



中国矿业大学
CHINA UNIVERSITY OF MINING AND TECHNOLOGY

本科生毕业设计（论文）

典型碳酸盐岩地热钻井方案
优化设计

Optimal design of Typical carbonate rock
geothermal drilling schemes

作者：李国玮
导师：李 檣 讲师

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）

典型碳酸盐岩地热钻井方案
优化设计

Optimal design of Typical carbonate rock
geothermal drilling schemes

作 者	<u>李国玮</u>	学 号	<u>01210147</u>
导 师	<u>李 檣</u>	职 称	<u>讲师</u>
学 院	<u>矿业工程学院</u>	专 业	<u>新能源科学与工程</u>

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）《典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计》，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

行文至此，百感交集。搁笔之际，忽觉四年如惊鸿掠影。总以为岁月可待，却未料时光在书页翻动间悄然流转。那个怀揣理想的追梦少年，一路跌跌撞撞走到现在。

“新竹高于旧竹枝，全凭老干为扶持。”感谢李樯老师从论文选题到研究方法再到论文框架的精心指导，每一次讨论，每一个批注段落，都是您的鼓励与鞭策，让我在面对困难时不放弃。

“饮水思其源，学成念吾师。”感谢马丹教授从初识之际对我的认可，在挣扎之时对我的鼓励，一次次的电话长谈，耐心开解，为我驱散了本科阶段的迷茫，指引我走向更高的平台。感谢新能源系的各位老师，正是老师们的教诲如春雨般滋润着我，使我在学术的田野上茁壮成长。

“父母之爱子，则为之计深远。”感谢永远在背后默默为我撑起一片天的父母，他们用无私的爱，为我创造了良好的学习环境，支持我追求自己的梦想。在我为了论文日夜奋战时，是他们给予我无微不至的关怀；在我因压力而焦虑彷徨时，是他们用温暖的怀抱和鼓励的话语给了我勇敢尝试的底气。

“愿岁并谢，与友长兮。”感谢我的朋友们企鹤，小黑，教主，耗子，凯凯，猪猪在学习上，给予了我诸多的帮助，在生活上，关心我的情况状态。感谢闫璟泓师兄，刘勇师兄在论文撰写过程中对我的指导和帮助。愿你们前行的路上总有清风相伴，每个转角都遇见花开。

“写尽千山，落笔是你。”感谢张琬同学在考研路上的一路陪伴，在学习生活中的关心和照顾。会在我在我低迷时，鼓励我走出困境；在我懒惰时，敦促我不要放弃。

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：典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计			
学院	矿业工程学院	专业年级	新能源科学与工程 2021 级
学生姓名	李国玮	学号	01210147
<p>1、设计（论文）的主要内容</p> <p>详细调查目标区域碳酸盐岩地层的地质构造、矿物组成及物理力学性质。识别可能遇到的地质问题，对于不同的地质问题设计合理的解决方案。研究适合用于碳酸盐岩地层地热储层的各种新型钻井工具和技术，如定向钻井、水平钻井、增产措施等。选择典型区块设计试点项目方案，借助数值模拟软件建立地热钻井模型，运用设计的地热钻井优化方案开展模拟实验等。</p>			
<p>2、设计（论文）的基本要求</p> <p>（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；</p> <p>（2）学生注重分析问题、解决问题和创新思维能力的培养；</p> <p>（3）学生恪守学术道德和学术规范。</p> <p style="text-align: center;">指导教师签字：</p>			

中国矿业大学毕业设计（论文）指导教师评阅书

学生姓名	李国玮	学号	01210147
设计（论文）题目	典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计		
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：91	指导教师签字： 年 月 日		

中国矿业大学毕业设计（论文）评阅教师评阅书

学生姓名	李国玮	学号	01210147
设计（论文）题目	典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计		
<p>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）：</p> <p>该论文选题来源于碳酸盐岩地层复杂的地质结构和较低的渗透率条件致碳酸盐岩地热钻井综合设计困难的问题，论文研究碳酸盐岩地层地热钻井工艺、井型、布井方式和井间距参数等内容。该论文围绕地热钻井井型选择和定向钻井技术研究方面开展了国内外研究现状综述。通过理论分析和数值模拟方法，综合研究了碳酸盐岩地热钻井工艺参数、碳酸盐岩地热钻井井型优选，地热钻井方案优化等，在碳酸盐岩地热钻井综合设计方面有一定的指导意义，说明书写作规范。建议修改内容：1. 论文中存在一定的错别字，需认真检查和修改；2. 第3章二级标题较多，建议进行合并优化和调整。3. 更新参考文献，以近3-5年的文献为主。4. 翻译论文摘要和关键词的中文译文，需再核实和修改。该论文对“Analysis and multi-objective optimization of the rate of penetration and mechanical specific energy: a case study applied to a carbonate hard rock reservoir based on a drill rate test using play-back methodology”论文进行了翻译，翻译较准确。该生认真独立完成。整个论文表明作者具有扎实的专业知识和解决问题的能力，建议进行答辩。</p>			

该同学以雄安新区电影碳酸盐岩地热为背景，提出了典型碳酸盐岩地热钻井优化方案，对关键技术开展了优化设计，给出了不同井型的换热性能计算方法，开展井型优选。同时揭示了地热田渗流特性和温度场的时空演化规律，分析了井间距和布井方式对热突破的影响，设计了地热钻井优化方案的地热井的位置、布井方式、井间距的选择。论文结构严谨、数据翔实，达到本科毕业水平。同意参加答辩。存在的问题如下：（1）建议将第2章题目“碳酸盐岩地热钻井工艺参数优化”修改为“碳酸盐岩地热钻井漏失分析及优化策略”；（2）正文中公式全部采用编辑器编辑，不能用图片，如：式（3-1）至（3-20）；（3）在“3.5 模型建立”里补充采用的计算软件，并给出软件的介绍；（4）部分参考文献时间久远且格式不正确，请补充最新的参考文献，并修改参考文献格式。

成绩：合格

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
模型的区别	√				
排版需要优化	√				
钻井工艺优化的参数包括哪些	√				
参考文献中英文文献的比例较少	√				
井间距如何选择	√				
<p>答辩委员会评语及建议成绩：</p> <p>该生完成了典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计的毕业设计，选题具有较好的实际意义，汇报思路清晰、回答问题正确、说明书符合规范，翻译了 Analysis and Multi-Objective Optimization of the Rate of Penetration and Mechanical Specific Energy: A Case Study Applied to a Carbonate Hard Rock Reservoir Based on a Drill Rate Test Using Play-Back Methodology，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。</p> <p style="text-align: center;">成绩：85.00 答辩委员会主任签字：</p> <p style="text-align: center;">2025年06月08日</p>					
成绩评定：					
成绩组成	指导教师	评阅教师	答辩成绩	其他	总评
成绩比例	0.13	0.27	0.60	0.00	优秀
评分	91.00	89.25	85.00	0	
<p>学院领导签字：</p> <p style="text-align: right;">2025年06月08日</p>					

摘要

为促进“碳中和、碳达峰”目标的实现，为了确保钻井的安全性、效率和经济性，需要针对碳酸盐岩地热钻井的特点进行专门的设计和参数优化。然而，目前国内外关于碳酸盐岩地热钻井方案优化设计的研究成果有限。为此，作者以雄安新区电影碳酸盐岩地热为背景，提出了典型碳酸盐岩地热钻井优化方案，对关键技术开展了优化设计，给出了不同井型的换热性能计算方法，开展井型优选。同时借助数值模拟软件，根据数值模型的试验，揭示了地热田渗流特性和温度场的时空演化规律，分析了井间距和布井方式对热突破的影响，对钻井方案设计提供优化方向。根据地热田现有地热井和以上研究，设计了地热钻井优化方案的地热井的位置、布井方式、井间距的选择。得到以下结果：

(1) 针对地热钻井方案优化设计问题，提出了适应蓟县系地热田地热钻井方案，分析了雄安新区蓟县系上部风化壳漏失的问题并提出了对应的井身结构设计方案。对于中深层碳酸盐岩井段持续漏失的问题，可以采取优化钻井液体系等措施解决，而地层造斜能力强导致井斜超标等问题，可以优化钻具组合，改进钻具防斜技术。

(2) 针对闭环地热系统的热提取特性，本文研究运用了传热学的相关理论对地层-井筒耦合模型的换热和传热机制展开分析。以单维度稳态导热理论为基础，构建了井筒传热数学模型，并采用递归计算方法求解井筒内流体温度场分布。通过建立的数学模型开展换热数据计算，获得了三类典型地热井系统的换热参数，并对比分析进行优选。

(3) 开展了地热注采井井间距及数量对热突破的影响的数值模拟。随着井间距增大，热突破时间增加，但占地面积也有所增大，布井方式的改变对热突破也具有重要影响。通过数值模拟结果，对地热钻井方案设计提供了合适的井间距及布井方式建议。

(4) 根据地热田的地质条件，选择了合适的地热井开发位置，规划了合理的井身结构设计，设计了高温钻井液体系，选用了合理的高效破岩与提速技术，采用了地热系统稳定性监测及调控技术。

该论文有图 26 幅，表 26 个，参考文献 40 篇。

关键词：地热开采；数值模拟；地热钻井；方案设计

Abstract

To promote the realization of the "carbon neutrality and carbon peak" goals and ensure the safety, efficiency and economy of drilling, it is necessary to conduct specialized design and parameter optimization for carbonate rock geothermal drilling. However, there are currently few research results on the optimization design of carbonate rock geothermal drilling. Therefore, based on the geothermal conditions of the Xiong'an New Area, the author proposed an optimized design scheme for typical carbonate rock geothermal drilling, carried out optimization design for key technologies, provided calculation methods for heat exchange performance of different well types, and conducted well type selection. At the same time, with the help of numerical simulation software, the seepage characteristics and the spatio-temporal evolution of the temperature field of the geothermal field were revealed through numerical model experiments, and the influence of well spacing and well layout on thermal breakthrough was analyzed, providing an optimization direction for the design of drilling schemes. Based on the existing geothermal wells in the geothermal field and the above research, the location, well layout and well spacing of the geothermal wells in the optimized geothermal drilling scheme were designed. The following results were obtained:

(1) For the optimization design problem of geothermal drilling schemes, an optimized geothermal drilling scheme suitable for the Jixian Formation geothermal field was proposed. The problems of severe leakage and difficult casing setting in the top weathered layer of the Jixian Formation, continuous leakage in the carbonate rock section and high risk of downhole drilling, and strong formation inclination ability leading to excessive well deviation were discussed, and corresponding solutions were proposed.

(2) Based on the heat extraction characteristics of the closed-loop geothermal system, this study analyzed the coupled heat transfer mechanism between the formation and the wellbore using heat transfer theory. Based on the one-dimensional steady-state heat conduction theory, a mathematical model of wellbore heat transfer was constructed, and the temperature field distribution of the fluid in the wellbore was solved using a recursive calculation method. Through heat exchange data calculation, the heat exchange characteristic parameters of three typical geothermal well systems were obtained.

(3) The influence of well spacing and number of geothermal production and injection wells on thermal breakthrough was investigated. As the well spacing increases, the thermal breakthrough time increases, but the occupied area also increases. Changes in well layout also have an important impact on thermal breakthrough. Through numerical simulation results, appropriate well spacing and well layout suggestions were provided for the design of geothermal drilling schemes.

(4) According to the geological conditions of the geothermal field, the appropriate development location of geothermal wells was selected, a reasonable wellbore structure design was planned, a high-temperature drilling fluid system was designed, and efficient rock-breaking and speed-increasing technologies were selected. Geothermal system stability monitoring and intelligent control technologies were adopted.

This paper has 24 figures, 26 tables and 33 references.

Keywords:Geothermal exploitation; Numerical simulation; Geothermal drilling; Scheme design

目 录

摘 要.....	I
目 录.....	IV
1 绪论.....	1
1.1 选题背景及研究意义.....	1
1.2 国内外研究现状.....	2
1.3 研究内容和技术路线.....	4
2 碳酸盐岩地热钻井工艺参数优化.....	6
2.1 蓟县系顶部风化壳漏失.....	6
2.2 碳酸盐岩井段持续漏失.....	7
2.3 地层造斜能力强易井斜超标.....	11
2.4 本章小结.....	12
3 地热井换热模型建立及井型优选.....	13
3.1 碳酸盐岩地层情况.....	13
3.2 地热田地质概况.....	13
3.3 传热学的基本原理.....	15
3.4 地热井模型概述.....	17
3.5 模型建立.....	18
3.6 三种地热井型结构及热交换量计算.....	21
3.7 三种地热井型综合对比优选.....	29
3.8 本章小结.....	32
4 钻井方案优化设计研究.....	33
4.1 地热开采的数学模型.....	33
4.2 地热钻井方案优化的数值模型.....	34
4.3 井间距对钻井方案优化的影响.....	35
4.4 注采井数量对钻井方案优化的影响.....	41
4.5 本章小结.....	42
5 典型碳酸盐岩地热钻井方案设计.....	44
5.1 设计原则.....	44

5.2 关键技术设计要点.....	44
5.3 风险应急预案.....	48
5.4 本章小结.....	49
6 结论与展望.....	50
6.1 主要结论.....	50
6.2 展望.....	50
参考文献.....	52

Contents

Abstract.....	II
Contents.....	VI
1 Introduction.....	1
1.1 Background and Significance of Dissertation.....	1
1.2 Current Research Work at Home and Abroad.....	2
1.3 Contents and Technology Road map.....	4
2 Optimization of process parameters for geothermal drilling of carbonate rocks	6
2.1 The weathering crust on the top of the Jixian system was lost.....	6
2.2 Leakage of carbonate rock well sections.....	7
2.3 The formation has a strong ability to create deviation and is prone to excessive well deviation.....	11
2.4 Chapter Summary.....	12
3 Establishment of Geothermal Well Heat Exchange Model and Optimization of Well Type.....	13
3.1 Stratum conditions of carbonate rocks.....	13
3.2 Geothermal field background.....	13
3.3 The basic principles of heat transfer.....	15
3.4 Overview of Geothermal Well Model.....	17
3.5 Model building.....	18
3.6 Three kinds of geothermal well structure and heat exchange calculation.....	21
3.7 Comprehensive comparison and optimization of three geothermal well types.....	29
3.8 Chapter Summary.....	32
4 Research on the Optimal Design of Drilling Schemes.....	33
4.1 The mathematical model of geothermal exploitation.....	33
4.2 Numerical model for optimizing geothermal drilling schemes.....	34
4.3 The influence of well spacing on the optimization of drilling schemes.....	35
4.4 The influence of the number of production and injection Wells on the optimization of drilling schemes.....	42
4.5 Chapter Summary.....	43

5 Geothermal drilling scheme design.....	44
5.1 Design principle.....	44
5.2 Key technical design points.....	44
5.3 Risk emergency response plan.....	48
5.4 Chapter Summary.....	49
6 Conclusion and Prospect.....	50
6.1 Main Conclusion.....	50
6.2 Expectation.....	50
References.....	52

1 绪论

1 Introduction

1.1 选题背景及研究意义 (Background and Significance of Dissertation)

1.1.1 选题背景

随着全球对清洁能源需求的不断增长,我国工业化进程加速推进,一系列环境问题接踵而至。由于人类对化石能源的长期依赖,目前已引发多个发展困境。在能源供应层面,我国的石油、煤炭等不可再生资源正在被大量消耗^[1];在生态环境层面,过度消耗化石燃料所引发的大气污染、气候异常等环境问题持续加剧。以我国能源结构为例,已经探明的化石能源储量按照当前消耗速率测算,可采年限不足一个世纪。这种资源与环境的共同作用的巨大压力下,使得开发可持续的清洁能源体系,成为全球能源转型的核心命题。地热能作为一种稳定、可靠且可持续发展的能源,正逐渐成为我国开展能源转型的重要组成部分。

目前,我国地热能的开发现状表现为技术发展全面且迅速,但仍然存在诸多问题。当前主流开发模式包括浅层地源热泵系统与中深层水热型地热系统,但是在实际开发利用的过程中均面临着相应的问题。浅层地源热泵系统存在 20℃ 低温地热资源的开发阈值,换热管道埋设深度多位于 100 米以浅的浅层岩土体,虽然初期具有建设成本优势,但存在热源供给不稳定、可开采资源量受限等问题。相比而言,水热型地热开发引发的环境问题更加突出:持续抽取地下水导致储层压力衰减,诱发地下水腐蚀性物质对井筒金属结构的化学侵蚀,由此产生井筒完整性破坏、孔隙介质运移出砂、热储层温度场衰减及流体矿化度异常等连锁反应,甚至可能引发含水层污染与地表沉降等地质灾害^[2]。

因为上述原因,使得目前世界上许多国家的中深层地热能的开发利用开始受到重视并大力发展。相对于其他清洁能源,干热岩提供的能源供应可以让国家的能源结构更加安全可靠^[3]。干热岩的内部温度非常高、并且内部不含水或者水蒸气^[4]。据统计,3km 至 10km 深的干热岩存储的地热能约等于 8560000 亿吨标准煤,是传统水热型地热能的 684 倍,同时也是中国 2023 年能源消费总量的 14.96 万倍,按 2% 为可采资源量进行计算,达到了我国 2023 年能源消费总量的 3000 倍左右。即使是距离地表较近的干热岩资源所提供的热量,也是石油、煤炭和天然气等所有化石燃料总热量的 300 倍左右^[5],干热岩具有储量巨大的优点,未来在地热能领域潜力巨大,已引起各国高度重视。高效开发干热岩已成为一个重要的研究课题^[6]。

碳酸盐岩地层因为分布广泛且具有良好的储热能力,是许多地区开发深层地热资源的第一选择。然而,碳酸盐岩地层通常具有复杂的地质结构和较低的渗透率的地质特点,这给地热钻井带来了许多困难和问题。为了确保钻井的安全性和经济性,需要针对碳酸盐岩地热钻井进行针对性的设计和参数优化。

1.1.2 研究意义

开展典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计主要具有三点研究意义。①环境效益:碳酸盐岩地热能是清洁可再生能源,优化钻井技术能够提升地热开发效率,替代化石燃料发电及供暖,有利于降低 CO₂、SO₂等温室气体和污染物排放,助力碳中和目标的实现。②经济效益:通过对钻井技术进行优化,达到缩短钻井周期,减少设备损耗率和降低能耗的目的,还可以降低项目投资和运营成本。③社会效益:地热能作为稳定的能源供应方式,开展技术优化利用能够满足各区域的能源自给,减少当地对外部能源依赖。同时可以为偏远地区提供清洁供暖、温泉旅游等产业机遇,缩小城乡能源差距,助力乡村振兴。

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

1.2.1 地热钻井井型选择

地热能作为我国可持续开发能源的重要组成部分,开发技术体系正在不断完善,但目前国际上对地热能开发利用的方式仍然以地热钻井利用为主。本文通过分析地热开采实践案例,从井筒数量上,分为建单井与多井协同开发系统;从工质循环特性上,则分为开环与闭环两大系统。

目前,在地热能开发方面,主流还是运用开环系统,即循环工质流体通过注入井进入热储层。考虑对影响其换热能力和出口水温的布井位置、布井方式和井间距等相关因素进行优化设计,为地热钻井方案优化提供井型选择。选取单井系统和 U 型井系统,以典型的地热井系统作为计算案例,利用本研究建立的数学模型计算出各类井型的换热量和不同井型的建设费用,并计算各类井型的投资回收期,根据计算得到的数据,进行地热钻井的井型优选。

1.2.2 定向钻井技术

定向钻井技术作为现代油气与地热资源开发的核心工艺,其技术体系已形成完整的理论框架与操作规范。在地热井建设工程中,该技术实施需经历多个阶段的精密控制流程:施工前通过三维地质建模数据规划最优钻井路径,通过专业软件进行轨迹参数化设计;钻进过程中采用随钻测量系统实时获取井斜角、方位角等关键参数,结合井下闭环控制系统对动力钻具进行动态调节,实现靶点精准命中^[7]。在地热井施工作业阶段,整个阶段的难点是井眼轨迹控制,但是也是保障

定向钻井轨迹符合方案的重点。实际施工时，需要借助轨迹控制技术精准把控钻头的钻进方向，才能做到符合地热井开发建设方案中的相关要求，进而从根本上保障工程质量，提升施工效率。

1. 旋转导向钻井

从技术发展历程来看，钻井定向控制技术已经经历了四次演化与发展^[8]。初代技术主要依靠特定工具及特定工艺手段调控井筒轨迹，只能实现基础的定向功能，不能精准的把控井斜角度与方位角。二代技术以涡轮钻机、螺旋钻机搭配测斜仪为核心，并将螺旋钻机、涡轮钻机与弯曲钻杆、偏心接头等组件联合使用，并通过对钻井液参数的改变实现对井眼轨迹的有效控制。三代技术则是高精度井下测量仪器与配备弯曲套管的螺旋钻具组合，不仅提升了井下轨迹的监测精度，还能够通过实时跟踪检测实现定向控制。目前第三代技术仍是定向井及水平井钻进作业中实施轨迹控制的主流方案^[9]。

第四代定向钻井工艺的核心技术表现为旋转导向钻井系统。该系统通过实时检测的反馈调控机制，在钻具连续旋转过程中随时修正井眼的钻进轨迹，使钻具在钻进过程中自主调整方向。与传统定向工具相比，这种闭环控制系统在轨迹调控精度、钻进效率优化和井筒完整性维护等方面具有明显优势。其特有的工作模式不仅降低了轨迹偏移风险，还能有效保障井身结构的稳定性，这种技术的运用标志着现代钻井工程正朝着智能化方向持续发展。目前，旋转导向钻井系统和控制技术主要以美国斯伦贝谢、贝克休斯和哈里伯顿等国际能源技术公司的产品为主，代表了当今世界的最高水平^[14]。

旋转导向钻井系统按其工作原理可分为两大类：推靠式和指向式。其中，推靠式旋转导向系统通过推靠井壁获得反作用力，借助于井壁的反作用力迫使钻头偏斜^[15]；指向式旋转导向系统的工作原理不同于推靠式，它通过控制钻头偏转方向，使钻头指向某个井斜方位而实现导向^[17]。

2. 磁导向钻井

在定向钻孔工程中，为确保相邻孔位精准贯通并按照方案设计的间距布局，需要准确的测量孔间距。然而，传统测斜仪及间距计算方法存在累积误差的影响，导致实际的测量精度难以控制。磁导向钻井技术利用磁性测距设备直接测量邻井信号源的距离和排列，可以避免测量井轨迹时的误差积累，也可以满足邻井距离精确测控的技术要求^[18]。

定向钻井技术最早应用于油气井钻采领域，经过长期实践，已经形成了完备的技术体系。该工艺在提升钻探效率方面具有显著优势，特别是在受限井眼轨迹控制、硬质地层钻进等复杂条件下，具有独特的技术价值^[21]。

定向钻探装备采用高强耐磨钻头组件，其抗压强度较常规设备高 40%以上，

可以对硬岩地层实现高效破碎。与传统钻具相比，定向钻探装备在井眼轨迹控制精度 $\pm 0.5^\circ$ 的技术要求下，能够有效的应对受限井筒的集群化钻井作业。通过随钻测量系统实时采集轴向应力参数，借助自适应扭矩调节技术，使钻头的寿命延长 2-3 倍，运维成本大幅下降。通过借助数字平台构建的地质力学模型，能够实现钻进过程中的毫米级纠正，可以保证 4000m 深的地热井的靶点偏差控制在设计方案的误差范围以内。

当前地热钻探工程面临三大技术瓶颈：首先是井眼轨迹的控制精度不足，平均偏移量达设计值的 1.2%，同时机械钻速也很低，硬岩段指标 $\leq 1.5\text{m/h}$ ，原因主要是因为旋转导向系统在砂岩地层造斜段时，方位角控制误差大，导致井眼轨迹偏移量超设计容差。其次是三维导向在部分井段存在响应滞后的现象，现有的螺旋钻头与齿轮钻头组合在砂岩-泥岩薄互层中，机械钻速较设计值大幅度降低，主要是因为 PDC 钻头在砂岩-泥岩互层中，复合片磨损速率以指数函数增长，当 DCI 值超过 8 时，机械钻速下降急速加剧。第三是地层压力系数 ≥ 1.8 的硬岩区，托压现象导致轴向压力传导效率降低，需实施 3 次以上起下钻调整工作面，使钻进周期大大延长。新生代含砾砂岩导致螺杆钻具轴承磨损率提升 3 倍。

结合定向钻井优缺点，考虑以下几个优化方向：

1.直井段防斜，直井段防斜打直是定向井井眼轨迹控制的基础，根据直井段实际情况优选合适的塔式钻具组合和钟摆钻具组合^[22]。

2.优选造斜点，一方面定向施工要求造斜点岩石硬度应能起到对造斜点钻具的支撑作用，另一方面又要把造斜点选在深度较浅的位置，用较小的井斜角和造斜率实现较大井底位移^[24]。

结合以上背景和国内外技术研究现状，需要开展对碳酸盐岩地热钻井方案优化设计。本文旨在通过系统的研究和创新的技术手段，解决碳酸盐岩地热钻井过程中的关键问题，具体包括优化钻井方案，提高钻井效率，保障钻井安全，保护地下水资源及钻井参数优化等。

1.3 研究内容和技术路线 (Contents and Technology Road map)

1.3.1 研究内容

详细调查目标区域碳酸盐岩地层的地质构造、矿物组成及物理力学性质。识别可能遇到的地质问题，对于不同的地质问题设计合理的解决方案。研究适用于碳酸盐岩地热储层的各种新型钻井工具和技术，如定向钻井、水平钻井、增产措施等。选择典型区块设计试点项目方案，借助数值模拟软件建立地热钻井模型，运用设计的地热钻井优化方案开展模拟实验等。

1.3.2 拟解决的问题

- 1.根据碳酸盐岩地层岩石力学性质等，制定科学合理的钻井设计方案。
- 2.探索适用于碳酸盐岩地层的地热钻井新技术和新工艺，以减少钻井周期并降低施工成本。
- 3.评估潜在的井壁失稳、流体侵入等风险，并提出有效的预防措施。
- 4.在保证地热资源高效开采的同时，避免对地下水系统的负面影响。
- 5.确定最佳的钻井参数组合，以实现最优的钻进效果。

1.3.3 研究方法和技术路线

(1) 层次分析法

借助层次分析法，对前欠平衡钻井的多种钻井工艺进行优选，因为不同的欠平衡钻井工艺都有其优缺点，因此，选出钻进速度、储层稳定、建设成本和操作难度等4个重要指标，借助层次分析法优选合适的钻井工艺。

(2) 数学模型法

建立合理的井筒传热计算模型，将井筒周围的地层简化为恒定的壁温模型，井眼简化为无限线热源模型，建立了井眼与周围地层之间的换热和传热计算的数学模型，开展换热计算，优选地热钻井井型。

(3) 数值模拟法

针对地热开采过程中复杂的水热耦合作用，通过系统整合前人研究成果中的经典假设与基础理论，借助数值模拟软件，建立二维的地热开采模型，研究布井方式和井间距对热突破的影响，优选布井方式和井间距。

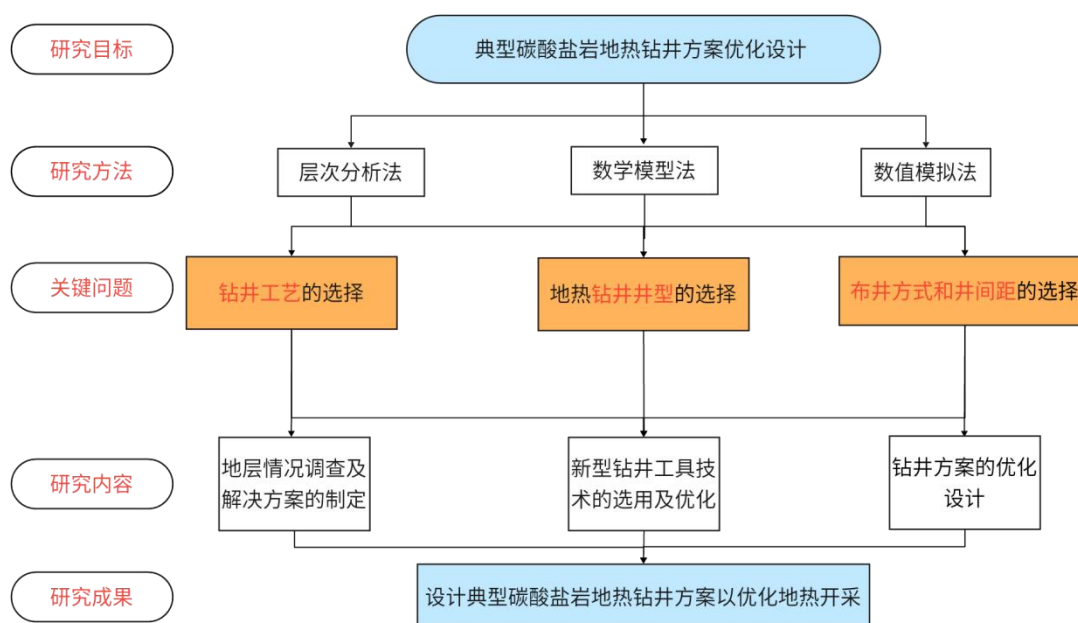


图 1-1 技术路线图

Figure 1-1 Technology road map

2 碳酸盐岩地热钻井工艺参数优化

2 Optimization of process parameters for geothermal drilling of carbonate rocks

2.1 蓟县系顶部风化壳漏失 (The weathering crust on the top of the Jixian system was lost)

2.1.1 风化壳漏失风险分析

雄安新区第四纪松散沉积单元发育黏土矿物富集层,其下伏明化镇组发育半固结砂泥岩交互层序,岩性组合表现为粉砂质黏土夹层与细砂岩条带的互层特征,软弱夹层与的砂泥岩互层构成典型冲积扇前缘沉积结构,导致岩体结构的稳定性变差,从而导致井壁失稳问题的产生。尤其是蓟县系雾迷山组顶部风化带岩层呈碎裂结构,矿物组分复杂,渗透性强,经常发生恶性井漏事故。这种漏失现象会引发井筒压力体系失衡,明化镇组未固结松散层在井筒流体压力场失衡条件下导致地层失稳,表现为井壁泥页岩水化膨胀与孔隙压力扩散协同作用,形成“渗透性漏失-塑性坍塌”的井筒失稳模式,是该研究区钻探工程风险的制约性地质因素。

受到区域地质勘查程度限制,现有地质资料不足,尤其是雾迷山组风化壳顶界深度预测误差较大,导致层位选择困难。实际钻进过程中,部分井眼在二开钻进阶段过早的钻到漏失层,从而诱发上部地层失稳,造成卡钻。例如 RD3 井,该地热井设计垂深为 2250 米,2018 年开展钻井作业,在 8 月 19 日施工时,钻头钻进到 955.12 米井段时,由于岩体结构的稳定性变差,发生了恶性井漏的情况。通过现场堵漏处理后,二开技术套管仍然只能下至 930 米,后续还需对 100 余米沉砂清理、206 毫米技术套管补下作业及频发的卡钻选择对应的解决方案。由于井漏处理周期长达 71 天,且修复成本超支,该井最终于 10 月 31 日被迫终止作业,并且造成了重大经济损失。

