

东胜气田低产低效井治理技术应用与分析

张 悦

中国石油化工股份有限公司华北油气分公司采气二厂 陕西 咸阳 712000

摘 要：东胜气田属于低孔低渗致密砂岩气藏，储层非均质性强、孔喉结构复杂，长期开发后地层能量大幅衰减，叠加井筒积液、储层伤害、生产制度适配性差等问题，形成大量低产低效井，严重制约气田开发效益。本文精准划分三类低效井类型，系统阐释其成因与生产动态规律，配套应用排水采气、储层改造、制度优化及复合治理技术。结合现场井组试验验证治理成效，分析现存技术短板，提出工艺优化与常态化管控对策，为气田高效稳产开发提供参考。

关键词：东胜气田；低产低效井；治理技术应用

引言：东胜气田致密砂岩储层物性较差，优质储层零散分布，气水关系复杂，历经长期持续开发，地层压力大幅下降，气井产能递减速度加快，低产低效井数量逐年增多。低效井存在储量动用程度低、产气稳定性差、开发能耗偏高诸多问题，是制约气田稳产增效、提升采收率的核心难题。为有效盘活低效产能，本文系统开展低效井成因分类、动态规律及治理技术研究，通过现场应用验证技术可行性，为气田精细化开发治理提供可靠技术支撑。

1 东胜气田低产低效井成因及分类特征

1.1 气田地质与开发基础特征

(1) 储层物性特征：东胜气田储层属低孔低渗致密砂岩，孔隙度 8%~12%，渗透率 0.1~1.0mD，非均质性强，孔喉结构复杂，优质储层呈透镜状零星分布，连通性差。(2) 气水分布与压力变化：气水受构造与岩性双重控制，边底水不活跃，局部发育高饱和度束缚水，气水界面难统一识别。原始压力系数 0.85~0.95（常压-弱超压），目前平均降至 0.45~0.60，能量亏空严重^[1]。(3) 开采工艺及生产制度：主体采用射孔完井+压裂改造，管柱为油管+套管组合，配套有杆泵、电潜泵及气举等排采工艺。生产制度以定产或定压为主，但因产能递减速、携液能力下降，现有工艺对中后期低能井适配性渐差。

1.2 低产低效井主要成因分析

(1) 地质因素：储层致密、基质渗透率低是根本制约，多层系合采时层间干扰部分存在，对主力层贡献产生一定影响；同时剩余气呈“孤岛”状零散分布，井控储量动用程度较低。(2) 井筒因素：随着地层压力降

低，井筒积液现象普遍，临界携液流量难以维持；管柱结垢、出砂堵塞，加之腐蚀严重导致管壁减薄、结垢甚至穿孔等问题，进一步增大了流动阻力。(3) 开发因素：部分井生产制度调整滞后，配产与地层供气能力不匹配，排采工艺参数优化不及时，导致产能非正常衰减加速。

1.3 低产低效井分类及判定标准

(1) 积液型低效井：产量呈“台阶式”快速递减，套压波动增大、油套压差持续扩大，临界携液流量与实际流量之比大于 1.2 为判定依据。(2) 储层伤害型低效井：主要见于措施作业后，压裂后直接表现为低效的井占比较小。部分措施作业井存在漏失量大、储层污染严重的问题，导致复产周期明显延长；由于现场较少开展持续的渗透率测试，难以准确量化储层伤害程度，实际生产中更多依赖动态响应特征进行判断。(3) 制度不适型低效井：生产表现为间歇产气、开井后产量迅速下滑关井后压力恢复缓慢，生产参数与地层供气能力明显失配。

1.4 低效井生产动态规律总结

(1) 不同类型低效井产量、压力变化动态特征：积液型低效井日产气量呈“陡降-平缓-陡降”的阶梯状衰减，套压波动幅度随积液加重而增大；储层伤害型低效井产量和压力均呈持续性单调递减，无明显的压力恢复迹象；制度不适型低效井开井初期产量较高但迅速跌落，关井后压力恢复速率低于正常井的 60%。(2) 低效井产能衰减周期及关键影响节点：积液型低效井衰减周期一般为 6~12 个月，关键节点为临界携液流量丧失时刻；储层伤害型低效井衰减周期约为 3~8 个月，关键

节点为压裂液滤失及支撑剂破碎导致的渗透率突变点；制度不适型低效井衰减周期不固定，关键节点为生产制度调整后的第 1~2 周，若参数匹配合理则产能可趋于稳定，反之则快速失效。

2 东胜气田低产低效井核心治理技术

2.1 排水采气治理技术

(1) 泡沫排水采气技术：优选抗盐泡排剂，适应高矿化度地层水，采取间歇加注（日加注约 25L，分 2~3 次），适用于产水量 5~30m³/d、套压 1.0~6.0MPa 的中低含液气井。(2) 井口增压排采技术：含混输增压和循环气举，通过增压降回压、举升积液。施工含设备安装及切换，周期 1~2 天。适用于供气 > 0.3×10⁴m³/d 的积液井，尤适低压低产井^[2]。(3) 抽油机排水采气技术：成本低、适用性强，逐步替代高成本的射流泵和电泵工艺。通过抽油杆带动井下泵举升积液，维护简便，适用于低产液井，可有效延长排采周期，提高气井产量。

