

抽油泵延寿技术研究与推广

吴志强 高军杨 万兴 张文举 西文磊

胜利油田分公司纯梁采油厂，山东滨州，256504；

摘要：随着老油田进入高含水、高采出程度开发阶段，管式抽油泵作为主流采油设备，面临腐蚀穿孔、结垢卡泵、偏磨失效等突出问题，严重制约油田稳产增效目标实现。针对纯梁采油厂1600口开井油井中87%管式泵存在的寿命短、故障率高难题，本文提出“结构优化+材料升级”双路径延寿技术方案。通过去除上凡尔罩优化球阀结构，降低液流阻力与应力集中；研发高抗磨耐腐蚀不锈钢泵筒，解决偏磨穿孔问题。

关键词：抽油泵；延寿技术；研究；推广

DOI：10.64216/3080-1508.26.01.089

引言

我国多数油田进入开发中后期，“三高”特征凸显，开采难度加大，设备服役环境恶劣。抽油泵是原油开采核心设备，其运行可靠性影响油田产量与效益。纯梁采油厂作为老油田典型，目前开井油井1600口，管式泵应用占比87%，虽有结构简单、适配性强等优势，但长期井下服役受复杂工况影响，常出现腐蚀穿洞、结垢卡泵、偏磨失效等问题。统计显示，该厂管式泵年故障率超18%，单井年均维护成本增加12.7万元，修井作业使单井年均占产15天，造成产量损失，制约油田稳产增效。其中，梁家楼区块作为高含水、高偏磨老区，管式泵年均失效井次达80口，是影响油田开发效益的重点难点区域。

1 抽油泵失效现状与机理分析

1.1 现场工况特征

为精准定位抽油泵失效症结，选取纯梁采油厂梁家楼区块、CL41区块、CL69区块等典型区域开展工况调研。梁家楼区块目前开井277口，管式泵占比69.3%，总矿化度达64000mg/L，泵挂深度集中在1600m-1800m，偏磨角 $>5^{\circ}$ 的高偏磨井占比32%，因结垢结蜡等原因失效的井共计86口。高腐蚀区块（CL41、CL69、CL12块）流体矿化度介于58500~64300mg/L，其中 Cl^{-} 占比45%，硫化氢含量23~65mg/m³，固相含砂量0.8%~1.7%，石英砂占比82%（莫氏硬度7.0），偏磨角 $>5^{\circ}$ 的井占比达71%，最大井斜角7.6°。复杂的工况条件对抽油泵的结构合理性与材料耐候性提出了严苛要求。

1.2 失效泵拆解分析

对梁家楼油田试验区46口井的失效泵进行拆解分

析，结果显示，抽油泵失效形式主要分为三类：上凡尔罩断裂占比46%，主要由结构设计导致的应力集中引发疲劳失效；泵筒偏磨穿孔占比17%，最大磨损量达3mm，典型形貌为长轴3~8mm的椭圆形磨痕；球阀卡死占比35%，由结垢与异物侵入导致阀系运动受阻。进一步统计高腐蚀区块近3年泵筒失效因素发现，泵筒偏磨穿孔占比高达68%，阀座腐蚀断裂占比22%，结垢卡泵占比10%，其中阀座腐蚀现为晶间腐蚀裂纹深度 >0.5 mm，结垢卡泵则因CaCO₃等垢层厚度超过2mm导致。

1.3 核心失效机理

结构层面，传统泵的上凡尔罩虽能起到防止球阀脱出的机械保护作用，但根部直角过渡设计形成应力集中区，应力集中系数 $K_t=2.8$ ，在反复启停的交变载荷作用下，易引发疲劳开裂；同时上凡尔罩在泵体上冲程阶段会形成涡流区，增加液流阻力，加剧阀系磨损与结垢沉积。材料层面，传统碳钢泵筒（材质45#钢）显微硬度仅为HRC22~25，不足以抵抗石英砂的冲刷磨损，其体积磨损率达 4.2×10^{-4} mm³/N·m，且耐蚀性较差，盐雾试验72h腐蚀速率达0.85mm/a，难以适应高矿化度、高含砂的恶劣井下环境，最终导致偏磨穿孔与腐蚀失效。

2 抽油泵结构优化技术研究

2.1 结构优化设计方案

结构优化的关键目的在于显著减少应力集中情况和有效降低液流阻力，在具体实施时包含三项极为重要的设计策略：首先，摒弃原来单独的凡尔罩结构，采用阀座与泵筒一体化的设计方案，这不仅使泵体的整体结构更为简化，还成功消除了凡尔罩和泵筒间的连接缝隙，进而极大减少了异物沉积的可能空间，提高了系统清洁

度与运行稳定性；其次，改良传统凡尔罩根部的直角过渡部分，将其优化成 R5 圆角过渡，借助这种结构形式的改进，有效减小了应力集中系数，加强了部件的耐用性与可靠性；最后，在保证球阀运动行程及密封性能不发生改变的前提下，确保结构优化手段不会对泵体的核心工作效能产生任何不良影响，保证了泵体在高效运转的同时，依旧能够保持原有的性能水准与稳定性。