2.1.2 井身结构优化设计方案

目前主流的地热井都采用三级井身结构:先选用直径为 444.5 毫米的钻头完成导眼段作业,并置入外径 339.7 毫米的导管;再更换直径为 311.1 毫米的钻具穿透基岩层,同步下放 244.5 毫米技术套管;最后以 215.9 毫米钻头抵达目标深度,并通过使用 177.8 毫米生产套管完成井身结构,如图 2-1-A^[26]。考虑风化壳渗漏引发的井筒失稳事故,本研究创新性地提出了井身设计方案,形成了针对表

生带流体迁移-井筒压力失衡的井身结构优化设计。

优化方案（1）三级井身结构，如图 2-1-B:

维持原有钻头的尺寸和套管规格不变，设置必封点。基于岩石力学分析得到的井壁坍塌压力临界值数据，通过调整一开钻井深度实现必封点固井的效果，优化二开技术套管达到封隔风化壳破碎带的效果。该方案能够有效控制恶性漏失引发的上部井壁失稳问题，但在二开固井工艺方面仍存在技术困难。

优化方案（2）三级井身结构，如图 2-1-C:

对二开作业进行优化，将技术套管调整为组合式结构（上部 n 根 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管+下部 1 根 $\Phi 273\text{mm}$ 套管）。当钻至蓟县系的松散破碎地层上部时进行固井作业，然后使用膨胀管技术来封隔不太稳定的地层，借助与下部 $\Phi 273\text{mm}$ 套管的重叠保证密封效果，从而完成三开井段钻井。

优化方案（3）四级井身结构，如图 2-1-D:

采用四开制井身结构，在二开阶段钻至松散破碎地层顶部后，采用 $\Phi 177.8\text{mm}$ 技术套管进行针对性封隔。四开选用直径为 149.2mm 钻头钻进，并采用裸眼完井的方式或下入直径为 114.3mm 尾管的方式。该方案大大提高了对复杂地层的处置和应对能力。

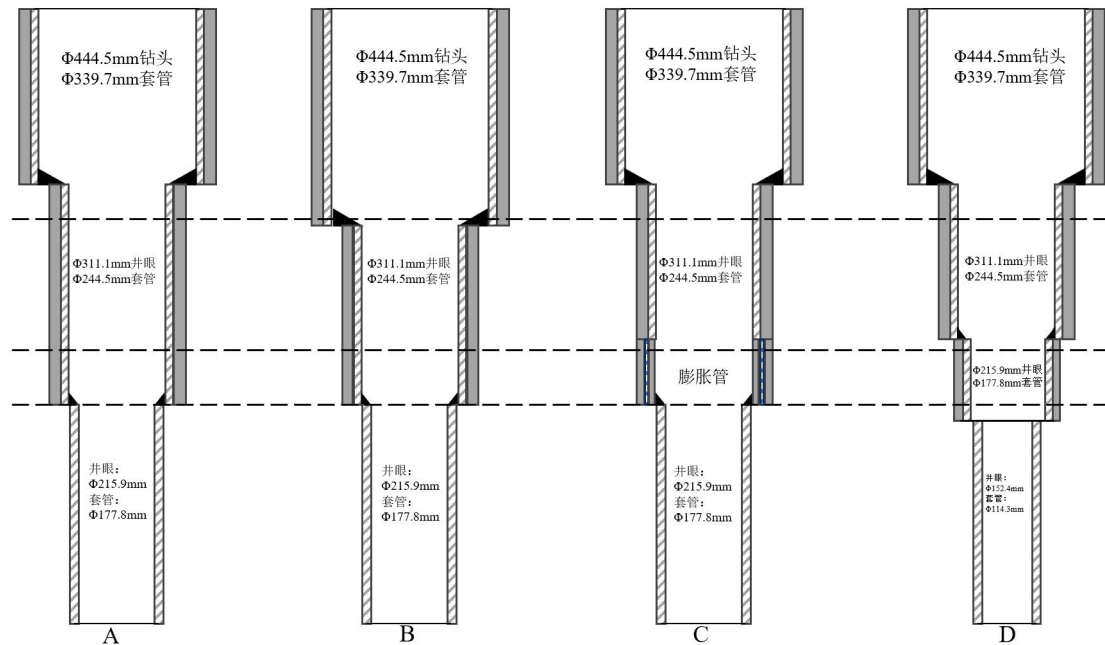


图 2-1 井身结构设计优化

Figure 2-1 Optimization of well bore structure design

2.2 碳酸盐岩井段漏失 (Leakage of carbonate rock well sections)

2.2.1 碳酸盐岩井段漏失原因分析

通过雄安新区蓟县系与长城系碳酸盐岩热储层发育显著的岩溶孔隙及断裂

构造,发现其溶蚀孔洞直径分布在 0.2-10.0cm 区间,存在部分钻井区段呈现典型漏失特征。以 D-2 井为例,设计垂深 1638 米,再 2020 年 12 月 30 日启钻,钻至 937 米深度雾迷山组目标层时,发生了严重的破碎性地层与密集裂隙带,引发钻井液完全漏失。在持续漏失阶段开展了 16 次封堵施工,消耗各类封堵材料 103 吨,但地层稳定性控制效果仍然很差。

对于碳酸盐岩储层的漏失问题,多采用漏失层位清水钻进方案。该方案通过大排量循环将岩屑冲入地层裂隙,可以节约泥浆材料,适用于热储层溶蚀空间发育的条件。然而目前仍然存在三个方面技术缺陷:循环介质携带的岩屑物质随漏失通道侵入储层孔隙结构;粗粒径岩屑以为尺寸难以进入微裂隙,导致井底碎屑堆积引发重复破碎,降低机械钻速并导致沉砂卡钻;清水携带岩屑能力差造成井底清洁度低,影响了岩芯采集质量与作业安全性^[29]。

2.2.2 解决方案

(一) 优化钻井液体系

采用先进的测井技术和地质分析方法获取更准确的地层压力数据,合理设计钻井液密度,在保证井控安全的前提下,尽量减少钻井液与碳酸盐岩储层的压差,降低漏失风险^[30]。

对于监测到存在漏失风险的地层,在接近储层之前,可以适当降低钻井液密度,并以较小的压差试钻,一旦发现有漏失迹象,及时调整钻井液性能或采取对应的堵漏措施,避免大规模漏失。

(二) 采用合适的堵漏材料与工艺

对于微裂缝漏失,可选用超细碳酸钙、核桃壳粉、棉籽壳粉等细小颗粒材料。这些细小颗粒材料可以进入微小的裂缝,然后在压力作用下形成致密的封堵层,可以有效阻止钻井液的漏失^[31]。

对于中等尺度裂缝漏失,采用桥接堵漏材料,如不同粒径的坚果壳(如核桃壳、贝壳)、玻璃纤维、金属棉等。将这些材料按一定级配混合,在钻井液中形成桥架结构,封堵较大的孔隙和裂缝。

对于大规模的岩溶洞穴漏失,除了上述常规堵漏材料外,还需要结合特殊材料,如水泥、凝胶材料等。可以先向洞穴内注入部分水泥或凝胶,然后在洞穴口部采用桥接堵漏材料和钻井液中的固相颗粒形成外部封堵层,实现内外联合堵漏。

(三) 运用先进的钻井技术与设备

在合理的地质条件下,可以优先采用目前先进的钻井技术,如欠平衡钻井技术。通过降低钻井液的密度的做法,可以让钻井液压力低于地层压力,从而让地层流体自然流入井内,起到了减少钻井液向地层的漏失的作用。同时,欠平衡钻井技术在一定程度上可以提高钻井速度,减少对热储层的伤害。在一些压力较高

的碳酸盐岩油藏中，采用空气欠平衡钻井或泡沫欠平衡钻井，利用地层天然气或注入的气体来降低井底压力，同时将岩屑携带至地面，有效避免了因钻井液漏失而导致的问题^[32]。

同时为了配合欠平衡钻井技术的使用，还可以使用配套的井口控压设备和旋转防喷器。井口控压设备能够在钻井设备钻进的过程中准确的控制好井口的压力变化，保证钻井工作的安全进行。旋转防喷器则能够在钻具旋转的情况下密封井口，防止地层流体自然流出和钻井液的漏失，确保钻井作业的稳定性和安全性。

（四）加强漏失监测与预警

在井口安装监测设备，通过检测设备监测钻井液的流量变化，一旦出口流量发生巨大变化，明显小于进口流量，就证明可能存在漏失情况。当然也可以利用井下测压工具，如随钻测压传感器等设备，实时监测井底压力的变化。当井底压力出现异常下降时，可能是出现了漏失。通过收集分析对比不同深度的井底压力数据，也可以更准确地寻找到漏失层段的位置。

建立漏失预警模型。收集钻井历史数据，包括地层信息、钻井参数、漏失情况等，利用机器学习算法和数据分析软件，建立漏失预警模型。该模型可以根据当前钻井的各项参数和实时监测数据，预测漏失发生的可能性和潜在位置，并在漏失发生前发出警报。

2.2.3 基于层次分析法的钻井工艺参数优化

因为不同的欠平衡钻井工艺都有其优缺点，因此，对清水充气正循环钻井，气举反循环钻井和气举正循环钻井三种钻井工艺，选出钻进速度、储层稳定、建设成本和操作难度等 4 个重要指标，以雄安新区牛驼镇某地热井为例，分析该地热井在二开漏失时，应该如何借助层次分析法优选合适的钻井工艺。

首先，构建以层次分析法开展优化钻井工艺的综合评价模型，数据见表 2-1。

表 2-1 不同钻井工艺的评价结构

Table 2-1 Evaluation structures of different drilling techniques

目标层	最佳钻井工艺			
准则层	钻进速度	储层稳定	建设成本	操作难度
方案层	清水充气正循环钻井	气举反循环钻井	气举正循环钻井	

其次，对四个评价指标两两比较，建立比较矩阵，并应用方根法求解钻进速度、储层稳定、建设成本和操作难度四个指标的权重，表 2-2 表示判断矩阵的归一化和各指标的权重值；表 2-3 为判断矩阵进行一致性检验的检验结果，CR 值为 0.09037，小于 0.1，通过一致性检验。

表 2-2 判断矩阵归一化

Table 2-2 Normalizing the judgment matrix

评价指标	钻进速度	储层温度	建设成本	操作难度	权重值
钻进速度	0.11397	0.17868	0.07324	0.10762	0.11397
储层温度	0.05698	0.08934	0.07324	0.14349	0.08934
建设成本	0.56985	0.44669	0.36621	0.21524	0.36621
操作难度	0.45588	0.26801	0.73243	0.43048	0.43048

表 2-3 一致性检验

Table 2-3 consistency test

指标	λ_{\max}	CI	RI	CR
计算结果	4.24128	0.08043	0.89000	0.09037

为了对比清水充气正循环钻井,气举反循环钻井和气举正循环钻井三种钻井工艺在钻进速度、储层稳定、建设成本和操作难度方面的差异,对各个钻井工艺在钻进速度、储层稳定、建设成本和操作难度方面进行了比较,形成了不同的判断矩阵并进行归一化处理 and 一致性检验。见表 2-4~2-11。

表 2-4 判断矩阵归一化-钻进速度

Table 2-4 Normalizing the judgment matrix-Drilling speed

钻进速度	清水充气正循环	气举反循环	气举正循环	权重值
清水充气正循环	0.33377	0.42468	0.26234	0.33377
气举反循环	0.11126	0.14156	0.17489	0.14156
气举正循环	0.66753	0.42468	0.52468	0.52468

表 2-5 一致性检验-钻进速度

Table 2-5 consistency test-Drilling speed

指标	λ_{\max}	CI	RI	CR
计算结果	3.05382	0.02691	0.52000	0.05175

表 2-6 判断矩阵归一化-储层稳定

Table 2-6 Normalizing the judgment matrix-Reservoir stability

储层稳定	清水充气正循环	气举反循环	气举正循环	权重值
清水充气正循环	0.15926	0.19630	0.12593	0.15926
气举反循环	0.47778	0.58889	0.75556	0.58889
气举正循环	0.31852	0.08395	0.25185	0.25185

表 2-7 一致性检验-储层稳定

Table 2-7 consistency test-Reservoir stability

指标	λ_{\max}	CI	RI	CR
计算结果	3.05390	0.02695	0.52000	0.05183

表 2-8 判断矩阵归一化-建设成本

Table 2-8 Normalizing the judgment matrix-Construction cost

建设成本	清水充气正循环	气举反循环	气举正循环	权重值
清水充气正循环	0.60796	0.81630	0.47976	0.60796
气举反循环	0.20265	0.27210	0.35982	0.27210
气举正循环	0.15199	0.09070	0.11994	0.11994

表 2-9 一致性检验-建设成本

Table 2-9 consistency test-Construction cost

指标	λ_{\max}	CI	RI	CR
计算结果	3.07413	0.03707	0.52000	0.07128

表 2-10 判断矩阵归一化-操作难度

Table 2-10 Normalizing the judgment matrix-Operational difficulty

操作难度	清水充气正循环	气举反循环	气举正循环	权重值
清水充气正循环	0.14156	0.11126	0.17489	0.14156
气举反循环	0.42468	0.33377	0.26234	0.33377
气举正循环	0.42468	0.66753	0.52468	0.52468

表 2-11 一致性检验-操作难度

Table 2-11 consistency test-Operational difficulty

指标	λ_{\max}	CI	RI	CR
计算结果	3.05382	0.02691	0.52000	0.05175

以上 CR 均小于 0.1，通过一致性检验。

将上述计算得到的权重汇总，计算清水充气正循环钻井，气举反循环钻井和气举正循环钻井三种钻井工艺的最终得分。如表 2-12 所示。

表 2-12 各钻井工艺最终得分

Table 2-11 The final scores of each drilling process

评价指标	权重	清水充气正循环	气举反循环	气举正循环
钻进速度	0.11397	0.33377	0.14156	0.52468
储层温度	0.08934	0.15926	0.58889	0.25185
建设成本	0.36621	0.60796	0.27210	0.11994
操作难度	0.43048	0.14156	0.33377	0.52468
最终得分		0.33585	0.31207	0.35208

综合得分对比，气举正循环 > 清水充气正循环 > 气举反循环，因此，对于该地热井，最佳钻井方案为使用气举正循环钻井工艺，与实际情况相符合。

2.3 地层造斜能力强易井斜超标 (The formation has a strong ability to create deviation and is prone to excessive well deviation)

2.3.1 井斜超标原因分析

雄安新区地区地质条件构造复杂，主要表现为地层倾斜发育、层理结构明显

以及岩石力学各向异性突出。在油气井钻进过程中，地层产状、岩性非均质性、钻具选型与工程参数匹配度不足都会诱发井眼轨迹偏差，尤其在高陡构造地层中。目前地热开发中普遍采用的欠平衡钻进技术虽有利于储层保护，但会导致井底压力亏空，从而加剧倾斜地层应力分布，导致上倾与下倾方向岩石破碎强度的差异增大，这种各向异性随地层倾角增大呈现指数级增长，从而使得地层的造斜能力大大提高。

该地区多口地热井因井眼控制问题需采取特殊应对措施。DW1 井再钻进至 2588 米井段时，实测井斜角已达 12.7°，通过定向纠斜工具配合钟摆钻具组合的复合控斜，最终在 3190 米井段将井眼轨迹控制住，应急处理导致作业周期延长约 16 天。这种被动控斜不仅增加了施工风险，更对机械钻速存在制约。

2.3.2 井眼轨迹控制优化方案

井眼轨迹偏差非常影响钻井作业的安全，传统防斜纠偏工艺存在许多问题^[35]。基于“预防优于治理”的原则，提出以下几点优化措施：

一、优化钻具组合

将塔式钻具结构和加重钻铤联动使用，钻压阈值设定值不超过钻铤总质量的 70%，借助增加底部钻铤刚度的方式，可以达到降斜的效果。当监测到井斜角异常时，及时切换钟摆式钻具组合进行轨迹修正。建立实时监测反馈机制，运用随钻测量系统（MWD/LWD）对井眼轨迹实施动态监控，发现井斜趋势立即启动应急预案。

二、完善优化钻井工具的防斜钻进技术

在测量系统正常工作的条件下，优先采用涡轮钻具/螺杆钻具组合工艺。该技术通过提供稳定定向力，可有效克服大倾角地层的自然造斜影响。开展复合钻进参数试验，优化钻压-转速-工具面角之间的关系，形成适用于不同岩性的防斜方案，为不同深度不同地质条件的的地热能开发方案提供安全可靠的技术保障。

2.4 本章小结（Chapter Summary）

本章针对碳酸盐岩地热开发中存在的各类问题，分析并举例剖析了目前蓟县系顶部风化壳漏失严重的困难，并提出了三种对应不同地质情况的井身结构优化方案。同时思考了井漏井斜等相关问题产生的原因和问题，并对井漏提出了优化钻井液体系，采用合适的堵漏材料与工艺，运用先进的钻井技术与设备及加强漏失监测与预警；对井斜提出了钻具组合与参数优化策略，地层特性导向的轨迹控制及动力钻具防斜技术创新等措施。

3 地热井换热模型建立及井型优选

3 Establishment of Geothermal Well Heat Exchange Model and Optimization of Well Type

3.1 碳酸盐岩地层情况 (Stratum conditions of carbonate rocks)

碳酸盐岩地层主要由沉积的碳酸盐矿物组成, 这些矿物由生物作用、化学作用和物理作用沉积形成。碳酸盐岩的形成过程经历了沉积、压实、溶解、重结晶和再沉积等多个阶段。这些岩石在发展过程中经历了许多的地质作用, 形成了特殊的孔隙类型、孔隙度和渗透性

岩石的物理和化学性质受到内部各类矿物含量和分布的影响。方解石是最常见的碳酸盐矿物之一, 一般是白色、透明到半透明的块状或晶粒状。白云石与方解石相似, 但含有镁离子, 颜色上主要为白色、灰色或黄色, 硬度较低。

碳酸盐岩的孔隙类型分为原生孔隙和次生孔隙。形成于碳酸盐岩沉积同生阶段的孔隙为原生孔隙, 而次生孔隙则形成于成岩作用及后生作用的溶解改造过程中。由于碳酸盐岩中存在大量的溶蚀孔洞和裂缝, 渗透性较好, 具有较高的抗压强度和较低的抗拉强度。在地质作用下, 碳酸盐岩容易发生变形和破裂, 从而形成各种各样的地质构造。

3.2 地热田地质概况 (Geothermal field background)

3.2.1 地热田位置

雄安新区内某地热田的碳酸盐岩热储层表现出埋藏深度较浅、热储温度偏高、地下水资源丰富及回灌条件优越等特征, 如图 3-1 所示。该地热田位于冀中拗陷中央隆起带的牛驼镇凸起与牛北斜坡构造区, 其西侧毗邻容城凸起与徐水凹陷, 东侧接壤霸县凹陷。该地热田由复杂的断裂网络构成, 主体构造沿北东方向, 同时发育有东西向、北北东向及北西向的三组次级断裂。主干控热断层包括牛东断层、大兴断层、容城断层、牛南断层和雄县西断层, 构成了区域热流体运移的主要通道。不同走向的断裂相互切割形成网格状构造, 其中北东向断裂作为构造骨架影响着整个地热区的地质变化。

地热区内新生代沉积表现为差异化覆盖, 第四系松散沉积层与新近系砂岩、砾岩及泥岩近水平分布, 古近系碎屑岩层系产状平缓。研究重点是该地区的蓟县系碳酸盐岩雾迷山组和高于庄组的岩溶孔洞-裂隙型热储层, 为该热储层提供地热钻井方案设计。

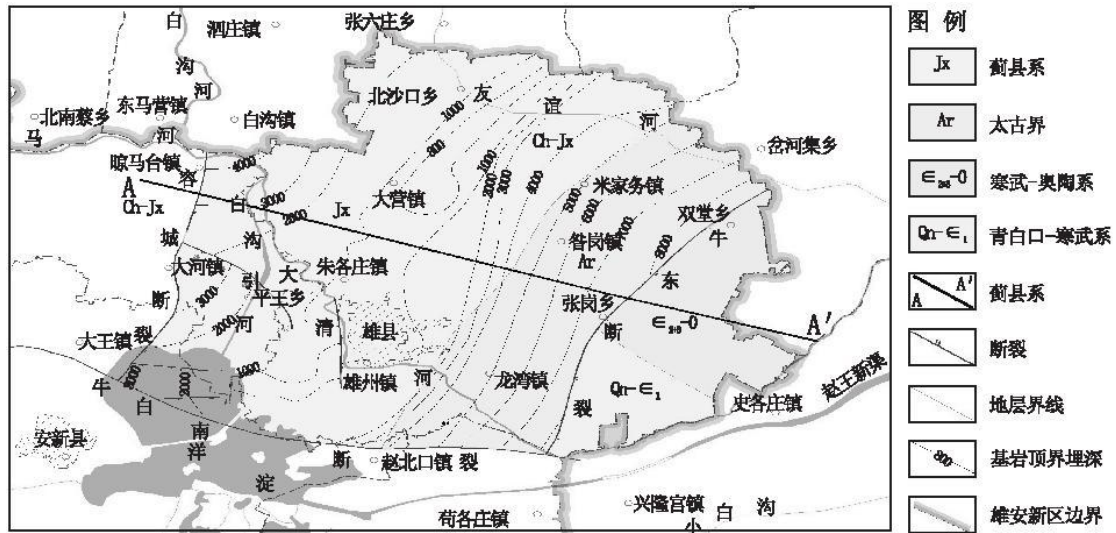


图 3-1 牛驼镇凸起区基岩地质图

Figure 3-1 Bedrock geological map of the uplift area of Niutuo Town

通过地震勘探数据，牛东断裂是典型的张性构造结果，呈现北北东向曲折延伸，剖面形态上陡下缓。主干断裂与派生断裂构成“Y”字型，形成了快速高效的水力运移通道。深部热流体沿断裂带产生垂直方向的对流运动，导致在地热田隆起部位的碳酸盐岩储层中富集，形成了基岩型的热储结构。见图 3-2。

通过相关地温场研究数据表明，蓟县系地层的地温梯度为 0.55-2.05℃/100m，其均值为 1.15℃/100m。其中雾迷山组地温梯度为 0.63-1.69℃/100m，高于庄组为 0.55-2.35℃/100m。蓟县系上部碳酸盐岩层因岩溶作用，层间热对流效应显著，导致垂向温度场表现为较低的地温梯度；而下部地层受岩溶发育限制，热对流作用相对减弱，反而呈现出较高的地温梯度。

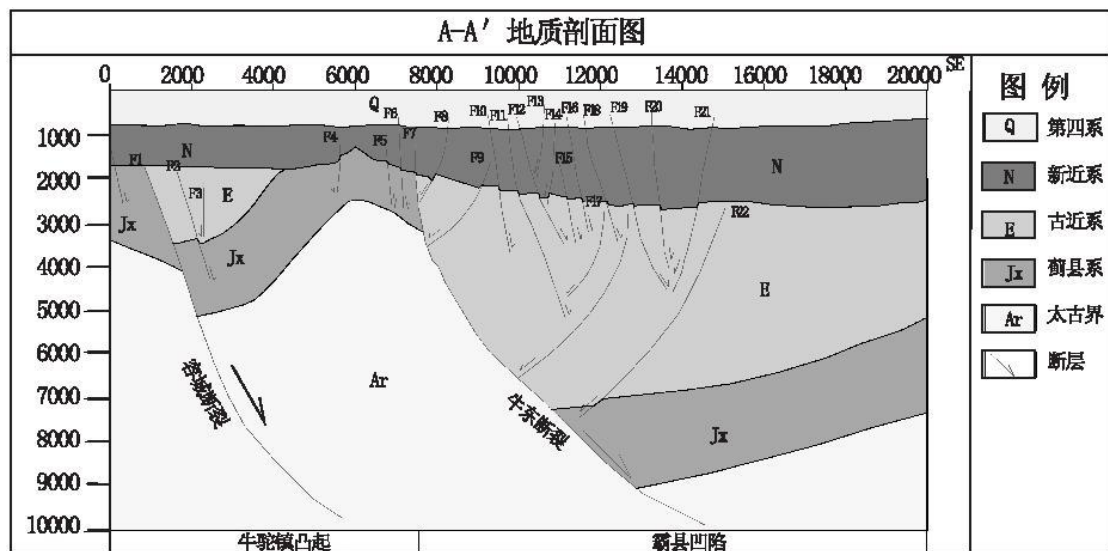


图 3-2 A—A' 地质剖面图

Figure 3-2 A-A' geological section

3.2.2 蓟县系地热田热储特征

1. 蓟县系雾迷山组

蓟县系雾迷山组地层的主要岩性为灰或浅灰色的白云岩，局部层段间发育有微薄层的泥岩及黑白燧石条带。该组地层顶界埋深自西北向东南方向逐渐递增。牛驼镇凸起区的埋深最浅，为 700-1500m，东北部过渡带为 1000-3000m，二牛东断裂以东区域则超过 4000m。

该组热储以构造裂隙型热储为主，其次为溶蚀孔洞型热储，其中大多数的裂隙-孔洞热储系统的充填状态都在一半左右。储层物性参数显示：白云岩孔隙度具有低分布特征，渗透率范围为 0.01-1000mD，横跨三个数量级，但主要集中于 0.01-100mD 之间。统计区域内地热井数据，1100-2100m 的热储层具有典型中低温地热特征，井口水温为 50-60℃，涌水量为 80-120m³/h，矿化度为 1900-3100mg/L。

通过牛驼镇凸起中心的已建成的地热井数据显示，测井揭示 14 个裂隙发育带累计厚度 141.9m，其中最厚层段 793.5-818.25m 达 24.75m。热储质量纵向差异明显，顶部风化壳附近岩溶裂隙-孔洞组合最优。抽水试验数据显示：在动态水位降幅为 14.06 米条件下，实测涌水量达到 116.66 立方米/小时，井口实测温度值为 63.5 摄氏度。通过水文参数计算得出，含水层渗透性能参数为 0.694 米/天，综合导水能力指标达 173.92 平方米/天。

2. 蓟县系高于庄组

蓟县系高于庄组地层岩性主要是灰-深灰色的白云岩，整体埋深比较浅，主要分布在 1km-2km，其中雄县区域埋藏最浅；牛北斜坡区埋深普遍超过 3km，而牛东断裂以东区域则埋藏更深，超过 5km。研究区热储体系以裂缝-溶蚀复合介质为主，其中白云岩储集层平均孔隙度再 2%-6%之间，渗流能力跨度从 0.1mD 至 160mD。

综合热储层地质数据显示，高于庄组埋深位于 1425-3600m，对应地层的温度梯度在 75-95℃，单井涌水量达到 45-85m³/h，地热水矿化度约为 3000mg/L。根据该地区某地热井数据显示，高于庄组的地层厚度为 493.5m，其中有效裂隙系统累计发育厚度达 157.9m，共识别 22 个裂隙层。按产出能效可以分为三个等级：I 类优质裂隙 3 层、II 类中等裂隙 6 层、III 类普通裂隙 2 层。

根据目标层段物性数据分析，孔隙度为 2.57%-6.55%，渗流能力为 0.15-2.35mD，泥质含量小于 7.37%。抽水试验表明，当动水位降深为 36.68m 时，涌水量为 44.10m³/h，井口水温为 80℃。这为研究区域的地热资源评价提供了重要的数据支撑。

3.3 传热学的基本原理 (The basic principles of heat transfer)

本研究提出的循环式地热井热能提取技术是通过地下温度场的热量损耗与自我修复动态平衡机制，实现热量的持续利用。通过引入传热学原理，在热力学平衡状态下建立对流-传导耦合换热数学模型，该模型构成了闭式地热开采系统的理论模型^[38]。

3.3.1 基本概念

温度场是指物质系统内各个点上温度的集合作为典型的热力学参量，其数值特征同时受空间位置和时间变量的共同影响。当采用坐标系进行数学建模时，该物理场可表述为三维时空坐标的标量

$$t=f(x,y,z,\tau)$$

式中： τ 表示时间； x,y,z 为空间直角坐标系； t 为 τ 时刻点 (x,y,z) 的温度。

根据温度场的时间演化，可以划分为两种类型：有时变特性的温度场被称为非稳态温度场，而没有时变特性的温度场则被称为稳态温度场。稳态的表达式为

$$t=f(x,y,z) \quad (3-1)$$

等温面：温度场内，同一时刻具有相同温度各点连接成的面。

等温线：温度值相同各点的连线，即当等温面与任意几何截面相交时，形成的轨迹。

热量传递机制的三个基本方式：热对流，热传导，热辐射。依据傅里叶导热基本定律，热流密度矢量与温度梯度呈线性正相关，其热传导过程遵循传热面积与温度差的乘积正比关系，而材料厚度作为热阻参数对热流传输产生负反馈效应。

3.3.2 热传导机理

(1) 热传导定律

依据热传导定律，换热量 Φ 和传热面积 A 成正比，与筒壁的厚度 δ 成反比，与筒壁温差成正比，即

$$\Phi=\lambda A \frac{t_{w1}-t_{w2}}{\delta} W \quad (3-2)$$

式中： λ 为热导率，表征材料内部微观粒子的热输运效率， $W/(m \cdot K)$ ； A 为热流量正交的横截面积， m^2 ； δ 为厚度， m 。

(2) 换热过程中的热流量计算

圆柱坐标系下的稳态热传导过程遵循径向导热机制，服从圆柱坐标系下的导热微分方程边界条件约束。筒壁热流量的计算公式为：

$$\Phi=-\lambda 2\pi r l \frac{dt}{dr}=\frac{t_{w1}-t_{w2}}{\frac{1}{2\pi\lambda l} \ln \frac{r_2}{r_1}} W \quad (3-3)$$

沿圆筒壁单位轴向长度传导的热流密度定义为线热流密度,该参数在圆柱坐标系下的热传导模型中表示径向热通量的轴向分布特征,即:

$$\Phi_l = \frac{t_{w1} - t_{w2}}{\frac{1}{2\pi\lambda l} \ln \frac{d_2}{d_1}} W/m \quad (3-4)$$

导热热阻为

$$R_\lambda = \frac{1}{2\pi\lambda l} \ln \frac{d_2}{d_1} K/W \quad (3-5)$$

在没有内热源且壁温不发生变化的条件下,对于多层同心圆筒壁模型,基于热传导空间对称性特征,可将径向一维稳态导热过程构建为热阻网络串联模型,通过等效热阻参数的叠加原理实现传热过程求解:

$$\Phi = \frac{t_{w1} - t_{w4}}{\frac{1}{2\pi\lambda_1 l} \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{2\pi\lambda_2 l} \ln \frac{d_3}{d_2} + \frac{1}{2\pi\lambda_3 l} \ln \frac{d_4}{d_3}} W \quad (3-6)$$

在界面处,材料接触面的温度场分布特征表现为非线性热阻耦合效应,温度可通过热传导方程边界条件求解

$$t_{w2} = t_{w1} - \frac{\Phi}{2\pi\lambda_1 l} \ln \left(\frac{d_2}{d_1} \right) ^\circ\text{C} \quad (3-7)$$

$$t_{w3} = t_{w4} - \frac{\Phi}{2\pi\lambda_3 l} \ln \left(\frac{d_4}{d_3} \right) ^\circ\text{C} \quad (3-8)$$

传热系数 K : 数值为单位温度差下单位面积上的热流量。

$$K = \frac{1}{\frac{1}{h_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{h_2}} W/(m^2 \cdot K) \quad (3-9)$$

式中: h_1 、 h_2 为换热工质和高温壁面之间和低温工质与低温壁面之间的换热系数, δ 为平板的厚度, λ 为导热系数。

3.4 地热井模型概述 (Overview of Geothermal Well Model)

