

# 玛湖油田水平井井筒综合治理技术研究与实践

孟彦昭\*, 佟江, 李翠花

中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂, 新疆 克拉玛依

收稿日期: 2026年3月2日; 录用日期: 2026年4月10日; 发布日期: 2026年4月30日

## 摘要

玛湖油田百口泉组属于特低孔渗致密砂砾岩油藏, 油藏分布差异大、储层地应力高。由于非常规油藏无有效能量补充方式, 随着地层压力持续下降与长期开采, 转抽后长期未清理水平段, 近井地带污染、井筒结蜡、结垢、沉砂频繁堵塞井筒的问题严重制约着油井产能, 同时, 低压漏失井况治理是玛湖水平井井筒出砂、解堵、清蜡的前提条件。本文基于上述问题, 开展水平井井筒治理技术研究。根据不同区块、不同生产阶段井筒堵塞, 分析了出砂、结垢、近井污染三项堵塞产生的原因, 建立了井筒不同治理措施工艺参数规范。实践结果表明, 所采用的综合治理技术取得了良好的治理效果, 有效解决了井筒堵塞问题, 保障了玛湖油田水平井的高效、稳定生产, 为同类油田井筒治理提供了可借鉴的技术和经验。

## 关键词

玛湖油田, 水平井, 井筒堵塞, 低压漏失, 综合治理

# Research and Practice on Comprehensive Wellbore Treatment Technology for Horizontal Wells in Mahu Oilfield

Yanzhao Meng\*, Jiang Tong, Cuihua Li

Baikouquan Oil Production Plant of Petrochina Xinjiang Oilfield Branch, Karamay Xinjiang

Received: March 2, 2026; accepted: April 10, 2026; published: April 30, 2026

## Abstract

The Baikouquan Formation in the Mahu Oilfield is an ultra-low-porosity, ultra-low-permeability tight glutenite reservoir, characterized by pronounced heterogeneity in reservoir distribution and high in-situ stress. Owing to the lack of effective energy supplementation in unconventional reservoirs, continuous formation pressure depletion and long-term production, together with the prolonged absence of horizontal section cleaning after conversion to rod pumping, have led to frequent

\*通讯作者。

wellbore blockages caused by near-wellbore contamination, wax deposition, scaling, and sand settling, which severely constrain well productivity. In addition, the treatment of low-pressure lost-circulation conditions is a prerequisite for addressing sand production, blockage removal, and wax cleaning in horizontal wells in the Mahu Oilfield. In response to these challenges, this study carries out research on comprehensive wellbore treatment technologies for horizontal wells. Based on wellbore blockage characteristics in different blocks and at different production stages, the mechanisms of sand production, scaling, and near-wellbore contamination are systematically analyzed, and standardized process parameter specifications for various wellbore treatment measures are established. Field application results demonstrate that the proposed comprehensive treatment technology delivers favorable remediation performance, effectively mitigates wellbore blockage issues, ensures efficient and stable production of horizontal wells in the Mahu Oilfield, and provides transferable technologies and practical experience for wellbore treatment in similar oilfields.

## Keywords

Mahu Oilfield, Horizontal Well, Wellbore Blockage, Low-Pressure Lost Circulation, Comprehensive Treatment

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

玛湖油田自 2015 年起采用“体积压裂 + 长水平段”模式建产，目前已部署水平井 500 余口[1] [2]。受储层物性差异大及开发方式制约，油藏普遍存在能量保持程度低、一次采收率偏低以及低产低效井比例高等问题，水平井结蜡、结垢、沉砂及储层污染等井筒损害现象突出，井组递减率最高达 39.4% [3]-[6]。目前，国内外针对同类致密油藏的井筒堵塞治理主要依赖于常规连续油管冲砂、机械刮削及标准土酸解堵等技术体系。然而，这些常规技术在玛湖致密砂砾岩油藏中面临明显的适应性瓶颈：一是常规修井液在储层中易引发恶性漏失甚至失返，导致携砂失败及管柱遇卡；二是常规酸化解堵缺乏针对多源流体混合结垢的差异化配方，易引发次生沉淀污染；三是现有治理多停留在单一解堵层面，缺乏面向长水平段复杂工况的综合治理标准。在此背景下，亟需开展面向玛湖油田特有工况的水平井储层 - 井筒一体化综合治理技术研究，以畅通渗流通道，构建系统化、精细化的油田治理工艺体系。

