- [70] Yang SQ, Ranjith PG, Jing HW et al (2017) An experimental investigation on thermal damage and failure mechanical behavior of granite after exposure to different high temperature treatments. *Geothermics* 65:180–197.
- [71] Shao S, Ranjith PG, Wasantha PLP et al (2015) Experimental and numerical studies on the mechanical behaviour of Australian Strathbogie granite at high temperatures: an application to geothermal energy. *Geothermics* 54:96–108.
- [72] Chen YL, Wang SR, Ni J et al (2017) An experimental study of the mechanical properties of granite after high temperature exposure based on mineral characteristics. *Eng Geol* 220:234–242.
- [73] 刘德民, 张昌生, 陆婉玲, 等. 汾渭地堑中、深层地热资源富集背景与形成机制[J]. *地学前缘*, 2025, 32(01): 367-379.
- [74] 杨晓鹏. 关中盆地地热对井采灌系统模拟优化研究[D]. 长安大学, 2023.
- [75] 赵星, 王贵文, 李亚锋, 等. 柴达木盆地英雄岭页岩油储层天然裂缝发育特征与测井识别[J]. *天然气地球科学*, 2025, 36(04): 713-733.
- [76] Hu J, Su Z, Wu N et al (2014) Analysis of thermal flow coupled water rock temperature field in enhanced geothermal systems. *Prog Geophys* 29(03): 1391–1398.
- [77] 黄显星. 采灌均衡条件下深部水热型热储多场耦合效应模拟研究[D]. 中国石油大学(北京), 2021.

- [78] 甄华, 徐长为, 许贺永. 大港油田北大港油区地热资源的综合利用[J]. 煤气与热力, 2011, 31(10): 1-4.
- [79] 陈广仁, 周俊一, 阮长悦, 等. 页岩气单井成本效益浅析[J]. 城市燃气, 2013, (11): 32-37.
- [80] 曹晓燕. 单井修井成本定额研究[J]. 科技创新导报, 2010, (21): 111.

翻译部分

英文原文

Numerical simulation of multi-field coupling in geothermal reservoir heat extraction of enhanced geothermal systems

Zhi Zeng , Weijun Shen , Mingcang Wang , Zhiyu Li , Xiangyang Wang , Jianghui Ding

Abstract: The coupled analysis of multi-field heat and mass transfer in geothermal reservoirs is a pivotal concern within the realm of geothermal rock exploitation. It holds significant implications for the assessment of thermal energy capacity and the formulation of reservoir optimization strategies in the context of geothermal rock resources. Parameters governing production, along with fracture network characteristics (such as injection well temperature, injection well pressure, fracture width, and fracture network density), exert an influence on enhanced geothermal systems (EGS) heat production. In this study, aiming to comprehend the dynamic heat generation of EGS during prolonged exploitation, a coupling of various fields including permeation within the rock formations of geothermal reservoirs and the deformation of these rocks was achieved. In this study, we formulated the governing equations for the temperature field, stress field, and permeability field within the geothermal reservoir rock. Subsequently, we conducted numerical simulations to investigate the heat transfer process in an enhanced geothermal system. We analyzed the effects of injection well temperature, injection well pressure, primary fracture width, and secondary fracture density on the temperature distribution within the reservoir and the thermal power output of the production well. The research findings underscore that ill-conceived exploitation schemes markedly accelerate the thermal breakthrough rate of production wells, resulting in a diminished rate of geothermal resource extraction from the geothermal reservoir rock. Variations in influent well temperature and secondary fracture density exhibit an approximately linear impact on the output from production wells. Crucially, injection well pressure and primary fracture width emerge as pivotal factors influencing reservoir output response, with excessive widening of primary fractures leading to premature thermal breakthrough in production wells.

Key words: Dry heat rock; Multi-field coupled; Seepage flow heat transfer; Crack width; Reservoir optimization

Introduction

The application of fossil fuels has brought about the Industrial Revolution and has provided humanity with tremendous developmental impetus over the past few centuries. In the current global environment, energy demand is steadily on the rise. Energy diversification not only offers a broader range of energy choices to cater to the specific needs of different regions and countries but also enhances the stability of energy supply. By reducing reliance on a single energy source, it mitigates the risk of supply disruptions. Geothermal energy, as a stable, widely distributed, and pollution-free clean energy source, has garnered attention from many nations. Hot dry rock refers to high-temperature rock formations buried deep underground with low porosity and permeability (Li et al. 2020). The heat stored within them requires artificial modification through the creation of enhanced geothermal systems (EGS) for extraction (Baujard et al. 2021). The transformation of the reservoir is an irreversible process, necessitating the simulation of the overall production dynamics of the reservoir. This allows for the exploration of the impact of key production parameters on the reservoir's dynamic behavior, thereby providing a basis for the formulation of production schemes. EGS research has been conducted for more than 30 years, but in the past it was limited to countries such as the US, the UK, Japan, France, Germany, Switzerland, and Australia (Genter et al. 2003; Zhu et al. 2019; Leon and Kumar 2008; Karastathis et al. 2011). The abundance of dry heat rock resources has attracted the attention of many scholars. Modeling and experimental studies on EGS have developed rapidly. The issue of the EGS presents a classic example of a multi-domain multiphysics coupling challenge. Within the framework of the EGS consisting of the injection wells, production wells, porous reservoirs, and surrounding impermeable rock formations, different domains adhere to distinct governing equations. Nonetheless, physically valid connectivity conditions must be met at the interfaces of these domains. Concurrently, in the simulation of EGS, the temperature field and permeation field necessitate coupled solutions, occasionally entailing joint solutions involving solid deformation and component transport. Gringarten et al. (1975) presented a theory for heat extraction from a fractured hot dry rock based on the assumption of the infinite and uniform apertures of parallel vertical fractures. Cold water enters through the bottom of each fracture, and the heat conductivity transfers from the hot rock to the fractured rock via the water flow. Their solution could be used in determining the water temperature and the ratio of the amount of heat extracted by means of the water flow within the fractures. Ashena et al. (2023) investigate the effect of a change in the thermal conductivity on the net heat energy, the net power, and the coefficient of performance (COP), at different circulation rates. Zhou and Hou (2013) proposed a numerical model describing hydraulic fracturing process for simulating the dynamic fracture expansion process and the fracture fluid momentum and mass exchange between the fracture fluid and the pore fluid. In dry-thermal rock reservoirs, the interactions between temperature, pressure, and percolating bodies are very complex. Bower and Zyvoloski (1997) developed a numerical model of heat-water coupling in fractured rock. Shaik et al. (2011)

proposed a multi-physical field porous medium THM coupled microscopic continuous medium method based on mass conservation, momentum conservation, and energy conservation equations with two field system engineering experiments and established a three-dimensional model while implementing parallel computation for the model. Jiang et al. (2013, 2014), as well as Chen and Jiang (2015), conducted numerical simulations of the permeation and heat transfer processes in EGS based on the Brinkman equation. They considered the impact of permeability and thermal imbalances between the surrounding rock and pore fluids on the lifespan of EGS. Subsequently, Cao et al. (2016) explored various geothermal well layouts and the relationship between injected water flow rate, heat extraction efficiency, EGS lifespan under the influence of structural stresses. Saeid et al. (2015) performed coupled simulations of low-temperature geothermal systems in one and two dimensions, considering different regimes of laminar and turbulent thermal conductivity. By comparing various parameters, they derived a quantitative relationship indicating that the lifespan of a geothermal field depends on porosity, flow rate, well spacing, reservoir temperature, and injected water temperature. However, the systematic study of how parameters related to injection wells and fracture width impact EGS heat production remains unexplored. Furthermore, the alterations in fluid properties occurring due to temperature changes within the geothermal rock reservoir have not been thoroughly considered. Therefore, it is imperative to comprehend the influence of parameters like injection well characteristics, fracture width, and fluid properties on the reservoir and production aspects. This understanding is crucial for optimizing the heat production capacity of EGS. The output response of an EGS is jointly governed by the stress field, temperature field, and fracture permeation field within the matrix rock blocks. In this study, we integrated the coupling relationships between the fluid medium in the EGS, the permeability of fractures, and the reservoir rock. This integration led to the establishment of mathematical models for the stress field, temperature field, and permeation field within the EGS. Initially, we analyzed the dynamic characteristics of the temperature field during prolonged exploitation of the EGS. Subsequently, we conducted a comprehensive study and discussion on the impact of reservoir properties such as injection well temperature, injection well pressure, primary fracture width, and secondary fracture density, as well as other production parameters. The results of these efforts provide a deeper understanding of the dynamic nature of the reservoir temperature field and how the properties of the

reservoir and production parameters collectively influence heat production in the EGS.