3.4.1 无限长线热源模型



图 3-3 地热井热量传递示意图

Figure 3-3 Heat transfer diagram of geothermal well

中深层地热井的有效影响半径为 20 米，超出该区域后地层温度场不受取热作业影响，仅维持纯热传导且无能量耗散。热能传递路径为地层岩体→水泥固井层→金属套管→循环工质，各介质界面间存在热能衰减。由于井筒结构为对称设计，可以将三维传热的问题简化为二维平面的问题。而地层径向尺寸远大于井筒有效换热半径，系统热损失主要集中在套管-水泥环中，此时可将地层-井筒传热过程等效为一维稳态导热模型。在热传导中，地层与循环流体间的热交换通过套管壁面和水泥环的导热作用实现，传热效果类似于多个热阻的串联。

3.4.2 恒定壁温模型

中深层地热系统有持续的热源补给，井筒结构与围岩体系的热储量保持动态平衡。在热交换过程中，由于地层具备充足的热补给能力，井筒套管主要承担热传导而不产生温度变化。而特定深度的井壁温度场逐渐稳定，其纵向温度分布特征与区域地温梯度有关。借助热力学原理构建的数学模型，需要通过迭代计算确定热影响半径与换热功率的临界耦合条件，当二者都达到收敛时所对应的范围即为热扰动边界，此时对应的热提取速率可作为为系统的稳态换热功率。

3.5 模型建立 (Model building)

为建立合理的井筒传热计算模型，基于地层与井筒间传热特性作如下合理假定^[39]：

- (1) 将井筒内的流体与围岩间的传热过程简化为一维稳态导热；
- (2) 传热过程主要发生在径向方向，忽略沿井轴方向的热传导作用；
- (3) 同一横截面上流体介质视为温度均匀分布；
- (4) 将套管与水泥环的结构当作同心圆结构；
- (5) 忽略了井筒内流体机械能发生转化时产生的热效应；

(6) 地层原始温度场视为随深度线性变化的逐级梯度分布。

地热井筒系统的热传递特性可表征为多层复合圆筒壁面的径向导热问题，其中介质轴向热物性参数保持均一，系统内部无热源生成，且边界维持恒定温度条件。井筒内外侧的温度分别为 t_f ， t_∞ 。其导热微分方程为

$$\frac{d}{dr} \left(r \frac{dt}{dr} \right) = 0 \quad (3-10)$$

边界条件

$$-\lambda 2\pi r_1 l \frac{dt}{dr} \Big|_{r=r_1} = h_1 2\pi r_1 l (t_{w1} - t_f) \quad (3-11)$$

$$-\lambda 2\pi r_2 l \frac{dt}{dr} \Big|_{r=r_2} = h_2 2\pi r_2 l (t_\infty - t_{w2}) \quad (3-12)$$

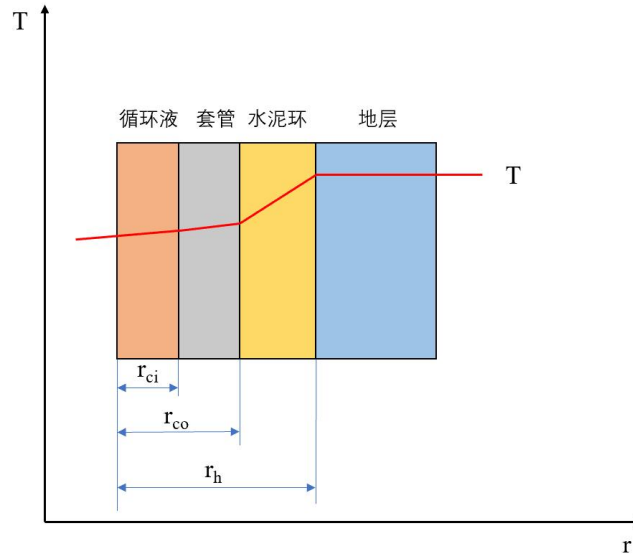


图 3-4 地热井井筒热传导示意图

Figure 3-4 Heat conduction diagram of geothermal well

n 层圆筒壁的热流量计算公式为

$$\Phi = \frac{t_{w1} - t_{w(n+1)}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\pi\lambda_i l} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}} W$$

具体计算如下：

(1) 循环工质与套管内壁对流换热作用的热阻为

$$R_{tc} = \frac{1}{2\pi r_{ci} h_f} \quad (3-13)$$

式中 R_{tc} 代表传热介质和套管内壁之间发生对流换热作用的热阻， $m \cdot K/W$ ； r_{ci} 代表套管的内径， m ； h_f 代表传热介质和套管内壁的对流换热系数， $W/m^2 \cdot K$ ；

(2) 套管导热热阻

$$R_{cas} = \frac{1}{2\pi\lambda_{cas}} \ln \frac{r_{co}}{r_{ci}} \quad (3-14)$$

式中 R_{cas} 代表套管的管壁的热阻, $\text{m}\cdot\text{K}/\text{W}$; λ_{cas} 代表套管的导热系数 $\text{m}\cdot\text{K}$; r_{co} 代表套管的外半径, m ;

(3) 水泥环热阻

$$R_{cem} = \frac{1}{2\pi\lambda_{cem}} \ln \frac{r_h}{r_{co}} \quad (3-15)$$

式中 R_{cem} 代表水泥环的导热热阻, $\text{m}\cdot\text{K}/\text{W}$; λ_{cem} 代表水泥环的导热系数, $\text{m}\cdot\text{K}$; r_h 代表水泥环的半径, m ;

(4) 钻孔壁到地层的热阻

$$R_e = \frac{1}{2\pi\lambda_e} I \left(\frac{r_b}{2\sqrt{\alpha\tau}} \right) \quad (3-16)$$

$$I(u) = \frac{1}{2} \int_u^\infty \frac{e^{-s}}{s} ds \quad (3-17)$$

式中 R_e 代表地层热阻, $\text{m}\cdot\text{K}/\text{W}$; I 代表指数积分公式; λ_e 代表地层的导热系数, $\text{m}\cdot\text{K}$; α 代表岩土体的热扩散率, m^2/s ; r_b 代表钻孔的半径, m ; τ 代表运行的时间, s ;

(5) 单位换热量计算

$$q_h = \frac{t_\infty - t_f}{R_{tc} + R_{cas} + R_{cem} + R_e} \times F_h \quad (3-18)$$

$$F_h = \frac{T_{h1}}{T_{h2}} \quad (3-19)$$

式中 t_∞ 代表地层的温度, $^\circ\text{C}$; t_f 代表传热介质的温度, $^\circ\text{C}$; T_{h1} 代表为机组供热运行的时间, h ; T_{h2} 代表为一个供热季的时间, h ;

(6) 钻孔传热量计算公式

$$Q = \sum_i^n \left(\frac{1}{R_i} L_i \Delta t_i \right) \quad (3-20)$$

式中 Q 代表单孔的传量，W； R_i 代表地层的总热阻， $m \cdot K/W$ ； L_i 代表地层的长度，m； Δt_i 代表地层的平均温度与各地层管内平均温度的差值； i 代表地层号。

3.6 三种地热井型结构及热交换量计算 (Three kinds of geothermal well structure and heat exchange calculation)

3.6.1 循环直井

本文以位于河北雄安牛驼镇已经建成的地热井进行热交换量的模拟计算。直井的井身结构参数如表 3-1 所示。

表 3-1 直井钻井井身结构设计

Table 3-1 Wellbore structure design for vertical well drilling

钻次	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	环空水泥返高
导管	300	444.5	339.7	300	返至地面
一开	1000	311.15	244.5	1000	返至地面
二开	3300	215.9	177.8	3270	返至地面

对于循环单井的环空封固工艺，通过在表层套管与技术套管之间填充高导热性能的材料，可以有效提升井筒与围岩间的热传导效率。该工艺可以通过优化封固材料热物性参数，增强生产系统与地层介质的热交换能力。

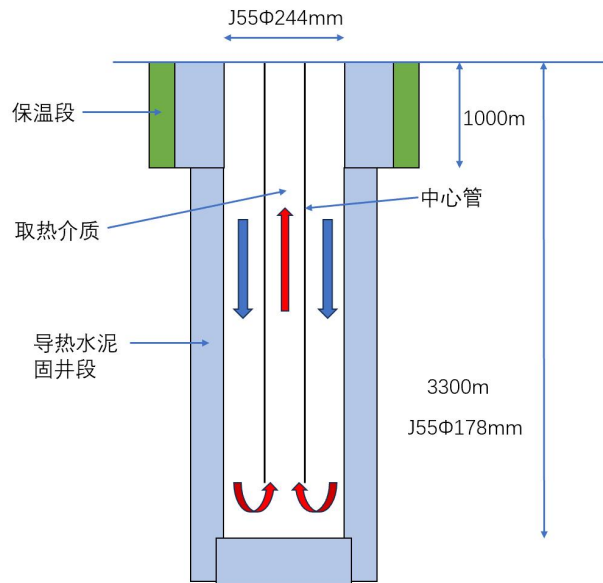


图 3-5 循环直井井身结构示意图

Figure 3-5 Schematic diagram of the wellbore structure of a circulating vertical well

3.6.2 U 型井

U 型井系统为水平井与直井的对接。在直井段施工中，于井底位置预先安装玻璃纤维增强塑料套管，完成固井作业后采用扩眼钻具破碎该套管形成人工洞穴。当水平井与直井实现贯通后，下入特殊设计的生产套管，等到固井胶凝固达到设计强度后，使用 $\Phi 152.4\text{mm}$ 微型钻头穿透分级注水泥器的阻隔层与盲板结构，实现两个井眼的完全连通。井身结构如表 3-2。

表 3-2 U 型井钻井井身结构设计

Table 3-2 Wellbore structure design for U-shaped well drilling

钻次	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	环空水泥返高
导管	300	444.5	339.7	300	返至地面
一开	1000	311.15	244.5	1000	返至地面
二开	3270	215.9	177.8	3270	全套管固封

水平井井身结构设计：

A、采用 $\Phi 311.1\text{mm}$ 钻头钻至井深 1000m，下入 $\Phi 244.5\text{mm} \times 8.94\text{mm}$ J55 钢级表层套管。如果需要满足生产套管外保温层的敷设要求，可选用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 井眼配合 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管。

B、二开作业采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻具系统，钻进初期采用常规随钻测量导向钻进；当距目标地层 100m 时，借助精准导向工具进行轨迹控制，实现与直井段的精准对接；完钻后下入 $\Phi 177.8\text{mm} \times 8.05\text{mm}$ J55 钢级的生产套管并进行水、固井作业。

U 型井水平对接：采用冲洗引鞋与插入管的组合实现双向井眼连通(图 3-6)。目前在工程实践中多采用注入井与生产井直接对接，该方案对轨迹控制精度要求较高，仍存在较大的工程实施难度。

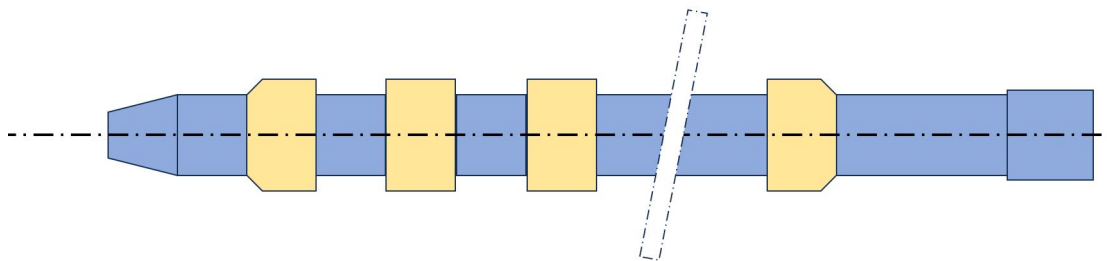


图 3-6 冲洗引鞋与带遇水膨胀弹性体的插入管组合示意图

Figure 3-6 Schematic diagram of the combination of flush guide shoe and insert tube with water-expanded elastomer

U 型井环空封固：

(1) 入水井段处理：

针对表层套管与技术套管形成的环空结构,全井段采用高导热性的特种材料进行充填作业,通过优化热传导路径来达到地热交换效率的大幅提升的目的。

(2) 出水井段分层封固:

对于浅层隔热层,小于 1000 米的环空区域,使用气凝胶复合隔热材料构建隔热屏障,阻隔高温流体与浅层低温岩层的热交换。对于大于 1000 米的环空采用纳米导热水泥,形成高效的热传导通道,增强地层的热提取能力。

(3) 水平段处理:

在水平井段技术套管环空区域,使用相变储能复合材料,通过动态调节材料导热系数,实现热交换过程的智能调控。

3.6.3 一注多采井

表 3-3 一注多采井钻井井身结构设计

Table 3-3 Structural design of drilling body of one injection multi-production well

钻次	井深 (m) (含水平段)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	环空水泥返高
导管	300	444.5	339.7	300	返至地面
一开	1000	311.15	244.5	1000	返至地面
二开	3270	215.9	177.8	3270	全套管固封

对于一注多采井的环空固封,工程实践中可参照 U 型井的环空固封。

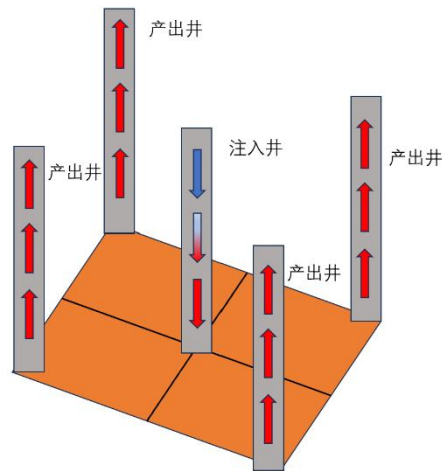


图 3-7 一注多采地热井结构图

Figure 3-7 Structure diagram of a multi-injection geothermal well

3.6.4 热交换量计算

本研究根据《供热通风设计手册》中的相关规定,管径 177.89 毫米套管的经济流速上限为 $120\text{m}^3/\text{h}$,根据 0.7 的保守系数计算的设计流量为 $80\text{m}^3/\text{h}$ 。地层初始温度可以参考邻近地热井的循环液温度,同时还开展流量为 $200\text{m}^3/\text{h}$ 的方案

进行产热能力的对比。直井回灌时的入口温度为 10℃，忽略井筒内热流体与冷回灌液的热交换影响，将此时的换热效率视为最大理论效率。建立热交换量计算的数学模型，岩土热物性参数见表 3-4，获得的模拟数据如表 3-5 所示。

表 3-4 井温数据及各层岩层热物性参数

Table 3-4 Well temperature data and thermal property parameters of each layer

深度 m	温度 ℃	密度 kg/m ³	导热系数 W/(m·K)	热扩散率 m ² /h	比热容 J/(kg·K)
0-400	30.4	2033.0	1.631	0.00242	1155
600-1100	45.4	2134.5	1.833	0.00312	960
1100-1772	60.3	2055.0	1.815	0.00284	1090
1772-3300	92.5	1995.5	1.614	0.00278	1005

注：井筒温度采用不同井段钻井液温度的算术平均值表征，岩土热物理参数则基于既有研究成果中的实测数据，按岩石类型分类进行加权平均处理。10℃水的密度为 999.7kg/m³、比热容 4.191kJ/(kg·K)、热导率 0.574W/(m·K)。

本研究对于地层温度梯度对传热过程的影响，建立了递进的换热计算模型。因为不同岩层间热物性参数存在差异，而单一岩层内部热传导特性具有一致性的特点，所以采用分层处理的策略：将连续地层结构划分为若干有限单元，通过建立各单元的热平衡方程并进行叠加运算，从而实现注采井筒内流体温度场的计算。该模型通过构建多层传递传热模型，解决了传统的集总参数法在处理非均质地层时的计算误差问题。将 3300 米的地热井分为 8 段，对每一段分别进行计算，进而可以求出地热井的水温^[39]。

设注入水的流速为 0.5m/s， $c_{\text{水}}$ 为 $4.2 \times 10^3 \text{J}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$ 。 $T_{\text{水(初始)}}$ 为 10℃。套管选用的钢级为 J55，热导率 λ_{cas} 为 0.105W/(mm·k)；套管内径 r_{ci} 为 122.237mm，套管外径 r_{co} 为 134.222mm，套管壁厚为 11.99mm，水泥环厚度为 35.635mm，水泥热导率 λ_{cem} 为 $0.5 \times 10^{-3} \text{W}/(\text{mm} \cdot \text{k})$ 。

将上述数据代入公式可得

$$R_{tc} = \frac{1}{2\pi r_{ci} h_f} = \frac{1}{2\pi \times 0.0889 \times 1830} = 0.0010$$

$$R_{cas} = \frac{1}{2\pi \lambda_{cas}} \ln \frac{r_{co}}{r_{ci}} = \frac{1}{2\pi \times 0.105} \ln \frac{134.222}{122.237} = 0.142$$

$$R_{cem} = \frac{1}{2\pi \lambda_{cem}} \ln \frac{r_h}{r_{co}} = \frac{1}{2\pi \times 0.5 \times 10^{-3}} \ln \frac{169.875}{134.222} = 74.947$$

取 $\alpha = 0.6 \times 10^{-6} \text{m}^2/\text{s}$ 时，

$$R_e = \frac{1}{2\pi\lambda_e} I \left(\frac{r_b}{2\sqrt{\alpha T}} \right) = 0.217$$

计算得地热井的单位热阻为 $0.0010+0.142+74.947+0.217=75.307$

(1) 直井段流体温度:

0-400m, T 为 46.6°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{46.6 - 10}{75} = 0.488 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.488 \times 400 \times 10^3 = 1.951 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 1.951 \times 10^5 \times 1600 = 3.122 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 3.122 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 4^\circ\text{C}$, 所以井深 400m 处的水温为 14°C 。

400-800m, T 为 49°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{49 - 14}{75} = 0.467 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.467 \times 400 \times 10^3 = 1.867 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 1.867 \times 10^5 \times 1600 = 2.987 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 2.987 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 3.8^\circ\text{C}$, 所以井深 800m 处水温为 17.8°C 。

800-1200m, T 为 60°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{60 - 17.8}{75} = 0.563 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.563 \times 400 \times 10^3 = 2.252 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 2.252 \times 10^5 \times 1600 = 3.603 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 3.603 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 4.6^\circ\text{C}$, 所以井深 1200m 处水温为 22.4°C 。

1200-1600m, T 为 72°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{72 - 22.4}{75} = 0.661 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.661 \times 400 \times 10^3 = 2.644 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 2.644 \times 10^5 \times 1600 = 4.230 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 4.230 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 5.4^\circ\text{C}$, 所以井深 1600m 处水温为 27.8°C 。

1600-2000m, T 为 83°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{83 - 27.8}{75} = 0.736 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.736 \times 400 \times 10^3 = 2.944 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 2.944 \times 10^5 \times 1600 = 4.710 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 4.710 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 6.0^\circ\text{C}$, 所以井深 2000m 处水温为 33.8°C 。

2000-2400m, T 为 95℃, $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{95 - 33.8}{75} = 0.816 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.816 \times 400 \times 10^3 = 3.264 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 3.264 \times 10^5 \times 1600 = 5.222 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 5.222 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 6.7^\circ\text{C}$, 所以井深 2400m 处水温为 40.5°C 。

2400-2800m, T 为 110°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{110 - 40.5}{75} = 0.927 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.927 \times 400 \times 10^3 = 3.708 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 3.708 \times 10^5 \times 1600 = 5.933 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 5.933 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 7.6^\circ\text{C}$, 所以井深 2800m 处水温为 48.1°C 。

2800-3300m, T 为 130°C , $m_{\text{水}}$ 为 $2.337 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 2000s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{130 - 48.1}{75} = 1.092 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 1.092 \times 500 \times 10^3 = 5.460 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 5.460 \times 10^5 \times 2000 = 10.920 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 2.337 \times 10^4 \cdot \Delta t = 10.920 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 11.1^\circ\text{C}$, 所以井深 3300m 处水温为 59.2°C 。

(2) 水平段流体温度:

水平长为 400 米, T 为 130°C , $m_{\text{水}}$ 为 $1.869 \times 10^4 \text{kg}$, t 为 1600s。

$$q = \frac{\Delta t}{R} = \frac{130 - 59.2}{75} = 0.944 \text{W/mm}$$

$$\Phi = lq = 0.944 \times 400 \times 10^3 = 3.776 \times 10^5 \text{W}$$

$$Q = \Phi \cdot t = 3.776 \times 10^5 \times 1600 = 6.042 \times 10^8 \text{J}$$

$$Q = cm \Delta t = 4.2 \times 10^3 \times 1.869 \times 10^4 \cdot \Delta t = 6.042 \times 10^8$$

上式得 $\Delta t = 7.7^\circ\text{C}$, 所以水平段水温为 66.9°C 。

根据地热井组轴对称分布特征, 经理论计算得出井深约 3300 米的垂直地热开采系统理论产出水温度可达 80°C 。该计算模型尚未计入采出过程中管柱内流体的热损耗, 实际工程运行中产出水温度将低于理论值。仍符合常规社区供暖的水温标准, 满足集中供热需求。作温度变化曲线图, 结果如图 3-8, 3-9 所示。

表 3-5 竖直段计算数据

Table 3-5 Vertical segment calculates data

竖直段井筒深度(m)	400	800	1200	1600	2000	2400	2800	3300
温度($^\circ\text{C}$)	14	17.8	22.4	27.8	33.8	40.5	48.1	59.2

表 3-6 水平段计算数据
Table 3-6 Horizontal segment calculates data

水平段长度(m)	100	200	300	400
温度(°C)	61.13	63.05	64.98	66.90

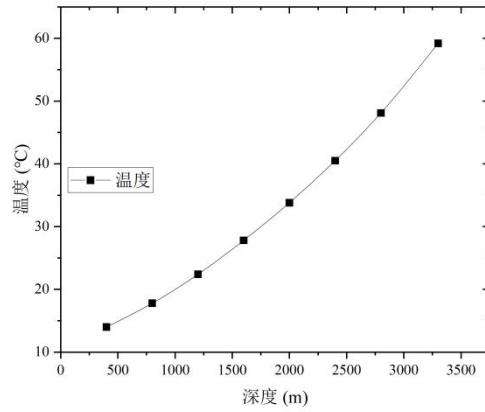


图 3-8 直井段温度变化趋势

Figure 3-8 The temperature variation trend of the vertical well section

分析图 3-8 可以得到，直井段水体温度随深度递增呈上升趋势，同时升温速率也随深度增加逐渐加快。

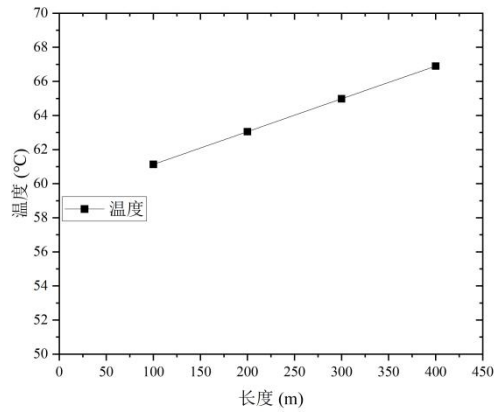


图 3-9 水平段温度变化趋势

Figure 3-9 The temperature variation trend of the horizontal section

由图 3-9 可知，水平段因围岩温度保持稳定，井筒内水温沿程持续升高，整体呈现近似线性增长特征。

表 3-7 三类典型地热井的模拟热交换效率

Table 3-7 The simulated heat exchange efficiency of three types of typical geothermal Wells

地热井型	深度 (m)	水平段 (m)	保温层 (m)	排量 (m ³ /h)	理论换热量 (kW)
循环直井	2500	0	1000	80	442
			1000	200	449
	3300	0	1000	80	640
			1000	200	647
U 型井	2500	400	1000	80	989
			1000	200	1041
	3300	400	1000	80	1421
			1000	200	1498
	4000	400	1000	80	1780
			1000	200	1860
一注多采井	2500	400	1000	80	3956
			1000	200	4164
	3300	400	1000	80	5684
			1000	200	5992
	4000	400	1000	80	7120
			1000	200	7440

3.7 三种地热井型综合对比优选 (Comprehensive comparison and optimization of three geothermal well types)

3.7.1 各地热井费用

地热钻井费用主要由钻井施工费，钻井材料、工具费及监理费组成。施工费用主要包含了动迁费，进尺费（含泥浆），固井费，测井费和录井费等。通过借助相关资料及调研，对于不同的井型设计的施工项目及材料均有所不同。各地热井型费用见表 3-8，3-9。

表 3-8 循环直井费用
Table 3-8 Circulating vertical well cost a

项目	数量	单价(元/m)	金额(元)
一.钻井施工费			
1.动迁费	1	50,000	50,000
2.进尺费（含泥浆）	3300m	346	1,141,800
3.表套固井费	1000m	90	90000
4.技套固井费	3300m	57	188,100
5.测井费（含解释）	1	17,250	17,250
6.录井费（常规录井）	3300m	20	66,000
6.录井费（密闭取芯）	30m	4,620	138,600
7.完井作业及其他	1	50000	50,000
8.泥浆固化处理	1	23,100	23,110
小计			1,764,860
二、钻井材料、工具费			
1.套管	165t	5,200	858,000
2.套管头	1	100,000	100,000
3.取热中心管	28.75t	10,000	287,500
小计			1,245,500
三、监理费	1	37,400	37,400
合计			3,048,120

表 3-9 U 型井费用
Table 3-9 Cost of U-shaped Wells

项目	数量	单价(元/m)	金额(元)	
一.钻井施工费				
1.动迁费	1	50,000	50,000	
2.进尺费	直井段	6,400m	346	2,214,400
	水平段	850m	1,275	1,083,750
3.固井费	直井段	6,400m	55	352,000
	水平段+表套	2,850m	90	256,500
4.测井费	直井段	6,400m	50	320,000
	水平段	850m	145	123,250
5.录井费	直井段	6,400m	20	128,000
	水平段	850m	70	59,500
6.钻塞、洗井	2	80,000	160,000	
7.穿针服务	1	200,000	200,000	
8.泥浆固化处理	2	23,100	46,200	
小计			4,993,600	
二、钻井材料、工具费				
1.套管	530t	5,200	2,756,000	
2.分级注水泥器	2	70,000	140,000	
3.管外封隔器	4	60,000	240,000	
4.冲洗引鞋+插入管	1	200,000	200,000	
5.套管头	2	100,000	100,000	
小计			3,436,000	
三、监理费	1	58,200	58,200	
合计			8,487,800	

通过对比循环直井与 U 型井的工程造价数据，一注多采井的工程费用明显超过前两类井型。因此本研究不再单独核算该井型具体费用，后续开展经济可行性分析可直接参照前述两种典型地热井的工程造价。

3.7.2 地热井型综合对比优选

3.7.2.1 井型优选的标准

本节建立了地热系统经济性评价指标。在确定地热井布井方案的同时，还需考虑两个关键因素：供热地区的热负荷需求和供热系统的最低成本。通过汇总三类典型地热井的热交换效率参数与工程造价结果，创建了“动态投资回收期”评价体系。该指标可以量化地热系统从初始投资到实现净收益所需的时间，其数值的大小直接反映了该地热系统的经济可行性——数值越小表明项目回收资金的速度越快，相反则表示需要更长的时间才能回收成本。

3.7.2.2 井型优选结果

三种地热井的理论换热功率见下表

表 3-10 理论换热功率

Table 3-10 Theoretical heat transfer power

地热井型	深度(m)	水平段(m)	数量	换热功率(KW)
循环直井	3300	0	1	640
U型水平对接井	3300	400	1	1421
一注多采井	3300	400	1	5684

计算依据：冬季供暖按 120 天计算；市政供暖居民价每供暖季（120 天）每平方米 24 元；小区建设安装供暖管网每平方米 100 元；供暖设备维修费为 9 元/m²/供暖季。同时还需要安装 1 套热泵机组，为 300 万元。通过当前地区已建地热井数据可以得到，循环单井、U 型对接井、一注多采地热井的供热面积分别为 1.25 万平方米、2.5 平方米、10 万平方米。

（1）循环单井收益分析

供暖费

$$24 \times 12500 = 300000 \text{ 元}$$

供暖管网安装建设费

$$100 \times 12500 = 1250000 \text{ 元}$$

设备使用费

$$9 \times 12500 = 112500 \text{ 元}$$

项目投资费用为 304.81 万元+300 万元=604.81 万元，供暖管网安装建设费收入为 125 万元，每年设备维修费为 11.25 万元，收取供暖费 30 万元。投资回收期约为 26 年。

（2）U 型对接井收益分析

供暖费

$$24 \times 25000 = 600000 \text{ 元}$$

供暖管网安装建设费

$$100 \times 25000 = 2500000 \text{ 元}$$

设备使用费

$$9 \times 25000 = 225000 \text{ 元}$$

项目投资费用为 848.78 万元+300 万元=1148.78 万元，供暖管网安装建设费收入为 250 万元，每年设备维修费为 22.5 万元，收取供暖费 60 万元。投资回收期约为 24 年。

(3) 一注多采井收益分析

供暖费

$$24 \times 100000 = 2400000 \text{ 元}$$

供暖管网安装建设费

$$100 \times 100000 = 10000000 \text{ 元}$$

设备使用费

$$9 \times 100000 = 900000 \text{ 元}$$

项目投资费用为 3000 万元+300 万元=3300 万元，供暖管网安装建设费收入为 1000 万元，每年设备维修费为 90 万元，收取供暖费 240 万元。投资回收期约为 16 年。

以上计算的三种地热井类型的投资回收期表明，对于一注多采井来说，尽管初始投资成本较高，但是每年的收益高，投资回收期反而最短，其次是 U 型井。而对于具体的现场应用，需要结合具体的热交换要求和成本开展经济可行性分析，借助数据计算来选择合适的地热井井型。当然，对于特殊的情况，也可以将多各系统结合使用，比如单井和 U 型井的结合使用。

3.8 本章小结 (Summary of this chapter)

本章结合传热学的相关基本理论和计算公式，构建井周地层结构的等温边界条件模型，建立了井眼的无限长线热源假设，其径向热传导机制服从柱坐标系下的拉普拉斯方程边界约束。建立了井眼与周围地层之间的换热和传热计算的数学模型，计算出地热井的出水温度为 67℃；计算了直井，U 型井和一注多采井的理论热交换量，单井的热交换能力最低，为 640 千瓦；U 型井的热交换能力次之，为 1421 千瓦；一注多采井的热交换能力最强，为 5684 千瓦。初步计算不同井型的建设成本，得到了各自的投资回收期分别为 26 年、24 年和 16 年。即一注多采井的投资回收期最短，经济效益最大。

4 钻井方案优化设计研究

4 Research on the Optimal Design of Drilling Schemes

4.1 地热开采的数学模型 (The mathematical model of geothermal exploitation)

4.1.1 基本假设

针对地热开采过程中复杂的水热耦合作用，本研究在构建偏微分方程组时，整合了当前该领域的研究成果中的经典假设与基础理论，提出了以下几点简化模型的基本假设：

- (1) 将储层内的流体视为单相饱和流动状态，运动特征符合达西定律；
- (2) 在渗流-应力耦合分析中，忽略惯性效应及体积力对系统的影响；
- (3) 将流体密度、动力粘度以及岩土体热物性参数设定为温度无关变量；
- (4) 假设多孔介质骨架与孔隙流体始终保持热力学平衡状态；
- (5) 限定热量传递机制仅包含导热过程，排除热辐射传热模式。