本文结合玛湖油田开发实际，在继承传统物理与化学清防堵理念的基础上进行技术升级，围绕井筒结蜡、结垢、沉砂及近井地带污染等引起的井筒堵塞问题，系统建立了不同类型井筒堵塞的分析与判别方法；针对常规工艺难以应对的低压漏失井冲砂作业效率偏低难题，规范并完善了适用于不同区块及不同漏失层级的井筒治理工艺技术与实施标准。现场应用结果表明，相较于常规治理手段，本文建立的综合技术体系有效降低了玛湖油田水平井递减率，显著提高了作业一次成功率，并大幅降低了治理成本，为后续同类水平井井筒治理工作提供了可借鉴的技术路线和实践依据。

## 2. 现状分析

玛湖致密砾岩油藏非均质性强，孔隙度 8.77%~10.38%、渗透率 0.74~6.59 mD、压力系数 0.98~1.66，埋深 3060~3900 m、原始压力 60~75 MPa、中部地层温度 70℃~95℃。依据孔渗、压力系数及含油饱和度等指标，将油藏划分为 I、II、III 类，并普遍采用“体积压裂 + 长水平段”建产[7] [8]。受大段多簇压裂、小井距及井间干扰影响，低产低效井逐年增多；同时建产放缓、转抽井增多使老井递减加剧，2023 年递

减率由 22.6% 升至 39.4%，明显高于初期预测[9] [10]。

玛湖水平井呈典型衰竭式开发，自喷迅速衰减，转抽井已占 90%，压力保持仅 50.67%~71.19% (如图 1 所示)。基于对目标区块 75 口转抽井的统计，平均沉没度为 910 m，递减幅度 48.2%~66.6% (如图 2 所示)，其中供液不足井达 15 口(占比 22%)。在此背景下，长期转抽使井筒问题影响进一步放大[11]。低流速、低温与携砂能力不足导致结蜡、结垢和沉砂频发，缩小有效流通面积，加剧供液不足，形成“供液下降 - 井筒堵塞 - 递减加剧”的叠加效应[12]。

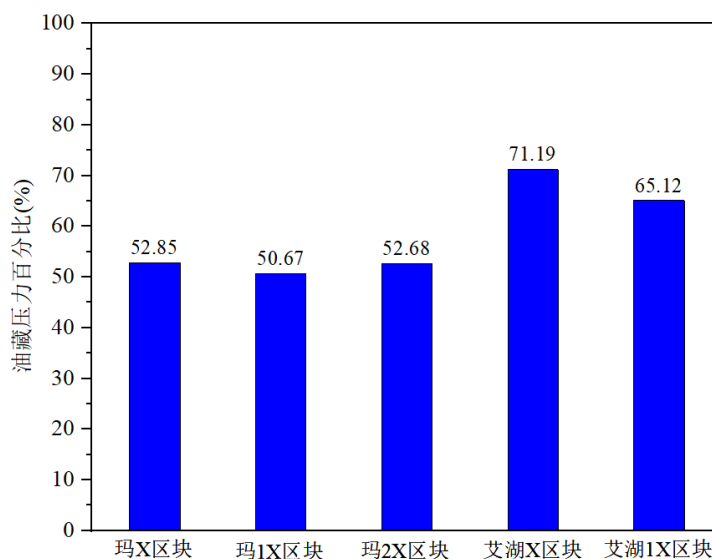


Figure 1. Statistics of pressure maintenance levels in major reservoirs of the Mahu area

