

稠油热采技术现状及发展趋势

张凌峰 李彦奇 周 兴 王广明

中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300459

摘要:稠油因高黏度、低流动性,传统开采方式面临挑战,热采技术由此兴起。当前,蒸汽吞吐、蒸汽驱、SAGD、火烧油层等主流技术成熟应用,且在海上开发、复合降黏、智能完井等领域取得创新突破,陆地、海上及老油田开发均成果斐然。展望未来,稠油热采技术将迈向新高度,一方面向超深层热采等方向升级,另一方面加速绿色低碳转型,同时朝着智能化大步迈进,数字孪生油田、智能注采装备等新成果,将为稠油开采行业带来全新发展机遇。

关键词:稠油热采技术;发展背景;现状;发展趋势

引言

在全球能源需求持续增长、常规油气资源逐渐枯竭的背景下,稠油作为重要的非常规油气资源,其开发对于保障国家能源安全意义重大。然而,稠油高黏度、低流动性的特性,给开采带来巨大挑战。稠油热采技术凭借降低原油黏度、增强流动性的优势,成为稠油开发的核心手段。本文将深入探讨稠油热采技术的发展背景、现状,并对其未来发展趋势进行展望。

1 稠油热采技术发展背景

稠油具有高黏度、低流动性的显著特性,在常温常压下,其黏度可达到数千甚至数万毫帕秒,这使得传统开采方式在面对稠油时面临巨大挑战。常规的机械开采方法,如抽油机抽吸等,由于无法有效克服稠油的高黏度阻力,导致抽油效率极为低下,且设备磨损严重,开采成本大幅增加^[1]。因此,寻找一种能够有效降低稠油黏度、提高其流动性的开采技术成为行业迫切需求,热采技术应运而生。热采技术的核心原理是通过向油层注入热能,使原油温度升高,从而降低其黏度,增强流动性,便于开采。该技术凭借其显著的降黏效果,迅速成为稠油开发的核心手段,在全球范围内得到广泛应用。从资源分布来看,全球稠油资源极为丰富,分布范围广泛。在我国,稠油资源主要集中在渤海湾、新疆克拉玛依等地区。其中,渤海湾地区的稠油储量尤为可观,占全国总探明储量的50%以上。这些地区稠油资源的储量规模大、品质多样,为稠油热采技术的发展提供了广阔的应用空间和丰富的实践样本。随着全球经济的持续发展,对能源的需求不断增长。然而,常规油气资源经过长期的开发利用,逐渐面临枯竭的困境。在此背景下,非常规油气资源的开发利用成为保障国家能源安全的关键。稠油作为重要的非常规油气资源,其开发对于缓解能源供需矛盾、保障国家能源安全具有重要意义。因此,加快稠油热采

技术的发展,提高稠油开采效率和采收率,成为能源行业的重要任务和发展方向,对于推动能源结构的优化和可持续发展具有深远影响。

2 稠油热采技术现状

2.1 主流热采技术体系

蒸汽吞吐技术是目前应用最为广泛的热采方式。它的操作模式简单直接,周期性地向油层注入高温蒸汽,随后进入焖井阶段,让蒸汽充分与油层接触、传热,最后开井生产。在这个过程中,焖井时间的精准把控至关重要,稠油黏度越高,所需的焖井周期就越长,就像给高黏度的液体足够的时间“软化”一样。在中国,超过90%的稠油油田都采用该技术进行开发,足见其应用的普遍性。然而,它也存在明显的短板,单井产量递减速度快,采收率通常低于30%,这意味着在开采过程中,需要不断投入新的井位来维持产量,增加了开采成本^[2]。蒸汽驱技术是在蒸汽吞吐基础上发展起来的。它通过连续向油层注入蒸汽,形成热驱替前沿,推动原油向生产井流动。该技术能够将采收率提升至40%-50%,但实施难度较大,需要配套复杂的井网部署和温度场控制技术。辽河油田采用蒸汽驱开发后,采收率较蒸汽吞吐提高了15个百分点,充分彰显了该技术的增效潜力。SAGD技术即蒸汽辅助重力泄油技术,它借助水平井组合实现持续注热,尤其适用于超稠油的开发。在新疆风城油田,采用该技术后成效显著,单井日产油量达到常规蒸汽吞吐的12倍,采收率突破50%。中国石化在郑364块实施蒸汽吞吐转热复合驱,采收率也提高了21.9个百分点,进一步验证了SAGD技术在提高采收率方面的优势,为超稠油的高效开发提供了可靠的技术支撑。火烧油层技术是通过向油层注入空气或氧气,引发油层燃烧,利用高温裂解作用降低原油黏度。该技术的采收率可达60%-90%,潜力巨大,但控制难度极大,安全风险较高。吉林油田在莫