Coupled control equations for dry heat rock mining

Basic assumptions

An EGS is complex and can be simplified into a model composed of matrix rock mass and fracture system. The phase change of water caused by temperature is ignored, and the reservoir is a single-phase water-saturated reservoir. In the context of heat transfer in the model, only the heat transfer between the matrix rock and the fluid as well as the variation in the temperature field within the matrix rock, has been considered. Temperature changes resulting from other factors have not been taken into account. In this study, the water flow in the fracture system is assumed to be laminar, in accordance with Darcy's law, and the deformation of both the matrix rock mass and the fracture system is small (Pruess and Narasimhan 1985).

Control equations of the coupled model

For the EGS, the equations for the displacement and stress fields of the rock can be expressed as follows (Sun et al. 2016):

$$\mu u_{i,j} + (\mu + \lambda) u_{j,i,j} - \alpha_B p_{,j} - \beta_T T_{s,i} + F_i = 0$$

$$\lambda = \frac{Ev}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)} = \frac{E}{2(1 + \nu)}$$

$$\beta_T = \alpha_T E / (1 - 2\nu) \beta$$

where u is the displacement [m]; and are the Lamé constants [Pa], respectively; T is the thermal expansion coefficient of the bedrock [K⁻¹]; B is the Biot coupling coefficient; ij is the tensor of the stress in the bedrock [Pa]; T_s is the temperature field of the bedrock [K]; and F_i is the physical force acting in the bedrock [N]. Considering the deformation of cracks, the controlling equation for the deformation generated by the interaction between the cracks and the rock mass can be expressed as follows:

$$u_n = \frac{\sigma'_n}{k_n}, u_s = \sigma'_s / k_s$$

$$\sigma'_n = \sigma_n - p, \sigma'_s = \sigma_s$$

where u_n is the normal displacement of the crack [m]; u_s is the tangential displacement of the crack [m]; k_n and k_s are the normal and tangential stiffness of the crack [Pa/m], respectively; and n and s are the normal and tangential effective stresses at the boundary of the crack [Pa/m]. Considering the porous seepage flow of

matrix rocks with low permeability, the governing equation of seepage flow can be expressed as follows (Tenma et al. 2008):

$$s \frac{\partial P}{\partial t} + \nabla u = \frac{\partial e}{\partial t}$$

$$u = \frac{k}{\eta} (\nabla P + \rho g \nabla z)$$

where S is the water storage coefficient of the matrix [Pa⁻¹]; t is time, s ; s is the permeability of the matrix [m²]; e is the volume strain of the matrix mass; η is the dynamic viscosity of the seepage medium [Pa·s]; and Q is the source-sink term of the seepage [kg/(m²·s)]. Consider the temperature field of the matrix of the EGS, the control equation can be expressed as follows:

$$C_s \rho_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = \lambda_s \nabla^2 T_s + w$$

where c_s is the specific heat capacity of the matrix rock mass [J/(kg·K)]; s is the density of the matrix rock mass [kg/m³]; W is the external heat source term [W]; and λ_s is the heat transfer coefficient of the matrix rock mass [W/(m·K)]. Considering the fluid seepage within the fracture, the controlling equation can be expressed as follows (Ma et al. 2023):

$$d_f S_f \frac{\partial P}{\partial t} + \nabla_\tau \left(-d_f \frac{k_f}{\partial \eta} \nabla P \right) = -d_f \frac{\partial e_f}{\partial t} + Q_f$$

where f is the permeability of the fracture in the enhanced geothermal system [m²]; Q_f is the flow exchange between the fracture face and the matrix rock [kg/(m²·s)]; d_f is the width of the fracture [m]; s_f is the water storage coefficient of the fracture [Pa⁻¹]; and n is the normal direction of the fracture boundary. Considering the heat field of the fluid itself in the fracture, the governing equation can be expressed as follows (Sun et al. 2017):

$$d_f \rho_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + d_f \rho_f C_f u_f \nabla_\tau T_f = d_f \nabla_\tau (\lambda_f \nabla_\tau T_f) + W_f$$

where c_f is the specific heat capacity of the fluid medium [J/(kg·K)]; u_f is the flow velocity of the fluid flowing along the fracture [m/s]; f is the density of the fluid flowing in the fracture [kg/m³]; T_f is the temperature of the fluid in the fracture [K]; λ_f is the coefficient of heat conduction of the fluid in the fracture [W/(m·K)]; and W_f is the heat conducted at the fracture boundary through the matrix rock boundary to the fluid flowing in the fracture [W]. For the W_f term on the right side of the equation, it is assumed that the heat exchange between the fluid in the fracture and the matrix

rock boundary obeys Newton's law of cooling, and the heat exchange between the fluid medium in the fracture and the matrix rock boundary can be calculated by the convective heat transfer coefficient. When the temperature of the fluid medium in the fracture differs from the temperature between the matrix rock boundary, the heat absorbed by the fluid medium in the fracture from the matrix rock on a unit area can be expressed as follows (Li et al. 2015):

$$W_f = h(T_s - T_f)$$

where h is the heat transfer coefficient between media [$W/(m^2 \cdot K)$].

Coupling relationship between physical fields

Coupling between seepage and stress at the boundary surface of fracture and matrix rocks

Geothermal exploitation system is an organic system, and there are joint effects of temperature field, seepage field, and stress field among rock mass and cracks and the action mechanism among temperature field, seepage field, and stress field (Zhou et al. 1998; Li et al. 2023). In an EGS, the heat exchange at the boundaries of fractures affects the temperature distribution within the reservoir rock. The coupling relationship between the temperature field and the stress field can alter the properties of the fracture network. As the primary flow pathways in the fluid medium, changes in the fracture network can impact its permeability, which is crucial for the coupled behavior between stress and flow fields in enhanced geothermal systems. To study the coupling characteristics of this system, Louis (1974) conducted experiments investigating the relationship between flow and stress in a rock mass containing a single fracture. He proposed an empirical exponential formula to explain the behavior of this coupled system:

$$k_f = k_0 \exp(-a\sigma'_n)$$

where k_0 is the permeability coefficient of the fracture at $\sigma'_n=0$ [m^2]; k_f is the permeability coefficient of the fracture in the matrix rock [m^2]; a is the influence

coefficient [1], and the magnitude of this coefficient is related to the state of existence of the fracture in the matrix rock.

Changes in fluid media properties

In EGS, the properties of the fluid also undergo changes as the fluid temperature varies within the fractures. The variation in fluid temperature has a significant impact on the viscosity of the fluid. The relationships between water viscosity, water density, specific heat capacity, and thermal conductivity of water with respect to temperature are expressed by the following formulas (Qu et al. 2017; Shen et al. 2022):

$$\mu_w(T) \begin{cases} 1.38 - 0.028T + 1.36 \times 10^{-4}T^2 - 4.64 \times 10^{-7}T^3 + 8.90 \times 10^{-10}T^4 \\ -9.08 \times 10^{-13}T^5T^3 + 3.84 \times 10^{-16}T^6, 273 < T \leq 413 \\ 0.004 - 2.11 \times 10^{-5}T + 3.68 \times 10^{-8}T^2 - 2.40 \times 10^{-11}T^3, 413 < T \leq 533 \end{cases}$$

$$\rho_w(T) = 838.47 + 1.40T - 0.003T^2 + 3.72 \times 10^{-7}T^3$$

$$C_{pw}(T) = 12010.15 - 80.41T + 0.31T^2 - 5.38 \times 10^{-4}T^3 + 3.62 \times 10^{-7}T^4$$

$$\lambda_w(T) = -0.869 + 0.009T - 1.58 \times 10^{-5}T^2 + 7.98 \times 10^{-9}T^3$$

Numerical model solving and validation

Computational models

Figure 1 illustrates the EGS wellbore and fracture network model. In the diagram, "I" is the injection well, "P" is the production well, and the two horizontal fractures connected with the injection well and the production well are the main fractures of the reservoir. Secondary cracks are a group of vertical cracks that connect two horizontal main cracks. The physical parameters of the dry rock model are presented in Table 1. (Xiao et al. 2019).

Model solving methods

Based on the aforementioned coupled model, along with the initial and boundary conditions of the EGS rock mass, it is possible to solve for the temperature field, flow field, and stress field of the fractures and matrix rock mass.

