

油田用防垢剂阻垢机理及效果分析

李吉雷

濮阳市科洋化工有限公司 河南 濮阳 457001

【摘要】：油田开发过程中，地层水与注入水成分复杂，钙、镁、钡、锶等离子易在温度、压力及 pH 变化条件下形成碳酸盐垢、硫酸盐垢等沉积物，影响管线、井筒及设备运行效率。围绕油田用防垢剂的阻垢机理及应用效果展开分析，重点探讨螯合作用、分散作用、晶格畸变作用和阈值效应对垢晶形成与沉积过程的抑制机制，并结合防垢剂类型、适用条件及评价指标分析其现场应用效果。研究表明，合理选择防垢剂类型与投加方式，可有效降低结垢风险，提高油田生产系统运行稳定性。

【关键词】：油田防垢剂；阻垢机理；无机盐垢；螯合作用；效果评价

DOI:10.12417/2705-0998.26.07.001

引言

油田进入中后期开发阶段后，注水开发、采出液含水率升高及地层环境变化会加剧结垢问题。无机盐垢沉积会堵塞井筒和管线，还会降低换热效率、增加设备腐蚀风险，影响油田安全稳定生产。防垢剂作为油田化学品的重要组成部分，能够通过多种化学作用抑制垢晶生成、长大和沉积。分析油田用防垢剂的阻垢机理及实际应用效果，有助于优化药剂选择、提高防垢效率，并为油田化学防垢技术应用提供参考。

1 油田结垢环境下防垢剂适配基础

1.1 油田水质变化与垢盐生成条件

油田开发过程中，地层水、注入水与采出液之间不断发生混合，水体矿化度、离子组成、温度压力及酸碱度均会产生变化，为垢盐形成提供了复杂条件。地层水中通常含有较高浓度的钙离子、镁离子、钡离子、锶离子及碳酸根、硫酸根、碳酸氢根等阴阳离子，当注入水与地层水配伍性较差时，不同离子之间容易发生化学反应，形成碳酸钙、硫酸钡、硫酸锶等难溶性沉淀。随着采油过程持续推进，井筒附近压力降低，二氧化碳逸出，水体中碳酸氢根平衡被破坏，碳酸钙结垢倾向明显增强。管线、阀门、泵体及换热设备中的温度变化也会改变盐类溶解度，使原本处于溶解状态的无机盐逐渐析出。高含水开发阶段采出液流速变化较大，局部滞流区容易成为晶核附着和晶体长大的位置，垢层由点状沉积逐渐发展为片状覆盖，造成流通截面积缩小。油田水质变化具有动态性和区域差异性，同一区块不同井组可能表现出不同结垢类型，因此需要结合水样分析、离子浓度检测和结垢趋势判断，明确垢盐生成的主要控制因素。在实际分析中，还应关注注入水与地层水混合比例、采出液含水率变化、井筒温压条件波动及管线停留时间等因素对结垢过程的影响，连续监测掌握水质演变规律，为防垢剂类型选择、投加浓度确定和防垢周期调整提供依据。

1.2 防垢剂类型与油田系统匹配关系

防垢剂在油田系统中的应用效果与药剂结构、垢型特征及现场工况密切相关。常用防垢剂主要包括磷酸盐类、聚羧酸类、

磺酸共聚物类及复配型药剂等，不同类型药剂在耐温性、耐盐性、分散能力和吸附稳定性方面存在差异。磷酸盐类防垢剂对碳酸钙、硫酸钙等垢盐具有较强的络合与晶格干扰能力，适用于中高矿化度水体，但在强氧化或高温环境下可能出现稳定性下降^[1]。聚羧酸类药剂分子链上含有羧基等活性基团，能够吸附在微小晶体表面，增强颗粒分散性，减少晶体聚集沉积，适用于悬浮固体较多、流体剪切变化明显的集输系统。磺酸共聚物类防垢剂耐高温、耐高盐能力较好，可在复杂水质条件下维持一定阻垢性能，常用于深井、高温井及高矿化度区块。油田系统选择防垢剂时，不能仅依据单一阻垢率指标，还应综合考虑药剂与地层水、注入水、采出液及其他油田化学剂之间的配伍性。若防垢剂与缓蚀剂、杀菌剂、破乳剂存在不良反应，可能导致乳化加重、沉淀增加或药效降低。合理匹配药剂类型，需要以垢样分析、静态阻垢实验、动态模拟实验和现场运行参数为依据，使药剂性能与井筒、管线、注水系统及采出液处理流程相协调。

