

稠油热采提高采收率技术探讨

李彦奇 张凌峰 周 兴

中海石油(中国)有限公司天津分公司 天津 300459

摘 要: 本文围绕稠油热采提高采收率技术展开探讨, 先阐述蒸汽吞吐、蒸汽驱、火烧油层、热水驱与SAGD等核心技术原理, 分析各技术中热量传递、稠油降黏及驱替过程; 再剖析油藏地质、热采工艺参数、稠油性质、热采环境四类影响采收率的关键因素; 最后提出热采工艺参数优化、热效率提升、化学辅助热采、开采后期调整等技术优化策略, 为稠油热采高效开发提供理论与实践参考。

关键词: 稠油热采; 采收率; 蒸汽吞吐; 蒸汽驱; 技术优化

引言: 稠油资源丰富但开采难度大, 传统方法采收率有限。热采技术是提高稠油采收率的关键手段。通过向油藏注入热量, 改变稠油物理性质, 降低黏度, 增强流动性, 实现有效开采。然而, 热采过程受多种因素影响, 导致采收率不稳定。深入探讨稠油热采技术原理、关键影响因素及优化策略, 对提升稠油开发效益、保障能源供应具有重要意义。

1 稠油热采提高采收率的核心技术原理

1.1 蒸汽吞吐技术原理

蒸汽注入对稠油黏度的降低机制主要依赖热量传递。高温蒸汽注入油藏后, 热量快速传递给周围稠油, 打破稠油中胶质、沥青质形成的复杂分子结构, 削弱分子间作用力, 使稠油由黏稠状态转变为相对稀薄状态, 流动能力显著提升, 这种黏度降低效果会随蒸汽注入量的增加和接触时间的延长而更明显^[1]。蒸汽与地层流体的相互作用及驱油过程表现为多方面。蒸汽与地层水混合后形成高温混合流体, 进一步扩大热量影响范围, 混合流体的流动还能带动周边未直接接触蒸汽的稠油移动; 蒸汽中的轻质组分还会溶解到稠油中, 稀释稠油并降低其黏度。在驱油过程中, 注入的蒸汽推动地层内流体向生产井流动, 同时蒸汽膨胀产生的压力为流体流动提供动力, 将受热降黏后的稠油推向井口实现开采, 开采过程中还能减少稠油在孔隙中的滞留。

1.2 蒸汽驱技术原理

蒸汽前缘推进规律与稠油驱替机理紧密相关。蒸汽注入油藏后, 会形成具有一定温度梯度的蒸汽前缘, 前缘以相对稳定的速度向生产井推进, 推进速度受注入压力、油藏渗透率等因素影响。在推进过程中, 前缘处的高温蒸汽持续加热稠油, 降低其黏度, 同时蒸汽前缘产生的压力差推动降黏后的稠油向生产井移动, 实现有效驱替, 驱替效果会随前缘覆盖范围的扩大而提升。蒸汽

在油藏中的扩散与热量传递过程通过多种方式进行。蒸汽可通过孔隙介质中的流动实现宏观扩散, 通过热传导将热量传递给未接触蒸汽的稠油; 蒸汽冷凝后形成的热水也会携带热量向周围扩散, 进一步扩大热影响区域, 热水还能溶解油藏中部分可溶性物质, 减少对流体流动的阻碍, 确保更多稠油因受热而降低黏度, 为后续驱替创造有利条件。

1.3 火烧油层技术原理

油层内燃料燃烧反应与热量生成机制需要特定条件启动。通过向油层注入空气或氧气, 在点火装置作用下, 油层内部分轻质原油被点燃形成燃烧带, 燃烧过程中释放大量热量, 使燃烧带温度快速升高, 可达数百度。燃烧反应持续消耗油层内的轻质组分, 同时生成CO₂、水蒸气等产物, 这些产物能改变油藏内流体的流动特性, CO₂还能溶解到稠油中进一步降低其黏度, 参与到驱油过程中。燃烧前缘推进对稠油改性及驱替的作用十分关键。燃烧前缘在油层内缓慢推进, 推进速度需通过注入气体量精准控制, 前缘产生的高温持续加热前方稠油, 使稠油中的重质组分发生热裂解, 转化为轻质组分, 进一步降低稠油黏度。同时, 燃烧前缘产生的压力推动改性后的稠油及燃烧产物向生产井流动, 实现稠油的有效开采, 开采过程中还能减少重质组分在油藏孔隙中的沉积。

1.4 热水驱与蒸汽辅助重力泄油(SAGD)技术原理

热水驱的热量传递与黏度降低原理与蒸汽吞吐有相似之处。高温热水注入油藏后, 通过热传导和热对流将热量传递给稠油, 使稠油温度升高, 分子间作用力减弱, 黏度随之降低, 热水温度越高、与稠油接触越充分, 黏度降低效果越显著。热水在油层内流动过程中, 还能推动降黏后的稠油向生产井移动, 实现驱油效果, 流动过程中可减少稠油在管道壁的附着。SAGD技术中蒸