In this study, the numerical solution of the coupled model for the EGS is achieved using COMSOL Multiphysics. The governing equations of the various physical fields are combined and solved together, allowing for the computation of relevant numerical values for each field. For simulating fractures in the enhanced geothermal system, it is common to employ thin-layer elements (Leung and Zimmerman 2012), which have a certain thickness. However, in the case of EGS, the calculation domain is large and the fracture network within it is extensive and complex. Each thin-layer fracture would generate a large number of grids, leading to an excessively large grid count that hinders the computation of final results. Another approach is to transform the thin-layer fracture elements typically used in simulations into one-dimensional line elements without thickness for computation (Chen et al. 2014). The difference in results is not significant under the same parameters (Qu et al. 2019; Li et al. 2015), and the use of line elements simplifies the grid when performing finite element simulation and computation. The model shown in Fig. 1 is simplified to a two-dimensional model as depicted in Fig. 2, for simulation and analysis. For the two-dimensional model of the EGS under the condition of one-dimensional line elements, the stress field, temperature field, and flow field of the system are imported into COMSOL Multiphysics for solution.

Model coupling verification

This study employs COMSOL Multiphysics to solve the THM coupling model. In order to validate the effectiveness and computational accuracy of the model, two case studies are chosen for validation in this work. Ghassemi and Zhang (2004) investigated the variations in temperature, pressure, and stress near a circular wellbore after a sudden temperature drop. Utilizing identical physical parameters, a comparative analysis between their findings and the results obtained from modeling and computation in COMSOL Multiphysics is presented in Fig. 3, for reference. Lauwerier (1955) gave an analytical solution for the variation of fracture water temperature with time in the study of heat transfer in oil reservoirs.

After a certain time t , the temperature of the water in the fracture is distributed along the x -axis as follows:

$$T(x, t) = T_0 + (T_{in} - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{\frac{\lambda_s x}{\rho_w C_w d_f}}{2 \sqrt{\frac{\lambda_s}{\rho_s C_s u_f (u_f t - x)}}} \right) U \left(t - \frac{x}{u_f} \right)$$

where erfc is the residual error function; U is the unit step function; and u_f is the fluid flow rate in the fracture, m/s. The THM coupling model of a single fracture was solved using COMSOL Multiphysics, and the results were compared with the analytical solution, as depicted in Fig. 4. The numerical solution closely aligns with the analytical solution. By contrasting the numerical simulation with the analytical solution, it becomes evident that the mathematical model and solution approach presented in this paper are in concordance with theoretical analytical expectations. This underscores the feasibility of the mathematical model and computational methodology proposed in this study.

Results and discussion

Evolutionary characteristics of the temperature field

Currently, the geothermal recovery rate γ of a geothermal reservoir is commonly used to evaluate the geothermal recovery performance of an enhanced geothermal system, and γ is calculated as follows:

$$\gamma = \frac{(T_{avg(init)} - T_{avg(t)}) C_s \rho_s V_s}{C_s \rho_s V_s} \times 100\%$$

where $T_{avg}(init)$ is the initial average temperature of the rock [K]; $T_{avg}(t)$ is the average temperature of the rock at moment t [K]; and V_s is the volume of the rock [m³]. The variation of the temperature field of dry thermal rocks under different time conditions obtained by COMSOL Multiphysics is shown in Fig. 5. From the result of Fig. 5, it can be seen that the temperature field of the rock mass near the production wells maintains a stable value for a long time during the first

years of the mining process. After a long time of mining, the low-temperature region of the matrix rock expands, the temperature increase of the fluid during the flow of the fracture network slows down, and the low - temperature region gradually spreads along the fluid flow side. After about 50 years of mining, the low-temperature region spreads near the production wells, thermal breakthrough occurs in the production wells, the temperature of the production wells decreases rapidly, and the thermal power of the production wells decreases sharply.

Effect of the injection well temperature

To study the effect of the inlet temperature on the production well output, the temperature of the production well and the variation of the thermal power of the production well were obtained by taking increments of 15 °C at a time at pressure of 20 MPa (2900 psi) and an initial inlet temperature of 20 °C, and the variation trends are shown in Figs. 6 and 7. From the results in Figs. 6 and 7, it can be seen that the variation trends at different temperatures do not vary much over the 30-year stable mining period. The effect of temperature on the variation of thermal power varies roughly linearly, which is consistent with the analysis under Eq. (17) for the variation of fracture water temperature. High-temperature fluids from producing wells can be injected directly into injection wells without cooling treatment after power generation or other reuse.

Effect of the injection well pressure

The injection well pressure significantly affects the fluid flow rate in the fracture network, and Fan et al. (2018) established an analytical model considering the heat-fluid–solid coupling dry-thermal rock reservoir based on the discrete fracture network model to analyze the effect of injection volume on the temperature of the discrete fracture network. With the increase of injection volume, the temperature at the fracture exit end changes rapidly at the early stage and slows down at the later stage. Meanwhile, the thermal breakthrough at the exit end of the production well becomes earlier and earlier with the increase of injection volume.

the temperature at the fracture exit end changes rapidly at the early stage and slows down at the later stage. Meanwhile, the thermal breakthrough at the exit end of the production well becomes earlier and earlier with the increase of injection volume. In order to study the effect of injection well pressure on production well output, the variation of temperature and thermal power of the outlet well were obtained by increasing the inlet pressure by 4 MPa (5800 psi) for each calculation starting from 10 MPa (1450 psi) under the condition that the injection well temperature was 60 °C and the production well pressure was 6 MPa (8700 psi). The variation of temperature and thermal heat extraction rate at different pressures are shown in Figs. 8 and 9. From the results in Figs. 8 and 9, it can be seen that as the pressure increases, the temperature decreases at an accelerated rate after about 15 years of stable extraction, and the higher the pressure, the faster the rate of decrease. The effect of increasing pressure on the production heat power of the producing wells is mainly concentrated in the first 25 years of exploitation, and increasing the pressure affects the flow rate of the fluid in the fracture and the change of the heat field. Compared to the relatively stable heat power variation at 22 MPa (3191 psi), further increasing the pressure leads to an accelerated decline in heat power after 25 years of exploitation. Raising the injection well pressure results in a sharp initial increase in heat power from the production well, yet boosting the pressure at the injection well predominantly impacts the initial phase of heat production. Moreover, increasing the pressure causes the injected well fluid to permeate into more distant zones, concurrently expediting the thermal breakthrough process.

Effect of the width of the main crack

The main fracture is connected to the injection well and the outlet well. As the main circulation channel for fluid media, the width of the main fracture has a large impact on the temperature field distribution of the entire enhanced geothermal system. A smaller fracture width will cause the fluid medium percolation process in the main fracture to slow down, which will inject insufficient thermal energy extraction from

the matrix rock at the end of the well. A larger fracture width will make the fluid flow faster and flow too quickly from the injection well to the end of the main fracture the fluid medium does not fully exchange heat with the matrix rock body near the injection well area, the temperature of the matrix rock body near the production well drops faster, and the thermal breakthrough of the production well is advanced (Hu et al 2014). In order to study the effect of the width of the main fracture, the width of the secondary fracture was taken to be 0.0001 m, and the change in the width of the main fracture was calculated by taking increments of 0.0002 m each time starting from 0.0001 m, and the temperature field at each width and the change in the thermal power of the production well were obtained as shown in Figs. 10 and 11. From the results in Figs. 10 and 11, it can be seen that the variation of the width of the main fracture has a similar effect on the variation of the production thermal power as the variation of the pressure on the thermal power. As the width of the fracture increases, the flow rate of fluid medium along the main fracture becomes faster and the thermal power of the production well shows an upward trend. After the stable exploitation period of 20–25 years, the curve of the production thermal power is staggered compared to the fracture with smaller width due to thermal breakthrough, at which time the temperature of the output well of the fracture with larger width decreases faster and the production thermal power is less than that of the fracture with smaller width.

Effect of the paracrack density

In the process of dry-thermal rock extraction, two main fractures established by hand are then artificially hydraulically fractured to form a secondary fracture channel connecting the two main fractures, which together with the secondary fractures form the fracture network of the enhanced geo thermal system. The degree of controlled fracturing affects the density of the secondary fractures, and the change in the density of the secondary fractures affects the connectivity between the injection wells and the output wells on the one hand, and on the other hand, the increase in the density of the secondary fractures leads to a more uniform distribution of the secondary fractures in the matrix rock, which results in a more adequate heat exchange between the fluid and the matrix rock and reduces the rate of thermal breakthrough in the production wells to a certain extent. The variation

of the temperature of the water outlet well, the thermal power of the production well, and the geothermal extraction rate in the dry heat rock area obtained by varying the number of secondary fractures in the extraction area with a primary fracture width of 0.0005 m and a secondary fracture width of 0.0001 m are shown in Figs. 12 and 13. From the results in Figs. 12 and 13, it can be seen that there is not much fluctuation in the mining power when the analysis of fracture density is performed at a pressure of 14 MPa (2030 psi). The density of fractures primarily impacts the connectivity between the injection and production wells within the geothermal rock, resulting in a larger contact area between the fluid medium and the geothermal reservoir. Starting from six secondary fractures, further increasing the density of secondary fractures diminishes its effect on the reservoir's heat power. In the context of geothermal rock reservoir, there exists a marginal impact with increasing fracture density, and a higher number of fractures lead to greater hydraulic fracturing difficulty. When devising extraction strategies, it is essential to consider the combined influence of hydraulic fracturing complexity and fracture density, aiming for an optimal balance.