里青特低渗油藏开展空气热辅助混相驱试验,单井日产量提升了3倍,为火烧油层技术在特定油藏的应用提供了成功范例,展示了该技术在特定条件下的强大生命力。

2.2 技术创新突破

海上稠油开发方面,中国海油取得关键进展。构建海上大井距高强度热采理论,并研发350°C电潜泵注采一体化技术。此技术有效攻克海上开发中“大井距、长寿命、小空间”等难题,为海上稠油开发提供技术支撑。全球首座移动式注热平台“热采一号”交付使用,带来显著效益,使海上稠油开发成本降低14%,热采半径扩大30%,为海上稠油规模化开发筑牢基础。复合降黏技术实现创新突破。该技术通过向油层注入化学剂、气体介质与蒸汽协同作用,提升热采效率。辽河油田积极应用,实施多介质辅助蒸汽吞吐3769井次,累计增油81.9万吨,且蒸汽用量减少20%,在增油同时降低能耗。新疆油田研发二氧化碳强化热力开发技术,驱油效率达注蒸汽的3倍,充分展现复合降黏技术在提高采收率和降低能耗上的优势。智能完井技术借助智能监测系统,可实时采集温度、压力、含水率等参数^[3]。结合大数据分析,能对注采参数进行优化调整。胜利油田运用智能分注技术,取得良好效果,使层间矛盾缓解率提升40%,热采井寿命延长至8轮次以上,有效提高油田开发效益与管理水平。这些技术创新突破,从海上开发难题攻克、热采效率提升到开发效益与管理水平提高,全方位推动稠油开发行业发展,为保障能源供应、实现能源高效利用提供有力保障,也为后续技术进一步创新与应用指明方向。

2.3 行业应用现状

在陆地油田开发领域,已构建起以辽河、胜利、新疆为核心的三大生产基地。2024年,全国稠油产量达4800万吨以上。其中,新疆克拉玛依稠油累计产量突破2000万吨;辽东湾油田群原油日产量超2200吨,陆地稠油开发规模持续拓展。海上油田开发成果显著。渤海油田建成中国首个海上稠油热采规模化开发示范区,到2025年,稠油年产量突破100万吨。中国海油积极开展技术研发,其研发的GAGD技术(超临界多元热流体热采)成效突出,该技术使海上特超稠油开发成本降至40美元/桶以下,有力推动了海上稠油的经济开发进程。老油田开发模式创新成效初显。滨南采油厂针对自身实际情况,采用“单井采单层”“低部位注水高部位采油”等创新开发模式。通过这些模式的应用,含水率达94.6%的滨3块实现日增油76吨。到2025年,该采油厂原油日产量突破5500吨,提前一年达成“重上200万吨”的生产目标。这一成果不仅为滨南采油厂自身发展注入新动力,也为

其他老油田的持续高效开发提供了可借鉴的宝贵经验。整体来看,无论是陆地油田、海上油田,还是老油田,在稠油开发方面都取得了积极进展。陆地油田产量稳步增长,海上油田开发实现重大突破,老油田通过创新开发模式重新焕发生机,这些成果共同推动着稠油开发行业不断向前发展,为保障国家能源安全作出重要贡献。

3 稠油热采技术发展趋势

3.1 技术升级方向

超深层热采技术是未来稠油开发的关键突破口。浅层资源减少,埋深超3500米的深层稠油开发成为焦点。但深层高温高压环境,对开采设备和材料是巨大挑战。研发耐温400°C以上的材料以及高温完井技术刻不容缓。中国石油积极攻关6000米级超深井热采工具,一旦成功,深层稠油经济可采储量有望扩大3倍,为稠油开发打开全新资源空间,缓解资源紧张局面。纳米驱油技术潜力无限。纳米颗粒独特的物理化学性质,能显著降低油水界面张力,增强洗油效率。实验室数据显示,纳米流体可使稠油采收率提高15-20个百分点。胜利油田开展的矿场试验,若能成功,该技术将成为提高采收率的利器。它突破了传统驱油方式的局限,为稠油开发带来新的增长点,让更多难以开采的稠油得以有效利用^[4]。地下原位改质技术带来全新思路。通过催化裂解反应,将重质油转化为轻质油,实现不可逆降黏。新疆风城油田试验表明,该技术使产出油黏度大幅降低,同时吨油碳排放降低60%。这一技术不仅改善了稠油的流动性,降低开采难度,还减少碳排放,兼顾经济效益与环境效益,推动稠油开发向绿色、高效方向发展。