4.1.2 渗流场控制方程

由于含水层中地热水渗流缓慢，其中惯性力较小，通常采用 Darcy 定律来描述：

$$\frac{\partial}{\partial t}(\varepsilon_p \rho) + \nabla(\rho u) = Q_m \quad (4-1)$$

$$u = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (4-2)$$

式中 ε_p 代表岩石基质的孔隙率，无量纲； ρ 代表水的密度， kg/m^3 ； u 代表基质内流体的渗流速度， m/s ； Q_m 代表渗流的源汇项； k 代表基岩的渗透率， m^2 。

4.1.3 温度场控制方程

根据传热方程，多孔介质骨架的热传导控制方程为：

$$\frac{\partial T}{\partial t} \rho C + \nabla T \cdot \rho_l C_l v - \nabla \cdot (\lambda \nabla T) - \alpha_T T \frac{\partial \varepsilon_V}{\partial t} \frac{E}{3(1-2\nu)} = (1-\varphi) Q_g + \varphi Q_l \quad (4-3)$$

上式中：

$$C = (1 - \varphi) \rho_g C_g + \varphi \rho_l C_l \quad (4-4)$$

$$\lambda = (1 - \varphi) \lambda_g + \varphi \lambda_l \quad (4-5)$$

式中 ρ_g 代表骨架密度, kg/m^3 ; C_g 代表骨架热容, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$; λ_g 代表骨架导热系数, $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$; T 代表多孔介质温度场, $^\circ\text{C}$; Q_g 代表骨架热源, W/m^3 ; ρ_l 代表流体密度, kg/m^3 ; C_l 代表流体热容, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$; λ_l 代表流体导热系数, $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$; Q_l 代表流体热源, W/m^3 。

4.2 地热钻井方案优化的数值模型 (Numerical model for optimizing geothermal drilling schemes)

4.2.1 物理模型

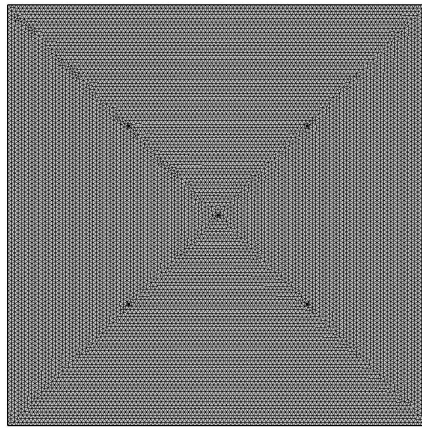


图 4-1 数值模拟

Figure 4-1 Numerical simulation

如图 4-1 所示, 建立一 $1600 \times 1600\text{m}$ 的数值模型。分别布置 1, 2, 3, 4 个抽采井由地层打入碳酸盐岩地热储层; 注入与抽采间距 400m, 500m, 600m。输出步长设置为 $0.5a$, 总共计算步长为 $50a$ 。

4.2.2 参数与边界条件

参数及边界条件设置均根据所选地热田地质条件。

(1) 渗流边界条件: 渗流材料阻力系数 R_1 为 $1.16\text{e-}12$; 设置合理的抽采和注入速度; 地层初始孔隙率及渗透率见表 4-1。

表 4-1 初始孔隙率及渗透率

Table 4-1 Particle size distribution results

岩性	初始孔隙率 φ_0	初始渗透率 k_0 / m^2
碳酸盐岩	0.4	$1.0\text{e-}14$

(2) 传热边界条件: 模型初始温度设置为 130°C ; 四周为开放边界, 注水井设

置为线热源，含水层导热参数见表 4-2。

表 4-2 岩层导热参数
Table 4-2 Particle size distribution results

岩性	导热系数 $\lambda / (\text{W} / (\text{m} \cdot \text{K}))$	比热容 $C / (\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K})$	密度 $\rho / (\text{kg} / \text{m}^3)$
碳酸盐岩	1.3	810	2350

4.3 井间距对钻井方案优化的影响 (The influence of well spacing on the optimization of drilling schemes)

对于不同的布井方式，井间距都具有相应的影响，合理的井间距有利于最大限度的利用地热系统发挥优势，根据研究区的地质现状，井间距分别设置为 400m、500m 和 600m。假定温度下降 2℃ 作为热突破。

利用 Comsol 开展井间距分别为 400m，500m，600m 条件下对不同的布井方案的影响。探究井间距跟热突破之间的关系。在得到温度云图的基础上，导出 Comsol 中的温度变化数据，并利用 Origin 软件绘制温度变化对比图，分别如图 4-2 到 4-9 所示。

4.3.1 一采一注

在一采一注的条件下，当井间距为 400m 时，0~10 年，注入井旁边的冷锋匀速扩大，到了 30~50 年，出现了与生产井连接的冷锋尖端。在开发初期的 10 年，低温区域的影响范围有限，冷锋前端没有出现。当低温流体穿越该区域后，通过基质孔隙的热传导作用快速升温，达到原始地层的温度，该阶段没有发生热突破。持续开采 20 年后，注入井周围的低温场持续扩大并与生产井连通，形成热突破通道。由于采出井周围的压力呈梯度分布，让低温流体向该区域聚集并加速了渗流现象，导致热量被提取，最终形成明显的冷锋尖端现象。同理，对 500m、600m 条件下进行分析得到结论：

对于一采一注来说，400m 井间距条件下，在第 20 年达到热突破，500m 井间距条件下，在第 34 年达到热突破，600m 井间距条件下，50 年内未达到热突破。

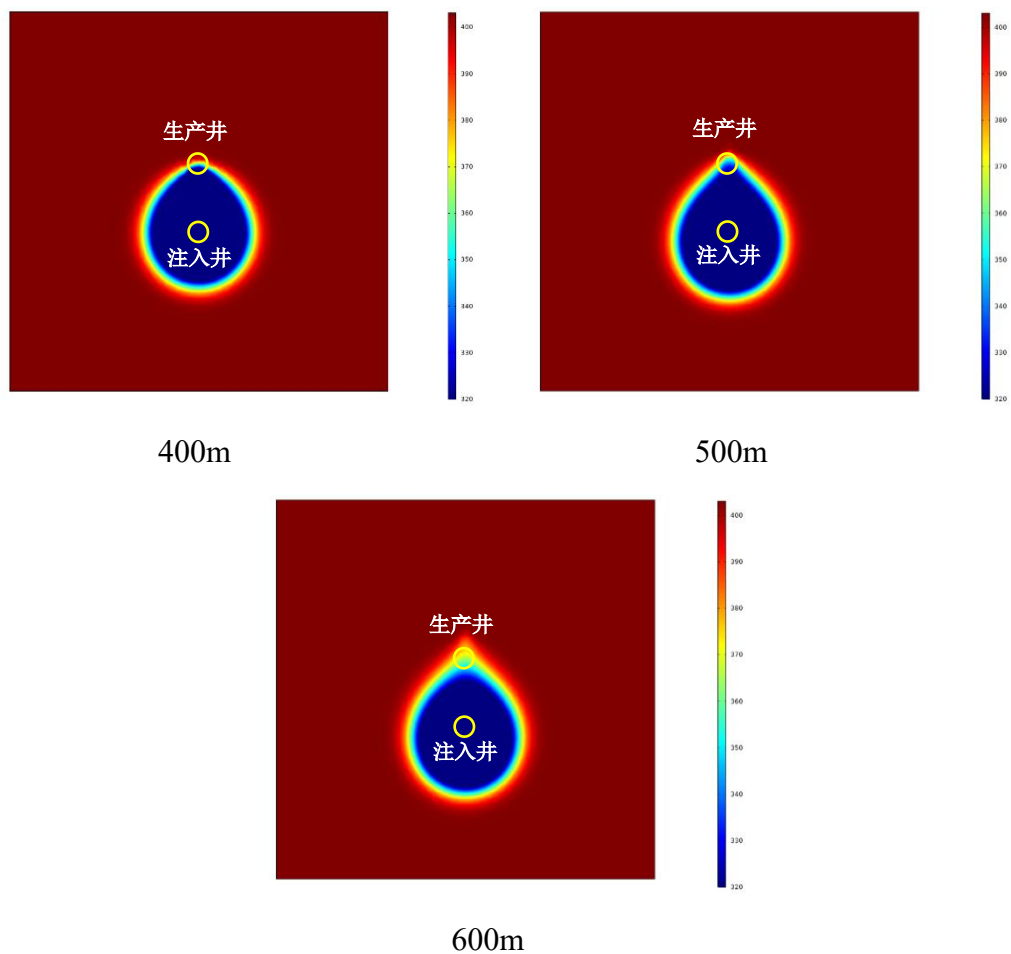


图 4-2 一采一注下不同井间距的温度云图

Figure 4-2 Temperature cloud maps of different well spacings were obtained through one injection and one extraction

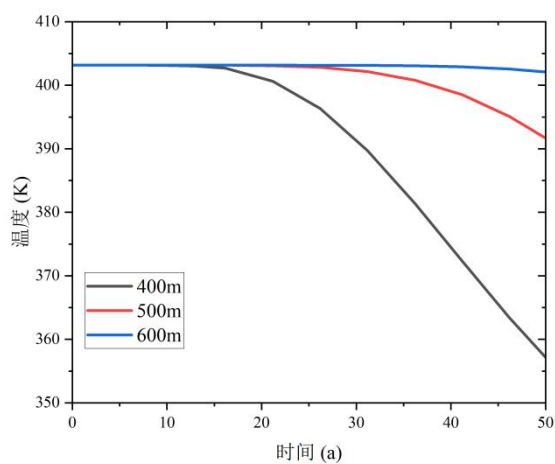


图 4-3 一采一注下不同井间距的温度变化对比图

Figure 4-3 A comparison chart of temperature changes at different well spacings under one injection and one extraction

4.3.2 两采一注

在两采一注的条件下，当井间距为 400m 时，0~9 年是，注入井附近的冷锋面开始扩散，到了 28~50 年，冷锋面不再均匀扩大，出现了冷锋尖端。在开发初期 9 年，低温区的影响范围小，冷锋前端未显现。该阶段未发生热突破现象。持续开采 19 年后，注入井周围的低温场持续扩展并与生产井连通，形成热突破通道。由于采出井周围压力梯度诱导低温流体向该区域聚集并加速渗流，最终形成明显的冷锋尖端现象。同理，对 500m、600m 条件下进行分析得到结论：

对于两采一注来说，400m 井间距条件下，在第 19 年达到热突破，500m 井间距条件下，在第 33 年达到热突破，600m 井间距条件下，50 年内未达到热突破。

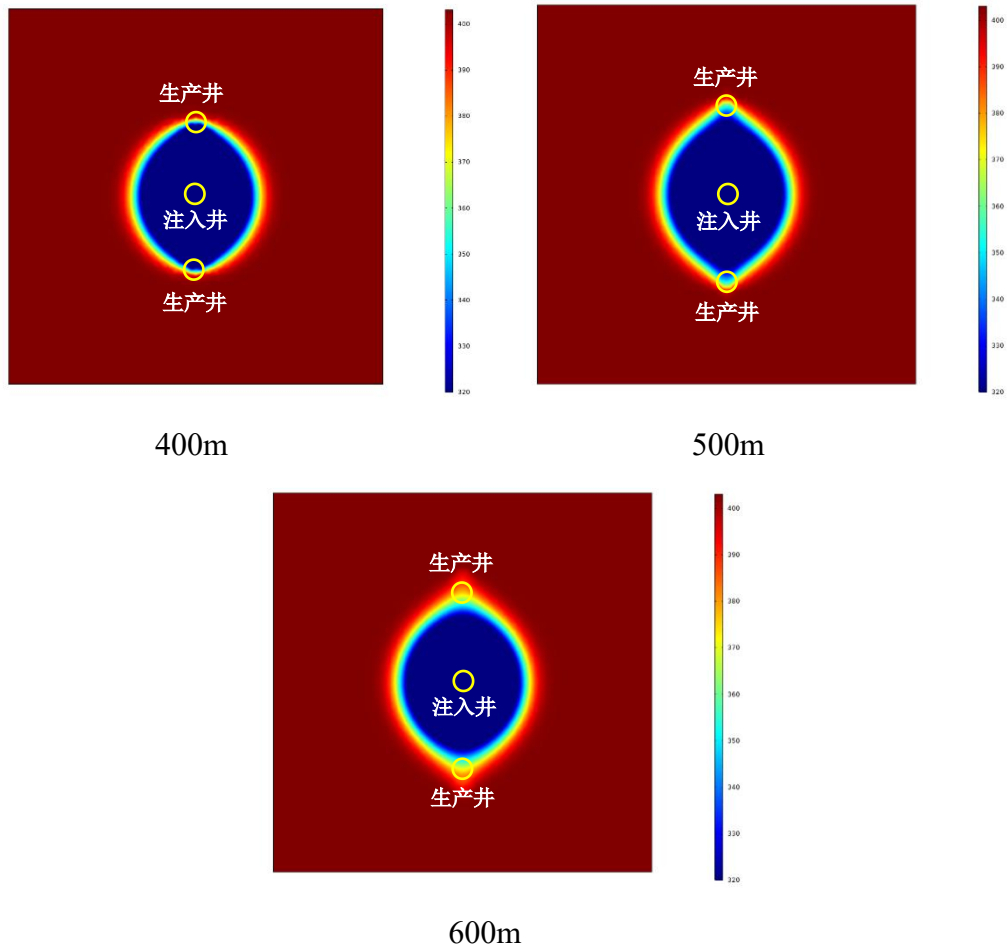


图 4-4 两采一注下不同井间距的温度云图

Figure 4-4 Temperature cloud maps of different well spacings were obtained through one injection and two extraction

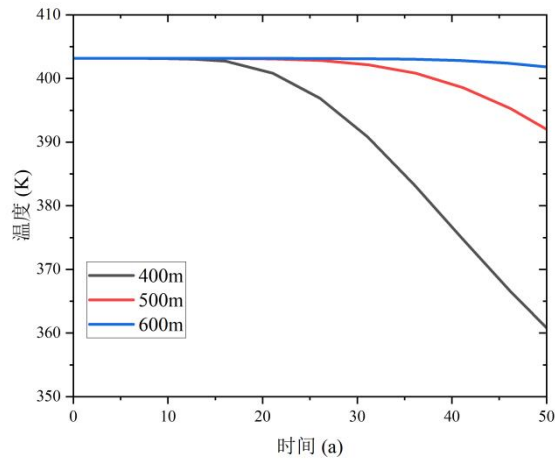


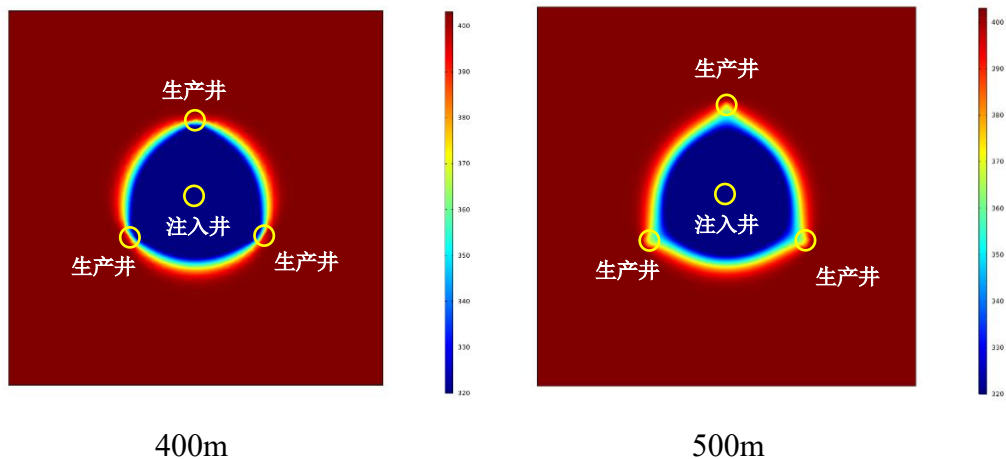
图 4-5 两采一注下不同井间距的温度变化对比图

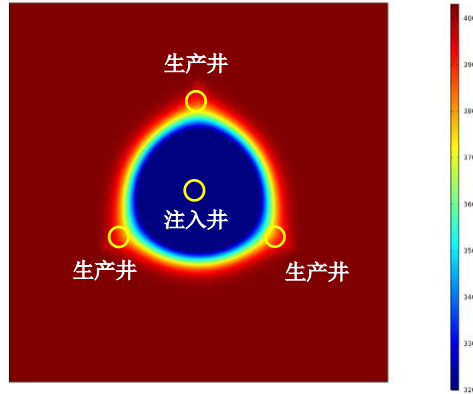
Figure 4-5 A comparison chart of temperature changes at different well spacings under one injection and two extraction

4.3.3 三采一注

在三采一注的条件下，当井间距为 400m 时，0~8 年注入井旁边的冷锋匀速扩大，到了 26~50 年，冷锋面不再均匀扩大，出现了与周围多个生产井连接的冷锋尖端。在开发初期 9 年以内，低温区的影响范围有限，冷锋前端尚未显现。此阶段未发生热突破现象。持续开采 17 年后，注入井周围的低温场持续扩展并与生产井连通，形成热突破通道。由于采出井周围压力梯度显著，诱导低温流体向该区域优先聚集并加速渗流，最终形成明显的冷锋尖端现象。同理，对 500m、600m 条件下进行分析得到结论：

对于三采一注来说，400m 井间距条件下，在第 17 年达到热突破，500m 井间距条件下，在第 28 年达到热突破，600m 井间距条件下，在第 46 年达到热突破。





600m

图 4-6 三采一注下不同井间距的温度云图

Figure 4-6 Temperature cloud maps of different well spacings were obtained through one injection and three extraction

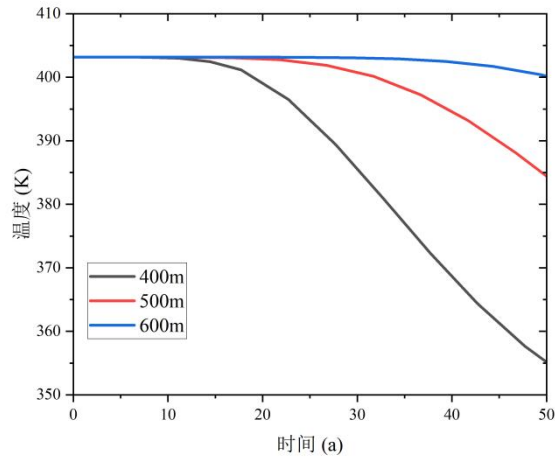


图 4-7 三采一注下不同井间距的温度变化对比图

Figure 4-7 A comparison chart of temperature changes at different well spacings under one injection and three extraction

4.3.4 四采一注

在四采一注的条件下，当井间距为 400m 时，0~8 年注入井旁边的冷锋匀速扩大，到了 25~50 年，冷锋面不再均匀扩大，出现了与生产井连接的冷锋尖端。在开发初期的 9 年里，低温区的影响范围有限，冷锋前端未显现。此阶段未发生热突破现象。热储开发 16 年后产生热突破现象，因此出现了冷锋尖端现象。同理，对 500m、600m 条件下进行分析得到结论：

对于四采一注来说，400m 井间距条件下，在第 16 年达到热突破，500m 井间距条件下，在第 26 年达到热突破，600m 井间距条件下，在第 42 年达到热突破。

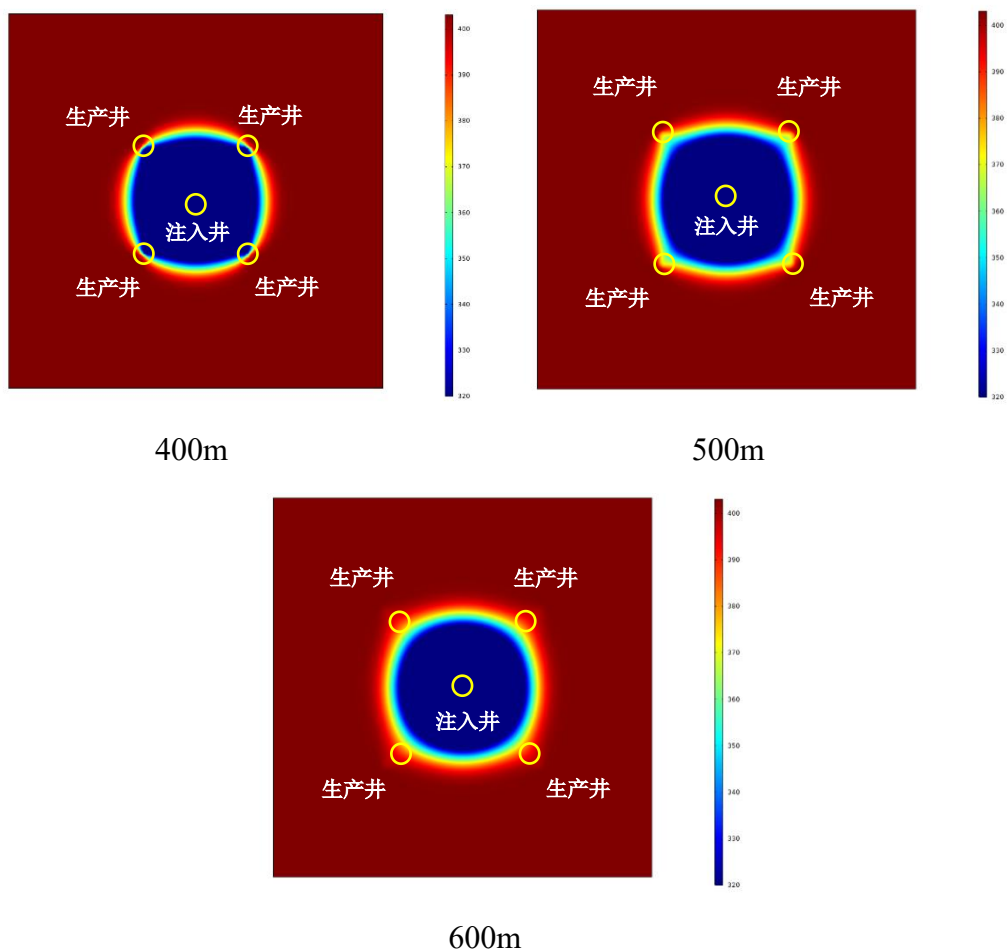


图 4-8 四采一注下不同井间距的温度云图

Figure 4-8 Temperature cloud maps of different well spacings were obtained through one injection and four extraction

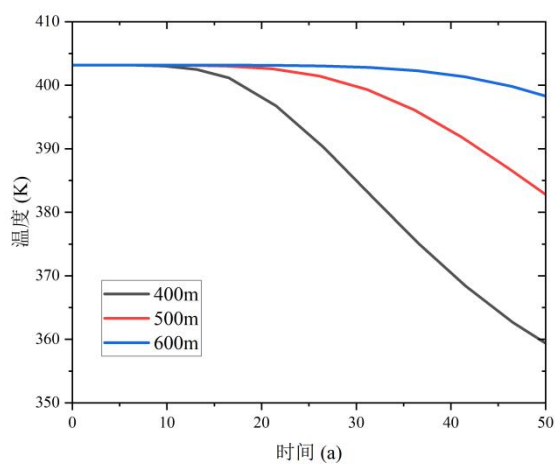


图 4-9 四采一注下不同井间距的温度变化对比图

Figure 4-9 A comparison chart of temperature changes at different well spacings under one injection and four extraction

通过对于上述结果进行分析，可得结论随着井间距的不断增大，热突破时间

不断增加，结合地质资料及相关材料，可选定 600m 为合理的井间距。

4.4 注采井数量对钻井方案优化的影响 (The influence of the number of production and injection Wells on the optimization of drilling schemes)

开展井间距分别为 400m, 500m, 600m 条件下不同的注采井数量对热突破影响。探究注采井数量跟热突破之间的关系。利用 Origin 软件绘制温度变化对比图，分别如图 4-10, 4-11, 4-12 所示。

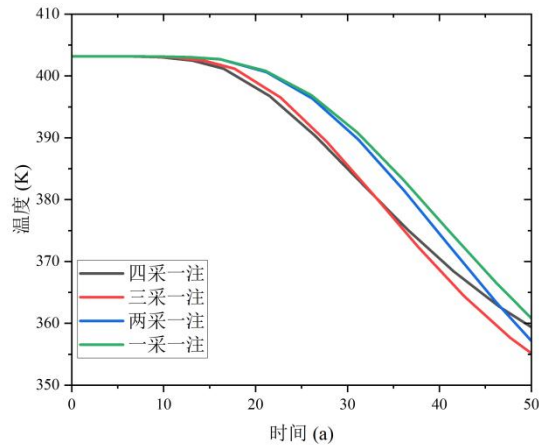


图 4-10 400m 井间距下不同注采井数量的温度变化对比图

Figure 4-10 A comparison chart of temperature changes with different numbers of production and irrigation Wells at a well spacing of 400 meters

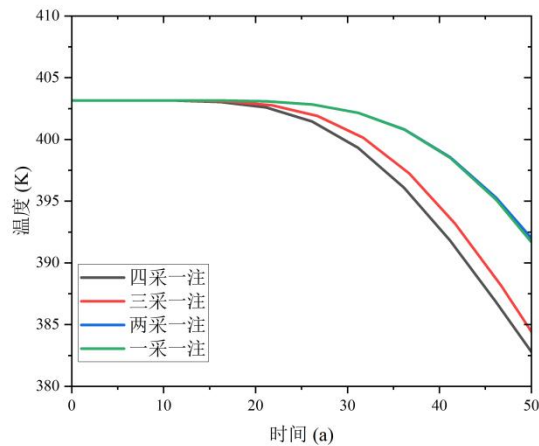


图 4-11 500m 井间距下不同注采井数量的温度变化对比图

Figure 4-11 A comparison chart of temperature changes with different numbers of production and irrigation Wells at a well spacing of 500 meters

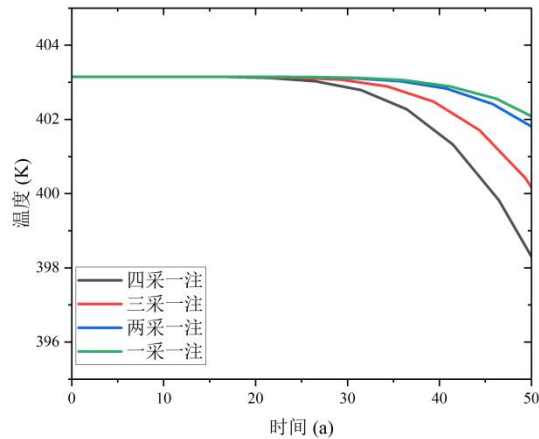


图 4-12 600m 井间距下不同注采井数量的温度变化对比图

Figure 4-12 A comparison chart of temperature changes with different numbers of production and irrigation Wells at a well spacing of 600 meters

对于不同的井间距,不同的生产井的数量都具有相应的影响,合理的注采井数量有利于最大限度的利用地热系统发挥优势,根据研究区现状,设置注采方式分别为一采一注,两采一注,三采一注,四采一注,考虑温度下降 1°C 所需要的时间进行对比。

对于 400m 井间距来说,一采一注条件下,温度降低 1°C 需要 10 年,两采一注条件下,温度降低 1°C 需要 9.5 年,三采一注条件下,温度降低 1°C 需要 8.5 年,四采一注条件下,温度降低 1°C 需要 8 年。

对于 500m 井间距来说,一采一注条件下,温度降低 1°C 需要 17 年,两采一注条件下,温度降低 1°C 需要 16 年,三采一注条件下,温度降低 1°C 需要 14 年,四采一注条件下,温度降低 1°C 需要 13 年。

对于 600m 井间距来说,一采一注条件下,温度降低 1°C 需要 49 年,两采一注条件下,温度降低 1°C 需要 41 年,三采一注条件下,温度降低 1°C 需要 23 年,四采一注条件下,温度降低 1°C 需要 21 年。

通过上述分析,在 400m, 500m, 600m 的井间距下,随着生产井的数量增加,同样温度下降条件下,所需要的时间更短。根据第三章相关经济性分析,在循环直井、U 型井和一注多采井之中,一注多采井的热交换能力最强,投资回收期最短,结合地质资料,可选定四采一注作为注采井设置方式。

4.5 本章小结 (Chapter Summary)

(1) 建立了地热系统的数值模型,包括一采一注,两采一注,三采一注,四采一注及不同的井间距,采用自由三角形网格剖分模型。

(2) 当其他条件一定时,随着井间距的不断增大,热突破时间不断增加,

结合地质资料及相关材料，可选定 600m 为合理的井间距。

(3) 当其他条件一定时，随着生产井数量的不断增加，温度下降不断加快，根据相关经济性分析，可选定四采一注作为注采井设置方式。

5 典型碳酸盐岩地热钻井方案设计

5 Geothermal drilling scheme design

5.1 设计原则 (Design principle)

(1) 注入井位选址要避开活动断裂带及岩溶塌陷区等复杂构造区域，并与开采井保持合理的距离，保证两井同时作业的安全。

(2) 地热开采井选址应考虑水文地质参数，重点注意温度场分布、涌水量特征及承压状态，通过科学布井方案实现储层保护，有效防控钻井液漏失、井壁失稳等风险。

(3) 地热系统运行参数的优化应考虑热储层可持续开发周期、动态热平衡机制以及能源供需问题，建立多目标协同的调控模型以提升资源利用效率。

(4) 地热井网布局要遵循压力控制原则，实现对异常地层压力的动态调控，保障井口装置的安全可靠运行。

5.2 关键技术设计要点 (Key technical design points)

5.2.1 储层地质刻画

(1) 三维地质建模：

常用的地质曲面插值拟合算法有克里金插值方法、Lawson 算法、三角剖分的优化算法、广义三棱柱构模法、四面体模型、地理信息系统、离散光滑插值技术等。其中离散光滑插值技术能够较好地解决诸如构造体系复杂，地层起伏陡变，矿体形态多样且连续性差的问题。其基本思想是在各个离散化数据点间建立相互联络的网络，如果网络上的已知节点值满足某种约束条件，则未知节点上的值可以通过解线性方程得到该方法只依赖于网格结点的拓扑关系，不以空间坐标为参数，是一种不受维数限制的差值方法，在固体矿场地质建模和热储建模领域得到了广泛的应用。地层面的刻画包括两方面要素，一是地层面埋深，二是地层的发育范围。地层面埋深的刻画需要在已有研究成果基础上，结合物探、钻探、地质剖面等多源数据。将物探测深，钻孔编录，剖面提取深度等信息整合为地层等值线数据，提高断层面刻画的精度。

地层的发育范围的刻画需要分析地层接触关系，研究区位于华北地台冀中坳陷，隆升地层受风化剥蚀等作用出现减薄，缺失等特征。研究区第四系与新近系明化镇组地层之间为整合接触、新近系馆陶组之间为整合接触关系，地层完整发育；古近系、奥陶系、寒武系、青白口系、蓟县系等地层与上覆地层均为角度不整合接触关系。通过定义不同地层之间的接触关系，圈定不同地层的残余范围，进而完成地层面垂向变化与平面分布的刻画。

(2) 靶区优选:

