

# 低渗透油田注水水质提升与系统全流程优化策略

李蓓蓓

河南油田工程科技股份有限公司 河南 郑州 450000

**摘要:** 注水是低渗透油田补充地层能量、提升采收率的核心开发手段,注水水质直接影响油藏保护、注采效果及系统稳定运行。当前国内中晚期开发的低渗透油田注水系统,普遍面临水源复杂、工艺适配性不足、设备老化、运行效率低、精细化管理缺失等问题,成为油田稳产增效的重要制约因素。本研究通过典型低渗透油田注水系统现场诊断,剖析了水质不达标的工艺技术瓶颈与管理短板,从系统工程角度提出源头预处理强化、核心工艺升级、精准加药与智能控制构建、设备更新与站点整合、数字化管理平台搭建的综合对策,形成适配低渗透油田的注水系统提质增效技术与管理体系,为同类油田可持续开发提供理论参考与实践路径。

**关键词:** 低渗透油田;注水水质;系统优化;精细处理;智能化管控;提质增效

引言:注水是低渗透油田开发中补充地层能量、驱动原油采出的不可替代技术,注入水理化性质与储层岩石、流体及井下材料的相互作用,直接决定开发效果。优良的注水水质可维持地层孔隙渗流能力,减缓油井含水上升,延长油藏开发寿命;而不合格注入水携带的悬浮颗粒、成垢离子、微生物等,易造成储层堵塞、管线设备腐蚀结垢,导致注水压力高、注水量不足,大幅增加运维成本,严重影响油田采收率与经济效益。

## 1 低渗透油田注水水质系统优化

国内多数低渗透油田注水系统建成时间早,随开发年限增加,原始设计与当前生产需求、环保标准、技术水平形成明显代差:水源从单一地下水/地表水向复杂采出水转变,水质波动加剧;早期“沉降-过滤-加药”工艺处理效率随设备老化持续衰减;粗放式管理难以适配复杂工况,注水水质达标率偏低。低渗透储层孔隙喉道细小、渗流能力差,对注水水质的要求远高于常规油田,微小的水质波动都可能造成不可逆的储层伤害,这也让水质问题成为低渗透油田开发的核心痛点。低渗透油田注水水质问题是多因素交织的系统性难题,单一环节修补难以实现根本性改善。因此,针对低渗透油田地质与流体特性,系统研究水质不达标的深层机理,探索综合治理与系统优化策略,对盘活老油田存量资源、实现降本增效与绿色开发具有重要现实意义。

本研究聚焦低渗透油田注水系统共性难题,突破局部修补的局限,构建“源头—过程—末端”全流程、“技术—设备—管理”全要素的提升框架,既关注水质精准改善,也重视系统高效智能运行,为油田长期稳产与高质量发展提供可操作的系统性解决方案。

## 2 低渗透油田注水系统现状与核心挑战

国内低渗透油田历经数十年注水开发,注水系统积累了诸多深层次矛盾,核心体现为系统能力利用率低、水质稳定性与达标率不足,悬浮固体超标、颗粒粒径过大、细菌含量控制不稳等问题突出,部分油田注水水质综合达标率不足70%,难以满足低渗透储层开发的严苛要求,其根源可归结为三方面核心挑战:

### 2.1 水源复杂且波动显著,处理适配性要求高

随开发深入,优质水源占比持续下降,成分复杂的油田采出水成为主要回注水源,其含残余乳化油、微细固体颗粒、高浓度成垢离子及硫酸盐还原菌等,且不同区块、层系采出水水质差异大,随开采阶段动态演变。补充水源地表水受季节、气候影响明显,汛期悬浮物含量骤增数倍,甚至出现泥沙淤积等问题。水源的多样性与不稳定性,让后续处理工艺始终处于非稳态运行状态,对工艺的适应性和鲁棒性提出极高要求,也成为水质难以稳定达标的首要诱因<sup>[1]</sup>。

### 2.2 处理工艺滞后,设备老化失效成硬约束

多数注水处理站仍沿用传统“老三套”工艺,沉降环节对乳化油、胶体颗粒去除效率低,传统石英砂、核桃壳滤料的过滤精度、纳污能力难以应对高悬浮物、细颗粒水质。核心设备如过滤罐、加药装置、高压注水泵长期在高压、腐蚀性环境中运行,普遍存在结垢、腐蚀、密封失效等问题;反冲洗系统设计不合理,冲洗压力不足、时长把控不当,导致滤料再生不彻底,滤层板结现象频发,反洗排水处理不当易形成二次污染,部分站点甚至出现“滤后水质劣于滤前”的现象,设备维护成本高且性能衰减直接导致处理流程失效。