3.2 绿色低碳转型

新能源耦合开发为稠油热采的绿色转型开辟了关键路径。传统的天然气注热方式依赖化石能源,碳排放较高。而利用风光电制氢替代天然气,构建“绿电-绿氢-热采”产业链,能有效减少对传统化石能源的依赖。新疆油田建设的全球首个兆瓦级光伏制氢热采示范项目意义重大,预计建成后可减少碳排放40%,为行业提供了可借鉴的示范样本,引领稠油热采向清洁能源利用迈进。碳捕集利用技术为解决稠油开发过程中的碳排放问题提供了创新方案。研发的CCETR技术(碳捕集强化热采),将锅炉尾气与蒸汽混合注入地层,一举两得。既提高了热效率,使能源利用更充分,又实现了二氧化碳的地质封存,减少温室气体排放。辽河油田的试验成果显著,该技术使热效率提高15%,同时有效减少二氧化碳排放,实现了经济效益与环境效益的双赢,为行业可持续发展提供了技术支撑。废水零排放系统是保障稠油开发水资源可持

续利用的重要举措。通过开发膜分离与蒸发结晶组合工艺,能够实现热采废水的100%回用。

3.3 智能化发展路径

智能化发展正成为稠油热采行业提升效率、保障安全、实现可持续发展的重要路径,数字孪生油田、智能注采装备、无人机巡检系统等技术为其提供了有力支撑。数字孪生油田为稠油热采决策提供精准支持。构建稠油热采全生命周期数字模型,整合地质、开发、生产等多源数据。基于此模型,可实现开发方案优化,依据不同地质条件和开发阶段,制定出更科学合理的开发策略;开展生产预警,通过对生产数据的实时监测和分析,提前发现潜在问题;进行设备健康管理,跟踪设备运行状态,预测设备故障。中海油研发的“海卓”数字孪生平台,使热采决策效率提升50%,在提高稠油开发经济效益和安全性方面发挥重要作用。智能注采装备提升稠油热采效率和可靠性。研发具备自适应调节功能的智能注汽锅炉,能根据地层反馈实时调整蒸汽参数,实现精准注汽^[5]。我国石化研制的第三代智能注汽机组,热效率较传统设备提高8个百分点。热效率的提升意味着在相同能源输入下,可产生更多有效热量用于稠油开采,降低了能源消耗,同时提高了生产效率,减少了开采时间和成本。无人机巡检系统改变稠油热采设备巡检模式。应用搭载红外热成像仪的无人机,可快速定位热采平台设备故障。渤海油田部署的无人机巡检网络,使设备故障发现时间从72小时缩短至2小时。故障发现时间的缩短,能及时安排维修

人员处理问题,有效减少设备停机时间,保障生产的连续性,避免因设备故障导致的生产中断和经济损失。

结语:

稠油热采技术一路走来成果丰硕,在提升开采效率、增加产量等方面成效显著,有力保障了国家能源安全。当下,能源行业正面临新挑战与机遇,未来该技术前景光明。超深层热采、纳米驱油等前沿技术不断升级,将突破现有开发瓶颈,提升资源利用率;绿色低碳转型让开采过程更环保,契合可持续发展理念;智能化发展借助数字孪生等手段,实现精准高效开发。稠油热采技术必将在高效、环保、智能的道路上不断迈进,为能源行业可持续发展添砖加瓦。

参考文献:

- [1]游红娟,陈森,苏日古,陈登亚,周晓义,田思娃.稠油油藏井下电加热技术现状及发展方向[J].焊管,2025,48(9):1-8.
- [2]甘衫衫,赵睿,杨果,罗池辉,颜永何,朱爱国,吴芬婷,张晶.稠油热采主体技术进展及创新发展策略[J].大庆石油地质与开发,2025,44(4):156-163.
- [3]孙福街,苏彦春,郑伟,杨仁锋,郑强,于继飞,杨泽军,王泰超.海上稠油热采技术进展及发展方向[J].中国海上油气,2025,37(2):142-151.
- [4]孔鑫鑫,唐晓东,李晶晶,卿大咏,邓桂重,曹成龙.稠油冷采技术现状及展望[J].石油化工,2025,54(4):597-605.
- [5]王渊,胡绍彬,高铭宣,李存姣,程昱.稠油多元热流体开采技术研究现状与展望[J].中国海上油气,2025,37(5):112-121.