Summary and conclusions

In this study, a mathematical model for the stress field, temperature field, and permeability field of an enhanced geothermal system (EGS) was established based on the coupling relationship between fluid medium, fracture permeability, and reservoir rocks. Full coupling simulations were conducted using COMSOL Multiphysics to investigate the impact of injection well temperature, injection well pressure, main fracture width, and secondary fracture density on the distribution of reservoir temperature field and the thermal–electric output of production wells. The key conclusions drawn from these studies are as follows:

(1) In an enhanced geothermal system, as the production process progresses, the low-temperature area starts to expand from the injection well and causes thermal breakthrough, and the temperature of the production well drops

significantly. The rate of heat breakthrough in producing well is related to the distance between injection well and producing well.

(2) The impact of temperature decrease on the temperature and thermal power output of production wells generally follows a linear trend. As for the injection well pressure, its effect on the output temperature and thermal power of production wells is substantial. With an increase in injection well pressure, the overall thermal breakthrough speed of the system experiences significant changes. Around the threshold of 22 MPa, higher injection well pressures lead to a notable acceleration in the thermal breakthrough speed.

(3) The influence of fracture width on this system and pressure appears to follow similar patterns. Excessive fracture width accelerates thermal breakthrough. As for the variation in output from the geothermal rock reservoir under different secondary fracture densities, increasing fracture density has a substantial impact on output wells when the fracture density itself is relatively low. However, as the number of fractures increases, the impact of increasing fracture density on the thermal power output of production wells stabilizes.

中文译文

增强型地热系统地热储层热提取的多场耦合数值模拟

Zhi Zeng , Weijun Shen , Mingcang Wang , Zhiyu Li , Xiangyang Wang , Jianghui Ding

摘要: 地热储层多场传热传质的耦合分析是地热岩石开采领域的关键问题。它对地热岩石资源背景下的热能容量评估和储层优化策略的制定具有重要意义。控制生产的参数和压裂网络特征（例如注入井温度、注入井压力、裂缝宽度和裂缝网络密度）对增强型地热系统（EGS）的产热产生影响。本研究目的在于了解 EGS 在长时间开采过程中的动态产热，实现了包括地热储层岩层内渗透和这些岩石变形在内的各个领域的耦合。在本研究中，我们制定了地热储层岩石内温度场、应力场和渗透率场的控制方程。随后，我们进行了数值模拟探讨增强型地热系统中的传热过程。我们分析了注入井温度、注入井压力、原生裂缝宽度和次生裂缝密度对储层内温度分布和生产井热输出的影响。研究结果强调，考虑不周的开采方案显著加快了生产井的热突破速率，导致地热储层岩石地热资源开采速率降低。进水井温度和次生压裂密度的变化对生产井的产量表现出近似线性的影响。至关重要的是，注入井压力和原生裂缝宽度成为影响储层产量的关键因素，原生裂缝的过度拓宽导致生产井过早地出现热突破。

关键词: 干热岩;多场耦合;渗流传热;裂缝宽度;储层优化

符号列表:

拉丁字母:

C_f 流体介质的比热容, J/($\text{kg}\cdot\text{K}$)

C_s 基体岩体的比热容 J/($\text{kg}\cdot\text{K}$)

d_f 裂缝宽度, m

e 基体质量的体积应变, 1

F_i : 作用在基岩中的物理力, N

h 介质之间的传热系数, W/($\text{m}^2\cdot\text{K}$)

k_0 : $\sigma_n' = 0$ 时裂缝的渗透系数, m^2

k_f 基质岩中裂缝的渗透系数, m^2

K_n 裂缝的法向刚度, Pa/m

K_s 裂缝的切向刚度, Pa/m

Q 渗流的源汇项, $\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{s})$

Q_f 裂缝面与基质岩之间的流动交换, $\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{s})$

S_f 裂缝的蓄水系数, Pa^{-1}

S_t 基体的储水系数, Pa^{-1}

$T_{\text{avg (init)}}$ 岩石的初始平均温度, K

$T_{\text{avg (t)}}$ 岩石在时刻 t 的平均温度, K

T_f 裂缝中流体的温度, K

T_s 基岩的温度场, K

u 位移, m

u_f 沿压裂流动的流体流速, m/s

u_n 裂纹的法向位移, m

u_s 裂纹的切向位移, m

V_s 岩石的体积, m^3

W 外部热源项, W

W_f 在裂隙边界处传导的热量通过基质岩石边界传导到裂隙中流动的流体, W

希腊字母:

α 影响系数, 1	λ_f 裂隙中流体的热传导系数, $W/(m \cdot K)$
α_T 基岩的热膨胀系数, K^{-1}	v 跛线常数, Pa
α_B Biot 耦合系数, 1	ρ_s 基体岩体的密度, kg/m^3
η 渗流介质的动态粘度, $Pa \cdot s$	ρ_f 裂隙中流动的流体密度, kg/m^3
κ 基质的渗透率, m^2	σ_{ij} 基岩中应力的张量, Pa
κ_f 增强型地热系统中裂缝的渗透性, m^2	σ_n' 裂纹边界的法向有效应力, Pa/m
λ Lamé 常数, Pa	σ_s' 裂纹边界的切向有效应力, Pa/m
λ_s 基质岩体的传热系数, $W/(m \cdot K)$	

介绍:

化石燃料的应用带来了工业革命,并在过去几个世纪为人类提供了巨大的发展动力。在当前的全球环境中,能源需求正在稳步上升。能源多元化不仅提供了更广泛的能源选择,以满足不同地区 and 国家的特定需求,而且还增强了能源供应的稳定性。通过减少对单一能源的依赖,它降低了供应中断的风险。地热能作为一种稳定、分布广泛、无污染的清洁能源,受到了许多国家的关注。干热岩是指埋藏在地下深处的高温岩层,孔隙度和渗透率低(Li 等人, 2020) 储存在其中的热量需要通过创建增强型地热系统(EGS) 进行人工修改以进行提取(Baujard 等人, 2021), 储层的转变是一个不可逆的过程,需要模拟储层的整体生产动态。这需要探索关键生产参数对储层动态行为的影响,从而为制定生产计划提供基础。

EGS 研究已经进行了 30 多年,但在过去仅限于美国、英国、日本、法国、德国、瑞士和澳大利亚等国家(Genter 等人,2003;Zhu 等人,2019;Leon 和 Kumar,2008; Karastathis 等人, 2011) 丰富的干热岩石资源引起了众多学者的关注。EGS 的建模和实验研究发展迅速。EGS 的问题是域、多物理场耦合挑战的典型例子。在由注入井、生产井、多孔储层和周围不透水岩层组成的 EGS 框架内,不同的领域遵循不同的控制方程。尽管如此,这些域的联结处必须满足物理上有效的连接条件。同时,在 EGS 的仿真中,温度场和渗透场需要耦合解决方案,偶尔涉及固体变形和组件传递的联合解。Gringarten 等人(1975)提出了一种从裂隙干热岩石中提取热量的理论,该理论基于平行垂直裂缝的无限均匀孔径的假设。冷水从每个裂缝的底部进入,导热性能通过水流从热岩石转变为裂隙岩石。他们的解决方案可用于确定水温和通过裂缝内水流提取热量的比率。Ashena 等人(2023)研究了在不同循环速率下热导率变化对净热能、净功率和性能系数(COP)的影响。Zhou 和 Hou(2013)提出了一种描述水力压裂过程的数值模型,用于模拟动态裂缝膨胀过程以及裂缝流体与 t 孔隙流体之间的质量交换。

在干热岩储层中,温度、压力和渗流体之间的相互作用非常复杂。Bower 和 Zyvoloski (1997)开发了裂隙岩石中热-水耦合的数值模型。Shaik 等人(2011)通过研究流体流动过程确定了地热储层模拟中的有效渗透率张量,然后他们使用二维模型来模拟地热储层。