图 1. 玛湖地区各主力油藏压力保持程度统计表

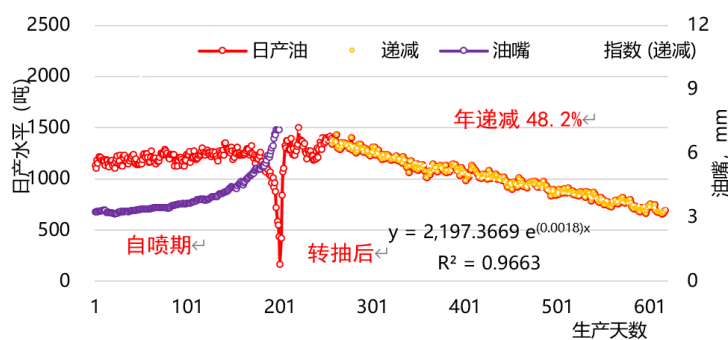


Figure 2. Production and decline curves of multi-cluster wells with large-section completions in the Mahu oilfield (2020)

图 2. 玛湖油田 2020 年大段多簇投产井生产及递减曲线

### 1) 水平井沉砂原因

玛湖地区水平井平均井深约 5500 m，造斜点埋深约 3000 m，主要采用射孔—桥塞联作分段压裂工艺投产，平均单井加砂量超过 1000 m<sup>3</sup>。投产初期地层压力较高，自喷阶段生产压差大，裂缝未完全闭合，在高压差和高流速作用下，压裂砂易沿裂缝返排至井筒，出砂现象较为明显。以玛 18 井区为例，压裂后开井压力为 30~35 MPa，玛 131 井区约为 20 MPa。

统计显示，2021~2023 年期间，基于 45 口水平井的现场作业数据，投产后首次连管钻塞作业单井返砂量均值为 6.64 m<sup>3</sup>；后续生产过程中，存在持续出砂特征的 38 口井年均冲砂约 1 次，单次返砂量均值

为 3.207 m<sup>3</sup>，返出砂以压裂支撑剂为主。随着自喷转抽及地层压力下降，井筒流速和携砂能力降低，水平段低点易形成砂粒沉积，导致沉砂加剧，并与结蜡、结垢问题叠加，制约水平井长期稳产。

### 2) 水平井积蜡原因

玛湖井区地层饱和压力为 15.9~33.71 MPa。当生产压力高于 20 MPa 时，井筒流速快、温度高，原油析蜡速率低，井筒内基本不结蜡，井口采出液温度为 20℃~30℃。随着生产压力降至 20 MPa 以下，井筒温度与流速降低，原油进入析蜡敏感区，蜡晶易在井筒内沉积，结蜡问题逐渐显现。

结蜡主要表现为质地偏硬且分布不均，井口至 1500 m 范围内均有不同程度结蜡。其中，井口至 200 m 以硬蜡为主，200~800 m 为主要结蜡段，蜡质松散呈油砂状，800~1500 m 以下局部少量堆积。统计显示，2021~2023 年期间，自喷井中后期平均单井清蜡返出蜡量约 4.5 m<sup>3</sup>，转抽阶段平均钻蜡量为 3~5 m<sup>3</sup>，约占结蜡井段井筒容积的 31.25%。长期低压、低速生产条件下，积蜡不断累积，与沉砂、结垢问题叠加，制约水平井稳产。

### 3) 水平井结垢原因

玛湖地区已规模开发的 4 个油藏均存在结垢问题，其中以玛 131 井区最为严重。该区块基于已确认的 22 口结垢井的生产台账统计显示，结垢期单井日产量均值为 3.0 t；这 22 口井累计影响油量达 267 t，折合单井平均影响油量为 12.1 t。结垢井普遍发育钙质砂砾岩，井震结合表现为高阻砂砾岩亮点响应，电测特征为高阻、高密，生产过程中常出现压力和液量异常下降甚至不出液。采出水分析表明，结垢井矿化度显著偏高，为 15,197~96,648 mg/L。

结垢主要受岩性与流体条件共同控制：钙质砂砾岩为结垢提供物质基础，断裂沟通深部高矿化度地层水，在压力和温度变化及流体混合作用下，易形成碳酸盐类垢。2021~2023 年期间，结垢水平井主要采取通井和酸化措施治理，平均单井单次返垢量约 1.5 m<sup>3</sup>。