地热带区优选需以地质构造为核心, 结合热储层质量、盖层保温、热源强度及开发经济性多维度评估。不同类型的地热资源需要调整评价权重。优选裂缝密度 >3 条/m, 通过电阻率成像测井判定溶洞充填率 $<30\%$, 借助地表热红外遥感+井下测温验证温度异常区, 作为优选开发靶区。

5.2.2 关键钻井参数设计

综合研究区已钻探地热井数据与地球物理勘查成果, 蓟县系热储层主要集中于牛东断裂西侧区域。其顶界埋深空间分布向东南及西南方向逐渐加深, 最浅埋深位于西北部大营镇文家营附近, 埋深小于 800 米, 正好是牛驼镇隆起的构造核部。储层厚度在 100-600 米之间, 其中大营镇的热储最厚, 而李林庄则相对薄弱, 普遍小于 100 米, 基底储层厚度主要受构造活动的影响。研究区 4000m 以浅的浅层热储温度场保持在 80-110℃。



图 5-1 地热资源开发利用分区图

Figure 5-1 Zoning map for the development and utilization of geothermal resources

根据 2.2.3 章, 层次分析法对该研究区的典型地热井钻井工艺的优选, 最佳钻井方案为使用气举正循环钻井工艺 (见图 5-2)。

气举正循环钻具组合的上部结构采用双层壁钻杆设计, 通过特殊设计的混气阀接头与下部单壁钻杆实现连接。该工艺系统利用空压机将高压气体经由双层壁钻杆的环状通道输送至底部混气阀, 随后气体进入钻杆与套管之间的环空区域。在此过程中, 高压气体与钻井液充分混合形成气液两相流, 气泡在环空内膨胀产生动能, 从而驱动钻井液向上流动形成循环回路。该技术创新性地攻克了易漏地层钻井液漏失的技术难题, 实现了钻井液系统的稳定循环, 为易漏地层的岩心取样、井眼轨迹精确控制以及储层保护提供了可靠的技术支撑。使用效果明显优于清水充气正循环和气举反循环两个欠平衡钻井工艺。

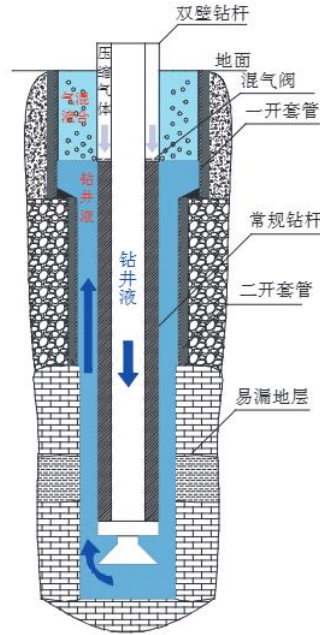


图 5-2 气举正循环示意图[40]

Figure 5-2 Schematic diagram of the positive cycle of air lift[40]

通过第 4 章钻井方案优化设计研究得，对于蓟县系热储开发利用区设定为基岩顶界埋深 3000~3500m 的区域，规划注采井井间距为 600m。根据第 3 章的经济可行性分析和第 4 章的注采井数量对钻井方案优化的影响，在循环直井，U 型井和一注多采井之中，一注多采井的热交换能力最强，投资回收期最短，经济效益最大布井方式选定为四采一注（见图 5-3）。对于特定的情况下，也可以采用多种布井方式协同布置。

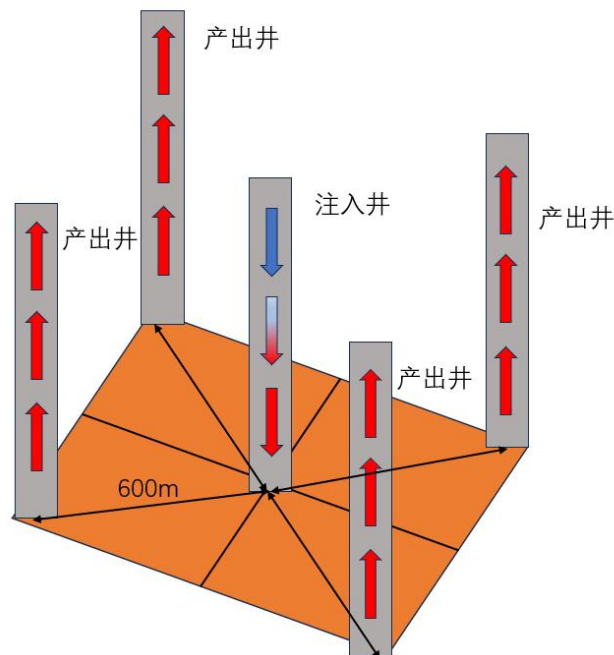


图 5-3 钻井方案示意图

Figure 5-3 Schematic diagram of drilling plan

根据第3章换热计算，下井深度设定为2500~3500m，预计出水井口的水温为70℃~80℃。在上述设计的情况下，该地区的地热开发可以使得热储层寿命更长，具有可持续发展的优点，增加发生热突破现象的时间。

5.2.3 井身结构设计

对于碳酸盐岩热储，针对其非均质性强、风化壳卡层难度大、二开钻进井段失返性漏失风险大等问题，对其井身结构设计主要采用三开制逐级井身结构，部分地质复杂地区采用四开制逐级悬挂井身结构，一开 $\phi 444.5\text{mm} \times \phi 339.7\text{mm}$ ，满足下泵采水回灌和保护地表水要求；二开 $\phi 311.15\text{mm} \times \phi 244.5\text{mm}$ ，进入风化壳封固热储层之上不稳定砂泥岩地层；三开 $\phi 215.9\text{mm} \times \phi 177.8\text{mm}$ 打孔筛管，单独一个开次，有效保护热储层。

表 5-1 井身结构设计
Table 5-1 Well structure design

井段	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管类型	下深 (m)	特殊要求
表层	444.5	339.7	J55	300	水泥返至地面
技术层	311.15	244.5	L80	1000	耐 CO ₂ 腐蚀涂层
生产层	215.9	177.8	衬管	3270	预钻孔 (孔径 $\Phi 20\text{-}50\text{mm}$)

水平段：储层段采用“长水平段+多分支”结构，水平段长度800-1200m，分支间距200-300m，覆盖裂缝密集带。螺杆钻具+地质导向系统（LWD），稳斜精度 $\pm 0.5^\circ / 30\text{m}$ 。

造斜段：用旋转导向系统（RSS）+PDC 钻头，造斜率 $4\text{-}6^\circ / 30\text{m}$ ，确保井眼平滑度。

5.2.4 高温钻井液体系

针对泡沫欠平衡钻井高温环境，国内研发团队构建了具备高温稳定性的泡沫钻井液技术体系，该体系已实现深部地热开发场景的规模化应用。为解决高温诱导气化失稳问题，当面临井筒热累积风险时，要应用流体动力学调控机制与注水冷却技术，通过地面泥浆预冷处理和井下集成式热交换装置，实现井筒温度的梯度调控。当温度阈值达到临界点时，强制启动多级温控装置，并使用刚性碳酸钙颗粒-柔性聚丙烯酰胺纤维复合防堵剂，构建“热-力”协同防护机制。钻至储层前50m转换为无固相甲酸钾盐水，添加酸溶性暂堵剂。

5.2.5 地热系统稳定性监测及调控技术

为确保地热系统能够稳定地运行，构建起“双模协同管控”的技术体系，其中涵盖热储状态监测与智能调控两大核心，凭借光纤传感技术开展多参量监测网

络设计，成功突破传统观测手段所存在的局限性，通过在热储层以及井筒结构当中布设分布式光纤传感器阵列，达成温度场、渗流场、应力场以及位移场的同步监测，该监测体系能够承受 80MPa 的地层压力和 300℃ 的高温，有效解决高温腐蚀环境下设备耐久性方面的问题。

数据中枢系统采用边缘计算架构来搭建体系，通过使用工业级数据采集终端的方式，搭建起地热系统的数字孪生模型用于分析，该模型具备三维可视化交互界面功能，能够实现对热储参数演变分析与诊断，并且能够完成对异常状态的诊断工作内容。采用把数据融合进算法的手段能够让监测准确率得到提升，配套开发出来的智能决策系统运用机器学习算法建立热突破预警模型，相比传统阈值预警方式可使误报率有所降低。

调控体系运用负荷响应式的动态优化策略，一开始构建储层热补偿和开采速率关联数学模型，接着研制多约束条件下的智能寻优控制器，当监测到储层热衰减速率超过 0.5 摄氏度/天临界阈值时，自动激活分级回灌补偿机制，依靠变频调控泵组实现回注流量实时闭环控制，针对用热负荷具有时变特性的情况，建设相变储热与释热平衡装置，该装置配备的双向调节机制能使系统热交换效率提高且能量传递效率提升。

5.3 风险应急预案 (Risk emergency response plan)

5.3.1 井漏风险应急预案

碳酸盐岩地层会因为沉积作用形成大量的裂缝和溶洞，加上地热流体长期的溶蚀作用，导致碳酸盐岩地层的非均质性强、渗透性差异大。再钻井过程中，当钻井液柱压力超过地层孔隙-裂缝承压能力时，容易发生漏失，且漏失通道会随着钻进变化。

利用随钻电阻率成像、井下声波测井以及返排液量监测等方法来区分所发生的漏失类别是渗透性漏失、裂缝性漏失还是溶洞性漏失，同时采用压降曲线分析法计算漏失通道的渗透率与尺寸从而为堵漏方案提供依据。

针对渗透性漏失情况可以注入高失水泥浆或者钙基堵漏浆，依靠颗粒架桥和化学胶结方式封堵微孔隙，对于裂缝性漏失状况可采用复合堵漏材料并且结合暂堵技术，以此实现多级充填作业，要是遇到溶洞性漏失问题能选用“先期注灰封堵加后期绕障钻井”策略，利用高密度水泥浆填充大型溶洞或者采用定向钻绕过漏失区域。

堵漏后逐步恢复钻井液循环，通过立压测试验证封堵效果，若仍存在渗漏，则重复注入堵漏浆并提高泥浆黏度。

5.3.2 井壁失稳控制预案

高温环境之中碳酸盐岩经历热化学反应会引发矿物相变,进而造成岩体结构强度出现降低的情况,钻井液里的滤液侵入地层之后容易诱发岩石膨胀与应力分布失衡,最终导致井壁出现失稳的状况,对于存在裂缝和溶洞发育的井段而言,泥浆漏失现象会直接降低支撑液柱的有效压力,从而影响井壁结构的整体稳定性。

采用高浓度钾盐或者钙盐抑制剂对泥页岩夹层做水化抑制处理,同时使用以硅酸盐为基质的封堵材料利用其与地层流体反应生成化学沉淀实现微裂隙封填来有效控制滤液渗透,针对已发生坍塌的井段需先采用高粘度携砂液对井壁剥落区域进行冲洗充填再用旋转导向钻具与扩孔工具开展井眼修复工作。

严重失稳时,采用“随钻扩孔+套管下入”工艺,通过 Bi-Centered Bit 扩孔至预定尺寸,立即下入技术套管隔离不稳定地层。然后使用抗温 240℃ 以上的磺化类钻井液体系,并加入氧化镁/铝基降滤失剂,防止高温稠化和固化。采用井下随钻扩眼工具,减少起下钻的次数,避免因温度波动诱发井壁掉块。

5.3.3 高温应对预案

当地热储层温度超过 200℃ 是,使用常规钻井液易出现以下问题:

(1) 流变性能失效:高温导致高分子处理剂降解,泥浆黏度骤降,携砂能力丧失。

(2) 润滑性恶化:高温下泥浆摩擦阻力系数升高,易引发粘附卡钻。

(3) 设备损伤:钻头轴承、测量仪器因热疲劳失效风险增加。

对于上述存在的问题,可以使用抗温 300℃ 以上酯基油+氧化钙体系的油基钻井液,并添加纳米二氧化硅增强泥饼的致密性,再加入液体石蜡与乳化剂,形成油水微乳液结构,提升润滑性与抗温性。

5.4 本章小结 (Chapter Summary)

(1) 根据地热田现有生产系统,设计了碳酸盐岩地热钻井优化开采方案,提出了设计原则,说明了地热系统开发的内涵,阐述了地热钻井的工作原理及系统组成;进行了钻井总体规划设计。

(2) 根据地热田的地质资料和目前地热钻井开发中存在的问题,对于钻井方案提出了三条风险应急预案。

6 结论与展望

6 Conclusion and Prospect

6.1 主要结论 (Main Conclusion)

针对典型碳酸盐岩地热钻井方案优化设计的问题,作者设计了一种地热钻井方案,并提出了系统的关键技术,讨论了地热钻井钻进过程中存在的问题。根据地热田地质条件,提出了不同的井型的采热数学模型,探讨井型的选择对热提取的影响和成本。通过构建数学模拟模型并开展相应的实验,系统解析了地热田渗流特征与温度场分布的动态演变过程,探究了井间距和布井方式对热突破的影响,对钻井方案设计提供优化方向。根据地热田现有地热井和以上研究,设计了地热钻井优化方案的地热井的位置、布井方式、井间距的选择。得出主要结论为:

(1) 针对地热钻井方案优化设计问题,提出了适应蓟县系地热田地热钻井方案,分析了雄安新区蓟县系上部风化壳漏失的问题并提出了对应的井身结构设计方案。对于中深层碳酸盐岩井段持续漏失的问题,可以采取优化钻井液体系等措施解决,而地层造斜能力强导致井斜超标等问题,可以优化钻具组合,改进钻具防斜技术。

(2) 针对闭环地热系统的热提取特性,本文研究运用了传热学的相关理论对地层-井筒耦合模型的换热和传热机制展开分析。以单维度稳态导热理论为基础,构建了井筒传热数学模型,并采用递归计算方法求解井筒内流体温度场分布。通过数学计算获得三类典型地热井系统的热交换特性参数,结合经济性评价指标与动态投资回收周期进行多维度对比分析。研究表明,多井联采系统具有明显的经济优势,投资回收周期较单井及对井系统都有所减少,为地热钻井方案优化设计中的井型优选提供了数据支撑。

(3) 开展了地热注采井井间距及数量对热突破的影响的数值模拟。随着井间距增大,热突破时间增加,但占地面积也有所增大,布井方式的改变对热突破也具有重要影响。通过数值模拟结果,对地热钻井方案设计提供了合适的井间距及布井方式建议。

(4) 根据地热田的地质条件,选择了合适的地热井开发位置,规划了合理的井身结构设计,设计了高温钻井液体系,选用了合理的高效破岩与提速技术,采用了地热系统稳定性监测及调控技术。

6.2 展望 (Expectation)

作者以雄安新区典型碳酸盐岩地热田为背景研究了地热钻井方案优化设计,

为碳酸盐岩地热开发提供了一定的参考。而对于地热钻井技术的研究较为成熟，众多学者对各种地热钻井技术已做了较多的讨论和分析。对于地热钻井而言，地热钻井钻进过程中容易出现的井漏，井斜等问题，以及如何结合研究区的地质特征合理规划井网布局，是地热钻井方案优化设计研究的关键。

目前仅针对单一温度场进行了分析，未考虑多场耦合的情况，希望未来可以构建多场耦合数值模型。更深入的研究学习。并通过采矿与地热的多学科交叉应用，解决煤矿热害问题，完善热煤协采技术体系，推动煤矿的安全绿色开采。

参考文献

- [1] 孟祥林. 可再生能源的国外发展经验与我国的发展选择[J]. 再生资源与循环经济, 2014, 7(10): 40-44.
- [2] 卢予北. 地热井常见主要问题分析与研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2004, (02): 43-47.
- [3] 马冰, 贾凌霄, 于洋, 等. 地球科学与碳中和: 现状与发展方向[J]. 中国地质, 2021, 48(02): 347-358.
- [4] 许天福, 张延军, 曾昭发, 等. 增强型地热系统(干热岩)开发技术进展[J]. 科技导报, 2012, 30(32): 42-45.
- [5] 李小波. 地热钻井井型选择及参数优化设计[D]. 西安: 西安石油大学, 2019.
- [6] 孙艳龙, 高大勇. 大庆油区地热资源钻井技术探讨[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2004, (10): 43-45+50.
- [7] 李超. 定向井钻井工艺技术优化措施探讨[J]. 新疆有色金属, 2020, 43(04): 15-16.
- [8] 刘真子. 定向钻井技术发展现状及发展新趋势[J]. 中国新技术新产品, 2016, (08): 83-84.
- [9] 王鹏, 盛利民, 窦修荣, 等. 国外旋转导向最新技术进展与发展趋势[J]. 钻采工艺, 2013, 36(06): 32-35+3.
- [10] 肖仕红, 梁政. 旋转导向钻井技术发展现状及展望[J]. 石油机械, 2006, (04): 66-70.
- [11] 冯定, 王鹏, 张红, 等. 旋转导向工具研究现状及发展趋势[J]. 石油机械, 2021, 49(07): 8-15.
- [12] 苏义脑, 窦修荣, 王家进. 旋转导向钻井系统的功能、特性和典型结构[J]. 石油钻采工艺, 2003, (04): 5-7+83.
- [13] 韩来聚, 孙铭新, 狄勤丰. 调制式旋转导向钻井系统工作原理研究[J]. 石油机械, 2002, (03): 7-9+35-3.
- [14] 宋红喜, 曾义金, 张卫, 等. 旋转导向系统现状及关键技术分析[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(06): 2123-2131.
- [15] Jerez, H., and J. Tilley. "Advancements in Powered Rotary Steerable Technologies Result in Record-Breaking Runs." Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014.
- [16] Zalluhoglu, Umut, Demirer, Nazli, Marck, Julien, Gharib, Hossam, and Robert Darbe. "Steering Advisory System for Rotary Steerable Systems." Paper presented at the SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands, March 2019.
- [17] 付天明. Geo-Pilot 旋转导向系统发展与应用研究[J]. 石油矿场机械, 2014, 43(05): 77-80.
- [18] Joseph D R, John P V. Method for determining distance and direction to a cased borehole using measurements made in an adjacent borehole: US 3725777[P]. 1973-04-03.
- [19] West C L, Kuckes A F, Ritch H J. Successful ELREC logging for casing proximity in an

- offshore Louisiana blowout[R]. San Francisco: SPE, 1983.
- [20] Kuckes A F. Alternating and static magnetic field gradient measurements for distance and direction determination: US 5305212[P]. 1992-04-16.
- [21] 王吉龙,牛意,余潞.定向井钻井工艺技术优化措施分析[J].化工设计通讯,2022,48(06):14-16.
- [22] 冯彬,赵金成,许清海,等.小尺寸中心管水力内切割工具现场应用研究[J].西部探矿工程,2020,32(05):65-68.
- [23] 蒋凯,仇常凯.定向钻井技术在中浅储层轨迹控制——以王官屯油田为例[J].石化技术,2021,28(01):109-110.
- [24] 陈建兵,张斌.定向钻井技术在咸阳地区地热井施工中的应用[J].地下水,2017,39(03):37-38+89.
- [25] 丁红,宋朝晖,袁鑫伟,等.哈拉哈塘超深定向井钻井技术[J].石油钻探技术,2018,46(04):30-35.
- [26] 杜垚森,宋志彬,和国磊,等.天津东丽湖 CGSD-01 井取心问题及技术探索[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(03):13-19.
- [27] 宋继伟,蒋国盛,苏宁,等.贵州省复杂地层地热深井钻探工艺[J].地质与勘探,2018,54(05):1024-1037.
- [28] 章术,尹亮先,首照兵.贵州铜仁地区页岩气钻井施工难点及对策[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(05):10-13.
- [29] 李亚琛,段晨阳,郑秀华.高温地热钻井的最佳实践[J].地质与勘探,2016,52(01):173-181.
- [30] 王明波,郭亚亮,方明君,等.裂缝性地层钻井液漏失动力学模拟及规律[J].石油学报,2017,38(05):597-606.
- [31] 光新军,王敏生.高温地热高效开发钻井关键技术[J].地质与勘探,2016,52(04):718-724.
- [32] 高如军,唐国军,李洪玺.充气欠平衡钻井技术在低压漏失井的应用[J].钻采工艺,2017,40(03):16-18+8.
- [33] 许刘万,刘智荣,赵明杰,等.多工艺空气钻进技术及其新进展[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(10):8-14.
- [34] 刘建林.双壁钻杆在空气潜孔锤反循环钻进中的应用研究[J].能源与环保,2017,(01):39-42.
- [35] 樊腊生,贾小丰,王贵玲,等.雄安新区 D03 地热勘探井钻探施工实践[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(10):13-22.
- [36] 刘文武,刘家荣,郭坤,等.雄安新区 D14 地热井钻探施工技术研究[J].西部探矿工程,2019,31(08):102-106.
- [37] 吕利强.雄安新区地热井钻探施工难点及措施[J].中国煤炭地质,2019,31(10):69-72.

- [38] 张天孙, 卢改林.传热学[M].北京: 中国电力出版社, 2006:27-30.
- [39] 陈超峰,王补信,付前进,李雪彬,胡广文,刘奥.流体注入过程中井筒温度场计算及影响因素分析[J].化工技术与开发,2017,46(11):55-58.
- [40] 马鹏鹏.雄安新区中深层地热井钻完井难点分析及对策探讨[J].中国矿业,2023,32(09):119-128.

翻译部分

英文原文



Article

Analysis and Multi-Objective Optimization of the Rate of Penetration and Mechanical Specific Energy: A Case Study Applied to a Carbonate Hard Rock Reservoir Based on a Drill Rate Test Using Play-Back Methodology

Diunay Zuliani Mantegazini ¹, Andreas Nascimento ^{1,2}, Vitória Felício Dornelas ^{1,*} and Mauro Hugo Mathias ¹

¹ Graduate Program in Engineering, São Paulo State University, Guaratinguetá 12516-410, SP, Brazil; diunay.mantegazini@unesp.br (D.Z.M.); andreas.nascimento@unifei.edu.br (A.N.); mauro.h.mathias@unesp.br (M.H.M.)

² Institute of Mechanical Engineering, Federal University of Itajubá, Itajubá 37500-903, MG, Brazil

* Correspondence: vf.dornelas@unesp.br

Abstract: Until early 2006, in Brazil, the focus used to be on oil and gas exploration/exploitation of post-salt carbonates. This changed when the industry announced the existence of large fields in pre-salt layers across the South Atlantic Ocean from nearshore zones up to almost 350 [km] from the shore. With the discovery of pre-salt hydrocarbons reservoirs, new challenges appeared. One of the main challenges is the necessity to optimize the drilling processes due to their high operational costs. Drilling costs are considerably high, which leads the oil and gas industry to search for innovative and entrepreneurial methods. The coupling of the mechanical specific energy (MSE) and the rate of penetration (ROP) is a method that allows for the identification of ideal conditions to efficiently enhance the drilling process. In addition, the performance of the drilling process can be estimated through pre-operational tests, which consist in continuously testing the applied drilling mechanic parameters, such as the weight-on-bit (WOB) and drill string rotary speed (RPM), looking for optimum sets that would ultimately provide the most desirable ROP. Thus, the goal of this research was to analyze field data from pre-salt layer operations, using a multi-objective optimization based on the play-back methodology for pre-operational drilling tests, through the ideal combination of the highest ROP and the lowest MSE. The results showed that the new concept of pre-operational tests based on the MSE proved to be effective in the drilling process optimization. The combination of the highest ROP and the lowest MSE allows for a high-performance drilling process. For WOB intervals of 5 and 7 [klb], a good fit of the parameters was obtained. Through the parameters obtained from pre-operational tests, the eventual cost-saving and time-saving values could be estimated, respectively, ranging from USD 1,056,180 to 1,151,898 and 19.50 to 21.27 [h], respectively. In addition, the results of this research can be applied to the exploration of other natural resources, such as natural hydrogen and geothermal sources.

Keywords: desirability; drilling; pre-salt layers; carbonate hard rock; pre-operational test; oil and gas



Citation: Mantegazini, D.Z.; Nascimento, A.; Dornelas, V.F.; Mathias, M.H. Analysis and Multi-Objective Optimization of the Rate of Penetration and Mechanical Specific Energy: A Case Study Applied to a Carbonate Hard Rock Reservoir Based on a Drill Rate Test Using Play-Back Methodology. *Appl. Sci.* **2024**, *14*, 2234. <https://doi.org/10.3390/app14062234>

Academic Editor: Nikolaos Koukouzas

Received: 27 January 2024

Revised: 23 February 2024

Accepted: 29 February 2024

Published: 7 March 2024



Copyright: © 2024 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The oil and gas industry is still one of the biggest economy drivers in the world [1]. The discovery, exploration, and exploitation of hydrocarbons (HC) from pre-salt carbonate hard rocks are key steps forward in this sector [2]. The pre-salt region in Brazil is recognized as the biggest set of recently discovered giant oil fields in the world [3]. However, more than ten years after its discovery, operations in the pre-salt carbonates continue to present challenges in terms of drilling, production, and also in relation to the reservoir characterization [4,5]. Pre-salt carbonate reservoirs are highly complex and heterogeneous [2,6,7], a feature justified by the nature of the original deposition system and the subsequent diagenetic processes [2].

Optimizing the drilling processes and reducing the costs of production are extremely important to maximize profitability in the oil and gas industry [8]. Due to the ongoing considerable demand for hydrocarbons on a global scale, the oil and gas industry has always tried to find novel solutions, especially for drilling operations, to diminish the operational costs [9–11]. Drilling operations are very expensive, challenging, and involve risks and different problems, especially with deep drilling and activities through hard formations [12–15]. Due to these facts, the drilling process has gained notable technological improvements in recent years [16]. For example, current bottom hole assemblies have several sensors, which allow for the monitoring, steering, and optimization of the drilling process by measuring the geological and directional information of the borehole while drilling [17].

Industries within the sector are motivated to implement technologies that focus on cost and operational optimization [18,19] and solve the challenges still found in petroleum exploration [20]. The rate of penetration (ROP) is one of the main parameters affecting the process of oil and gas well drilling optimization and the total drilling costs [1,21–24]. The ROP can be defined as the speed at which a drill bit breaks through a formation, deepening (advancing) the borehole [25], or as the volume of rock removed per unit area per unit time [22]. An ROP prediction can help in planning the drilling process and reducing the drilling costs [14,26]. Finding an accurate method for ROP prediction has been one of the objectives of the oil and gas industry since the 1950s [27]. Due to the complex relationship between the parameters affecting the ROP, an accurate prediction of the ROP is very difficult to obtain [22,28]. There are many drilling variables that affect the ROP, such as the weight-on-bit (WOB), drill string rotation speed (RPM), torque-on-bit (TOB), standpipe pressure (SPP), flow rate (FLOW), as well as the depth and lithology [27,29,30].

Increasing the ROP has been the main target of drilling in the O-G industry [31]. Excessive increases in the ROP can cause problems such as stuck pipes, poor hole cleaning, and drill bit tooth wear [26] in addition to drilling vibrations and fast drill bit warming [32,33]. Therefore, there is an ideal (or optimized) value for the ROP for each situation and scenario, where decreases in the operation time and drilling costs are more likely to be achieved [34]. The mechanical specific energy (MSE) and ROP are two key factors for evaluating the efficiency of a drilling process [35]. The combination of both factors allows for the optimization of the drilling process [20]. The MSE has been utilized as a tool for evaluating the performance of the drilling process, where the maximum efficiency can be reached at the point where the MSE has the lowest value [36].

The MSE has been widely used to quantify the efficiency of the drilling process [37]. The concept of MSE was first introduced by Teale in 1965 [38]. The MSE is defined as the energy required to remove a unit volume of rock [23,35–37,39]. The MSE has also been applied to formation lithology prediction [14,39]. Due to the difference in rock strengths, when sudden lithology changes occur, the MSE values may also significantly change [40]; these are linked to other parameters such as the drilling speed (or ROP) [39]. The MSE must be numerically close to the ultimate confined compressive strength (UCCS) of the formation; in other words, the lowest value of MSE corresponds to the UCSS [36,37].

The performance of the drilling process can be estimated through a pre-operational test, which is a simple and practical procedure to determine the relation between the ROP and the parameters WOB and RPM [41]. The test consists in continuously increasing the WOB while keeping the RPM fixed at a short depth interval to obtain the ROP values, which is repeated for different RPMs [42]. It has a new focus in the oil and gas industry to relate the drilling performance to the MSE obtained during the drilling operations. The achievement of the highest ROP, as it has been applied in the industry, may not be applicable anymore. In this sense, a new concept of pre-operational tests based on the MSE was presented by [43], comparing the interpreted relation of the WOB vs. ROP with the WOB vs. MSE for different RPMs.

Another important aspect is the use of these technologies in the exploration of other natural resources. Nowadays, the exploration of petroleum, natural gas, and geother-

mal sources is gaining importance due to the increase in the demand for these energy sources [16]. The advantages of using geothermal energy to produce heat and/or power include the large number of geothermal resources available, low operating costs, and the expected contribution to the decarbonization of the energy sector [44]. Drilling costs can account for more than 60% of the total cost of an enhanced geothermal system (EGS) [45].

Most of the research performed on the topic proposes a single-objective optimization approach. Thus, this research aims to analyze the field data from pre-salt operations, using a multi-objective optimization based on the recreation of pre-operational drilling tests. The multi-objective optimization of the drilling process will be performed using the ideal combination of the highest ROP and the lowest MSE, allowing for the discovery of the best set of drilling mechanics parameters for the specific lithology studied.

2. Theory of Pre-Operational Testing

One of the main problems during the drilling process is the excess of hardness and abrasiveness found in pre-salt carbonates. These characteristics can lead to early drill bit teeth-cutter breakage/dullness/wear [43]. All these events affect the drilling efficiency in pre-salt operations. The drilling efficiency is directly proportional to the total non-productive time (NPT) [46]. Usually, the NPT represents one-third of the total rig operational expenditure [47]. A statistical analysis in the Gulf of Mexico showed that in 10 years, more than 12% of the NPT was due to a loss of circulation and about 18% was a result of kicks and wellbore instabilities [48]. A similar analysis showed that lost circulation can increase drilling costs by USD 70 to 100 per foot [49]. In this context, there is still room for improvements in the solutions based on computational tools and more automated activities, which may be applicable not just to pre-salt fields but also to the industry overall, from a global perspective, and for the exploration/exploitation of other natural resources [43].

Thus, considering the actual global scenario of the O-G industry, there is a need to search for ways to increase the efficiency through the development, implementation, and deployment of novel and innovative processes and products [43]. To overcome these obstacles, a methodology to achieve the ideal drilling parameters has to be proposed. The selection of the ideal drilling parameters can lead to the most desirable ROP, allowing for a reduction in the energy consumption and NPT.

The drillability of the formations can be estimated through pre-operational tests, such as the drill rate test (DRT) and drill-off test (DOT). The DRT and DOT methodology were developed in the 1950s to reduce the drilling time by determining the ideal parameters (WOB and RPM) for drilling a specific formation. In addition, the methodology allows for simulations and tendency estimations, enabling a better understanding of the possible parameters and design combinations for operation optimization and efficiency enhancement [50]. Through the DRT, the following questions can be addressed: (a) how large of an increase in the WOB value would be effective and efficient? (b) how much of an increase would lead to unnecessary machinery overload?

The WOB and RPM are critical parameters that must be monitored and optimized in real-time during the drilling process [46]. Other parameters such as the torque, stand-pipe pressure (SPP), mud weight, and mud rheological properties also play a critical role in achieving a better ROP. However, these parameters cannot be manipulated in real-time, since they are a function of the formation type, lithology, and temperature, among others [51].