通过多学科交叉的系统性工程测试与并行化数值模拟,Nowak研究团队(2011)构建了三维孔隙介质热-水-力学全耦合分析模型。该创新性研究以守恒定律体系(涉及质量传递、动量传输及能量转化过程)为理论基础,采用微观连续介质建模策略实现了多物理场耦合过程的精细化表征。具体技术路径包含:首先基于孔隙介质本构关系建立控制方程体系,继而通过大规模并行计算平台实施三维数值求解,最终结合多组对比实验数据完成了模型的系统性验证。Jiang 等人(2013, 2014)以及 Chen 和 Jiang(2015)基于布林克曼方程对 EGS 中的渗透和传热过程进行了数值

模拟。他们考虑了周围岩石和孔隙流体之间的渗透性和热不平衡对 EGS 寿命的影响。随后, Cao 等人(2016)探索了各种地热井布局以及结构应力影响下注入水流速、热提取效率、EGS 寿命之间的关系。Saeid 等人(2015)考虑了层流和湍流导热率的不同,在一维和二维上对低温地热系统进行了耦合模拟。通过比较各种参数,他们得出了一个定量关系,表明地热田的寿命取决于孔隙度、流速、井距、储层温度和注入水温度。然而,对与注入井和裂缝宽度相关的参数如何影响 EGS 产热的系统性研究仍未得到结果。此外,由于地热岩储层内的温度变化而发生的流体特性变化尚未得到彻底考虑。因此,必须了解注入井特性、裂缝宽度和流体特性等参数对储层和生产方面的影响。这种理解对于优化 EGS 的产热能力十分重要。

EGS 的输出响应由基质岩块内的应力场、温度场和裂缝渗透场共同控制。在本研究中,我们整合了 EGS 中流体介质、裂缝渗透率和储层岩石之间的耦合关系。这种集成导致了 EGS 中应力场、温度场和渗透场的数学模型的建立。最初,我们分析了 EGS 长时间开发过程中温度场的动态特性。随后,我们对注气井温度、注水井压力、原生裂缝宽度和次生裂缝密度等储层特性以及其他生产参数的影响进行了全面的研究和讨论。这些努力的结果让我们更深入地了解储层温度场的动态性质,以及储层的性质和生产参数如何共同影响 EGS 中的产热。

干热岩石开采的耦合控制方程:

基本假设:

EGS 很复杂,可以简化为由基质岩体和裂隙系统组成的模型。由温度引起的水相变被忽略,水为单相水饱和水。在模型中的传热环境中,只考虑了基体岩石和流体之间的传热,以及基体岩石内温度场的变化。其他因素引起的温度变化未被考虑。在这项研究中,根据达西定律,假设断裂系统中的水流是层流的,且基质岩体和裂隙系统的变形都很小(Pruess 和 Narasimhan 1985)。

耦合模型的控制方程:

对于 EGS, 岩石的位移和应力方程可以表示如下 (Sun 等人, 2016):

$$\mu u_{i,ij} + (\mu + \lambda)u_{j,ij} - \alpha_B p_{,j} - \beta_T T_{s,i} + F_i = 0$$

$$\lambda = \frac{Ev}{(1+v)(1-2v)} = \frac{E}{2(1+v)}$$

$$\beta_T = \alpha_T E / (1 - 2\nu)$$

其中 u 是位移 [m], λ 和 ν 分别是 Lamé 常数 [Pa]; α_T 是基岩的热膨胀系数 [K^{-1}]; α_B 是 Biot 偶联系数; σ_{ij} 是基岩中应力的张量 [Pa]; T_s 是基岩的温度场 [K]; F_i 是作用在基岩中的物理力 [N]。

考虑到裂缝的变形,裂缝与岩体相互作用产生的变形的控制方程可以表示如下:

$$u_n = \frac{\sigma'_n}{k_n}, u_s = \sigma'_s/k_s$$

$$\sigma'_n = \sigma_n - p, \sigma'_s = \sigma_s$$

其中 u_n 是裂纹的法向位移 [m]; u_s 是裂纹的切向位移 [m]; K_n 和 K_s 分别是裂纹的法向刚度和切向刚度 [Pa/m]; σ'_n 和 σ'_s 是裂纹边界处的法向和切向有效应力 [Pa/m]。

考虑到低渗透率基质岩的多孔渗流, 渗流的控制方程可以表示如下 (Tenma 等人, 2008):

$$s \frac{\partial P}{\partial t} + \nabla u = \frac{\partial e}{\partial t} + Q$$

$$u = \frac{k}{\eta} (\nabla P + \rho g \nabla z)$$

其中 S 是基体的蓄水系数 [Pa^{-1}]; t 是时间, s ; κ 是基体的磁导率 [m^2]; e 是基质质量的体积应变; η 是渗流介质的动态粘度 [$\text{Pa} \cdot \text{s}$]; Q 是渗流的源-汇项 [$\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$]。

考虑 EGS 矩阵的温度场, 控制方程可以表示如下:

$$C_s \rho_s \frac{\partial T_s}{\partial t} = \lambda_s \nabla^2 T_s + w$$

式中 C_s 是基体岩体的比热容 [$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$]; ρ_s 是基体岩体的密度 [kg/m^3]; W 是外部热源项 [W]; λ_s 是基体岩体的传热系数 [$\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$]。

考虑到裂缝内的流体渗漏, 控制方程可以表示如下 (Ma 等人, 2023):

$$d_f S_f \frac{\partial P}{\partial t} + \nabla_\tau (-d_f \frac{k_f}{\partial \eta} \nabla P) = -d_f \frac{\partial e_f}{\partial t} + Q_f$$

其中 k_f 是增强型地热系统中裂缝的渗透率 [m^2]; Q_f 是裂隙面与基质岩之间的交换的流量 [$\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$]; d_f 是裂缝的宽度 [m]; s_f 是裂缝的储水系数 [Pa^{-1}]; n 是断裂边界的法线方向。

考虑到裂缝中流体本身的热场, 控制方程可以表示如下 (Sun 等人, 2017):

$$d_t \rho_f C_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + d_f \rho_f C_f u_f \nabla_\tau T_f = d_f \nabla_\tau (\lambda_f \nabla_\tau T_f) + W_f$$

其中 C_f 是流体介质的比热容 [$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$]; u_f 是沿裂缝流动的流体的流速 [m/s]; ρ_f 是裂缝中流动的流体的密度 [kg/m^3]; T_f 是裂缝中流体的温度 [K]; λ_f 是裂缝中流体的热对流系数 [$\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$]; W_f 是在裂隙边界通过基质岩石边界传导到裂隙中流动的流体的热量 [W]。

对于方程右侧的 W_f 项, 针对方程右侧的 W_f 项, 其物理意义可阐释为: 当裂隙内流体介质与基质岩石边界间存在温度差异时, 基于牛顿冷却定律的热交换机制,

采用对流传热系数表征裂隙流体与岩体边界的热相互作用。此时，单位面积基质岩石边界向裂隙流体介质传递的热通量可通过以下表达式量化：（Li 等人，2015）：

$$W_f = h(T_s - T_f)$$

其中 h 是介质之间的传热系数 [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$]。

物理场之间的耦合关系：

裂缝与基质岩边界表面渗流与应力的耦合：

地热开采系统是一个具有多物理场耦合特性的有机整体，岩体与裂隙网络间不仅存在温度场、渗流场和应力场的联合效应，同时构成温度-渗流-应力三场耦合作用机制（Zhou 等人，1998；Li 等人，2023），在 EGS 中，裂缝边界处的热交换会影响储层岩石内的温度分布。温度场和应力场之间的耦合关系可以改变裂隙网络的特性。在地热储层多场耦合系统中，裂隙网络作为流体运移的主导渗流通道，其拓扑结构演化将直接影响储层介质的渗透特性，进而对岩体应力场与渗流场之间的动态耦合作用产生关键影响。为了研究该系统的耦合特性，Louis（1974）进行了实验，调查了包含单个裂缝的岩体中流动和应力之间的关系。他提出了一个经验指数公式来解释这个耦合系统的行为：

$$k_f = k_0 \exp(-\alpha \sigma'_n)$$

其中 k_0 是 $\sigma'_n=0$ [m^2] 时裂缝的渗透系数； K_f 是基质岩中裂缝的渗透系数 [m^2]； α 是影响系数 [1]，该系数的大小与基质岩中裂缝的存在状态有关。