## 3. 井筒治理技术

按照“一井一策，分类试验”开展选井，基于油藏地质特征、投产压裂工艺、区域递减规律、单井生产动态系统分析，深入机理研究。明确玛 2x 井区北部出盐、玛 1xx 井区结垢、自喷末期积蜡、钻井干扰污染、大段多簇井出砂等堵塞类型，分类形成治理对策(见表 1)，开展冲砂、钻蜡、通井钻垢、酸化解堵工作[13][14]。

**Table 1.** Different wellbore blockage types and their respective treatment strategies

**表 1.** 不同井筒堵塞类型及治理对策

类型	生产特征	治理对策
玛 2x 北部出盐	主要分布于玛 2x 井区北部，地震响应上具有亮点特征，测井曲线存在高阻段，产出水为 NaHCO <sub>3</sub> 型，随着生产时间延长，矿化度持续升高，产量断崖式下降	钻除井筒盐结晶、封堵出盐段
玛 1xx 井区结垢	主要分布于玛 1xx 断块及夏 xx 断块，测井曲线显示密度大于 2.52 g/cm <sup>3</sup> ，电阻率大于 90 Ω·m，高阻段投产压裂时多进行酸处理，钙含量、矿化度短期内上升至一定程度后，整体呈下降趋势，产量持续下降	钻除井筒积垢、刮削
自喷末期积蜡	自喷末期放大油嘴，油井产量突降或停喷	大工具钻蜡 + 热洗或气举诱喷
钻井干扰污染	受邻井干扰返出泥浆，产量突降 50%以上	对干扰段实施定点酸化
大段多簇井出砂	大段多簇投产，压力、产量台阶式下降	水平段冲砂

### 3.1. 漏失治理

玛湖致密油藏无地层能量补充, 玛 1x、夏 xx、艾湖 x 等区块地层压力系数 0.39~0.8, 油井长期亏空生产, 水平井渗透性漏失逐年加剧, 且地层压力系数越低, 水平段漏失程度越严重(如图 3 所示)。水平段作业常规井筒用液漏失量大或失返, 出口返液量无法满足携砂要求, 作业管柱遇卡风险高。统计近年 112 井次的水平段作业数据发现, 水平段作业漏失量千方级以上占比 35%, 漏失较为严重井占比高达 66.2%, 此类井频繁面临常规冲砂作业难以实施、长水平段漏失加剧等工程瓶颈。

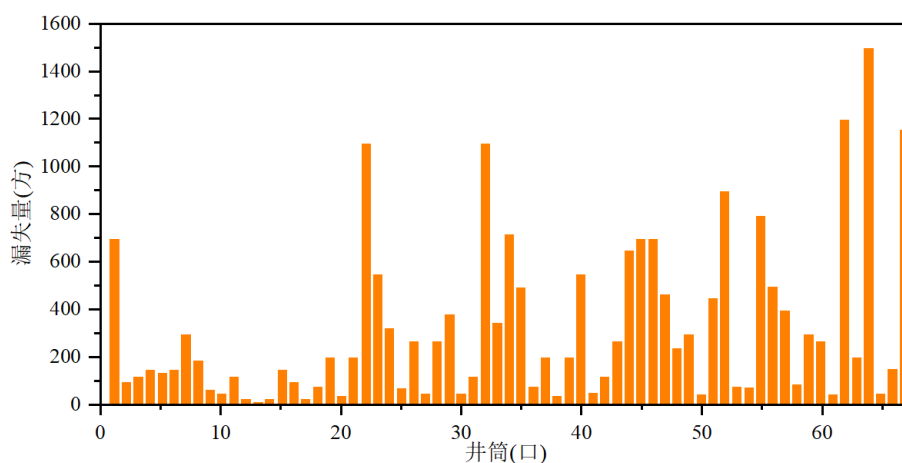


Figure 3. Lost circulation volumes during wellbore treatment of typical wells in different blocks of Mahu