2.2 仿真验证与机理分析

借助 ANSYS 有限元分析软件，对传统泵与优化设计后的单阀罩泵展开了详尽的应力仿真对比分析。仿真结果表明，传统泵在运行时的最大等效应力高达 487MPa，呈现出较高的应力状态。而优化设计后的单阀罩泵通过引入圆角过渡和一体化设计等改进手段，其最大等效应力显著下降至 214MPa，降幅达 56%。同时，应力集中系数 K_t 也从原先的 2.8 大幅降低至 1.3，这一变化极大地增强了泵体的抗疲劳性能，从而延长了泵的使用寿命。从液流力学角度深入分析，优化后的单阀罩泵取消了上凡尔罩结构，使泵体内的液流通道更加顺畅。特别是在上冲程阶段，原本存在的涡流区域完全消失，液流阻力因此显著减小。这不仅有效减轻了球阀与阀座之间的冲击磨损，延长了阀系部件的使用寿命，还大幅降低了结垢物质在阀系周围的沉积可能性。通过这些优化措施，从机理上实现了对卡泵风险的有效抑制，提升了泵的整体运行稳定性与可靠性。

2.3 结构优化现场试验

选取梁家楼区块 20 口高偏磨井作为试验井，应用单阀罩泵进行现场试验，以同区块工况相近的油井作为对照。试验结果明，单阀罩泵平均检泵周期从传统泵的 279 天延长至 483 天，延长幅度达 73%，泵的使用寿命从 9.3 个月延长至 16.1 个月；凡尔失效次数从每井年 2.3 次降至 0.7 次，偏磨穿孔占比从 37% 降至 12%，年故障率从 21.4% 降至 7.8%；单井年均维护成本从 14.6 万元降至 8.2 万元，经济效益显著。现场起出的泵体检测显示，去除凡尔罩后，泵筒受力分布更加均匀，偏磨区域面积减少 62%，最大磨损深度从 1.8mm 降至 0.7mm，抗偏磨能力大幅提升。

3 抗偏磨耐腐蚀泵筒材料升级

3.1 传统泵筒材料缺陷

传统泵筒采用 45# 碳钢材质，经失效分析验证，该

材料存在三大核心缺陷：一是硬度不足，显微硬度仅 HRC22~25，无法抵御莫氏硬度 7.0 的石英砂长期冲刷磨损；二是耐磨性差，体积磨损率达 $4.2 \times 10^{-4} \text{ mm}^3/\text{N} \cdot \text{m}$ ，在高含砂工况下服役寿命极短；三是耐蚀性弱，在高矿化度、含硫化氢的腐蚀环境中，盐雾试验 72h 腐蚀速率达 0.85mm/a，易发生点蚀与晶间腐蚀，最终导致穿孔失效。现场数据显示，CL114 井碳钢泵筒服役 27 个月，最大磨损深度达 6.2mm，腐蚀坑密度 2.2 个/cm²，因偏磨+点蚀穿孔失效；CL118X5 井碳钢泵筒服役 54 个月，因晶间腐蚀断裂失效，充分暴露了传统材料的性能短板。

3.2 不锈钢泵筒材料设计与强化机制

基于工况需求与材料性能短板，研发高抗磨不锈钢泵筒，核心通过合金元素优化实现双重强化机制。一是引入 Cr、Ni 元素提升钝化膜致密性，Cr 元素对氧具有极高亲和力，在含氧环境中迅速反应生成以 Cr_2O_3 为主的钝化膜，将金属基体与腐蚀环境隔离；Ni 元素则稳定奥氏体组织，优化钝化膜电子结构，提升其在酸性环境中的稳定性，两者协同作用显著增强材料耐蚀性。二是添加 Cu、Nb 元素形成纳米级析出相，通过在材料内部设置微观障碍物，阻碍晶体缺陷运动，从内部提升材料强度与硬度。不锈钢泵筒材料成分优化为： $\text{C} \leq 0.07\%$ 、 $\text{Cr} 16.5\%$ 、 $\text{Ni} 4.5\%$ 、 $\text{Cu} 3.5\%$ ，通过精准控制元素占比，实现耐磨性与耐蚀性的协同提升。

3.3 不锈钢泵筒性能验证

经过严格实验室检测，我们研发的新型不锈钢泵筒在显微硬度方面取得了显著提升，其硬度值已经达到了 HRC38 至 42 的范围，相较于传统的碳钢泵筒，这一提升幅度超过了 70% 以上；在体积磨损率方面，该不锈钢泵筒的现同样令人瞩目，其磨损率已经降低至 $8.6 \times 10^{-5} \text{ mm}^3/\text{N} \cdot \text{m}$ ，这意味着其耐磨性能相较于传统材料提升了 4.9 倍；此外，在盐雾试验中，经过 72 小时的持续测试，该材料的腐蚀速率仅为 0.09mm/a，显示出其耐蚀性能提升了 8.4 倍。这些优异的性能指标，使得该不锈钢泵筒完全能够满足高矿化度、高含砂、高腐蚀等复杂井下工况的需求。材料性能的显著提升，为我们有效解决泵筒在使用过程中出现的偏磨穿孔问题提供了坚实的技术核心支撑，为井下作业的稳定性和安全性带来了显著保障。