表 1 模型的计算参数

参数	值	单位
岩石密度	2700	kg/m^3
初始流体密度	1000	kg/m^3
孔隙度	0.01	-
岩石比热容	950	$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
流体的比热容	4200	$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
岩石的弹性模量	30	GPa
泊松比	0.25	-
热膨胀系数	6×10^{-6}	K^{-1}
初始裂缝宽度	0.0005	m
初始穿透速率	3×10^{-14}	m^2
正常刚度	100	Pa/m
切向刚度	50	Pa/m
岩石导热系数	3	$\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$

流体导热系数	0.62	W/(m·K)
Biot 耦合系数	0.6	-

流体介质特性的变化：

在 EGS 中，流体的性质也会随着裂缝内流体温度的变化而变化。流体温度的变化对流体的粘度有重大影响。水的粘度、水密度、比热容和水的导热率与温度之间的关系由以下公式表示（Qu 等人，2017；Shen 等人，2022）：

$$\mu_w(T) \begin{cases} 1.38 - 0.028T + 1.36 \times 10^{-4}T^2 - 4.64 \times 10^{-7}T^3 + 8.90 \times 10^{-10}T^4 \\ - 9.08 \times 10^{-13}T^5 + 3.84 \times 10^{-16}T^6, 273 < T \leq 413 \\ 0.004 - 2.11 \times 10^{-5}T + 3.68 \times 10^{-8}T^2 - 2.40 \times 10^{-11}T^3, 413 < T \leq 533 \end{cases}$$

$$\rho_w(T) = 838.47 + 1.40T - 0.003T^2 + 3.72 \times 10^{-7}T^3$$

$$C_{pw}(T) = 12010.15 - 80.41T + 0.31T^2 - 5.38 \times 10^{-4}T^3 + 3.62 \times 10^{-7}T^4$$

$$\lambda_w(T) = -0.869 + 0.009T - 1.58 \times 10^{-5}T^2 + 7.98 \times 10^{-9}T^3$$

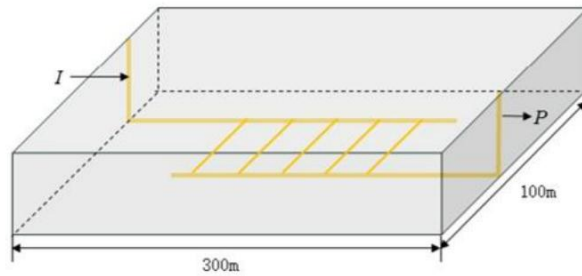


图 1 地热系统储层模型



图 2 二维计算模型

数值模型求解和验证：

计算模型：

图 1 说明了 EGS 井筒和裂缝网络模型。在图中，“I”为注水井，“P”为生产井，与注水井和生产井相连的两条水平裂缝是储层的主要裂缝，次生裂纹是连接两个水平主裂纹的一组垂直裂纹。表 1 列出了干岩模型的物理参数（Xiao 等人，2019）。

模型求解方法：

基于上述耦合模型，结合 EGS 岩体的初始条件和边界条件，可以求解裂缝和基体岩体的温度场、流场和应力场。在本研究中，使用 COMSOL Multiphysics 实现了 EGS 耦合模型的数值解。各种物理场的控制方程被组合并求解在一起，从而可以计

算每个场的相关数值。为了模拟增强型地热系统中的裂缝，通常采用具有一定厚度的薄层单元（Leung 和 Zimmerman 2012），然而，对于EGS而言，其数值模拟的计算域空间尺度巨大，且内部发育的裂缝网络具有广延性和拓扑复杂性。传统三维薄层裂缝单元在离散化过程中会产生海量网格单元，导致整体网格规模呈指数级增长，从而造成计算资源过载和求解效率骤降。为此，可采用降维建模策略，将传统三维薄壁裂缝单元等效降维处理为一维无厚度线单元进行数值表征。（Chen 等人，2014）在相同参数下结果的差异并不显著（Qu 等人，2019；Li 等人，2015），并且在执行有限元仿真和计算时，线元素的使用简化了网格。图 1 所示的模型被简化为图 2 所示的二维模型，用于模拟和分析。对于一维线元条件下的EGS二维模型，将系统的应力场、温度和流场导入 COM SOL Multiphysics 进行求解。

模型耦合验证：

本研究基于COMSOL Multiphysics平台构建THM（热-流-固）耦合数值模型。为确保所建模型的可靠性及计算精度，研究采用双案例验证机制开展模型验证工作。首先选取Ghassemi与Zhang（2004）提出的井筒温度骤降问题作为验证案例：该系统分析了圆形井筒在瞬时温度扰动条件下周边区域温度场、孔隙压力场及应力场的动态响应特性。通过完全复现其物理参数体系，本研究将数值模拟结果与该文献经典数据进行定量对比（详见图3），结果显示两者具有良好的一致性。其次引入Lauwerier（1955）在油气储层热运移研究中建立的裂缝体系水温时变解析模型，将其理论解作为第二验证基准，通过双重验证体系全面评估数值模型的工程适用性。经过一定时间 t 后，裂缝中水的温度沿 x 轴分布如下：

$$T(x, t) = T_0 + (T_{in} - T_0) \operatorname{erfc} \left(\frac{\frac{\lambda_s x}{\rho_w C_w d_f}}{2 \sqrt{\frac{\lambda_s}{\rho_s C_s u_f (u_f t - x)}}} \right) U \left(t - \frac{x}{u_f} \right)$$

其中 erfc 是残余误差函数； U 是单位阶跃函数； u_f 是裂缝中的流体流速, m/s。

采用COMSOL Multiphysics数值仿真平台对单裂隙热-水-力（THM）全耦合模型进行求解，并将计算结果与理论解析解进行对比分析（如图4所示）。数值模拟结果与解析解呈现高度一致性特征。通过建立数值模拟与解析解之间的定量对比验证框架，本研究构建的THM耦合控制方程体系及其数值求解方案，在关键参数响应规律与理论解析预期达成严格数学对应，充分验证了模型构建的物理合理性与计算方法的数值收敛性。这强调了本研究中提出的数学模型和计算方法的可行性。