图 3. 玛湖不同区块典型井筒治理漏失量

针对玛湖水平井低压漏失井筒用液返排差、作业一次成功率低等问题, 2023 年起通过调研试验与规模应用, 以降低漏失量为核心开展机理研究, 通过实现标准化漏失测定, 优选低密度、高粘度的携砂液体, 形成不同漏失井修井用液作业标准[15](见表 2)。作业成功率提升至 97%, 修井液平均单井费用由 20 万元降至 7.2 万元, 降幅达 65%以上。

漏失量测定标准: 管脚下至造斜点, 液体选用油田处理水, 循环排量 350 L/min 进行测漏。

Table 2. Workover circulation fluid operational technical standards for different lost circulation volumes (2023 edition)

表 2. 不同漏失量修井循环液作业技术标准(2023 年版)

漏失量	循环用液	液体费用	作业技术	作业成功率
0~50 L/min	滑溜水、处理水携砂	平均 1 万/井	连管、小修	100%
50~60 L/min	胍胶原液携砂	平均 2.5 万/井	连管	100%
60~200 L/min	束缚水堵漏 + 低压泡沫液携砂	平均 7.2 万/井	连管、小修	98%
200~300 L/min	氮气泡沫液	20 万/井	连管	98%
失返漏失	前置补液 + 作业过程环空连续灌液	-	小修	95%

#### 3.1.1. 束缚水堵漏

基于新型高分子水溶性聚合物、可降解纤维类随钻堵漏剂等暂堵原料的吸水自身膨胀性, 在漏失通道内阻挡堆积; 引发液加速膨胀暂堵减缓工作液漏失; 回采后遇油、遇高矿化度地层流体膨胀颗粒收缩重新打开渗流通道, 或随时间延长强度逐渐降低直至完全溶解达到暂堵效果[16]。结合漏失量与作业段长, 形成不同水平段长、漏失参数、用液类型及用液量推荐规范(见表 3)。打破高漏失井氮气泡沫冲砂现状,

堵漏成功率 > 93%，作业周期缩短 40%，用液成本降低 60%。

**Table 3.** Key parameters and recommended dosage standards for bound water

**表 3.** 束缚水主要参数指标及用量推荐标准

液体名称	漏失长度 < 1000 m, 或漏失量 < 15 方/小时	漏失长度 ≥ 1000 m, 或漏失量 ≥ 15 方/小时	备注
前置液	10~15	15~30	清洗井筒、漏失通道
暂堵液(预堵)	20~30	30~50	架桥
暂堵液(暂堵)	40~60	60~80	暂堵
引发液	5~10	15~30	根据实际情况选择
顶替液	漏失段以上井筒容积(一般泡沫液)		避免高矿化度流体
备注	pH 7~8 密度 1.00~1.05 粘度 ≥ 40 暂堵率 ≥ 90		

### 3.1.2. 低压泡沫液应用

基于发泡剂在工作液中的发泡和稳泡能力，结构稳定剂悬浮微气泡，使工作液在高泵压高剪切条件下持续生成细腻气泡，降低井筒内液柱压力，作业过程中泡沫中气体膨胀能为返排提供能量，可有效降低循环过程中的漏失量，同时提高循环返排携砂效率 25%以上(见表 4)。

- 1) 小修：顶替阶段——反挤 1 倍井筒容积，冲砂阶段以暂堵后漏失速率 3~6 方/小时推算；
- 2) 连管：顶替阶段——反挤 1.5 倍井筒容积，冲砂阶段以暂堵后漏失速率 2~3 方/小时推算。

**Table 4.** Key parameters and recommended dosage standards for low-pressure foam fluids

**表 4.** 低压泡沫液主要参数指标及用量推荐标准

作业工艺	作业阶段	液体用量, 方/天	备注
小修	顶替阶段	40~50	反挤 1 倍井筒容积
	冲砂阶段	80~120	以暂堵后漏失速率 3~6 方/小时推算
连管	顶替阶段	60~80	反挤 1.5 倍井筒容积
	冲砂阶段	50~80	以暂堵后漏失速率 2~3 方/小时推算
性能指标	pH 7~8 密度 0.8~1.0 g/cm <sup>3</sup> 发泡倍数 ≥ 2 半衰期 ≥ 60 s		