汽腔形成与重力辅助泄油过程具有独特性。蒸汽从注入井持续注入油藏，在油层顶部形成高温蒸汽腔，蒸汽腔的形成需要油层具有一定厚度和连续性，蒸汽腔不断扩大并向四周及下方扩展，扩展过程中会逐渐覆盖更多油藏区域。热量通过蒸汽腔壁传递给周围稠油，使稠油降黏，降黏后的稠油在重力作用下沿蒸汽腔壁向下流动，汇集到下方的生产井，通过生产井被开采出来，整个过程充分利用重力作用提升泄油效率，减少能量消耗。

2 影响稠油热采采收率的关键因素

2.1 油藏地质因素

油藏埋深、厚度会直接影响热采效果。油藏埋深较大时，地层压力更高，蒸汽注入过程中需要克服更大阻力，且热量在传递到油藏深处时损耗更多，可能导致油藏受热不均，影响稠油黏度降低效果；油藏厚度较小时，热作用范围有限，难以充分覆盖整个油藏区域，部分稠油无法得到有效加热，进而影响采收率；油藏厚度过大则可能出现热量分布不均，靠近注入井区域受热充分，远离区域则加热不足，同样制约采收效果^[2]。油藏孔隙度、渗透率与非均质性对热量分布起着重要作用。孔隙度较高的油藏能储存更多热量，热量在孔隙空间内传递更均匀，有助于稠油整体黏度降低；渗透率高的油藏中，蒸汽或热流体流动阻力小，能更快地向油藏内部扩散，扩大热影响范围；而油藏非均质性强时，高渗透区域易成为热流体优先通道，导致热量集中在部分区域，低渗透区域则难以获得足够热量，造成热量分布失衡，影响整体热采效率。

2.2 热采工艺参数因素

蒸汽注入压力、温度、速率会显著影响采收率。蒸汽注入压力过低，难以推动蒸汽向油藏深部渗透，热影响范围受限；压力过高则可能破坏油藏结构，导致地层出砂或形成无效裂缝，造成蒸汽窜流，浪费热量。蒸汽注入温度不足时，无法有效降低稠油黏度，难以达到理想的流动状态；温度过高虽能提升降黏效果，但会增加能量消耗，且可能引发油藏岩石矿物性质变化，带来不利影响。蒸汽注入速率过快，易导致蒸汽在油藏内推进不均，出现局部过热或热量未充分利用的情况；速率过慢则会延长热采周期，降低开采效率。注采周期与井网布局对热利用效率有重要作用。注采周期过短，油藏内热量积累不足，稠油黏度降低不充分，开采效果不佳；周期过长则可能导致热量散失过多，能量浪费严重，同时增加开采成本。井网布局不合理，如井距过大，会使井间区域受热不充分，存在未被开采的剩余油；井距过小则会增加井网建设成本，且可能出现井间干扰，影响

蒸汽的有效驱替。

2.3 稠油自身性质因素

稠油胶质、沥青质含量会影响热敏感性。胶质、沥青质含量高的稠油，分子结构更复杂，在加热过程中需要吸收更多热量才能发生物理化学变化，黏度降低幅度较小，热敏感性较差，难以通过热采实现大幅流动性改善；含量较低的稠油，分子间作用力较弱，加热后黏度易快速下降，热敏感性较好，热采效果更显著。稠油含蜡量与凝固点对热采适应性有直接作用。含蜡量高的稠油，在温度较低时蜡易析出并附着在岩石孔隙表面，堵塞流体流动通道，即使经过加热，蜡的溶解也需要一定温度条件，若热采温度未达到蜡的溶解温度，仍会影响稠油流动；凝固点高的稠油，在油藏温度低于凝固点时呈固态或半固态，需要更高的热采温度才能使其转化为可流动状态，增加了热采的能量需求和技术难度，对热采适应性较差。

2.4 热采过程环境因素

地层温度场分布会影响热采效果，地层原始温度与注入热的平衡尤为关键。若地层原始温度较低，注入热在传递过程中会快速被地层吸收，导致热损失较大，需要注入更多热量才能使油藏温度达到稠油降黏所需水平；若地层原始温度较高，与注入热的温差较小，热量损失相对较少，更易维持油藏内的高温环境，有助于稠油黏度持续降低，提升热采效果。当地层原始温度与注入热无法形成有效平衡时，可能出现局部温度过高或过低，影响热采的稳定性和效率。地层水矿化度与化学成分会影响热采流体配伍性，避免沉淀影响驱替通道是重要考量。地层水矿化度高时，水中的离子浓度较高，与注入的蒸汽或热流体混合后，可能因温度、压力变化导致盐类物质析出，形成沉淀附着在岩石孔隙和通道内，堵塞流体流动路径，降低油藏渗透率，影响热流体的驱替效果；地层水化学成分复杂，含有较多钙、镁离子等时，易与注入流体中的某些成分发生化学反应，生成不溶性沉淀物，同样会对驱替通道造成堵塞，干扰热采过程的正常进行。