### 2.3 过程控制粗放,精细化管理存在软短板

传统水质管理依赖人工离线取样、实验室分析,采

样间隔长、信息反馈滞后,无法实现水处理过程的实时调控;药剂投加以操作人员经验为主,缺乏在线监测闭环控制,易造成药剂浪费或投加不足,不仅影响处理效果,还可能引发二次化学污染。系统运行层面,各注水站点独立运营,缺乏全系统能效最优的协同调度,管网压力分配不均,井组欠注与超注并存,注采矛盾突出;对能耗、药剂单耗、设备状态等关键指标缺乏持续监控与深度分析,“重建设、轻优化,重生产、轻管理”的模式,导致系统潜能未能充分发挥,运行成本居高不下。

综上,低渗透油田注水水质问题是水源、工艺、设备、管理多因素共同作用的结果,必须运用系统工程思维,开展全流程、全要素的综合治理与优化升级。

### 3 注水水质提升的关键技术路径创新与集成

遵循“源头减负、过程强化、精准控制、智能赋能”的技术原则,结合低渗透油田储层特性与注水需求,集成创新适用技术,构建高效、稳定、智能的水处理与管控体系,是破解注水水质难题的核心路径<sup>[2]</sup>。

#### 3.1 强化源头预处理,实现水质均质化

实施差异化源头管控策略,最大限度降低后续处理负荷:针对高悬浮物地表水,采用高效旋流除砂器、斜板沉淀池快速去除粗颗粒,必要时引入微絮凝强化沉淀技术,通过投加少量环保型絮凝剂,让微细颗粒脱稳聚集,提升沉降效率;针对复杂油田采出水,推广溶气气浮、涡凹气浮等高效除油技术,利用微气泡的吸附作用,高效捕集去除分散油、乳化油及附着油类固体颗粒;针对高矿化度、高结垢倾向采出水,预处理阶段投加高效环保型阻垢剂、缓蚀剂,从源头抑制结垢与腐蚀反应。同时设置足够容积的均质调节池(罐),缓冲来水水量、水质的剧烈波动,为下游处理单元提供稳定进水条件,保障处理系统连续稳态运行。

#### 3.2 升级核心处理工艺,提升过滤效能与可靠性

以过滤单元升级为核心,提升处理精度与稳定性:推广纤维束过滤器等先进设备,利用其滤床可压缩、孔隙率可调、截污容量大、反洗效果好的优势,适配中低渗透油田深度处理需求;对水质要求严苛的特低渗透储层,引入超滤膜分离技术,其纳滤精度可近乎完全截留悬浮物、胶体、细菌和大分子有机物,实现产水水质优异且稳定<sup>[3]</sup>。采用“气浮除油—多介质过滤—精密保安过滤”多级递进式流程,实现污染物梯度去除,层层把控水质;配套自动化、高效果的反冲洗系统,根据滤层压差实时调控冲洗参数,同时妥善收集并独立处理反洗废液,杜绝二次污染回流。

#### 3.3 构建精准加药系统,实现智能化过程控制

以在线水质分析仪表为核心,搭建自动加药与闭环控制系统:在进水口、处理环节、出水口关键节点布设监测仪表,实时监测浊度、油含量、pH值、ORP等关键参数,通过PID、前馈-反馈复合控制等算法,动态调节絮凝剂、阻垢剂、杀菌剂等药剂投加量,确保药剂在最佳浓度区间发挥作用,避免浪费与二次污染。杀菌环节定期开展细菌培养与检测,精准掌握细菌种群与数量变化,制定杀菌剂交替投加方案,有效防止微生物产生抗药性,从根本上控制硫酸盐还原菌、铁细菌等引发的腐蚀与生物垢问题。

#### 3.4 搭建数字化平台,实现全流程智能化管控

构建覆盖“水源—处理站—注水井口”的全流程数据采集与监控网络,通过物联网终端实时汇集压力、流量、水质参数、设备状态、能耗等海量数据;开发智能注水管理平台,实现数据可视化展示、超限智能报警,并搭载高级分析功能:基于模型预测的水质趋势预警、结合管网模型的注采优化调度、基于设备运行数据的预防性维护提醒、系统能效实时计算与对标分析。通过机器学习算法对历史数据进行深度挖掘,持续优化运行策略,推动管理模式从“经验驱动”向“数据与模型驱动”转变,实现系统安全、高效、经济、环保运行。

### 4 注水系统系统性优化与综合治理实施框架

技术路径的落地需与工程优化、管理变革深度结合,构建可操作、可评估、可持续的综合治理实施框架,推动注水系统从水质到能效、管理的全面提升,确保技术措施落地见效、长效运行<sup>[4]</sup>。