### 3.1.3. 氮气泡沫冲砂

基于氮气泡沫低密可调性、高粘携砂性、油水选择性、渗透选择性的四大优势(见表 5)，配套空气螺杆马达驱动钻磨工具开展连续油管氮气泡沫冲砂井筒作业[17]。建立循环排量 280~350 L/min、井口控压 3~5 MPa、密度漏失(30 min/次)连续监测的作业规范，实现负压循环冲砂，减少漏失，提高循环携砂安全系数，施工成功率 98%。

**Table 5.** Nitrogen foam sand flushing operational parameter specifications

**表 5.** 氮气泡沫冲砂作业参数规范

类别	内容	
作业规范	关键设备	氮气车 2 部 1800 型 + 空气螺杆马达 + 钻磨工具串
	关键参数	循环泵压 32~35 MPa，井口控压 3~5 MPa，安全系数高
	关键性能	密度 0.6~0.85 可调，10 min 测漏，漏失 ≤ 50 L/min
	工作排量	氮气车 1800 方/小时，循环排量 280~350 L/min
	作业时长	平均 20 小时，基础配液 120 方，边循环边配液

续表

四大优势	低密可调性	低密度低井筒液柱压力、调节方便，泡沫气体膨胀提供返排能量，甚至负压循环减少漏失
	高粘携砂性	表观粘度高，携砂悬浮能力强(水的 10~100 倍)，返排时可将固体颗粒和不溶物携带出井筒
	油水选择性	泡沫遇油消泡，遇水稳定，封堵水层不堵油层
	渗透选择性	堵大不堵小，对高渗层封堵性较强，低渗层封堵性较弱

### 3.1.4. 修前补液

基于漏失量  $> 300 \text{ L/min}$ 、同区块同层邻井漏失量、老井亏空三类指标，运用修前补液技术降低恶性漏失井修井用液，探索形成补液作业参数规范，水平段冲砂时间由 10 天降低至 4 天，目前应用 30 井次，消耗油田处理水 6.53 万方，作业成功率由 10% 提高 90%，作业效率、安全保障大幅提高。

#### 1. 补液作业参数规范

- 1) 施工泵压：10 MPa 以上；
- 2) 停泵压力落 0 时间：15 min 以上；
- 3) 注液量：不能产生邻井干扰。

#### 2. 补液典型井例——MaHW13xx

基于同层邻井氮气泡沫冲砂、单井液量持续下降两重因素，使用油田处理水补液 950 方，补液施工泵压 15 MPa、停泵 15 分钟压力落零，后续连管冲砂测漏失量  $10 \text{ L/min}$ ，满足作业要求。处理水作业至人工井底，返出砂量 2 方，日产液量由 7.5 t 增加至 17.5 t，日增油 3 t (如图 4 所示)，节约氮气泡沫作业费用 20 万元。