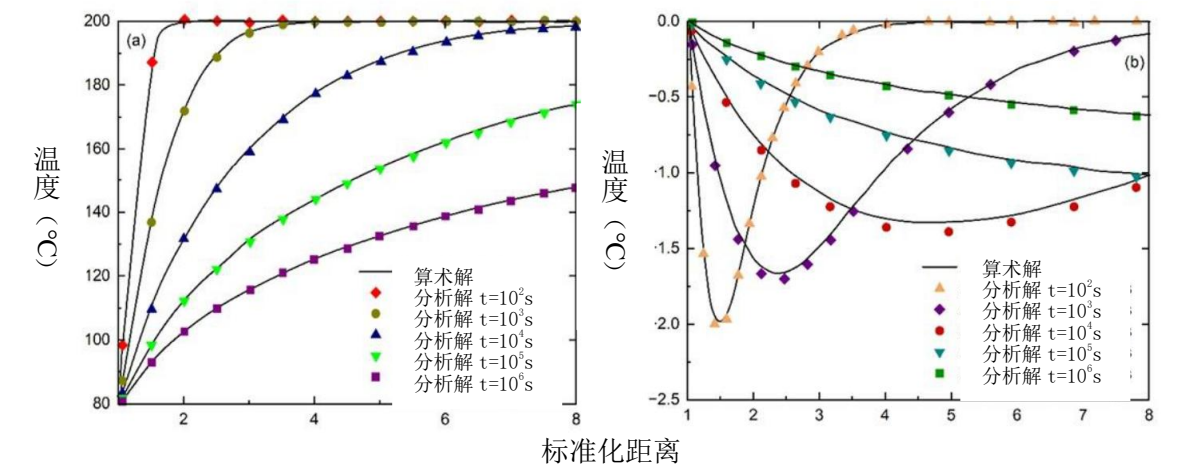


图 3 温度和孔隙压力的分布和变化

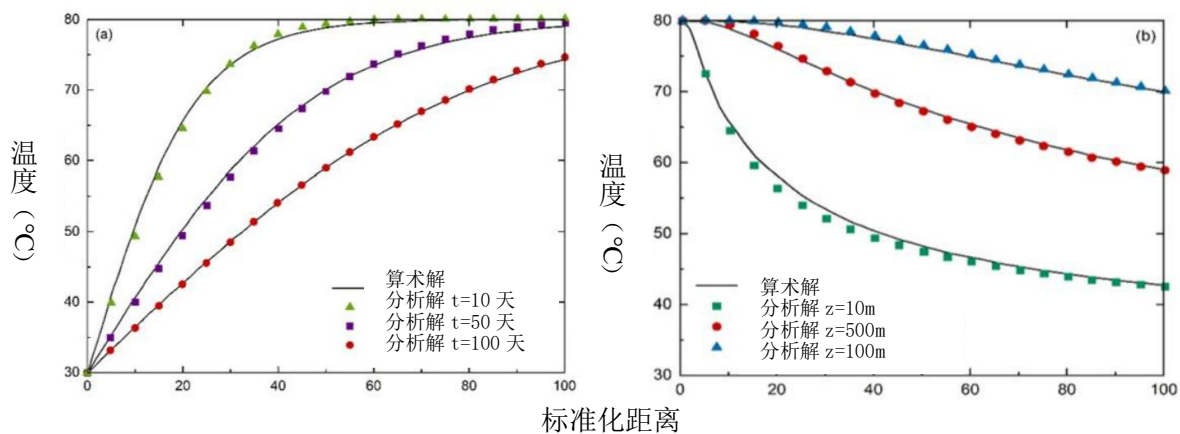


图 4 裂缝中流体温度变化

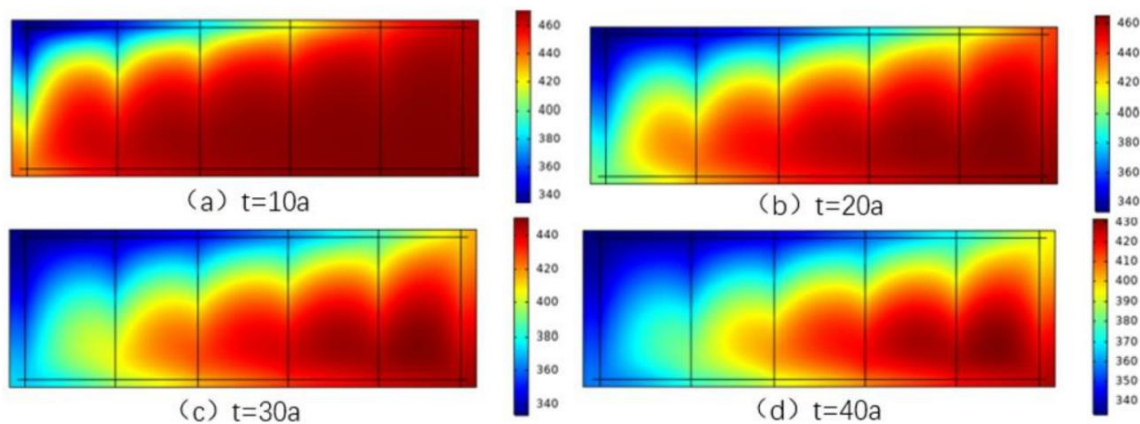


图 5 不同时间储层中的温度分布

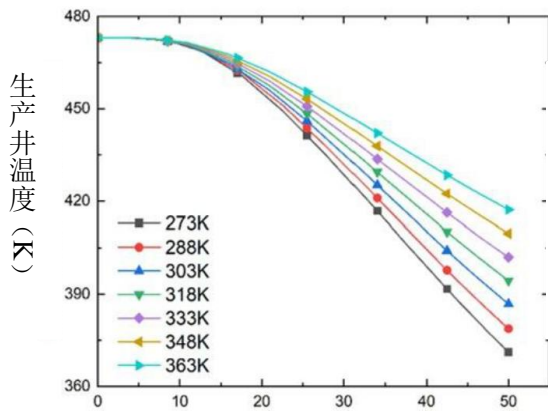
结果与讨论:

温度场的进化特征:

目前, 地热储层的地热采收率 γ 通常用于评价增强型地热系统的地热采收性能, γ 计算如下:

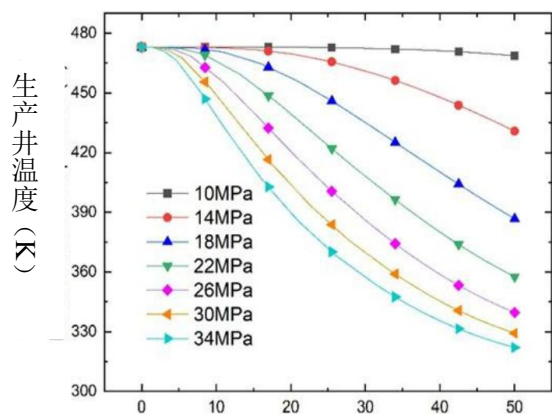
$$\gamma = \frac{(T_{avg(init)} - T_{avg(t)})C_s\rho_s v_s}{C_s\rho_s v_s} \times 100\%$$

其中 $T_{\text{avg (init)}}$ 是岩石的初始平均温度 [K]; $T_{\text{avg (t)}}$ 是岩石在时刻 t [K] 的平均温度; V_s 是岩石的体积 [m^3]。COMSOL Multiphysics 获得的不同时间条件下干热岩的温度场变化如图 5 所示。从图 5 的结果可以看出,在采矿过程的最初几年,生产井附近岩体的温度场长期保持稳定值。经过长时间的开采,基质岩的低温区扩大,裂隙网络低温期间流体的温度升高减慢,低温区逐渐沿流体流动侧扩散经过大约 50 年的开采,低温区蔓延到生产井附近,生产井发生热突破,生产井温度迅速下降,生产井热功率急剧下降。



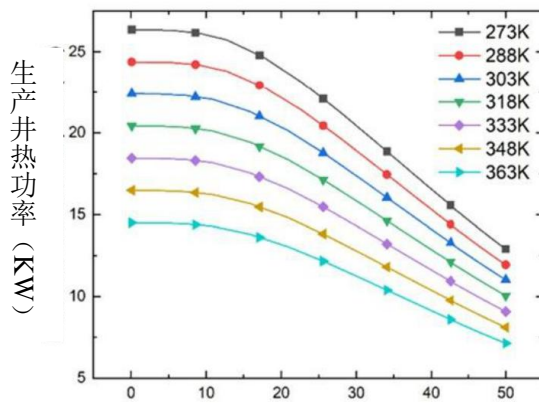
时间(a)

图 6 不同注水井温度情况下生产井温度变化



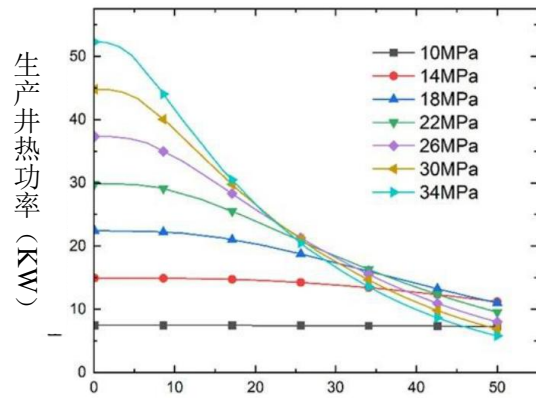
时间(a)

图 7 不同注水井压力情况下生产井温度变化



时间(a)

图 8 不同注水井温度情况下生产井热功率变化



时间(a)

图 9 不同注水井压力情况下生产井热功率变化

注入井温度的影响:

为了研究入口温度对生产井产量的影响,通过在 20 MPa (2900 psi)的压力和 20 °C 的初始入口温度下一次增加 15°C来获得生产井的温度和生产井热功率的变化,变化趋势如图 6 和图 7 所示。从图 6 和图 7 的结果中可以看出,在 30 年的稳定开采期内,不同温度下的变化趋势变化不大。温度对热功率变化的影响大致呈线性变化,这与在方程(17)下对裂缝水温变化的分析一致。来自生产井的高温流体可以直接注入注入井,无需在发电或其他再利用后进行冷却处理。

注入井压力的影响:

注入井压力对裂缝网络中的流体流速有显著影响, Fan 等人, (2018) 在离散裂缝网络模型的基础上建立了考虑热-流-固耦合干-热岩储层的解析模型,分析了注入量对离散裂缝网络温度的影响。随着注入量的增加,裂缝出口端的温度在早期变化迅速,在后期减慢。同时,随着注入量的增加,生产井出口端的热突破越来越早。

为研究注入井压力对生产井产量的影响，在注入井温度为 60°C、生产井压力为 6 MPa（8700 psi）的条件下，每次计算从 10 MPa（1450 psi）开始，将入口压力增加 4 MPa（5800 psi）得到出口井温度和热功率的变化。不同压力下温度和热提取速率的变化如图 8 和图 9 所示。从图 8 和图 9 的结果中可以看出，随着压力的增加，稳定提取约 15 年后，温度会加速下降，压力越高，下降速度越快。增压对采油井生产热功率的影响主要集中在开采的前25 年，增压影响裂缝中流体的流速和热场的变化。与 22 MPa（3191 psi）下相对稳定的热功率变化相比，进一步增加压力会导致热功率在 25 年的开采后加速下降。提高注入井压力会导致生产井的初始热能急剧增加，但提高注入井压力主要影响产热的初始阶段。此外，增加压力会导致注入井液渗透到更远区域，同时加速热突破过程。