1.3 阻垢机理对生产稳定性的支撑

防垢剂维持油田生产稳定，关键在于对垢盐形成全过程进行干预。无机盐垢生成通常经历离子过饱和、晶核形成、晶体长大、颗粒聚集和表面沉积等阶段，防垢剂能够通过多种机理削弱这些过程。螯合作用可使药剂分子中的活性基团与钙、镁、钡、锶等成垢离子形成稳定络合物，降低游离离子浓度，延缓溶液达到沉淀临界状态。阈值效应表现为少量药剂即可明显抑制大量垢盐析出，使水体即使处于过饱和状态也不易迅速形成沉淀。晶格畸变作用则通过药剂分子吸附在晶体生长活性点上，破坏晶体规则排列，使垢晶形态由致密坚硬转变为疏松、细小、不易附着的颗粒。分散作用能够增强微晶颗粒之间的静电排斥和空间位阻，减少颗粒相互碰撞、团聚和沉降，降低管壁、井筒和设备表面的垢层附着概率。上述机理共同作用，可减轻管线堵塞、泵效下降、注水压力升高和换热效率降低等运行问题。对于长期连续生产系统，阻垢效果不仅体现在垢量减少，还体现在流体输送阻力稳定、设备清洗周期延长和井筒作业频次降低等方面。不同机理在现场应用中并非孤立存在，而

是受水质组成、药剂浓度、停留时间、流速和温度条件共同影响，因此防垢剂运行管理需要保持投加浓度、监测周期和水质变化之间的动态匹配。

2 防垢剂应用中的关键制约因素

2.1 复杂离子环境对阻垢效率的影响

油田采出水中离子体系具有高度复杂性，钙、镁、钡、锶等阳离子与碳酸根、硫酸根、氯离子、碳酸氢根等阴离子同时存在，会使防垢剂阻垢过程受到多重干扰。部分防垢剂依靠羧基、膦酸基等活性基团与成垢离子结合，当水体中多种金属离子浓度较高时，药剂分子会被不同离子竞争性占用，导致有效活性位点减少。钙镁离子浓度偏高时，碳酸盐垢生成速度加快，药剂需要在晶核形成前完成吸附或络合，若反应时间不足，阻垢效率会明显下降。钡、锶离子与硫酸根形成的硫酸盐垢溶解度低、晶体致密，生成后不易被分散，普通聚羧酸类药剂难以持续抑制其沉积。氯离子含量升高虽然不直接形成沉淀，但会改变溶液离子强度，压缩颗粒表面双电层，削弱微晶之间的排斥力，使细小晶体更容易聚集。采出水中悬浮物、胶体颗粒及残余油也会吸附部分药剂，造成有效浓度降低。复杂离子环境下，单一防垢剂往往难以同时应对多种垢型，若水质检测仅关注总矿化度而忽视关键离子比例，容易出现室内阻垢率较高、现场防垢效果不足的情况。

2.2 药剂投加方式与持续效能偏差

防垢剂现场应用效果不仅取决于药剂自身性能，还与投加位置、投加浓度、投加周期和混合状态密切相关。井口连续投加能够维持管线内药剂浓度相对稳定，但药剂进入井筒和集输流程后会受到流速、含水率及停留时间影响，若混合不充分，局部区域仍可能出现离子过饱和和垢晶附着。间歇投加操作较为灵活，适用于阶段性结垢风险控制，但药剂浓度随时间波动明显，在药剂浓度下降至有效阈值以下后，垢盐沉积会重新加快^[2]。挤注防垢剂常用于井下防垢，药剂依靠地层吸附和缓慢释放维持作用时间，若地层渗透率差异较大，药剂分布会出现不均匀，部分高渗通道释放过快，低渗区域难以形成有效保护。投加浓度偏低时，药剂无法覆盖晶体生长活性点，阻垢持续性不足；投加浓度过高时，可能增加药剂与水中阳离子反应生成二次沉淀的风险，并提高运行成本。现场管理中若缺少对残余药剂浓度、垢样成分和压差变化的连续监测，投加制度容易长期停留在经验控制层面，难以及时适应水质波动和生产参数变化，造成药效释放与结垢风险之间不匹配。

2.3 高温高盐条件下药剂性能衰减

深层油藏和高矿化度区块中，防垢剂长期处于高温、高盐环境，分子结构稳定性和功能基团活性容易受到影响。温度升高会加快无机盐结晶动力学过程，使晶核生成速度和晶体长大速率明显提高，防垢剂需要更快吸附在晶体表面才能发挥抑制

效果。部分膦酸盐类药剂在高温条件下可能发生水解或结构变化，活性基团数量减少，络合能力下降；部分聚合物类防垢剂受热后分子链卷曲、断裂或构象改变，空间位阻和分散能力减弱。高盐环境下，水体离子强度增大，药剂分子伸展程度降低，活性基团与目标离子的接触机会减少，吸附层稳定性下降。钙、镁等二价离子含量较高时，还可能与阴离子型防垢剂形成桥联作用，使药剂分子发生聚集，降低其在水相中的有效分散性。高温高盐条件还会增强垢晶在金属表面的附着强度，使形成的垢层更加致密，后续清除难度增加。若实验评价条件低于现场真实温度和矿化度，所得阻垢率难以反映井下实际表现。针对这类工况，需要重点考察药剂的热稳定性、耐盐性能、吸附释放规律及长期作用后分子结构变化，避免药剂在进入关键结垢区域前已经出现明显失效。