3 稠油热采提高采收率的技术优化策略

3.1 热采工艺参数优化

基于油藏特性的蒸汽注入参数动态调整策略需充分结合油藏埋深、孔隙度、渗透率等地质条件。针对高渗透率油藏，可适当降低蒸汽注入压力，避免蒸汽快速窜流导致热量浪费；对于低渗透率油藏，需提高注入压力以增强蒸汽在地层中的扩散能力，扩大热影响范围。应根据油藏温度变化实时调整蒸汽注入温度，当地层温度

接近稠油降黏临界值时,适度降低注入温度以减少能量消耗;当地层温度不足时,及时提升注入温度确保稠油流动性改善。蒸汽注入速率则需匹配油藏的吸水能力,避免速率过快造成局部过热或过慢导致热采周期延长。注采井网优化与井型选择需兼顾开采效率与成本控制^[3]。水平井凭借更长的井筒与油藏接触长度,能有效扩大蒸汽波及范围,适合在厚层稠油油藏中应用;直井则在薄层或复杂构造油藏中更易部署,可通过合理井距设置实现对油藏的均匀加热。采用水平井与直井组合的井网布局,能充分发挥两类井型优势,水平井负责扩大平面波及范围,直井补充纵向加热效果,尤其在非均质油藏中,可减少未动用区域,提升整体采收率。

3.2 热效率提升策略

保温技术在井筒与地面管线中的应用是减少热量损耗的关键。井筒保温可采用多层保温管结构,内层选用耐高温、低导热系数的材料,外层加强防护以避免施工损坏,降低蒸汽在井筒输送过程中的热损失;地面管线则需根据环境温度选择适配的保温材料,在寒冷地区可增加保温层厚度或采用伴热技术,确保蒸汽到达井口时仍维持较高温度,减少因热量损失导致的热采效果下降。余热回收与二次利用技术能显著提高能源利用率。在蒸汽发生器排烟口设置余热回收装置,收集高温烟气中的热量用于预热锅炉给水,降低燃料消耗;对于开采过程中产生的低温蒸汽或热水,可通过换热设备将热量传递给待注入的冷水,提升注入水初始温度,减少蒸汽加热所需能量。此外,还可将余热用于油田辅助设施供暖,实现能源的梯级利用,进一步降低热采过程的整体能耗。

3.3 化学辅助热采优化

化学剂与热采的协同作用能强化稠油开采效果。表面活性剂可降低稠油与水的界面张力,增强蒸汽对稠油的乳化能力,使稠油更易随蒸汽流动被采出;降黏剂则能通过化学作用破坏稠油分子结构,辅助蒸汽进一步降低稠油黏度,尤其在蒸汽难以充分到达的区域,化学剂可弥补热作用不足,改善稠油流动性。两类化学剂与热采结合使用,能形成“热降黏+化学改性”的双重效果,大幅提升采收效率。化学剂注入时机与浓度需精准

把控。在蒸汽吞吐初期注入化学剂,可提前改善油藏环境,为后续蒸汽注入创造有利条件;在蒸汽驱阶段则需根据地层压力、温度变化适时补充化学剂,维持其作用效果。化学剂浓度过低会导致作用不明显,过高则可能增加成本且引发地层堵塞风险,需根据稠油性质、油藏渗透率等参数确定最佳浓度,确保在提升采收率的同时控制成本。

3.4 开采后期调整策略

基于剩余油分布的热采方式切换策略需依托动态监测数据。蒸汽吞吐后期,当油藏中近井区域剩余油减少、开采效果明显下降时,可切换为蒸汽驱方式,通过持续注入蒸汽推动远井区域剩余油向生产井流动,实现剩余油的高效动用;若油藏存在局部高渗通道导致蒸汽窜流,可从蒸汽驱转为非混相驱与热采结合的优化方式,控制蒸汽流动路径,提高剩余油采收率。后期井网加密与补孔优化能针对性开发未动用油藏区域。通过油藏动态监测确定剩余油富集区域后,在该区域加密部署生产井或注入井,缩小井距以增强对剩余油的控制;对于原有生产井,若套管完好但部分射孔层段剩余油已采出,可通过专业补孔技术打开未射孔的含油层段,利用原有井筒实现对新区剩余油的开采,避免重新钻井带来的高成本,显著提升油田开发的整体经济效益。

结束语

稠油热采提高采收率需依托对核心技术原理的精准把握,结合油藏实际情况应对各类影响因素。从工艺参数、热效率、化学辅助及后期调整多维度提出的技术优化策略,能为热采实践提供清晰方向。未来可进一步探索技术融合与创新,如智能化热采监测与调控,持续提升稠油热采的效率与经济性,为稠油资源的高效、可持续发展奠定基础,助力能源行业实现高质量发展。

参考文献

- [1]杨毅,严格,张广宇,等.稠油蒸汽热采过程中冻胶封堵汽窜的机理研究与应用[J].矿山工程,2024,12(4):749-752.
- [2]班晓春,刘涛,陈静,等.稠油热采多阶段蒸汽注入策略及其经济优化研究[J].中国化工贸易,2024(27):67-69.
- [3]仲玉梅,班晓春,刘涛,等.稠油热采中水平井蒸汽吞吐工艺的经济性能评估[J].中国化工贸易,2024(27):52-54.