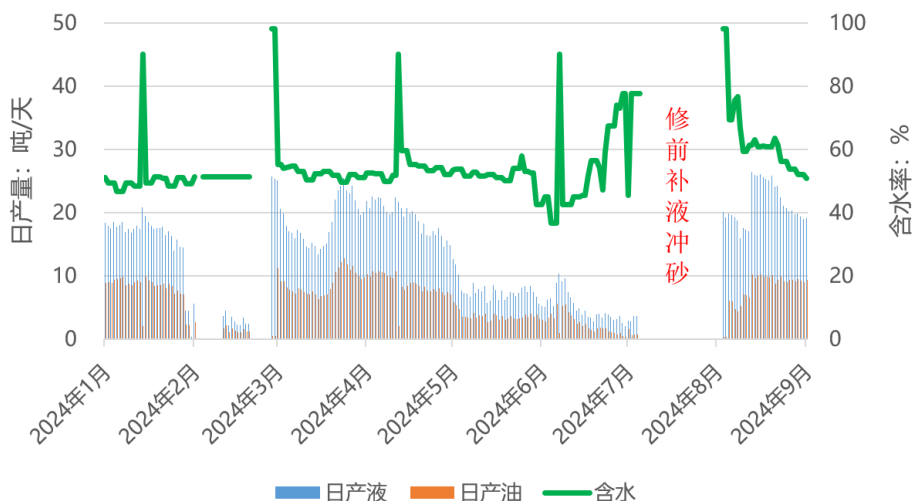


Figure 4. Production curves before and after fluid supplementation and sand flushing for well MaHW13xx

图 4. MaHW13xx 修前补液冲砂前后生产曲线

自 2023 年起，玛湖水平井低压漏失问题逐年加剧，无法进行常规井筒清洁作业，漏失治理是进行消除井筒砂蜡垢堵塞的先决条件。经过“氮气泡沫、束缚水堵漏 + 低压泡沫液冲砂、束缚水堵漏 + 滑溜水冲砂”三轮技术迭代，漏失井作业一次成功率由 81% 提高至 97% 以上。2025 年漏失井冲砂用液费用实现大幅降低，单井用液费用由最初的 20 万元缩减至 5.8 万元，井筒治理提速增效实现二次突破。

### 3.2. 出砂治理

以区块水平井漏失大小、结垢段长、风险效率控制为研究内容，明确常规管柱、连续油管水平井冲

砂作业适用界限，其中常规管柱适用于漏失量较大、结垢段较长、无圈闭压力等井况，连续油管适用于一般漏失、出砂严重、有圈闭压力及井控风险等井况(见表 6)。通过规范施工钻压、循环排量、起下钻速度关键参数定型，连续油管作业周期由 5.5 天降低至 3.3 天(如图 5(a)所示)，常规管柱作业周期由 8.7 天降低至 7.3 天(如图 5(b)所示)，综合施工效率提高 32.3%。

**Table 6.** Operational parameter standards and process application thresholds for conventional workover strings and coiled tubing

**表 6.** 常规管柱、连续油管施工参数标准与工艺适用界限

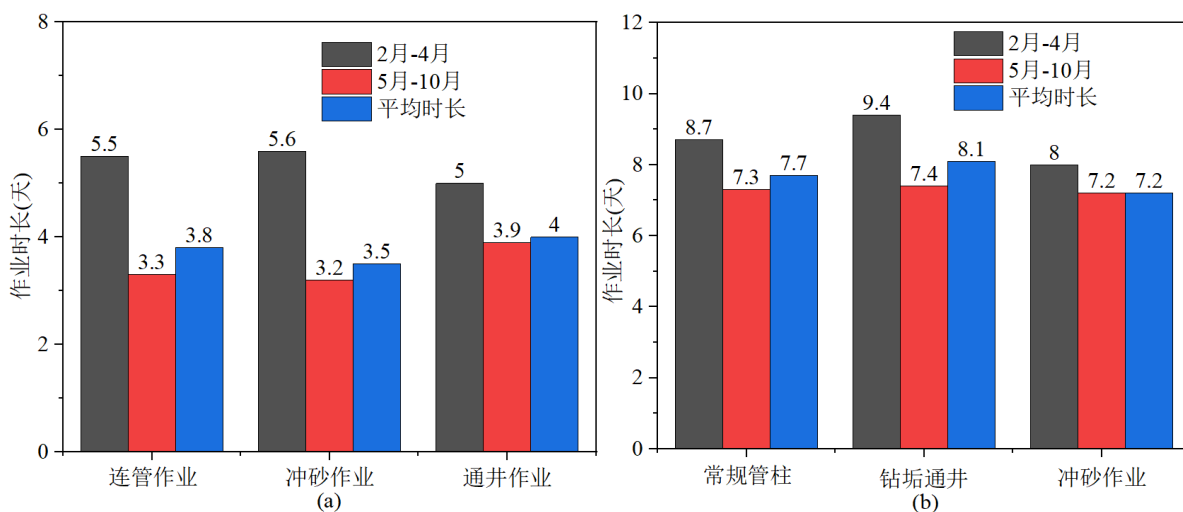
工艺类型	施工井数	适用工况	施工参数标准	优缺点对比	备注
常规管柱	75	低压漏失井 修前补液井 大段结垢井 出盐垢直井 无圈闭压力	钻压：10~20 KN 排量：450~550 L/min 起下钻速度：1 根/90s 动力源钻速：直井/水平段 钻下 5~10 根 1.5 周循环冲洗	作业周期长、作业成本低 漏失区安全性高 大直径工具清洁效率高 每米钻垢 700 元 高阻段 ≥ 50 m	漏失量 50~200 L/min 束缚水 + 低压泡沫液配合 漏失量 > 300 L/min 补液 低压、结垢跨度大
连续油管	156	一般漏失井 出盐水平井 出砂严重井 小段结垢井 有圈闭压力 井控风险高	钻压 5~10 KN，遇阻 10~20 KN 排量：350~450 L/min 起下钻速度：直井段 15~20 m/min， 水平段 5~8 m/min 每 200 m 上提 50 m 循环冲洗 10 min	作业周期短、作业成本高 漏失严重井氮气车配合 需合理选择工具 冲砂工具较小 每米钻垢 1175 元 高阻段小于 50 m	漏失量 50~200 L/min 束缚水 + 低压泡沫液配合 漏失量 200~300 L/min 氮气车配合