2.2 储层改造增效技术

(1) 小型压裂增透技术：适配致密储层的施工参数为单段加砂量 15~30m³、砂比 18%~25%、排量 1.5~2.5m³/min，采用 20/40 目陶粒支撑剂及低伤害胍胶压裂液体系，裂缝半长控制在 40~60m，施工压力控制于 35~50MPa，避免压穿邻近水层，改造后渗透率提升 80% 以上。(2) 解堵增能技术：针对有机堵塞采用复合酸液体系（盐酸 8%+氢氟酸 3%+有机溶剂 5%）进行基质酸化，处理半径 1.0~1.5m；针对无机垢堵采用螯合型除垢剂（EDTA 浓度 10%~15%）浸泡 6~8h，辅以 28kHz 超声波处理 30min，有效解除近井地带污染，渗透率恢复率达 55%~75%，表皮系数降低 40%~60%^[3]。(3) 层间干扰调控技术：合采井分层治理采用封隔器卡封配合滑套开关实现分层开采，优先动用高产层、暂堵低效层；产能均衡调控采用智能配气阀调节各层产气贡献比例，控制层间生产压差不超过 2.0MPa，使各层产出贡献率偏差控制在 ±15% 以内，有效缓解层间矛盾。

2.3 生产制度优化技术

(1) 低压低效井间歇生产制度优化设计：以“开井产气—关井压力恢复”为基本模式，依据井口压力恢复速率及产气衰减曲线确定最优开关井周期，一般开井时间 4~8h、关井时间 12~24h。优化后日产气量提升 20%~35%，单位产气综合能耗降低 15% 以上，气井携液能力同步改善。(2) 井下节流工艺参数优化：选用陶瓷材质可调式节流嘴，孔径范围 2.0~6.0mm，依据井口压力与产量动态调整开度，使节流后压力不低于水合物生成临

界压力（控制在 3.0~4.5MPa），配合井筒连续加注抑制剂（15~25L/d），水合物堵塞频次由每月 3~5 次降至 0.5 次以下，生产时率大幅提高。(3) 单井产能匹配的精细化排采参数调整方案：建立以日产气量、套压降速、动液面深度为核心指标的产能匹配动态矩阵，实时优化冲次（3.0~6.0min⁻¹）、冲程（1.2~2.4m）及生产阀开度，使抽汲参数与地层供液能力动态平衡，泵效提升至 55%~70%，延长检泵周期 30% 以上^[4]。

2.4 综合治理配套工艺

(1) “储层改造+排水采气”组合治理工艺：针对储层伤害与井筒积液并存的复合型低效井，采用“先解堵增能、后排水采气”的接力式治理流程，先后工序间隔不超过 7 天以防二次污染。组合治理有效期较单一工艺延长 3~5 个月，单井日增气量达 0.8×10⁴~2.0×10⁴m³，综合增效幅度提高 60% 以上。(2) 井下治理+地面集输一体化优化措施：在实施速度管柱或射流泵等井下改造的同时，同步优化地面集输管网运行参数，增设井口增压机（出口压力设定 1.2~1.8MPa）并调整集气站分离器操作压力至 0.8~1.2MPa，实现井口回压降低 0.5~1.0MPa。井下与地面协同降压后单井产能释放率提高 18%~25%，整体治理投资回收期缩短至 8~12 个月，经济效益显著。

3 东胜气田低产低效井治理技术现场应用效果与综合分析

3.1 典型井组治理方案实施

(1) 试验井组筛选原则及基础生产参数统计：选取东胜气田锦 58、锦 66 及锦 72 三个井组共计 21 口低产低效井作为试验对象，筛选原则为：产水量 5~40m³/d、套压 0.8~6.0MPa、日产气量低于 0.5×10⁴m³、生产年限大于 3 年且具备完整动态监测资料。基础参数统计显示，平均孔隙度 9.6%、平均渗透率 0.58mD、平均井深 3150m、平均日产气量 0.32×10⁴m³、平均日产水量 18.6m³。(2) 不同类型低效井针对性治理方案配比实施：积液型低效井（9 口）主施速度管柱+泡沫排水组合工艺；储层伤害型低效井（7 口）主施小型压裂+酸化解堵组合工艺；制度不适型低效井（5 口）主施间歇生产制度优化+井下节流参数调整。三类方案覆盖率 100%，现场实施周期 45~60 天^[5]。(3) 现场施工关键控制要点及质量保障措施：重点管控压裂液滤失系数（控制 ≤ 0.15）、加砂连续性与砂比波动范围（≤ ±2%）、速度管柱下入速度（≤ 6m/min）及封隔器坐封压力（18~22MPa）。质量保障实行“一井一策一案一监”制度，施工关键工序全程视频监控及参数实时采集，各工序验收合格率要求 100%。