The pre-operational test is realized at the beginning of a new phase of the drilling process or formation at a short depth interval, and consists in continuously increasing the WOB, maintaining approximately fixed RPM values (which always vary for another test run with a specific given, fixed RPM) [42]. It is basically a step-by-step process of varying the drilling parameters to maximize the ROP and determine the “founder point”, also known as the “foundering point”. The founder point is defined as the point at which the

ROP stops responding positively to an increase in the WOB and/or RPM [46]. The ROP versus WOB graph is shown for the values obtained in Figure 1.

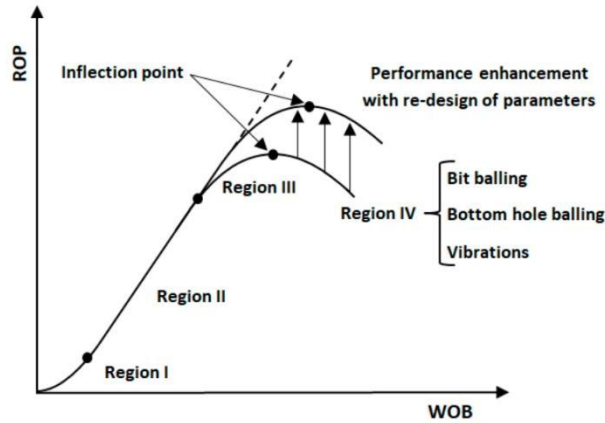


Figure 1. Drill rate test curve.

The curve has three well-defined regions:

- Region I: When starting the drilling process, it is necessary to increase the WOB value, i.e., there is only drill bit penetration after a determined WOB value. This way, an increase in the ROP is the result of a disproportionate increase in the WOB;
- Region II: This is defined by a constant slope line with the highest possible efficiency, where an increase in the WOB results in a proportional increase in the ROP;
- Region III: This is defined as the region in which the ROP stops responding linearly with an increase in the WOB. In this region, the inflection point is found, i.e., the maximum ROP value for determining the combination between the WOB and RPM. Region IV starts from the inflection point;
- Region IV: This region is characterized by processes that restrict the energy transfer, cause vibrations, and reduce the process efficiency. “Bit balling” and “bottom hole balling” are terms commonly used to describe the accumulation of gravel on the drill bit and bottom hole that inhibits the transfer of a part of the WOB to the cutting structure of the drill bit [52]. Downhole vibrations can be divided into three distinct behaviors: whirl (lateral), stick-slip (torsional), and bit bounce (axial). These cause drill bit and downhole tool failures, consequently increasing the cost and time of the drilling process.

It is important to emphasize that the optimization of the drilling process does not simply consist in obtaining the parameters that provide the highest ROP. One must search for parameters that allow for drilling in a faster way. The drill rate test curve used together with the concept of the MSE enables it to obtain parameters that help with the optimization of the drilling process, not only by maximizing the ROP, but looking for the combination between the highest ROP and the lowest MSE through the ideal operating conditions (WOB and RPM). Figure 2 shows the flowchart of the drilling performance prediction and optimization method.

The maximum efficiency in the drilling process is obtained in region III. By increasing the WOB and RPM values, the ROP will decrease and approach region I, characterized by a high MSE value and low ROP value [53].

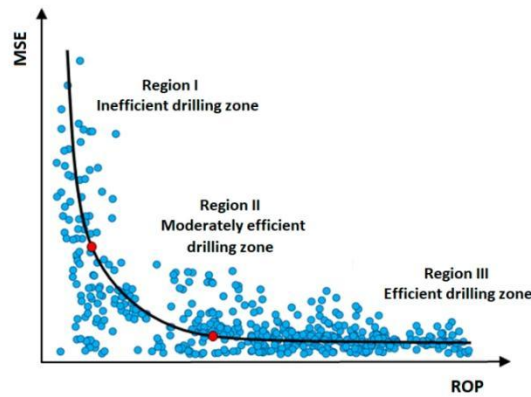


Figure 2. MSE versus ROP plot with indication of efficient/inefficient regions.

3. Materials and Methods

3.1. Data Acquisition

A field dataset from a real pre-salt operation was used in this analysis. The dataset represents a carbonate hard rock reservoir (pre-salt) interval drilled in the South Atlantic Ocean, and contains values of several parameters such as the depth, rate of penetration (ROP), drill string rotational speed (RPM), weight-on-bit (WOB), torque-on-bit (TOB), downhole annulus pressure (DHAP), downhole annulus temperature (DHAT), equivalent circulating density (ECD), standpipe pressure (SPP), and flow rate (FLOW), among others. The analysis was performed considering a measured depth (MD) interval from 17,069.50 to 17,344.50 [ft], which was drilled using a polycrystalline diamond compact (PDC) drill bit with a diameter of 12.25".

3.2. Mechanical Specific Energy

The MSE value was obtained through the equation presented by Teale (Equation (1)). In 1965, Teale first proposed the equation for calculating the MSE, taking into account the influence of different drilling variables, such as the WOB, RPM, TOB, and ROP, linking all by means of the working efficiency of the drill bit [54].

$$MSE = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot RPM \cdot TOB}{A_b \cdot ROP} \quad (1)$$

Here, A_b is the drill bit cross-section area [in^2], RPM is the drill string rotational speed [rev/min], WOB is the weight-on-bit [lb], TOB is the torque-on-bit [ft-lb], and ROP is the rate of penetration [ft/h].

3.3. Drill Rate Test

The drill rate test (DRT) is one of the main methodologies used in the O-G industry to calculate the optimal drilling parameters. The steps for the construction of drill rate test curves from a drilling dataset are as follows: (i) The dataset was initially separated by different RPM values using an interval of 10 rev/min. Usually, the petroleum wells are drilled using an RPM from 60 to 160 [rev/min], depending on the specificities of the drilling operations and the provided drilling programs; (ii) For each RPM interval, the mean values of the WOB, ROP, and MSE parameters were determined with respect to the WOB for intervals of 3, 5, and 7 [klb]; (iii) Second-degree polynomial curves for the ROP vs. WOB and MSE vs. WOB were plotted for different RPM intervals.

The analysis considering WOB intervals of 3, 5, and 7 [klb] was conducted with the goal of determining the smallest number of tests for a given RPM that would allow us to obtain a consistent drill rate in a fast and agile way due to the high daily cost of the drilling rig.

It is known that these tests are neglected due to the false non-advantage impression, because they demand a substantial amount of time to perform. This may give the wrong impression when comparing the operational time gained with the time spent to safely and accurately perform such a pre-operational drilling test.

3.4. Desirability Method

Most of the research performed on the topic proposes a single-objective optimization approach. However, some recent works have been proposing a multi-objective optimization approach for determining the drilling mechanics parameters [55,56], accounting for the optimum ROP and MSE concomitantly. A multi-objective analysis may be applicable when several drilling performance indicators are analyzed simultaneously.

One of the most used methods for addressing multi-objective approaches is known as the total desirability (D), which basically transforms the equations that model each of the answers into individual functions and then proceeds to optimize a global function [57]. This method consists of three stages: (1) data collection, (2) model building, and (3) optimization [58].

Derringer and Suich (1980) proposed individual desirability functions based on three response types as follows: nominal-the-best (NTB), larger-the-best (LTB), and smaller-the-best (STB) answers [59].

- Nominal-the-best (NTB): The value of the estimated response [$\hat{y}(x)$] is expected to achieve a particular target value (T). The NTB response is defined as per Equation (2).

$$d = \begin{cases} \left[\frac{\hat{y}-L}{T-L} \right]^S & L \leq \hat{y} \leq T \\ \left[\frac{\hat{y}-U}{T-U} \right]^R & T \leq \hat{y} \leq U \\ 0 & \text{if } \hat{y} < L \text{ or } \hat{y} > U \end{cases} \quad (2)$$

- Larger-the-best (LTB): The target value (T) must reach the maximum value of the function. For this response type, the individual desirability function is defined as per Equation (3).

$$d = \begin{cases} 0 & \hat{y} < L \\ \left[\frac{\hat{y}-L}{U-L} \right]^R & L \leq \hat{y} \leq U \\ 1 & \hat{y} > U \end{cases} \quad (3)$$

- Smaller-the-best (STB): The target value (T) must reach the minimum value of the function. For this response type, the individual desirability function is defined as per Equation (4).

$$d = \begin{cases} 0 & \hat{y} < U \\ \left[\frac{\hat{y}-U}{T-U} \right]^R & L \leq \hat{y} \leq U \\ 1 & \hat{y} < L \end{cases} \quad (4)$$

In the sequence, the optimization of the responses can be performed using the global function, as represented by Equation (5).

$$D = (d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \cdot \dots \cdot d_n)^{\left(\frac{1}{p}\right)} \quad (5)$$

Here, R and S are the weighting factors, p is the number of responses to be optimized, T is the target value, L is the lower limit, and U is the upper limit.

4. Results

4.1. 2D Analysis

The traditional method of analysis consists in representing the drilling mechanics parameter data through 2D plots as a function of depth. Figure 3 shows the input variables (WOB and RPM) and the response variables (ROP and MSE) of the drilling process analyzed in this research and presented article.

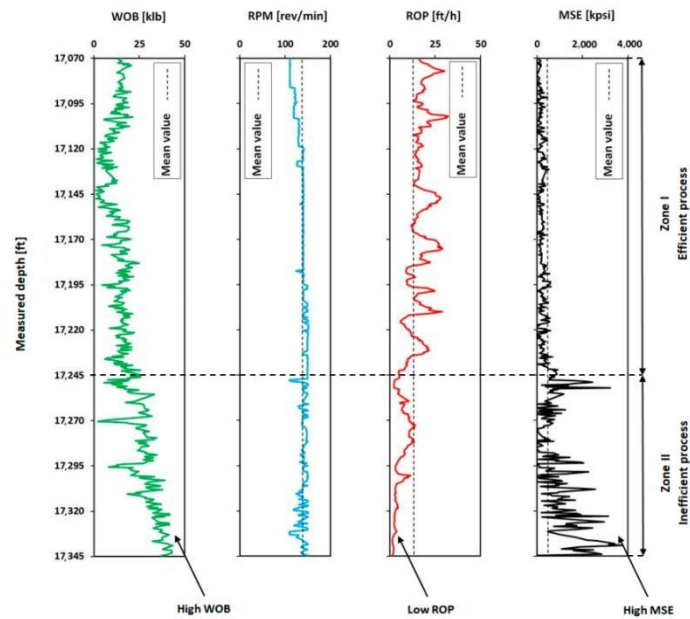


Figure 3. Variables of drilling process.

As shown in Figure 3, the mean value of the WOB is 18.27 [klb], varying from 1.09 up to 43.31 [klb]. The RPM's mean value is 137.99 [rev/min], with a range that varies between 109.36 (minimum value) and 151.77 [rev/min] (maximum value). The mean value of the ROP is 13.00 [ft/h], with a minimum value of 1.29 and a maximum value of 32.12 [ft/h]. The MSE's mean value is 462.01 [kpsi], with a range that varies between 610.00 [psi] (minimum value) and 3750.44 [kpsi] (maximum value). Moreover, Figure 3 can be divided into two zones. Zone 1, from 17,069.50 to 17,245.50 [ft], is characterized by an efficient process and zone 2, from 17,069.51 to 17,344.50 [ft], is characterized by an inefficient process due to the high value of the WOB, i.e., the drilling process probably occurs in region IV as per Figure 1.

Zone 1 of Figure 3 shows a stable trend, indicating that the MSE, at this time, is relatively low, while the ROP reaches considerably high values. In this zone, the mean value of the ROP is 16.67 [ft/h], which is significantly higher when compared to that which is observed in zone 2. However, in zone 2, the ROP indicates a decreasing trend, while the MSE and WOB indicate an increasing trend, i.e., an inefficient drilling process. In this zone, the mean value of the ROP is 5.48 [ft/h], which is relatively low. The MSE reaches a mean value of 941.24 [kpsi], which is extremely high compared to the mean MSE value of 227.87 [kpsi] (zone 1). This increasing trend occurs due to the high value of the WOB, which, in this case, reflects a low ROP, and most probably indicates an operation beyond

the foundering point as per Figure 1. The WOB exceeds the mean value of 18.27 [klb] and reaches a maximum value of 42.88 [klb]. This inefficiency causes undesirable effects that will lead to vibrations, drill bit wear, and consequently, an increase in the operation time and cost.

4.2. Drill Rate Test

The drill rate test (DRT) goal, detailed in Section 2, is to ensure an WOB and RPM that result in a safe and efficient drilling. The DRT is a pre-operational test that should always be carried out due to the changes that occur in the drilling of the actual formation, i.e., the lithology and static drilling parameters, such as the drill bit and diameter of the well. For this reason, a DRT must be carried out in an agile and fast way.

The dataset was initially separated by different RPM values (110, 120, 130, 140, and 150 [rev/min]) and afterward, the means of the WOB, ROP, and MSE values were determined for the WOB groups of 3, 5, and 7 [klb]. Figures 4–6 show the relation between the traditional ROP vs. WOB plot and the MSE vs. WOB plot for WOB groups of 3, 5, and 7 [klb], respectively.

Through analyzing Figures 4a, 5a, and 6a, it can be observed that only the curves for 110 and 120 [rev/min] present region II and the inflection point. The inflection point is the maximum ROP where an increase in the WOB value causes an increase in the ROP value; from this point, a decrease in the ROP occurs (inefficiency, as per Figure 1). The other uncited curves only show region III, indicating an inefficient drilling process, where the increased WOB value causes a decrease in the ROP value.

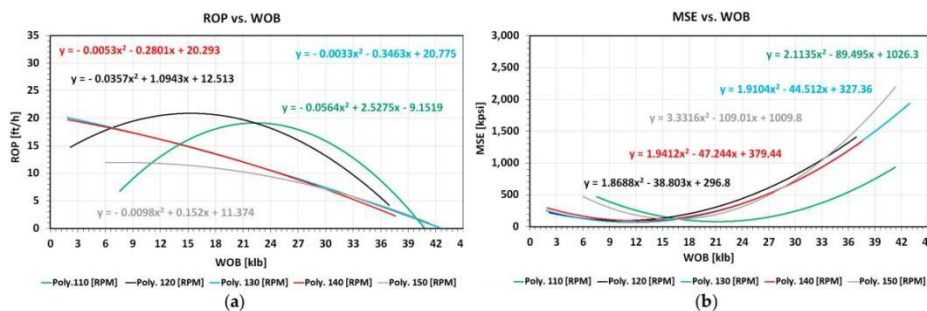


Figure 4. WOB groups of 3 [klb]: (a) ROP vs. WOB plot; (b) MSE vs. WOB plot.

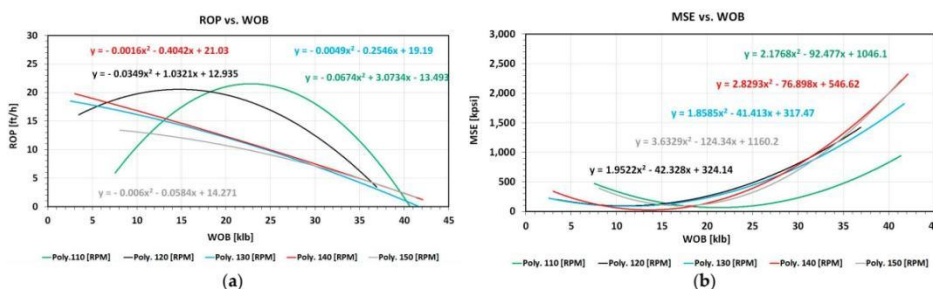


Figure 5. WOB groups of 5 [klb]: (a) ROP vs. WOB plot; (b) MSE vs. WOB plot.

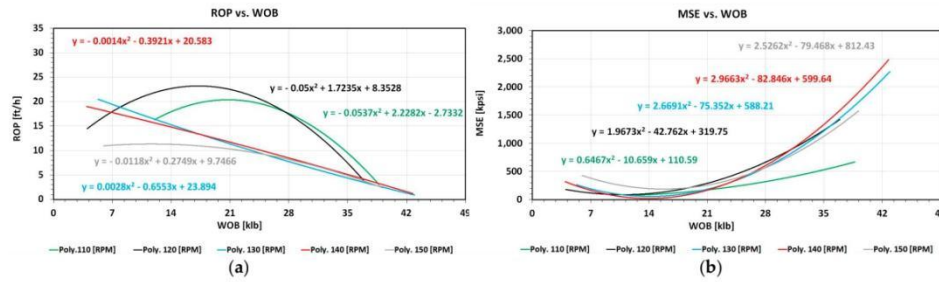


Figure 6. WOB groups of 7 [klb]: (a) ROP vs. WOB plot; (b) MSE vs. WOB plot.

By analyzing Figures 4b, 5b, and 6b, a similar behavior can be observed for all curves, where a lower WOB results in a lower MSE response. Among all analyzed graphical responses, the one linked to the lowest achievable MSE is the RPM of 130 [rev/min] (minimum MSE of 6.72 [kpsi]). However, as can be seen, this curve only presents the third region, i.e., the inefficient drilling process. The 110 and 120 [rev/min] curves present minimum values of 59.52 and 118.87 [kpsi], respectively.

4.3. Multi-Objective Optimization

Before starting the optimization process, choosing the best combination of the RPM and WOB is necessary. As demonstrated in the previous section, the graphical response for RPMs of 110 and 120 [rev/min] presents a considerable similarity to Figure 2. For this reason, these are the RPMs chosen for the further development of the multi-objective optimization in this study.

The next necessary step is to correlate the response variables with the WOB through regressions. The objective is to obtain a multi-objective optimization that is able to combine the maximum ROP and the minimum MSE, concomitantly. The ROP minimum response will be based on Equation (3) (LTB), while the MSE will be minimized according to Equation (4) (STB), both presented in Section 3. A multi-objective optimization is carried out using Microsoft Excel software version 14,072,685,000 as a base, as shown in Figure 7.

The generalized reduced gradient (GRG) approach is used to solve nonlinear optimization problems and depends on changing the values of the considered variables gradually while monitoring the governing conditions, until the partial derivatives of the target function are equal to zero [60]. The GRG nonlinear solver method was used in this analysis to solve the nonlinear model that combines the maximum ROP and the minimum MSE. To obtain the optimal points, the option “use multiple starts” was used.

The following tables (Tables 1–7) show the results obtained from the multi-objective optimization for RPMs of 110 and 120 [rev/min] and WOB groups of 3, 5, and 7 [klb]. The tables are characterized by different values of weights for the response variables, allowing the operator to choose the best scenario for the current drilling process. Table 1 shows the results of the multi-objective optimization for the grouping of 3 [klb].

Upon comparing the values shown in scenario 1 of Table 1, it is noted that the maximum values reached for the ROP and MSE are 19.14 [ft/h] and 81.99 [kpsi] for an RPM of 110 [rev/min], and 21.14 [ft/h] and 158.30 [kpsi] for an RPM of 120 [rev/min]. Note that an increase in the ROP of 2.00 [ft/h] leads to an increase in the MSE of 76.31 [kpsi] and a decrease in the WOB of 5.78 [kpsi]. This improvement of 2.00 [ft/hr] in the ROP is considerably small for the large increase in the MSE used. Scenario 11 for an RPM of 120 [rev/min] shows good results. For this, an ROP of 20.10 [ft/h] is obtained when applying a WOB of 11.61 [klb]. By comparing these values with scenario 1 for an RPM of 110 [rev/min], it is possible to obtain a better ROP using half the WOB value; however, this leads to an MSE increase of 26.16 [kpsi].

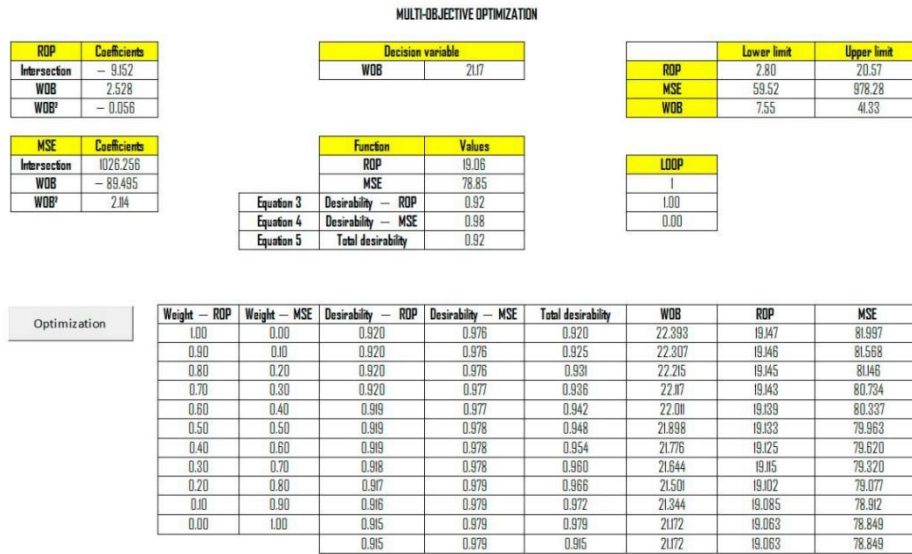


Figure 7. Multi-objective optimization.

Table 1. Multi-objective optimization from the curves shown in Figure 4.

	Weight		110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	ROP	MSE	Desirability (D)	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]	Desirability (D)	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]
01	1.00	0.00	0.92	22.39	19.14	81.99	0.65	16.61	21.14	158.30
02	0.90	0.10	0.92	22.30	19.14	81.56	0.68	16.24	21.14	151.17
03	0.80	0.20	0.93	22.21	19.14	81.14	0.71	15.86	21.12	144.24
04	0.70	0.30	0.93	22.11	19.14	80.73	0.74	15.46	21.09	137.57
05	0.60	0.40	0.94	22.01	19.13	80.33	0.77	15.04	21.04	131.20
06	0.50	0.50	0.94	21.89	19.13	79.96	0.81	14.58	20.97	125.24
07	0.40	0.60	0.95	21.77	19.12	79.62	0.84	14.09	20.88	119.77
08	0.30	0.70	0.96	21.64	19.11	79.32	0.88	13.56	20.76	114.96
09	0.20	0.80	0.96	21.50	19.10	79.07	0.92	12.98	20.60	111.01
10	0.10	0.90	0.97	21.34	19.08	78.91	0.97	12.34	20.38	108.24
11	0.00	1.00	0.97	21.17	19.06	78.84	1.02	11.61	20.10	107.15

Therefore, it can be concluded that the combination of an RPM of 120 [rev/min] and lower WOB values (when compared to an RPM of 110 [rev/min]) resulted in better ROP values; however, it caused high MSE values. And high MSE values are not desired, and one should seek the lowest achievable MSE. Table 2 shows the results of the multi-objective optimization for the grouping of 5 [klb].

Through Table 2, it can be seen that the WOB, ROP, and MSE value ranges for an RPM of 110 [rev/min] vary from 21.24 to 22.79 [klb], 21.37 to 21.53 [ft/h], and 63.95 to 69.22 [kpsi], respectively. These results show a good fit of the parameters. Again, a difference in WOB and MSE values is seen when the values presented for an RPM of 110 [rev/min] and for an RPM of 120 [rev/min] are compared. Good ROP values are obtained using a lower WOB; however, this combination of parameters leads to high MSE values at the same time,

which is not desired. Table 2 shows the results of the multi-objective optimization for the grouping of 7 [klb].

Table 2. Multi-objective optimization from the curves shown in Figure 5.

	Weight		110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	ROP	MSE	Desirability (D)	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]	Desirability (D)	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]
01	1.00	0.00	0.99	22.79	21.53	69.22	0.81	14.77	20.55	124.86
02	0.90	0.10	0.99	22.68	21.53	68.52	0.82	14.46	20.55	120.37
03	0.80	0.20	0.99	22.57	21.53	67.82	0.84	14.14	20.54	116.06
04	0.70	0.30	0.99	22.45	21.53	67.14	0.86	13.81	20.52	111.97
05	0.60	0.40	0.99	22.32	21.52	66.48	0.88	13.46	20.49	108.14
06	0.50	0.50	0.99	22.17	21.51	65.86	0.90	13.09	20.46	104.62
07	0.40	0.60	0.99	22.02	21.49	65.28	0.92	12.70	20.40	101.48
08	0.30	0.70	0.99	21.85	21.47	64.77	0.94	12.28	20.34	98.79
09	0.20	0.80	0.99	21.66	21.45	64.35	0.96	11.84	20.25	96.66
10	0.10	0.90	0.99	21.46	21.41	64.06	0.99	11.36	20.15	95.23
11	0.00	1.00	0.99	21.24	21.37	63.95	1.01	10.84	20.01	94.70

Table 3 shows similar MSE values for all the scenarios under analysis. However, for an RPM of 120 [rev/min], better ROP values are obtained when a smaller WOB is in place. By analyzing the presented data, scenario 11 shows to be a good option, generating ROP values higher than 20 [ft/h] and MSE values lower than 90 [kpsi] when using a WOB lower than 11 [klb].

Table 3. Multi-objective optimization from the curves shown in Figure 6.

	Weight		110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	ROP	MSE	Desirability (D)	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]	Desirability (D)	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]
01	1.00	0.00	1.06	20.75	20.38	167.90	0.73	17.23	23.20	167.19
02	0.90	0.10	1.04	20.20	20.37	159.26	0.75	16.82	23.19	157.10
03	0.80	0.20	1.02	19.61	20.31	150.26	0.77	16.37	23.17	147.11
04	0.70	0.30	1.00	18.95	20.21	140.85	0.80	15.90	23.11	137.29
05	0.60	0.40	0.98	18.21	20.04	131.02	0.82	15.39	23.03	127.70
06	0.50	0.50	0.97	17.38	19.77	120.73	0.85	14.84	22.92	118.45
07	0.40	0.60	0.96	16.42	19.38	109.97	0.88	14.23	22.75	109.70
08	0.30	0.70	0.96	15.28	18.78	98.73	0.92	13.56	22.53	101.68
09	0.20	0.80	0.96	13.86	17.83	87.08	0.95	12.80	22.22	94.77
10	0.10	0.90	0.98	12.04	16.31	76.00	0.99	11.92	21.79	89.58
11	0.00	1.00	1.00	12.04	16.31	76.00	1.04	10.86	21.17	87.37

The drill rate test combined with the multi-objective optimization proved to be effective and allowed us to visualize different interactions between the ROP vs. WOB, MSE vs. WOB, and MSE vs. ROP for different RPMs. The WOB groups of 5 and 7 [klb] proved to be effective, thus speeding up any possible delays related the data processing and the pre-operational test.

4.4. Analysis of Costs

Ultra-deep drilling operations in the pre-salt fields can reach costs of around USD 1.3 million per day [20,61]. Considering the daily operating cost presented, Table 4 shows the cost and time to drill zone 2 (inefficient zone; exhibited in Figure 3).

Table 4. Cost analysis of parameters used during the drilling of zone 2.

WOB [klb]	ROP [ft/h]	RPM [rev/min]	Depth Range [ft]	Time [h]	Drilling Cost [USD]
2.30–43.31	1.29–13.97	109.36–151.77	99.49	25.42	1,387,335

The inefficient zone has an extension of 99.49 [ft]. For this depth range, a total operating time of 25.42 [h] was registered, which may reflect to a total cost of approximately USD 1,387,335. This result shows that the ROP for this zone was very low, with mean values of approximately 3.42 [ft/h] or 1.04 [m/h].

Tables 5–7 show the cost and time required to drill zone 2 (inefficient zone) after carrying out the drill rate test (pre-operational test) and multi-objective optimization, using the parameters obtained and presented in Tables 1–3, respectively.

Tables 5–7 show the time, cost, time savings, and cost savings to drilling the inefficient zone through the WOB’s grouping of 3, 5, and 7 [klb] and 110 and 120 [rev/min]. The cost and time to drill this inefficient zone using the parameters obtained from the pre-operational tests ranged from 226,437 to 322,154 [USD] and 4.18 to 5.95 [h], respectively. In addition, when comparing the values shown in Tables 5–7 with the values in Table 4, the cost-saving and time-saving values range from USD 1,056,180 to 1,151,898 and 19.50 to 21.27 [h], respectively.

Table 5. Cost analysis related to the parameters and values presented in Table 1.

	110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]
01	5.07	274,454	20.38	1,103,880	4.59	248,473	20.86	1,129,862
02	5.07	274,460	20.38	1,103,874	4.59	248,537	20.86	1,129,797
03	5.07	274,480	20.38	1,103,855	4.59	248,743	20.85	1,129,591
04	5.07	274,516	20.38	1,103,819	4.60	249,116	20.85	1,129,219
05	5.07	274,572	20.38	1,103,763	4.61	249,688	20.84	1,128,647
06	5.07	274,652	20.38	1,103,682	4.62	250,501	20.82	1,127,834
07	5.07	274,762	20.37	1,103,573	4.65	251,612	20.80	1,126,722
08	5.08	274,908	20.37	1,103,426	4.67	253,102	20.77	1,125,233
09	5.08	275,099	20.37	1,103,235	4.71	255,085	20.74	1,123,250
10	5.08	275,347	20.36	1,102,988	4.76	257,737	20.69	1,120,597
11	5.09	275,664	20.36	1,102,670	4.82	261,346	20.62	1,116,989

Table 6. Cost analysis related to the parameters and values presented in Table 2.

	110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]
01	4.50	243,975	20.94	1,134,359	4.72	255,613	20.73	1,122,722
02	4.50	243,984	20.94	1,134,351	4.72	255,653	20.73	1,122,682
03	4.50	244,013	20.94	1,134,322	4.72	255,781	20.72	1,122,553
04	4.51	244,066	20.94	1,134,269	4.73	256,011	20.72	1,122,324
05	4.51	244,149	20.94	1,134,186	4.73	256,356	20.71	1,121,978
06	4.51	244,269	20.94	1,134,066	4.74	256,839	20.70	1,121,496
07	4.51	244,434	20.93	1,133,900	4.75	257,482	20.69	1,120,852
08	4.52	244,656	20.93	1,133,678	4.77	258,320	20.68	1,120,015
09	4.52	244,950	20.92	1,133,385	4.79	259,393	20.66	1,118,941
10	4.53	245,334	20.92	1,133,000	4.81	260,761	20.63	1,117,573
11	4.54	245,836	20.91	1,132,498	4.85	262,505	20.60	1,115,829

Table 7. Cost and time analysis related to the parameters and values presented in Table 3.