3 防垢剂阻垢效能提升路径

3.1 基于水质特征的药剂筛选方法

基于水质特征开展防垢剂筛选，需要将水样离子组成、垢型倾向和生产工况作为主要依据。油田采出水和注入水应分别检测钙、镁、钡、锶、碳酸氢根、硫酸根、氯离子及总矿化度等指标，并结合温度、压力、pH 值变化判断主要结垢类型。针对碳酸钙垢倾向较强的水体，药剂筛选应侧重考察对钙离子的络合能力、对碳酸钙晶核形成的抑制能力以及对晶体形貌的干扰效果；针对硫酸钡、硫酸锶等低溶解度垢盐，应重点比较药剂对硫酸盐晶体生长速率和沉积附着程度的控制能力。室内评价可采用静态阻垢实验、配伍性实验和动态模拟实验相结合的方式，避免单一阻垢率数据掩盖现场复杂影响。静态实验适合判断药剂基础阻垢性能，动态实验能够模拟管线流速、温度和停留时间对药效的影响。药剂筛选还应关注残余浓度变化、乳化倾向、腐蚀影响及与其他油田化学剂的相容性。对于不同井组、不同层系和不同含水阶段，应建立分类筛选标准，使防垢剂选择由经验判断转向水质数据驱动，减少药剂与垢型不匹配造成的低效投加。见下图：



图 1 基于水质特征的药剂筛选方法流程图

3.2 复配优化与协同阻垢技术应用

复配优化能够弥补单一防垢剂在复杂油田环境中的性能局限，使不同功能组分形成互补。膦酸盐类药剂具有较强的络合和阈值效应，聚羧酸类药剂在分散微晶和延缓颗粒团聚方面

表现较好, 磺酸共聚物类药剂对高温高盐环境适应性较强, 将不同类型药剂按照合理比例复配, 可同时控制晶核生成、晶体长大和颗粒沉积^[3-5]。复配方案设计不能简单叠加药剂用量, 而应通过正交实验、单因素实验或响应面优化方法确定最佳配比, 比较不同组合在阻垢率、分散稳定性、耐温耐盐性和配伍性方面的差异。协同阻垢技术还可以与缓蚀、杀菌、清洗等工艺联合应用, 但需要控制药剂之间的相互影响, 避免产生沉淀、乳化或活性降低。对于含硫酸盐垢和碳酸盐垢并存的系统, 可采用多功能复配防垢剂, 提高对多种垢型的同步控制能力。对于井下长期防垢, 可选择吸附释放性能较好的复配体系, 使药剂在地层孔隙中保持稳定滞留并逐步释放。复配优化的核心在于使药剂功能与垢盐形成环节相对应, 通过多机制协同增强阻垢连续性和适应性。

3.3 现场运行效果评价与工艺完善

现场运行效果评价需要围绕防垢剂投加后的生产参数变化、垢样变化和药剂残余情况展开。评价指标不宜局限于实验阻垢率, 还应结合注水压力、井口回压、管线压差、泵效变化、检泵周期、清垢频次和设备结垢厚度等运行数据进行判断。防垢剂投加后, 若管线压差增长速度减缓、井筒作业频次降低、

设备清洗周期延长, 说明药剂在实际系统中发挥了较好的控制效果。垢样分析可通过化学成分检测和晶体形貌观察判断药剂作用后的沉积特征, 若垢层由致密硬垢转为松散颗粒状沉积, 表明晶格干扰和分散作用得到体现。残余药剂浓度监测能够反映投加制度是否合理, 浓度长期低于有效范围时, 应调整投加量或缩短投加周期; 浓度过高且运行指标改善不明显时, 应优化药剂类型或减少无效消耗。工艺完善还需要结合不同井组的水质波动建立动态调整机制, 对高结垢风险井段、换热设备入口、混输管线弯头等重点部位加强监测。通过室内评价、现场试验和运行数据反馈形成闭环, 可逐步完善防垢剂投加工艺, 提高油田化学防垢管理的针对性和稳定性。

4 结语

结垢问题贯穿油田注水、采出、集输及处理全过程, 防垢剂的应用效果取决于水质特征、垢型组成、药剂类型和投加工艺的综合匹配。明确垢盐生成条件, 分析复杂离子、高温高盐及投加偏差对阻垢效率的影响, 可为药剂筛选和复配优化提供依据。结合现场运行参数、垢样特征和残余浓度评价防垢效果, 有助于完善动态调整机制, 降低管线堵塞、设备结垢和生产波动风险, 提升油田系统连续稳定运行水平。

参考文献:

- [1] 张静,赵大洲.油气田硫酸盐垢的形成机理及除垢技术研究进展[J].煤化工,2025,53(04):142-146.
- [2] 成杰,沈玮,张志浩.一种新型电沉积除垢自动化装置设计与应用[J].山东化工,2025,54(16):142-146+153.
- [3] 漆国斌,苏培福,高淑涵,等.油田用阻垢剂的研究进展及发展趋势[J].化工技术与开发,2025,54(07):50-57.
- [4] 董梅玉.油田复杂水体中成垢影响机制与控制方法研究[D].西安石油大学,2024.
- [5] 郑成宇.某油田注水全工段结垢规律及防垢措施研究[D].西安石油大学,2024.