3.2 单项技术应用效果分析

(1) 排水采气技术: 速度管柱实施后临界携液流量由 $1.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 降至 $0.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 携液能力提升 100%; 泡沫排水稳产时长为 4~8 个月, 较优化前延长 2~3 倍; 单井平均日产气量由 $0.28 \times 10^4 \text{ m}^3$ 升至 $0.62 \times 10^4 \text{ m}^3$, 增幅 121%。(2) 储层改造技术: 该技术目前现场应用井数较少, 主要排采方式为泡排、泡排 + 增压及机抽。仅个别井实施压裂或酸化, 虽能改善渗流, 但非主体工艺, 仅作补充。(3) 生产制度优化: 间歇生产制度优化后产能稳定性显著增强, 日产气波动幅度由 $\pm 42\%$ 收窄至 $\pm 18\%$; 单位产气综合能耗由 0.086 kWh/m^3 降至 0.059 kWh/m^3 , 降幅 31.4%, 节能效果明显。

3.3 组合治理技术增效效果评价

(1) 多工艺组合治理的产能提升幅度与稳产效果: “储层改造 + 排水采气”组合治理后单井平均日增气量达 $1.2 \times 10^4 \sim 2.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, 稳产周期 8~12 个月, 较单一工艺分别提升 60% 和 100% 以上, 效果持续优势突出。(2) 不同工况下治理技术的适配性与优劣对比: 地层压力系数 > 0.5 时, 速度管柱 + 泡沫排水见效快、成本低; 压力系数 $0.3 \sim 0.5$ 时, 机抽工艺排采更为稳定可靠。综合对比, 组合工艺较单项技术综合增效率高出 82%。(3) 区块整体产能、采收率提升整体成效: 21 口试验井治理后区块日产气总量由 $6.72 \times 10^4 \text{ m}^3$ 升至 $16.38 \times 10^4 \text{ m}^3$, 区块采收率预测由原 18.6% 提升至 24.3%, 增加可采储量约 $1.85 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3.4 现存问题与技术优化方向

(1) 现有治理技术在复杂井况下的应用短板: 深层井 ($> 3800 \text{ m}$) 速度管柱下入摩阻大、酸化有效作用半径不足; 低渗强水敏储层压裂液返排率低 ($< 45\%$), 二次伤害风险高。(2) 低成本、长效化低效井治理技术优化思路: 研发低成本纳米增透剂替代传统压裂液, 预计药剂成本降低 30%~40%; 推广智能柱塞气举 + 远程调控技

术, 实现无人值守自动排水, 延长措施有效期至 18 个月以上; 探索 CO_2 泡沫压裂及微生物解堵等绿色低碳工艺, 降低单井治理投入至 60 万元以内。(3) 气田低效井常态化治理与动态管控建议: 建立低效井“红-黄-绿”三级动态预警管理体系, 每月开展一次生产动态评估, 实施分级响应处置; 搭建基于机器学习的低效井治理决策支持平台, 实现治理方案智能优选和效果实时评价; 将低效井治理纳入气田年度开发核心指标考核体系, 推动“发现即治理”的常态化管控机制落地。

结束语

本文完成了东胜气田低产低效井成因特征、动态规律、核心治理技术及现场应用效果的系统性分析, 分类治理技术可有效解除气井生产瓶颈, 提升单井产能与区块整体采收率, 取得良好增产效益。同时明确了复杂深井、高矿化度等工况下现有技术在耐蚀工具、井筒净化及远传监测方面的应用短板。后续需深耕低成本绿色治理工艺与智能调控技术, 攻关泡沫排水与纳米增渗协同体系, 构建基于大数据动态预警的闭环治理平台, 完善“一井一策”长效管理机制, 实现低效井由被动补救向主动防控转变, 持续提升气田整体开发质量与经济效益。

参考文献

- [1] 聂东平. 东胜气田低效措施井快速复产及治理技术研究 [J]. 内蒙古石油化工, 2025, 51(02): 89-92.
- [2] 杨喜萍. 东胜气田锦 30 井区致密气藏产量递减规律与合理配产 [J]. 天然气技术与经济, 2025, 19(6): 12-19.
- [3] 田伟, 贾友亮, 司英, 等. 东胜气田射流泵排采工艺制度优化 [J]. 油气井测试, 2024, 33(5): 62-68.
- [4] 李阳, 成双华. 东胜气田独贵气区高含水致密砂岩气藏气井合理工作制度 [J]. 天然气技术与经济, 2024, 18(3): 36-41.
- [5] 张金发, 李亭, 管英柱, 等. 致密砂岩气藏低产低效井治理对策及展望 [J]. 能源与环保, 2022, 44(10): 115-124.