	110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]
01	4.76	257,756	20.69	1,120,578	4.18	226,437	21.27	1,151,898
02	4.76	257,958	20.68	1,120,376	4.18	226,521	21.26	1,151,813
03	4.77	258,645	20.67	1,119,690	4.19	226,797	21.26	1,151,537
04	4.80	259,977	20.65	1,118,358	4.20	227,306	21.25	1,151,028
05	4.84	262,196	20.61	1,116,138	4.21	228,104	21.24	1,150,230
06	4.91	265,692	20.54	1,112,643	4.23	229,270	21.21	1,149,065
07	5.01	271,132	20.44	1,107,202	4.26	230,915	21.18	1,147,419
08	5.17	279,802	20.28	1,098,532	4.31	233,213	21.14	1,145,122
09	5.44	294,609	20.01	1,083,725	4.37	236,438	21.08	1,141,897
10	5.95	322,154	19.50	1,056,180	4.45	241,080	21.00	1,137,255
11	5.95	322,154	19.50	1,056,180	4.58	248,122	20.87	1,130,213

5. Conclusions

In this research, a multi-objective optimization was performed, based on pre-operational drilling tests linked to a new recent methodology aimed at improving the drilling process using a possible ideal combination of the ROP and MSE. This methodology was mainly based in a recreation (play-back methodology) of the usual DRT from a field dataset, from a real pre-salt drilling operation. The main conclusions drawn from this research are as follows:

- The new concept of pre-operational testing based on the MSE showed promise through effective improvements in the drilling processes.
- The combination of the highest ROP and the lowest MSE allows us to perform an efficient drilling operation, preventing machinery and equipment overload, and consequently showing possible ways to improve the operational efficiency.
- The desirability method, as per Derringer and Suich (1980), allowed rooms to optimize drilling process satisfactorily, which may be extended to other operations and scenarios.
- For the WOB intervals of 3, 5, and 7 [klb], a good fit of the parameters was obtained, and as an interesting outcome for the industry, it was determined that a DRT using 5 and 7 [klb] may be sufficient to be applied in a real-time field operation.
- Through the parameters obtained from pre-operational tests, specifically for the data analyzed, it was possible to obtain eventual cost-saving and time-saving values ranging from USD 1,056,180 to 1,151,898 and 19.50 to 21.27 [h], respectively.
- The results of this research can be applied to the exploration of other natural resources, such as natural hydrogen and geothermal sources.

Author Contributions: Conceptualization, D.Z.M.; methodology, D.Z.M. and A.N.; formal analysis, D.Z.M. and A.N.; writing—original draft preparation, D.Z.M.; writing—review and editing, A.N., V.F.D. and M.H.M.; supervision, A.N. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior—Brasil (CAPES)—Finance Code 001, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), and Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), through the PRH 34.1 FEG/UNESP program, process number 0444/19.

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: Data are contained within the article.

Acknowledgments: The authors would like to thank the Editor-in-Chief, Editor, and anonymous Reviewers for their valuable reviews.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflicts of interest.

List of Abbreviations

D	Total desirability
DHAP	Downhole annulus pressure
DHAT	Downhole annulus temperature
DOT	Drill rate test
DRT	Drill-off test
ECD	Equivalent circulating density
EGS	Enhanced geothermal system
FLOW	Flow rate
GRG	Generalized reduced gradient
HC	Hydrocarbons
L	Lower limit
LTB	Larger-the-best
MD	Measured depth
MSE	Mechanical specific energy
NTB	Nominal-the-best
NTP	Total non-productive time
O-G	Oil and gas
RPM	Drill string rotary speed
ROP	Rate of penetration
SPP	Standpipe pressure
STB	Smaller-the-best
T	Target value
TOB	Torque-on-bit
U	Upper limit
UCSS	Ultimate confined compressive strength
USD	United States dollar
WOB	Weight-on-bit

References

- Hazbeh, O.; Aghdam, S.K.Y.; Ghorbani, H.; Mohamadian, N.; Alvar, M.A.; Moghadasi, J. Comparison of accuracy and computational performance between the machine learning algorithms for rate of penetration in directional drilling well. *Pet. Res.* **2021**, *6*, 271–282. [\[CrossRef\]](#)
- Mello, V.L.; Lupinacci, W.M. Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field. *Pet. Sci. Eng.* **2022**, *209*, 109962. [\[CrossRef\]](#)
- Godoi, J.M.A.; dos Santos Matai, P.H.L. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: First steps at Pre-salt in Brazil. *J. Pet. Explor. Prod.* **2021**, *11*, 1429–1441. [\[CrossRef\]](#)
- Castro, T.M.; Lupinacci, W.M. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *208*, 109679. [\[CrossRef\]](#)
- Zambrini, J.; Lupinacci, W.M.; Gamboa, L.A.P.; Neves, I.A.; Cherene, R.; Azul, M.O. The impact of the complex evaporites features' on the seismic illumination of the underlying rocks: A case study in the Brazilian presalt. *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *191*, 107177. [\[CrossRef\]](#)
- Ferreira, D.J.A.; Dutra, H.P.L.; Castro, T.M.; Lupinacci, W.M. Geological process modeling and geostatistics for facies reconstruction of presalt carbonates. *Mar. Pet. Geol.* **2021**, *124*, 104828. [\[CrossRef\]](#)
- Peçanha, A.A.; Lupinacci, W.M.; Ferreira, D.J.A.; Freire, A.F.M. A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil. *J. Pet. Sci. Eng.* **2019**, *183*, 106451. [\[CrossRef\]](#)
- Deng, S.; Yang, S.; Chi, Y.; Lei, Y.; Peng, H.; Zhang, Y.; Wang, L. Bit optimization method for rotary impact drilling based on specific energy model. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *218*, 110977. [\[CrossRef\]](#)
- Guo, Y.; Ren, G.; Yang, F.; Yang, Y.; Bokov, D.O.; Fardeeva, I.N. An analytical method to select appropriate linear and non-linear correlations on the effectiveness of penetration rate parameter towards mechanical specific energy. *Energy Rep.* **2021**, *7*, 3647–3654. [\[CrossRef\]](#)
- Najjarpour, M.; Jalalifar, H.; Norouzi-Apourvari, S. The effect of formation thickness on the performance of deterministic and machine learning models for rate of penetration management in inclined and horizontal wells. *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *191*, 107160. [\[CrossRef\]](#)
- Lehmann, F.; Anders, E.; Voigt, M.; Reich, M.; Kunze, G. Electric Impulse Technology: Long Run Drilling in Hard Rocks. *Oil Gas Eur. Mag.* **2015**, *41*, 42–45. [\[CrossRef\]](#)

12. Al-Sudani, J.A. Real-time monitoring of mechanical specific energy and bit wear using control engineering systems. *J. Pet. Sci. Eng.* **2017**, *149*, 171–182. [[CrossRef](#)]
13. Najjarpour, M.; Jalalifar, H.; Norouzi-Apourvari, S. Fifty years of experience in rate of penetration management: Managed pressure drilling technology, mechanical specific energy concept, bit management approach and expert systems—A review. *J. Pet. Sci. Eng.* **2021**, *208*, 109184. [[CrossRef](#)]
14. Hassan, A.; Elkhatny, S.; Al-Majed, A. Coupling rate of penetration and mechanical specific energy to Improve the efficiency of drilling gas wells. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2020**, *83*, 103558. [[CrossRef](#)]
15. Tunkiel, A.T.; Sui, D.; Wiktorski, T. Reference dataset for rate of penetration benchmarking. *J. Pet. Sci. Eng.* **2021**, *196*, 108069. [[CrossRef](#)]
16. Kor, K.; Altun, G. Is Support Vector Regression method suitable for predicting rate of penetration? *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *194*, 107542. [[CrossRef](#)]
17. de Oliveira, L.S.R.; Nascimento, A.; Mantegazini, D.Z.; Nascimento, N. Drilling optimization of petroleum wells: A data analysis of the drilling fluid flow-rate influence in ROP. *Lat. Am. J. Energy Res.* **2021**, *8*, 59–66. [[CrossRef](#)]
18. Namuq, M.A.; Reich, M.; Al-Zoubi, A. Numerical simulation and modeling of a laboratory MWD mud siren pressure pulse propagation in fluid filled pipe. *Oil Gas-Eur. Mag.* **2012**, *38*, 125–130.
19. Höhn, P.; Odebreit, F.; Shahid, K.; Paz, C.; Oppelt, J. Framework for automated generation of real-time rate of penetration models. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *213*, 110369. [[CrossRef](#)]
20. Nascimento, A.; Elmergi, A.; Roohi, A.; Prohaska, M.; Thonhauser, G.; Gonçalves, J.L.; Mathias, M.H. Reverse Engineering: A New Well Monitoring and Analysis Methodology Approaching Playing-Back Drill-Rate Tests in Real-Time for Drilling Optimization. *J. Energy Resour. Technol.* **2017**, *139*, 012902. [[CrossRef](#)]
21. Al-Abduljabbar, A.; Mahmoud, A.A.; Elkhatny, S.; Abughaban, M. Artificial neural networks-based correlation for evaluating the rate of penetration in a vertical carbonate formation for an entire oil field. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *208*, 109693. [[CrossRef](#)]
22. Alkinani, H.H.; Al-Hameedi, A.T.T.; Dunn-Norman, S. Data-driven recurrent neural network model to predict the rate of penetration: Upstream Oil and Gas Technology. *Upstream Oil Gas Technol.* **2021**, *7*, 100047. [[CrossRef](#)]
23. Suppes, R.; Ebrahimi, A.; Krampe, J. Optimising casing milling Rate Of Penetration (ROP) by applying the concept of Mechanical Specific Energy (MSE): A justification of the concept's applicability by literature review and a pilot study. *J. Pet. Sci. Eng.* **2019**, *180*, 918–931. [[CrossRef](#)]
24. Hu, H.; Guan, Z.; Zhang, B.; Xu, Y.; Liu, Y.; Wang, B. Structure design of weight-on-bit self-adjusting PDC bit based on stress field analysis and experiment evaluation. *J. Pet. Sci. Eng.* **2021**, *196*, 107692. [[CrossRef](#)]
25. Alsaihati, A.; Elkhatny, S.; Gamal, H. Rate of penetration prediction while drilling vertical complex lithology using an ensemble learning model. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *208*, 109335. [[CrossRef](#)]
26. Brenjkar, E.; Biniiaz Delijani, E. Computational prediction of the drilling rate of penetration (ROP): A comparison of various machine learning approaches and traditional models. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *210*, 110033. [[CrossRef](#)]
27. Encinas, M.A.; Tunkiel, A.T.; Sui, D. Downhole data correction for data-driven rate of penetration prediction modeling. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *210*, 109904. [[CrossRef](#)]
28. Gan, C.; Cao, W.H.; Liu, K.Z.; Wu, M. A novel dynamic model for the online prediction of rate of penetration and its industrial application to a drilling process. *J. Process Control* **2022**, *109*, 83–92. [[CrossRef](#)]
29. Elkhatny, S. Real-time prediction of rate of penetration while drilling complex lithologies using artificial intelligence techniques. *Ain Shams Eng. J.* **2021**, *12*, 917–926. [[CrossRef](#)]
30. Zhou, Y.; Chen, X.; Zhao, H.; Wu, M.; Cao, W.; Zhang, Y.; Liu, H. A novel rate of penetration prediction model with identified condition for the complex geological drilling process. *J. Process Control* **2021**, *100*, 30–40. [[CrossRef](#)]
31. Najjarpour, M.; Jalalifar, H.; Norouzi-Apourvari, S. Half a century experience in rate of penetration management: Application of machine learning methods and optimization algorithms—A review. *J. Pet. Sci. Eng.* **2022**, *208*, 109575. [[CrossRef](#)]
32. Barbosa, L.F.F.M.; Nascimento, A.; Mathias, M.H.; de Carvalho, J.A. Machine learning methods applied to drilling rate of penetration prediction and optimization—A review. *J. Pet. Sci. Eng.* **2019**, *183*, 106332. [[CrossRef](#)]
33. Hegde, C.; Millwater, H.; Pyrcz, M.; Daigle, H.; Gray, K. Rate of penetration (ROP) optimization in drilling with vibration control. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2019**, *67*, 71–81. [[CrossRef](#)]
34. Shi, X.; Liu, G.; Gong, X.; Zhang, J.; Wang, J.; Zhang, H. An Efficient Approach for Real-Time Prediction of Rate of Penetration in Offshore Drilling. *Math. Probl. Eng.* **2016**, *2016*, 1–13. [[CrossRef](#)]
35. Zhou, Y.; Zhang, W.; Gamwo, L.; Lin, J.S. Mechanical specific energy versus depth of cut in rock cutting and drilling. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* **2017**, *100*, 287–297. [[CrossRef](#)]
36. Anemangely, M.; Ramezanzadeh, A.; Behboud, M.M. Geomechanical parameter estimation from mechanical specific energy using artificial intelligence. *J. Pet. Sci. Eng.* **2019**, *175*, 407–429. [[CrossRef](#)]
37. Chen, X.; Gao, D.; Guo, B.; Feng, Y. Real-time optimization of drilling parameters based on mechanical specific energy for rotating drilling with positive displacement motor in the hard formation. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2016**, *35*, 686–694. [[CrossRef](#)]
38. Rabia, H. Specific energy as a criterion for drill performance prediction. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech. Abstr.* **1982**, *19*, 39–42. [[CrossRef](#)]
39. Liang, H.; Chen, H.; Guo, J.; Bai, J.; Jiang, Y. Research on lithology identification method based on mechanical specific energy principle and machine learning theory. *Expert Syst. Appl.* **2022**, *189*, 116142. [[CrossRef](#)]

40. Li, W.; Ling, X.; Pu, H. Development of a Cutting Force Model for a Single PDC Cutter Based on the Rock Stress State. *Rock Mech. Rock Eng.* **2020**, *53*, 185–200. [CrossRef]
41. Bourdon, J.C.; Cooper, G.A.; McCann, D.P.; Peltier, B.P. Comparison of field and laboratory-simulated drill-off tests. *SPE Drill. Eng.* **1989**, *4*, 329–334. [CrossRef]
42. Souto, T.C.; Nascimento, A. Metodologia para Otimização da Perfuração aplicada ao Pré-Sal: Análise através da Energia Mecânica Específica. *Lat. Am. J. Energy Res.* **2016**, *1*–13. Available online: <https://scirp.org/reference/referencespapers.aspx?referenceid=2485138> (accessed on 10 December 2022).
43. Nascimento, A.; Mathias, M.H.; Thonhauser, G.; Gonçalves, J.L.; Elmgerbi, A. Applicability of Automation and Drilling Optimization in Pre-salt Operations. *DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung* **2019**, 107–115.
44. Douzich, M.; Tosti, L.; Ferrara, N.; Parisi, M.L.; Pérez-López, P.; Ravier, G. Applying harmonised geothermal life cycle assessment guidelines to the rittershoffen geothermal heat plant. *Energies* **2021**, *14*, 820. [CrossRef]
45. Diaz, M.B.; Kim, K.Y. Improving rate of penetration prediction by combining data from an adjacent well in a geothermal project. *Renew. Energy* **2020**, *155*, 1394–1400. [CrossRef]
46. Ramba, V.; Selvaraju, S.; Subbiah, S.; Palanisamy, M.; Srivastava, A. Optimization of drilling parameters using improved play-back methodology. *J. Pet. Sci. Eng.* **2021**, *206*, 108991. [CrossRef]
47. Webb, J.; Roze, E.; Jarret, C.; Le Roux, S.; Meija, C. Drilling engineering and formation evaluation: An integrated approach to improve real time drilling optimization. In Proceedings of the Paper Presented at the SPE Western Regional Meeting; SPE, 2016. Available online: <https://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-abstract/16WRM/All-16WRM/SPE-180400-MS/188159> (accessed on 10 December 2022).
48. Rehm, B.; Schubert, J.; Haghshenas, A.; Paknejad, A.S. *Managed Pressure Drilling*; Elsevier, 2013. Available online: https://books.google.com/books?hl=pt-PT&lr=&id=NXejAQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&ots=NtqdNsKvYs&sig=LKZzHU_P_W_Hu5kHRK0Bj0NGCsE (accessed on 27 December 2022).
49. Magzoub, M.I.; Salehi, S.; Hussein, I.A.; Nasser, M.S. Loss circulation in drilling and well construction: The significance of applications of crosslinked polymers in wellbore strengthening: A review. *J. Pet. Sci. Eng.* **2020**, *185*, 106653. [CrossRef]
50. Nascimento, A.; Elmgerbi, A.; Roohi, A.; Prohaska, M.; Thonhauser, G.; Mathias, M.H. Dynamic Drill-rate Test Approach Applied to a Pre-salt Case Study. In Proceedings of the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; SPE, 2015. [CrossRef]
51. Alali, A.M.; Abughaban, M.F.; Aman, B.M.; Ravela, S. Hybrid data driven drilling and rate of penetration optimization. *J. Pet. Sci. Eng.* **2021**, *200*, 108075. [CrossRef]
52. Dupriest, F.E.; Koederitz, W.L. Maximizing drill rates with real-time surveillance of mechanical specific energy. In Proceedings of the Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition; SPE, 2005. Available online: <https://onepetro.org/SPEIDC/proceedings-abstract/05DC/All-05DC/SPE-92194-MS/72603> (accessed on 21 September 2022).
53. Chen, X.; Fan, H.; Guo, B.; Gao, D.; Wei, H.; Ye, Z. Real-Time Prediction and Optimization of Drilling Performance Based on a New Mechanical Specific Energy Model. *Arab. J. Sci. Eng.* **2014**, *39*, 8221–8231. [CrossRef]
54. Qin, J.; Yin, S.; Yang, N.; Chen, X.; Tian, B.; Xue, L.; Ma, Y. A New Mechanical Specific Energy Model for Composite Impact Drilling. *Appl. Sci.* **2022**, *12*, 10356. [CrossRef]
55. Gandelman, R.A. Predição da ROP e Timização em Tempo Real de Parâmetros Operacionais na Perfuração de Poços. Ph.D. Thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012. Available online: <http://186.202.79.107/download/predicao-da-rop-e-otimizacao-em-tempo-real.pdf> (accessed on 11 April 2022).
56. Hegde, C.; Gray, K. Evaluation of coupled machine learning models for drilling optimization. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **2018**, *56*, 397–407. [CrossRef]
57. Gomes, F.M.; Pereira, F.M.; Silva, A.F.; Silva, M.M. Multiple response optimization: Analysis of genetic programming for symbolic regression and assessment of desirability functions. *Knowl. Based Syst.* **2019**, *179*, 21–33. [CrossRef]
58. Jeong, I.J.; Kim, K.J. An interactive desirability function method to multiresponse optimization. *Eur. J. Oper. Res.* **2009**, *195*, 412–426. [CrossRef]
59. Derringer, G.; Suich, R. Simultaneous Optimization of Several Response Variables. *J. Qual. Technol.* **1980**, *12*, 214–219. [CrossRef]
60. Kadry, A.A.; Ebid, A.M.; Abdel-salaam, A.M.; El-Ganzoury, E.N.; Haggag, S.A. Parametric study of Unstiffened multi-planar tubular KK-Joints. *Results Eng.* **2022**, *14*, 100400. [CrossRef]
61. Pinheiro, Y.; Vieira, L.; Nascimento, A.; Santos, F.; Mathias, M.; Thonhauser, G.; Hunt, J. Conception of a Web Operation System for Processing Petroleum Related Drilling Data: A Focus on Pre-Salt Real-Time Automation and Optimization. *J. Softw. Eng. Appl.* **2019**, *12*, 61–71. [CrossRef]

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

中文译文

钻速和机械比能的分析和多目标优化：基于回放方法的钻速测试应用于碳酸盐硬岩储层的案例研究

Diunay Zuliani Mantegazini, Andreas Nascimento, Vitória Felício Dornelas, and Mauro Hugo

Mathias

摘要：直到 2006 年初，在巴西，人们关注的重点一直是盐下碳酸盐岩的油气勘探与开采。这一情况随着行业宣布在南大西洋沿岸近海区域至距海岸近 350 公里的区域发现大规模盐下油气田而发生了改变。随着盐下油气藏的发现，新的挑战也随之而来。其中一个主要挑战是由于钻井成本高昂，必须优化钻井流程。钻井成本相当高，这促使油气行业寻求创新和创业的方法。机械比能（MSE）与钻进速度（ROP）的结合是一种能够识别理想条件以有效提升钻井过程的方法。此外，还可以通过预操作测试来评估钻井过程的性能，这些测试包括持续测试所应用的钻井机械参数，如钻压（WOB）和钻柱转速（RPM），以寻找能最终提供最理想钻进速度的最佳组合。因此，本研究的目的是该研究旨在通过基于回放方法的多目标优化，分析盐下层作业的现场数据，通过最高机械钻速（ROP）和最低机械比能（MSE）的理想组合，对钻井前测试进行分析。结果表明，基于 MSE 的钻井前测试新概念在钻井过程优化中是有效的。最高 ROP 和最低 MSE 的组合能够实现高性能的钻井过程。对于 5 和 7 千磅的钻压区间，获得了良好的参数拟合。通过钻井前测试获得的参数，可以分别估算出最终的成本节约值和时间节约值，分别为 1056180 至 1151898 美元和 19.50 至 21.27 小时。此外，该研究的结果还可应用于其他自然资源的勘探，例如天然氢和地热资源。

关键词：期望值法；钻井；盐下层；碳酸盐岩硬岩；预运营试验；油气

1 绪论

油气产业到现在还是当今世界经济的重要驱动力，对盐下碳酸盐岩硬质储层中烃类资源的发现勘探与开发是该领域取得关键进展重要步骤，巴西盐下区域作为全球近期探明的最大整装油田区块其战略地位已获广泛认可，不过自发现十余年来针对盐下碳酸盐岩储层的作业仍面临钻探开采及储层表征等多重技术挑战，盐下碳酸盐岩储层具备高度复杂和非均质性特征这种特性源于原始沉积体系本质属性及后续成岩作用过程共同作用。

优化钻井工艺并且降低生产成本，对实现油气行业利润最大化很重要，因为全球对烃类能源的需求持续旺盛，油气行业一直都在寻求新的方案，特别是针对钻井作业这个关键环节，目的是降低整个运营过程成本，钻井作业不仅成本特别高昂，而且极具挑战性问题很突出，在深部钻探和硬岩层作业时候，会伴随多种

风险和技术难题,近年来钻井技术实现显著创新,取得了一些突破性的进展成果,比如现代底部钻具组合集成传感器,钻进时可实时监测地质参数,还能获取井眼轨迹相关的信息,以此实现钻井过程精准调控优化,行业正积极推动成本控制技术应用,用来应对油气勘探现存的挑战。

机械钻速 (ROP) 是影响油气井钻井优化和总成本的核心参数,它的定义是钻头破碎地层形成井眼的速率,或者是单位面积单位时间内移除的岩石体积,准确预测 ROP 有助于进行钻井规划和成本控制,自 20 世纪 50 年代起就成了行业重要研究目标,然而因为影响 ROP 的参数之间存在复杂耦合关系,所以其精确预测一直面临着困难,主要影响因素包含钻压 (WOB)、转盘转速 (RPM)、钻柱扭矩 (TOB)、立管压力 (SPP)、流速 (FLOW) 以及井深与地层岩性等,提高 ROP 虽是行业主要目标,但过快钻速可能导致卡钻、井眼清洁不良、钻头齿磨损加剧等问题,还会引发振动与钻头过热风险,因此针对不同工况存在 ROP 最优值,在这个值时既能缩短作业时间又能控制成本。

机械比能 (MSE) 和 ROP 一起构成了钻井效率评估体系,二者协同发挥作用能够实现钻井过程的优化, MSE 通过量化破碎单位体积岩石所需能量来反映作业效能,其最小值对应地层极限抗压强度 (UCCS) 标志着钻井效率达到峰值,该指标是由蒂尔 (Teale) 在 1965 年首次提出来的,已经广泛应用于钻井效率评价与地层岩性预测工作,当遇到岩性发生突变情况时, MSE 数值将会出现显著波动并且和 ROP 存在一定关联性,通过术前测试能够建立起 WOB、RPM 与 ROP 的关系模型,基于 MSE 的新型术前测试方法通过对比钻压 - ROP 与钻压 - MSE 曲线为钻井参数优化提供新维度,行业实践显示单纯追求最高 ROP 的传统模式已逐渐向 MSE 约束下的效能平衡方向转变。

另一个重要方面是这些技术在其他自然资源勘探里的应用,目前因为对石油、天然气和地热能源的需求增加,其勘探工作的重要性正日益凸显,使用地热能源生产热能和/或电力的优势包含可用地热资源储量丰富、运行成本低,以及有望推动能源行业脱碳的预期贡献,钻探成本在增强型地热系统 (EGS) 总成本中占比有可能超过 60%。

大部分针对该主题开展的研究都采用单目标优化方法,所以本研究打算通过复现钻井作业前测试来分析盐下作业现场数据,并且采用基于多目标优化的方法,钻井过程的多目标优化会通过钻速 (ROP) 最大化与机械特定能量 (MSE) 最小化的理想组合来达成,以此确定针对所研究特定岩性的最佳钻井力学参数组合。

2 操作前测试理论

钻井过程当中面临的主要问题之一是预盐层碳酸盐岩硬度过高且磨蚀性过

强，这些特性会导致钻头齿部过早地发生破损、钝化或者磨损的情况，所有这些情况均会对预盐层作业的钻井效率产生影响，钻井效率和总非生产时间也就是 NPT 呈现正相关关系，通常情况下 NPT 会占到总钻机运营支出的三分之一，墨西哥湾的统计分析显示在 10 年周期内超过 12% 的 NPT 是由循环漏失所引起的，大约 18% 是源于井涌和井眼不稳定方面的问题，类似分析表明循环漏失能够使钻井成本每英尺增加 70 至 100 美元，在此背景之下基于计算工具和自动化作业的解决方案仍存在改进的空间，这类技术不仅适用于盐下油田从全球视角看还可推广到整个油气行业及其他自然资源的勘探开发。

所以结合目前全球油气行业实际状况来看，迫切需要开发实施并部署新型创新工艺及产品来提升效率，为了克服前面提到的那些障碍，需要提出能够实现理想钻井参数的有效方法，选择最优的钻井参数能够达到最理想的机械钻速 (ROP)，进而降低能耗并且减少非生产时间。

可以通过钻前测试像钻井速度测试 DRT 和钻井对比测试 DOT 这些方式来评估地层的可钻性，DRT 和 DOT 方法是在 1950 年代发展起来的，其通过确定特定地层的最佳参数也就是钻压 WOB 和转速 RPM 来缩短钻井时间，除此之外该方法还支持模拟和趋势预测，这有助于深入理解潜在参数组合进而优化作业设计与提升效率，通过 DRT 能够解决下面这些问题，一是钻压增量多大才能既保证有效又保证高效，二是何种增量会导致设备出现过载情况。

钻压 (WOB) 和转速 (RPM) 在钻井过程中是必须实时监测优化的关键参数，扭矩、立管压力 (SPP)、泥浆密度及流变性能等其他参数对提升机械钻速 (ROP) 也至关重要，不过这些参数没办法进行实时调控，原因是它们受到地层类型、岩性及温度等因素的影响。

钻前测试会在新钻井阶段或者新地层钻进初期开展实施，通过在短深度间隔以内逐步增加钻压并且同时保持近似恒定转速值来完成，不同测试组会设定特定固定转速，该过程本质是通过逐步调整钻井参数去实现机械钻速最大化并且确定“临界点”，“临界点”也被称作“失效点”，临界点定义成机械钻速不再随钻压或者转速增加而产生正向响应的临界状态。图 1 展示了实测数据绘制的机械钻速-钻压关系曲线。

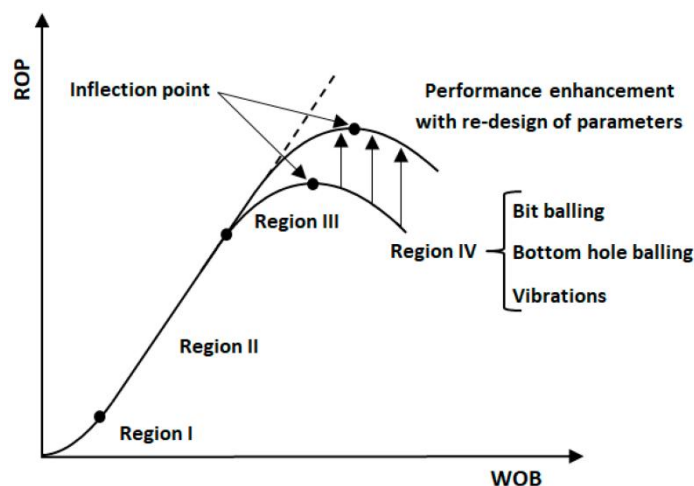


图 1 钻速测试曲线

该曲线具有三个明确划分的区域：

- 区域 I：在启动钻进过程的时候需要逐步增加钻压（WOB）数值，也就是说只有当钻压达到特定阈值之后才仅仅发生钻头破岩作用，此时机械钻速（ROP）的升高是源于钻压的非均衡增加；

- 区域 II：按照恒定斜率线的定义来看它代表最高效率区间，在这个阶段钻压的增加和机械钻速呈现线性正相关；

- 区域 III：把它定义成机械钻速不再随着钻压呈线性增长的区域，这个区域当中存在着拐点，此拐点是用来确定钻压与转速（RPM）组合的最大机械钻速值的，区域 IV 从这个拐点开始。

- 区域 IV：具有能量传递受限、振动加剧以及效率降低的特征，“钻头泥包”和“井底泥包”是描述钻头与井底砾石堆积的常用术语，此类现象会阻碍部分钻压向钻头切削结构传递，井下振动可细分为涡动（横向）、粘滑（扭转）和钻头跳动（轴向）三种行为，这些现象会导致钻头与井下工具失效并增加钻井成本与时间

需要着重强调的是钻井过程优化并非单纯追求最高机械钻速，而是要探寻能够实现高效钻进的参数组合情况，钻速测试曲线结合机械比能也就是 MSE 概念能够获取优化钻井过程的相关参数，不仅要通过最大化机械钻速的方式，还需要平衡最高机械钻速与最低机械比能，以此来确定理想作业条件也就是钻压与转速，图 2 展示了钻井性能预测与优化方法的具体流程图。

钻井过程中的最高效率出现在区域 III。若持续提高钻压与转速，机械钻速将下降并趋近区域 I，此时机械比能值高且机械钻速低[53]。

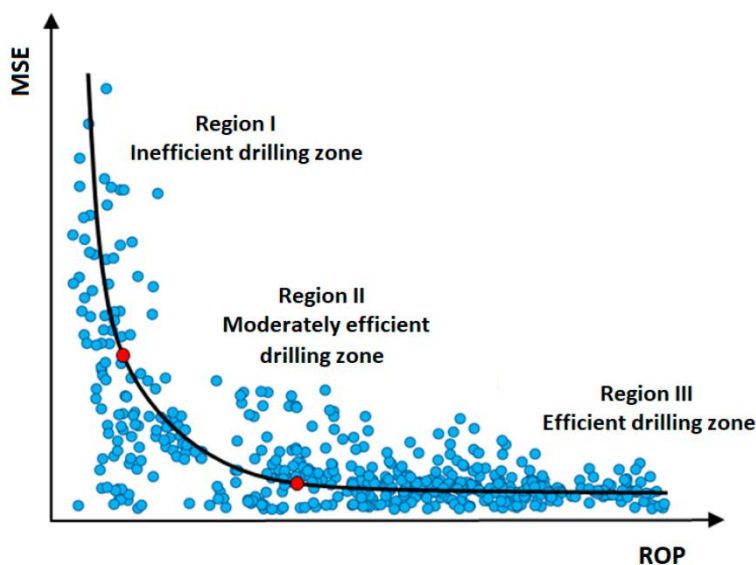


图 2 MSE 与 ROP 图，显示有效/无效区域。

3 材料与方法

3.1 数据采集

本研究做分析的时候采用了一个实际盐下作业现场数据集，这个数据集是来自南大西洋钻探的碳酸盐岩硬岩储层盐下井段，它包含着多个参数的具体数值，这些参数有井深、机械钻速（ROP）、钻柱转速（RPM）、钻压（WOB）、钻头扭矩（TOB）、井底环空压力（DHAP）、井底环空温度（DHAT）、当量循环密度（ECD）、立管压力（SPP）、流速（FLOW）等其他参数。分析所针对的测量井深（MD）区间是 17069.50 至 17344.50 英尺，此井运用直径为 12.25 英寸的聚晶金刚石复合片（PDC）钻头开展钻探工作。