#### 4.1 全面系统诊断,实施站点分类施策

对油田所有注水处理站点开展全维度排查评估,建立包含水源特性、工艺现状、设备状态、运行成本、出水水质、区域重要性的多维度评价体系,根据评估结果将站点科学划分为标杆维护类、改造提升类、整合替代类,制定“一站一策”差异化优化方案:标杆站点以智能化升级、运维优化为主,巩固运行效果;改造站点聚焦工艺短板、设备老化等核心问题,开展针对性整改;整合替代类站点直接淘汰,将其注水需求划归周边高效站点,实现投资向关键瓶颈、高效益环节聚焦,提升资金利用效率。

#### 4.2 推进设备更新,强化设备效能管理

制定中长期设备更新滚动规划,建立设备全生命周期管理台账,优先淘汰高能耗、高故障率、无维修价值的落后设备,设备选型时严格执行国家能效标准,优选高效节能水泵、精准计量泵、先进过滤设备等节能降耗型装备。推广状态监测与预知性维修技术,对高压注水

泵、过滤罐等关键机组开展振动、温度、腐蚀在线监测,通过数据分析预判设备故障隐患,变“故障后维修”为“预防性维护”,最大限度减少非计划停机,延长设备使用寿命,保障生产连续性。

#### 4.3 优化系统布局,实现集约化高效运行

从全油田注水开发整体需求出发,结合油藏地质特征与井网分布,优化注水管网布局,对老化、破损管网开展升级改造,解决管网压力不平衡、沿程损耗大等问题;对分布密集、规模较小的撬装式处理站,综合评估运输、运维成本,逐步合并为区域性集中处理站,发挥规模化处理效应,便于采用更先进的处理工艺和更专业的运维管理,降低单位处理成本与运维复杂度。结合油藏数值模拟与实时监测数据,动态优化注水井网配注方案,精准调整单井注水量与压力,实现注采动态平衡,提升水驱波及体积与开发效率[5]。

#### 4.4 建立长效机制,强化绩效与文化支撑

设立水质综合达标率、系统运行效率、吨水处理能耗、药剂单耗、设备完好率等可量化、可考核的关键绩效指标,将指标完成情况与相关单位、岗位人员的绩效考核直接挂钩,形成刚性约束。加强专业技术人才培养与引进,建立常态化技术培训、技能比武与交流机制,提升运维人员的专业能力与实操水平;培育全员参与的“水质文化”与“精益运营”理念,鼓励一线员工结合岗位实际提出技术改进、管理优化建议,将精细化管理落实到每一个操作环节,形成全员重视水质、全员参与优化的良好氛围。

实施过程遵循“统筹规划、示范先行、分步实施、持续改进”原则:先选取地质特征典型、问题突出的区块或站点开展综合优化示范工程,集中应用各项关键技术和措施,打造样板工程,积累实践经验,验证技术与管理措施的有效性;再形成标准化的技术与管理包,逐步向全油田推广,通过持续的迭代优化与效果评估,不断完善方案,最终实现注水系统整体跃升。

## 5 结论

低渗透油田注水水质提升与系统优化是一项复杂的

系统工程,低渗透储层的特殊物性让其对注水水质有着严苛要求,而当前的水质困境是水源、工艺、设备、管理多维度问题叠加的结果,单一技术改造难以根治,必须采取“技术与管理双轮驱动、全流程系统治理”的核心策略。

技术层面,通过强化源头预处理应对复杂水源波动,从源头降低处理负荷;升级核心过滤工艺,适配低渗透储层的高精度水质需求;构建精准加药与智能控制系统,实现水处理过程的实时调控与优化;搭建全流程数字化管理平台,推动管理模式智能化升级,提升决策与运行效率。管理层面,通过全系统诊断实施站点分类治理,实现投资精准投放;推进设备更新与全生命周期效能管理,保障设备稳定运行;优化系统布局实现集约化运行,降低运维成本;建立以绩效为导向的长效管理机制,强化人才培养与文化支撑,形成技术与管理深度融合的提质增效体系。

通过上述综合对策的稳步落实,可实现低渗透油田注水水质的根本性改善与系统运行效率的显著提升,不仅能有效降低油田运维成本、保障当前稳产开发,更能有效保护储层潜能、减缓储层伤害,提高最终采收率,为低渗透油田长期效益开发与绿色发展奠定坚实基础。本研究构建的框架体系,可为面临类似挑战的低渗透油田提供可参考、可落地的系统性解决方案与实践路径,对推动低渗透油田高质量开发具有重要的应用价值。

## 参考文献

- [1]张绍槐,罗平亚.保护储集层技术[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [2]李道昌,等.低渗透砂岩油藏注水开发技术政策研究[J].石油学报,2015,36(2):221-226.
- [3]王瑞和,步玉环,等.油田注水系统结垢机理与防治技术[M].东营:中国石油大学出版社,2012.
- [4]郭春秋,李颖川.采油工程[M].北京:石油工业出版社,2009.
- [5]孙龙德,伍晓林,等.油田采出水处理及回注技术现状与展望[J].石油勘探与开发,2020,47(5):1075-1085.