4 现场应用与效果验证

为全面验证“结构优化”“材料升级”及双技术集成的应用效果,设计四组现场试验方案,选取纯梁采油厂不同工况区域的40口井作为试验对象,分组情况如下:A组(单阀罩泵组)为高偏磨井,共10口;B组(不锈钢泵筒组)为高腐蚀井,共10口;C组(双技术结合组)为高偏磨高腐蚀井,共10口;对照组为从A、B、C三组对应区块选取的工况相近、采用传统泵的10口井。试验井平均泵深1820~1940m,矿化度58600~63580mg/L,综合含水率79.6%~90.4%,硫化氢含量32.6~58.3mg/m³,最大偏磨角6.7°~7.6°,确保各组工况具有可比性。

4.1 性能指标对比

试验运行12个月后,对四组井的核心性能指标进行统计对比。检泵周期方面,对照组常规泵平均检泵周期仅8个月,A组单阀罩泵延长至14个月,B组不锈钢泵筒延长至16个月,C组双技术结合泵延长至19个月,较常规泵延长11个月,延长幅度近1.4倍。失效次数方面,常规泵年均失效2次,A组降至0.3次,B组降至0.4次,C组降至0.6次,单阀罩泵年均失效次数降低1.7次。穿孔率方面,常规泵达33%,A组降至28%,B组降至4.5%,C组降至3.2%,双技术结合组穿孔率降幅达90.3%。年故障率方面,常规泵为19%,A组降至7%,B组降至5%,C组降至3%,降幅达84.2%。从数据对比可以看出,单阀罩泵在改善阀系失效、延长检泵周期方面效果显著,不锈钢泵筒在解决偏磨穿孔问题上优势突出,而双技术结合方案充分发挥了结构优化与材料升级的协同效应,各项性能指标最优,完全满足高难度工况下的使用需求。值得注意的是,不锈钢泵筒因材料成本略高于传统碳钢泵筒,其故障率虽高于单阀罩组,但在解决泵筒穿孔这一核心失效问题上效果极为显著,为高腐蚀区块提供了有效的解决方案。

4.2 经济效益分析

4.2.1 直接经济效益

试验井年修井频次从传统泵的2.3次降低至0.8次,40口试验井年减少修井作业 $(2.3-0.8) \times 40=60$ 井次。按照每口井单次作业费8万元计算,直接节约作业成本 $60 \times 8=480$ 万元。同时,减少修井导致的停产损失,单

井年均占产时间从15天降至5天,按单井日均产油5吨、原油单价4000元/吨计算,单井年减少停产损失 $(15-5) \times 5 \times 4000=20$ 万元,40口井年减少停产损失 $40 \times 20=800$ 万元。直接经济效益合计 $480+800=1280$ 万元。

4.2.2 间接经济效益

单阀罩泵与不锈钢泵筒组合技术的应用,在油田开采领域展现出了显著的优势。这一技术的引入,不仅有效降低了修井作业强度,使得原本繁重的修井工作变得更加轻松高效,同时也大幅减少了作业队伍在人力和物力方面的投入,从而减轻了企业的运营负担。更为重要的是,该技术的应用显著提升了油田开发的稳定性,减少了因设备故障而引发的安全生产风险,为油田的长期稳定运行提供了坚实保障。此外,单阀罩泵与不锈钢泵筒组合技术的成功应用,还为老油田设备的升级改造提供了宝贵的可复制经验。以纯梁采油厂为例,该厂拥有1400余口管式泵油井,若在这一范围内全面推广该技术,预计每年可减少作业井次达到 $25 \times (1400 \div 40)=875$ 口。这一数字的背后,意味着巨大的成本节约和生产效率的提升。具体而言,年节约成本预计将超过3亿元,经济效益极为可观,充分展现了这一技术在提升油田经济效益方面的巨大潜力。

5 结语

本文针对老油田高含水、高采出程度开发阶段管式抽油泵面临的腐蚀穿孔、结垢卡泵、偏磨失效等突出问题,以纯梁采油厂1600口开井油井的实际需求为导向,系统开展了抽油泵延寿技术研究与应用。通过失效机理分析明确了结构应力集中与材料性能不足是核心症结,进而提出“结构优化+材料升级”双路径解决方案,为老油田抽油泵长效运行提供了关键技术支撑。

参考文献

- [1] 影响油井检泵周期的原因分析及对策[J]. 何湘; 齐永锰; 王斌. 石油技师, 2020(04)
- [2] 油田油井检泵作业原因分析及治理对策[J]. 吴小文. 化学工程与装备, 2021(01)
- [3] 油井检泵原因及延长检泵周期的措施[J]. 刘刚. 化学工程与装备, 2021(01)