3.2 机械比能（MSE）

机械比能（MSE）值通过蒂尔提出的方程（方程 1）计算获得。1965 年，蒂尔首次提出该计算方程，综合考虑了不同钻井变量（如钻压 WOB、转速 RPM、井底钻具组合 TOB 及机械钻速 ROP）的影响，并通过钻头工作效率将所有参数关联起来。

$$\text{MSE} = \frac{\text{WOB}}{A_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot \text{RPM} \cdot \text{TOB}}{A_b \cdot \text{ROP}} \quad (1)$$

在此， A_b 表示钻头横截面积[in^2]，RPM 表示钻柱转速[rev/min]，WOB 表示钻压[lb]，TOB 表示钻头扭矩[$\text{ft}\text{-}\text{lb}$]，ROP 表示机械钻速[ft/h]。

3.3 钻速测试

钻速测试 (DRT) 在油气行业里是用来计算最优钻井参数的主要方法之一, 从钻井数据集构建钻速测试曲线的步骤如下: (i) 初始数据集按照不同转速值以 10 转/分钟的间隔来进行划分, 通常情况下石油井的钻井转速范围处于 60 - 160 转/分钟, 该范围具体取决于钻井作业特性以及既定的钻井方案; (ii) 针对每个转速区间分别去计算钻压 (WOB)、机械钻速 (ROP) 以及机械特定能量 (MSE) 这些参数相对于 3 千磅、5 千磅和 7 千磅钻压间隔的平均值; (iii) 针对不同的转速区间去绘制机械钻速与钻压 (ROP vs. WOB) 的二次多项式曲线以及机械特定能量与钻压 (MSE vs. WOB) 的二次多项式曲线。这项研究针对 3 千磅、5 千磅和 7 千磅钻压间隔展开分析, 目的是确定给定转速下所需最少测试次数, 以便在钻井设备每日成本高昂状况下快速灵活获取稳定钻速。

大家都知道这类测试常常会因为“没有实际效益”这种错误认知被忽视, 原因是实施起来要耗费大量的时间, 而这种认知偏差有可能会产生错误的判断, 就像对比钻井作业节省的时间和安全精准完成这类术前钻井测试所需投入的时间时, 很容易得出误导性的结论。

3.4 期望值法

关于这个主题的研究大多是提出单目标优化方法, 不过近期有些研究开始用多目标优化方法确定钻井力学参数, 并且同时考虑机械钻速 (ROP) 和机械特定能量 (MSE) 的最优解, 在需要同步分析多个钻井性能指标的情况下多目标分析方法有适用性。

最常用的多目标处理方法当中有总期望值法 (D), 其基本原理是把表征各响应的方程转化成个体函数, 然后对全局函数进行优化, 该方法包含三个阶段分别是数据收集、模型构建以及优化。

Derringer 和 Suich (1980) 基于三种响应类型提出了个体期望函数: 名义最优型 (NTB)、越大越好型 (LTB) 和越小越好型 (STB)。

NTB: 估计响应的值 $[y(x)]$ 期望达到特定的目标值(T)。NTB 响应定义为式(2)。

$$d = \begin{cases} \left[\frac{\hat{y}-L}{T-L} \right]^S & L \leq \hat{y} \leq T \\ \left[\frac{\hat{y}-U}{T-U} \right]^R & T \leq \hat{y} \leq U \\ 0 & \text{if } \hat{y} < L \text{ or } \hat{y} > U \end{cases} \quad (2)$$

LTB: 目标值(T)必须达到函数的最大值。对于这种响应类型, 个人期望函数定义为式(3)。

$$d = \begin{cases} 0 & \hat{y} < L \\ \left[\frac{\hat{y}-L}{U-L} \right]^R & L \leq \hat{y} \leq U \\ 1 & \hat{y} > U \end{cases} \quad (3)$$

STB: 目标值(T)必须达到函数的最小值。对于这种响应类型, 个人期望函数定义为式(4)。

$$d = \begin{cases} 0 & \hat{y} < U \\ \left[\frac{\hat{y}-U}{L-U} \right]^R & L \leq \hat{y} \leq U \\ 1 & \hat{y} < L \end{cases} \quad (4)$$

在序列中, 响应的优化可以使用全局函数进行, 如式(5)所示。

$$D = (d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \cdot \dots \cdot d_n)^{\left(\frac{1}{p}\right)} \quad (5)$$

此处, R 和 S 为加权因子, p 为待优化的响应数目, T 为目标值, L 为下限值, U 为上限值。

4 结果

4.1 二维分析

传统分析方法主要通过二维图表来表征随井深变化的钻井力学参数数据。图 3 展示了本研究及本文所分析钻井过程中的输入变量 (钻压 WOB 和转速 RPM) 与响应变量 (机械钻速 ROP 和均方误差 MSE)。

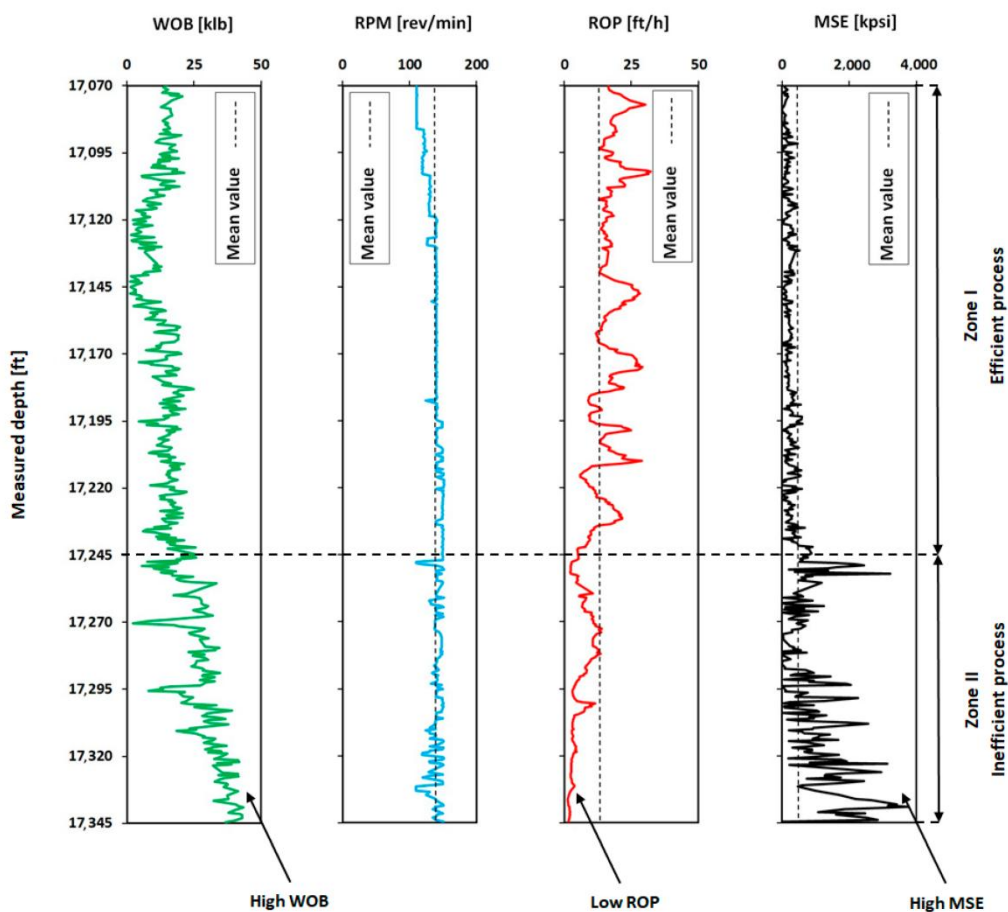


图 3 钻井过程变量

如图 3 所示，WOB（钻压）平均值为 18.27 千磅（klb），变化范围为 1.09 至 43.31 千磅（klb）。RPM（转速）平均值为 137.99 转/分钟（rev/min），变化范围介于 109.36（最小值）至 151.77 转/分钟（最大值）。ROP（机械钻速）平均值为 13.00 英尺/小时（ft/h），最小值为 1.29 英尺/小时，最大值为 32.12 英尺/小时。MSE（平均比能）平均值为 462.01 千磅/平方英寸（kpsi），变化范围介于 610.00 磅/平方英寸（最小值）至 3750.44 千磅/平方英寸（最大值）。此外，图 3 可划分为两个区域：区域 1（井深 17069.50 至 17245.50 英尺）表现为高效作业过程；区域 2（井深 17069.51 至 17344.50 英尺）因 WOB 值较高而呈现低效作业特征，即钻井过程可能处于图 1 所示的 IV 区。

图 3 当中的区域 1 呈现出稳定的发展趋势，这表明此时 MSE 处于相对较低的数值，而 ROP 达到了比较高的值，该区域 ROP 的平均值为 16.67 英尺每小时，此数值显著高于区域 2 的观测数值，在区域 2 里面 ROP 呈现出不断下降的趋势，然而 MSE 和 WOB 却表现为持续上升的趋势，这其实就是低效钻井的具体过程。该区域 ROP 平均值仅仅只有 5.48 英尺每小时处于较低水平，MSE 平均值达到 941.24 千磅每平方英寸和区域 1 平均 MSE 值 227.87 千磅每平方英寸相比显著偏高，这种上升趋势源于高 WOB 值直接体现为低 ROP 很可能表明作业已超出图 1 定义临界点，WOB 超过平均值 18.27 千磅最大值达到 42.88 千磅，这类低效作业会导致振动加剧以及钻头磨损加剧进而增加作业时间和成本。

4.2 钻速测试

钻速测试（DRT）的目标（详见第 2 节）是确保钻压（WOB）和转速（RPM）的组合能够实现安全高效的钻井作业。DRT 是一种预操作测试，由于实际地层钻进过程中存在变化（如岩性及静态钻井参数，例如钻头类型和井眼直径等），因此必须始终执行该测试。为此，DRT 需以灵活快速的方式完成。

数据集会先按照不同转速值（像 110、120、130、140 和 150 转/分钟）来进行分类，之后计算钻压分别为 3、5 和 7 千磅（klb）组别的钻压（WOB）、机械钻速（ROP）以及机械特定能量（MSE）的平均值，图 4 至图 6 分别呈现了传统 ROP - WOB 关系图和 MSE - WOB 关系图在上述钻压组别下的对比情况。

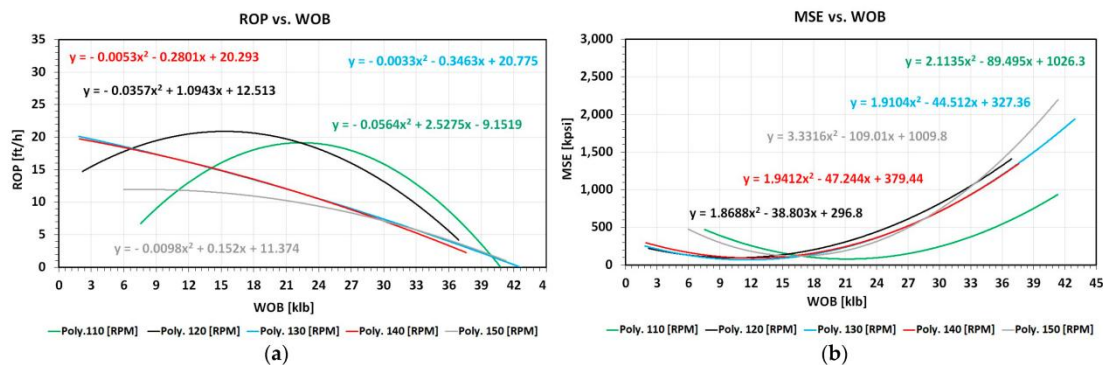


图 4 3 [klb] WOB 组: (a)ROP 与 WOB 图; (b)MSE 与 WOB 图

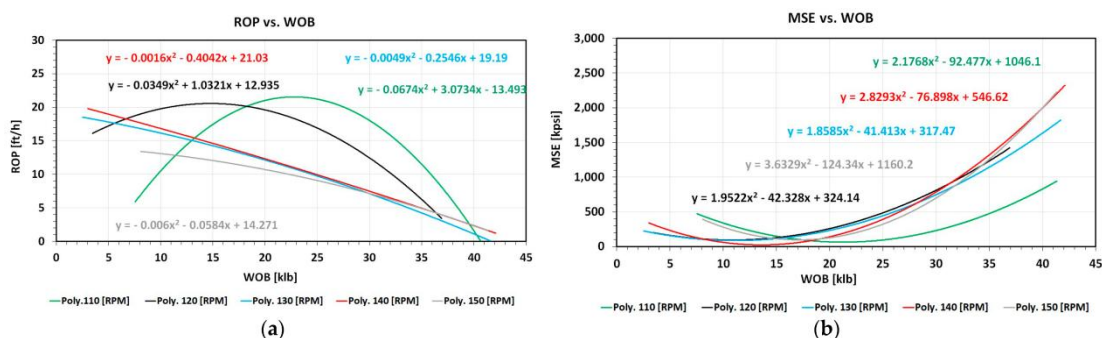


图 5 5 [klb] WOB 组: (a)ROP 与 WOB 图; (b)MSE 与 WOB 图

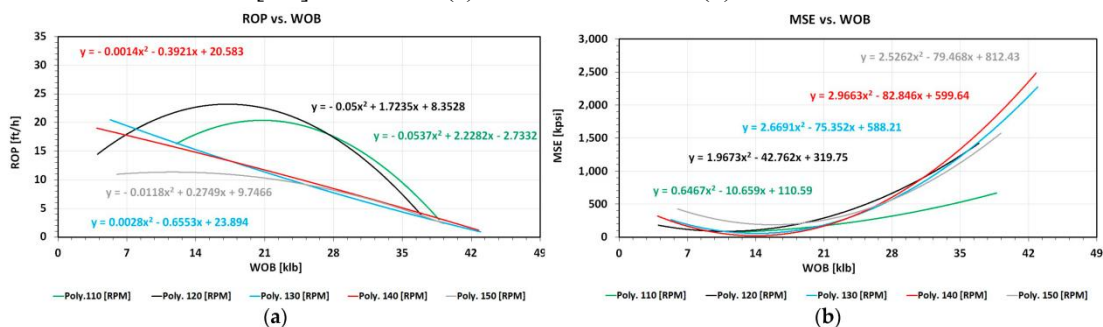


图 6 7 [klb] WOB 组: (a)ROP 与 WOB 图; (b)MSE 与 WOB 图

通过分析图 4a、5a 和 6a 可知，仅转速为 110 和 120 转/分钟的曲线呈现区域 II 及拐点特征。拐点为 ROP 随钻压增加而上升的最大临界点，超过该点后，钻压增加将导致 ROP 下降（效率降低，如图 1 所示）。其他未标注的曲线仅显示区域 III 特征，表明钻井过程处于低效状态，此时钻压增加反而导致 ROP 下降。

通过分析图 4b、图 5b 和图 6b 可以看出，所有曲线均呈现出相似特征：较低的钻压（WOB）对应较低的机械特定能量（MSE）响应。在所有分析的图形响应中，最小可达 MSE 值对应的转速为 130 转/分钟（最低 MSE 为 6.72 千磅/平方英寸）。然而如图所示，该曲线仅呈现第三区域特征，即低效钻井过程。转速为 110 转/分钟和 120 转/分钟的曲线分别呈现最小 MSE 值为 59.52 千磅/平方英寸和 118.87 千磅/平方英寸。

4.3 多目标优化

在开展优化过程之前需要选择转速 RPM 与钻压 WOB 的最佳组合，就像前节所讲的那样 110 和 120 转每分钟的转速响应曲线跟图 2 存在显著相似性，所以本研究把这两个转速值选定为多目标优化的基准参数。

下一步需通过回归分析建立响应变量与钻压的相关关系。目标是实现能同时最大化机械钻速（ROP）和最小化平均应力误差（MSE）的多目标优化。其中 ROP 下限基于第 3 节公式（3）（LTB 模型），MSE 最小化依据公式（4）（STB 模型）。采用微软 Excel2010 版软件作为基础平台开展优化，如图 7 所示。

本研究采用广义简约梯度法（GRG）来求解非线性优化问题，该方法会逐步对变量值进行调整并且同时监测约束条件，一直到目标函数偏导数趋近于零的状态，在分析过程中启用 GRG 非线性求解器的“多次初始值”选项来获取最优解。

表 1-表 7 呈现出 110/120 转/分钟转速组跟 3/5/7 千磅钻压组的多目标优化结果情况，各表格借助设置不同的权重系数给作业人员提供当前钻井工况的优选方案，表 1 展示出 3 千磅钻压组的优化结果内容。

从对比表 1 情景 1 的数据能够看出，当转速为 110 转/分钟的时候 ROP 峰值达到 19.14 英尺/小时，此时对应的 MSE 是 81.99 千磅/平方英寸，当转速提升到 120 转/分钟时 ROP 增加到 21.14 英尺/小时，然而 MSE 却急剧上升到 158.30 千磅/平方英寸。需要重点关注的是，2.00 英尺/小时的 ROP 提升同时伴随着 76.31 千磅/平方英寸的 MSE 增幅以及 5.78 千磅的钻压降幅，这样的 ROP 增益相对于 MSE 增长幅度来说性价比是比较低的。相比较而言，120 转/分钟情景 11 的表现更为优异，在 11.61 千磅钻压的情况下可以获得 20.10 英尺/小时的 ROP。和 110 转/分钟情景 1 进行对比，该方案用半数钻压实现了更高的 ROP，但使得 MSE 增加了 26.16 千磅/平方英寸。

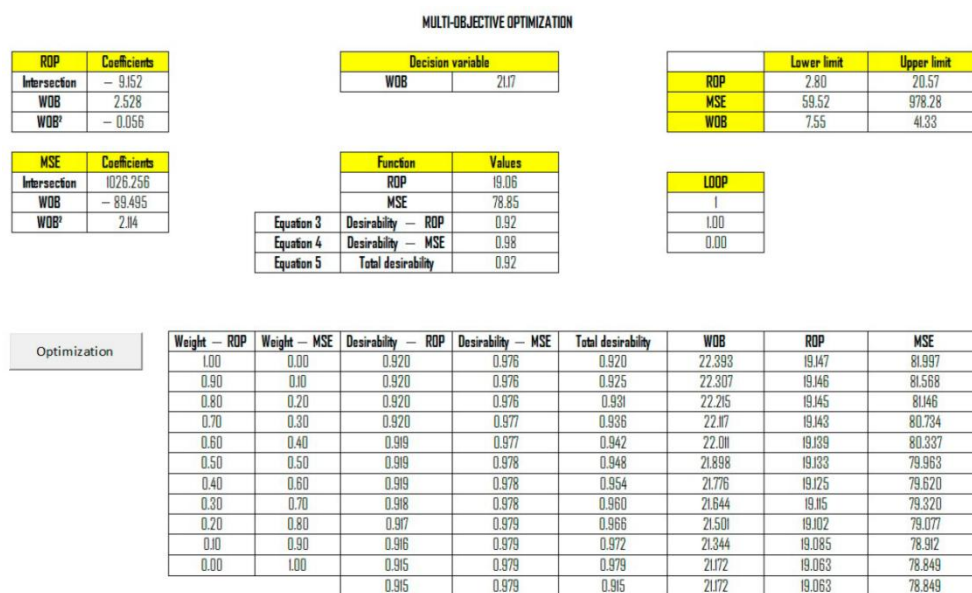


图 7 多目标优化

表 1 从图 4 所示曲线进行多目标优化

	Weight			110 [rev/min]			120 [rev/min]			
	ROP -	MSE -	Desirability (D) -	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]	Desirability (D) -	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]
01	1.00	0.00	0.92	22.39	19.14	81.99	0.65	16.61	21.14	158.30
02	0.90	0.10	0.92	22.30	19.14	81.56	0.68	16.24	21.14	151.17
03	0.80	0.20	0.93	22.21	19.14	81.14	0.71	15.86	21.12	144.24
04	0.70	0.30	0.93	22.11	19.14	80.73	0.74	15.46	21.09	137.57
05	0.60	0.40	0.94	22.01	19.13	80.33	0.77	15.04	21.04	131.20
06	0.50	0.50	0.94	21.89	19.13	79.96	0.81	14.58	20.97	125.24
07	0.40	0.60	0.95	21.77	19.12	79.62	0.84	14.09	20.88	119.77
08	0.30	0.70	0.96	21.64	19.11	79.32	0.88	13.56	20.76	114.96
09	0.20	0.80	0.96	21.50	19.10	79.07	0.92	12.98	20.60	111.01
10	0.10	0.90	0.97	21.34	19.08	78.91	0.97	12.34	20.38	108.24
11	0.00	1.00	0.97	21.17	19.06	78.84	1.02	11.61	20.10	107.15

所以能得出这样的结论，当转速达到 120 转/分并且钻压（WOB）值比较低时（和 110 转/分的情况相比较），机械钻速（ROP）的表现会更加优良，不过这种参数组合会使得井下马达特定参数（MSE）值处于较高水平。而高的 MSE 值并不是理想的状态，需要尽可能地降低这个数值。表 2 呈现出了 5 千磅组别多目标优化的相关结果。

通过表 2 可知，转速为 110 转/分时，钻压、机械钻速和 MSE 值范围分别为 21.24-22.79 千磅、21.37-21.53 英尺/小时和 63.95-69.22 千磅/平方英寸。这些参数拟合效果良好。对比转速 110 转/分与 120 转/分的参数时，钻压和 MSE 值仍存在差异。虽然低钻压可获得较好的机械钻速，但该参数组合同时导致较高的 MSE 值，这并不符合作业需求。表 2 同时给出了 7 千磅组别的多目标优化结果。

表 2 从图 5 所示曲线进行多目标优化

	Weight			110 [rev/min]			120 [rev/min]			
	ROP -	MSE -	Desirability (D) -	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]	Desirability (D) -	WOB [klb]	ROP [ft/h]	MSE [kpsi]
01	1.00	0.00	0.99	22.79	21.53	69.22	0.81	14.77	20.55	124.86
02	0.90	0.10	0.99	22.68	21.53	68.52	0.82	14.46	20.55	120.37
03	0.80	0.20	0.99	22.57	21.53	67.82	0.84	14.14	20.54	116.06
04	0.70	0.30	0.99	22.45	21.53	67.14	0.86	13.81	20.52	111.97
05	0.60	0.40	0.99	22.32	21.52	66.48	0.88	13.46	20.49	108.14
06	0.50	0.50	0.99	22.17	21.51	65.86	0.90	13.09	20.46	104.62
07	0.40	0.60	0.99	22.02	21.49	65.28	0.92	12.70	20.40	101.48
08	0.30	0.70	0.99	21.85	21.47	64.77	0.94	12.28	20.34	98.79
09	0.20	0.80	0.99	21.66	21.45	64.35	0.96	11.84	20.25	96.66
10	0.10	0.90	0.99	21.46	21.41	64.06	0.99	11.36	20.15	95.23
11	0.00	1.00	0.99	21.24	21.37	63.95	1.01	10.84	20.01	94.70

表 3 呈现出所有分析场景的均方误差（MSE）数值比较相近，不过当转速（RPM）处于 120 转/分钟的状态时，采用较低的钻压（WOB）能够获得更优的机械钻速（ROP），经过对数据进行分析可以知道，情景 11 属于一个较优的选择，也就是当钻压低于 11 千磅（klb）的时候，它的机械钻速会超过 20 英尺/小时（ft/h），并且均方误差值会低于 90 千磅/平方英寸（kpsi）。

表 3 从图 6 所示曲线进行多目标优化

	Weight			110 [rev/min]			120 [rev/min]			
	ROP	MSE	Desirability (D)	WOB	ROP	MSE	Desirability (D)	WOB	ROP	MSE
	-	-	-	[klb]	[ft/h]	[kpsi]	-	[klb]	[ft/h]	[kpsi]
01	1.00	0.00	1.06	20.75	20.38	167.90	0.73	17.23	23.20	167.19
02	0.90	0.10	1.04	20.20	20.37	159.26	0.75	16.82	23.19	157.10
03	0.80	0.20	1.02	19.61	20.31	150.26	0.77	16.37	23.17	147.11
04	0.70	0.30	1.00	18.95	20.21	140.85	0.80	15.90	23.11	137.29
05	0.60	0.40	0.98	18.21	20.04	131.02	0.82	15.39	23.03	127.70
06	0.50	0.50	0.97	17.38	19.77	120.73	0.85	14.84	22.92	118.45
07	0.40	0.60	0.96	16.42	19.38	109.97	0.88	14.23	22.75	109.70
08	0.30	0.70	0.96	15.28	18.78	98.73	0.92	13.56	22.53	101.68
09	0.20	0.80	0.96	13.86	17.83	87.08	0.95	12.80	22.22	94.77
10	0.10	0.90	0.98	12.04	16.31	76.00	0.99	11.92	21.79	89.58
11	0.00	1.00	1.00	12.04	16.31	76.00	1.04	10.86	21.17	87.37

钻速测试和多目标优化方案结合起来被证明是有效的,这样能直观呈现不同转速条件下机械钻速 (ROP) 与钻压 (WOB) 相互作用关系、平均比能 (MSE) 与钻压 (WOB) 相互作用关系以及平均比能 (MSE) 与机械钻速 (ROP) 相互作用关系,实验显示 5 千磅和 7 千磅这两组钻压参数设置效果显著,有效缩短了和数据处理及预操作测试相关的潜在延误时间。

4.4 成本分析

超深钻探作业在盐前盆地每日成本大约可达 130 万美元,在综合考虑上述每日运营成本的情况下,表 4 呈现了钻探 2 区也就是低效区域(如图 3 所示)所需成本和时间。

表 4 2 区钻井过程中所用参数的成本分析

WOB [klb]	ROP [ft/h]	RPM [rev/min]	Depth Range [ft]	Time [h]	Drilling Cost [USD]
2.30-43.31	1.29-13.97	109.36-151.77	99.49	25.42	1,387,335

低效井段的延伸长度达到了 99.49 英尺,在这个深度范围之内累计作业时间有 25.42 小时,对应的总成本大概是 1,387,335 美元,数据显示该井段的机械钻速 (ROP) 非常低,其平均值为 3.42 英尺/小时(也就是 1.04 米/小时)。

表 5-7 呈现了开展钻速测试也就是作业前测试以及进行多目标优化之后,按照表 1-3 所列出的参数来钻探第二井段即低效井段需要的成本和时间情况,通过对比 3 组钻压分别是 3、5、7 千磅与 2 种转速分别为 110、120 转/分钟的组合参数,优化之后钻探这个低效井段的成本处于 226437 至 322154 美元的范围,作业时间缩短到 4.18 至 5.95 小时,和表 4 的原始数据相比较,优化方案实现了 1056180 至 1151898 美元的成本节约,节省了 19.50 至 21.27 小时的时间。

表 5 成本分析的相关参数和值如表 1 所示

	110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]
01	5.07	274,454	20.38	1,103,880	4.59	248,473	20.86	1,129,862
02	5.07	274,460	20.38	1,103,874	4.59	248,537	20.86	1,129,797
03	5.07	274,480	20.38	1,103,855	4.59	248,743	20.85	1,129,591
04	5.07	274,516	20.38	1,103,819	4.60	249,116	20.85	1,129,219
05	5.07	274,572	20.38	1,103,763	4.61	249,688	20.84	1,128,647
06	5.07	274,652	20.38	1,103,682	4.62	250,501	20.82	1,127,834
07	5.07	274,762	20.37	1,103,573	4.65	251,612	20.80	1,126,722
08	5.08	274,908	20.37	1,103,426	4.67	253,102	20.77	1,125,233
09	5.08	275,099	20.37	1,103,235	4.71	255,085	20.74	1,123,250
10	5.08	275,347	20.36	1,102,988	4.76	257,737	20.69	1,120,597
11	5.09	275,664	20.36	1,102,670	4.82	261,346	20.62	1,116,989

表 6 成本分析的相关参数和值如表 2 所示

	110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]
01	4.50	243,975	20.94	1,134,359	4.72	255,613	20.73	1,122,722
02	4.50	243,984	20.94	1,134,351	4.72	255,653	20.73	1,122,682
03	4.50	244,013	20.94	1,134,322	4.72	255,781	20.72	1,122,553
04	4.51	244,066	20.94	1,134,269	4.73	256,011	20.72	1,122,324
05	4.51	244,149	20.94	1,134,186	4.73	256,356	20.71	1,121,978
06	4.51	244,269	20.94	1,134,066	4.74	256,839	20.70	1,121,496
07	4.51	244,434	20.93	1,133,900	4.75	257,482	20.69	1,120,852
08	4.52	244,656	20.93	1,133,678	4.77	258,320	20.68	1,120,015
09	4.52	244,950	20.92	1,133,385	4.79	259,393	20.66	1,118,941
10	4.53	245,334	20.92	1,133,000	4.81	260,761	20.63	1,117,573
11	4.54	245,836	20.91	1,132,498	4.85	262,505	20.60	1,115,829

表 7 成本分析的相关参数和值如表 3 所示

	110 [rev/min]				120 [rev/min]			
	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]	Time [h]	Cost [USD]	Time Savings [h]	Cost Savings [USD]
01	4.76	257,756	20.69	1,120,578	4.18	226,437	21.27	1,151,898
02	4.76	257,958	20.68	1,120,376	4.18	226,521	21.26	1,151,813
03	4.77	258,645	20.67	1,119,690	4.19	226,797	21.26	1,151,537
04	4.80	259,977	20.65	1,118,358	4.20	227,306	21.25	1,151,028
05	4.84	262,196	20.61	1,116,138	4.21	228,104	21.24	1,150,230
06	4.91	265,692	20.54	1,112,643	4.23	229,270	21.21	1,149,065
07	5.01	271,132	20.44	1,107,202	4.26	230,915	21.18	1,147,419
08	5.17	279,802	20.28	1,098,532	4.31	233,213	21.14	1,145,122
09	5.44	294,609	20.01	1,083,725	4.37	236,438	21.08	1,141,897
10	5.95	322,154	19.50	1,056,180	4.45	241,080	21.00	1,137,255
11	5.95	322,154	19.50	1,056,180	4.58	248,122	20.87	1,130,213

5 结论

本研究以预作业钻井测试结合一种新型重现法优化策略为基础，开展多目标协同优化方面的研究，此策略借助优化机械钻速（ROP）与力学特定能量的理想组合来提升钻井效率。主要研究结论如下：

- 基于 MSE 的预作业测试新概念展现出显著优势，能有效优化钻井工艺参数；
- ROP 最大化与 MSE 最小化的组合可保障钻井作业效率，预防设备过载，为提高作业效能提供可行路径；
- 采用 Derringer-Suich 期望函数法成功实现钻井参数优化，该方法具备拓展应用于其他作业场景的潜力；
- 当钻压（WOB）设定为 3、5、7 千磅时，参数拟合效果良好。特别值得注意的是，5-7 千磅钻压条件下的钻井参数测试结果已具备实时作业应用价值；

- 通过预作业测试获取的参数显示，特定数据集可节约成本 105.62-115.19 万美元，缩短作业时间 19.50-21.27 小时；
- 研究成果对天然气水合物、地热资源等其他自然资源勘探具有重要参考价值。