主裂缝宽度的影响：

主裂缝与注入井和出口井相连。作为流体介质的主要循环通道，主裂缝的宽度对整个增强地热系统的温度场分布影响很大。较小的裂缝宽度会导致主裂缝中流体介质渗流过程减慢，从而在井末基质岩提取的注入热能不足。较大的裂缝宽度会使流体流动更快，从注水井流到主裂缝末端流得太快，流体介质与注水井区域附近的基质岩体没有充分的热量交换，生产井附近的基质岩体温度下降得更快，生产井的热突破提前（Hu 等人，2014）。为了研究主裂缝宽度的影响，取次生裂缝的宽度为 0.0001 m，从 0.0001 m 开始，每次取 0.0002 m 的增量计算主裂缝宽度的变化，得到每个宽度的温度场和生产井热能的变化，如图 10 和11。

从图 10 和 11 中的结果可以看出，主裂缝宽度的变化对热能生产变化的影响与热能压力的变化相似。随着裂缝宽度的增加，沿主裂缝的流体介质流速变快，生产井热功率呈上升趋势。经过20-25年的稳定开采期后，与由于热穿透而导致的较小宽度的裂缝相比，生产热功率的曲线是交错的，此时较大宽度的裂缝输出温度下降更快，生产热功率小于较小宽度的裂缝。

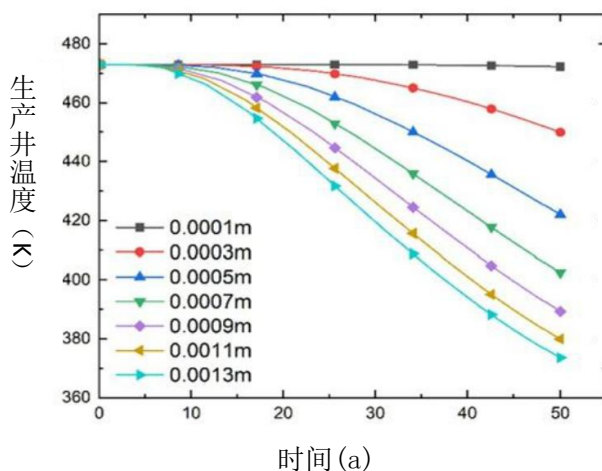


图 10 生产井温度变化

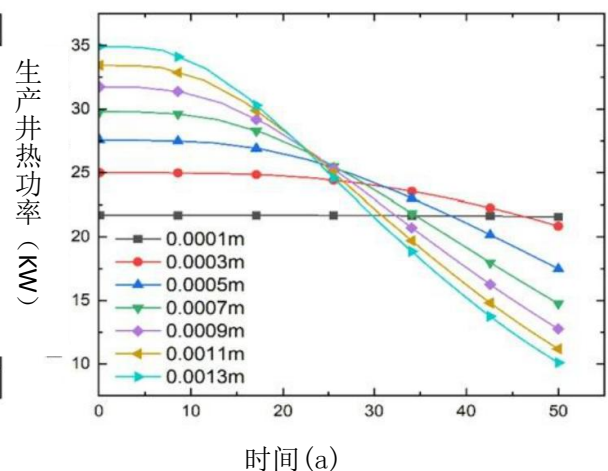


图 11 生产井热功率变化

主裂缝宽度的影响：

在干热岩石开采过程中，人工建立的两个主要裂缝然后通过人工液压压裂形成连接两个主要裂缝的次级裂缝通道，这些裂缝与次生裂缝一起形成增强型地热系统的裂缝网络。控制压裂的程度影响次生裂缝的密度，次生裂缝密度的变化一方面影响注水井与输出井的连通性，另一方面，次生裂缝密度的增加导致次生裂缝在基质岩中的分布更加均匀，这导致流体与基质岩石之间的热交换更加充分，并在一定程度上降低了生产井中的热突破速率。图 12 和 13 显示了通过改变原生裂缝宽度为 0.0005 m、次生裂缝宽度为 0.0001 m 的开采区次生裂缝数量而得到的干热岩区出水井温度、生产井热功率和地热开采速率的变化。从图 12 和 13 的结果中可以看出，在 14 MPa (2030 psi) 的压力下进行裂缝密度分析时，矿井开采功率没有太多波动。裂缝的密度主要影响地热岩内注入井和生产井之间的连通性，导致流体介质与地热储层之间的接触面积更大。从 6 个次生裂缝开始，进一步增加次生裂缝的密度会减少其对储层热能的影响。在地热岩储层背景下，裂缝密度的增加存在边际影响，裂缝数量越多水力压裂难度越大。在制定开采策略时，必须考虑水力压裂复杂性和裂缝密度的综合影响，以实现最佳平衡。

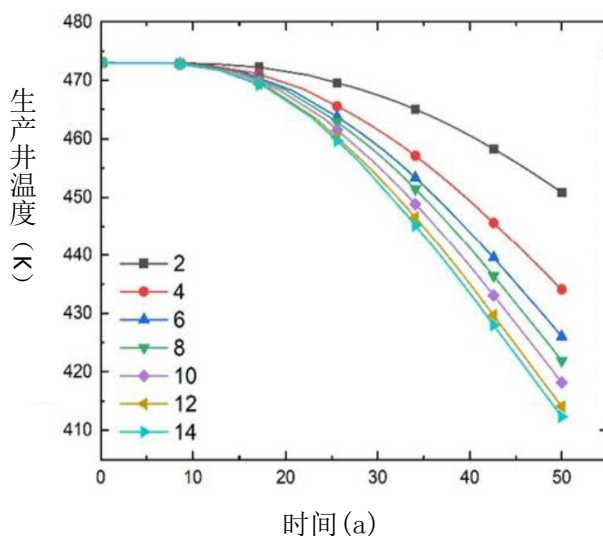


图 12 生产井温度变化

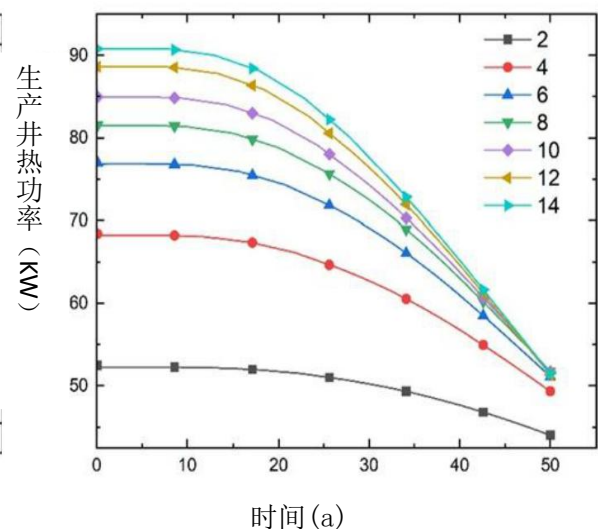


图 13 生产井热功率变化

总结和结论：

本研究基于流体介质、裂缝渗透率和储层岩石之间的耦合关系，建立了增强型地热系统（EGS）的应力场、温度场和渗透场的数学模型。使用 COMSOL Multiphysics 进行全耦合仿真，以研究注入井温度、注入井压力、主裂缝宽度和次生裂缝密度对储层温度场分布和生产井热-电输出的影响。从这些研究中得出的主要结论如下：

（1）在增强地热系统中，随着生产过程的进行，低温区开始从注入井扩大并引起热突破，生产井温度明显下降。生产井的热突破速率与注入井与生产井的距离有关。

（2）温度降低对生产井温度和热能输出的影响一般呈线性趋势。至于注入井压力，它对生产井的输出温度和热功率的影响很大。随着注入井压力的增加，系统的整体热突破速度发生了显著变化。在 22 MPa 的阈值附近，较高的注入井压力导致热突破速率显著加快。

(3) 裂缝宽度对该系统和压力的影响似乎遵循类似的模式。过大的断裂宽度会加速热突破。对于不同次生裂缝密度下地热岩储层产量的变化,当裂缝密度本身相对较低时,增加裂缝密度对生产井有重大影响。然而,随着裂缝数量的增加,增加裂缝密度对生产井热功率输出的影响趋于稳定。