1) 常规管柱作业标准

动力源 + 尖钻头，排量 450~500 L/min、钻压 10~20 KN、1.5 周座洗等参数规范：直井段扭矩 1800 N·m，钻速 60 转/min；水平段 2000~2500 N·m，钻速 35~45 转/min，扭矩保护控制 2600 N·m。

2) 连续油管作业标准

建立冲砂钻磨 4 类工具组合，排量 350~450 L/min、钻压 5~10 KN、漏失测定、短提座洗等参数规范：正常钻压 5~10 KN，遇阻 10~20 KN，2 小时无进尺检查工具；水平段每 200 m 进尺上提 50 m 座洗循环 1 倍井筒容积携砂。



**Figure 5.** Operational duration per well for different wellbore treatment types: (a) coiled tubing and (b) conventional workover strings

**图 5.** 不同井筒治理作业类型单井作业时长：连续油管(a)和常规管柱(b)

### 3.3. 结垢治理

玛湖油田地层无能量补充，沉砂积垢堵塞井筒，递减控制难度加大。低液量井砂、垢等污染物更易在井筒中沉降、堆积，部分区块位于高阻钙质砂砾岩条带区，储层及井筒结垢严重，需进一步挖掘生产潜力。

#### 3.3.1. 封层解堵

基于钙质砂砾岩条带区储层特征，形成一般结垢井物理通井、严重结垢井物理封层 + 酸液解堵除垢的综合治理技术(见表 7)。严重结垢井封层解堵治理 3 口井，恢复日产液 41.9 吨，恢复日产油 10.8 吨，累增油 1432.7 吨，产出水矿化度降至正常水平(降幅 75%以上)。

**Table 7.** Treatment well list for blockage removal of sealing layer and productivity enhancement technology in 2024  
**表 7.** 2024 年封层解堵提产技术治理井

项目	MaHW201x	MaHW207x	玛 x_H
日增油量/t	2.4	5.4	3.0
累增油/t	65.4	932.1	435.2
矿化度	实施前	72410.24	55305.5
	实施后	18423.49	10932.83
	降幅	74.6%	80.2%
			112386.11
			11871.52
			83.3%

以 MaHW207x 井为例，该井 2020 年 6 月投产，2022 年 6 月检泵返出盐垢，产出水型为重碳酸钠型，矿化度高达 57,505 mg/L，经多次钻垢、酸化短期内恢复正常生产，但有效期短(见表 8)。2024 年 4 月采用常规管柱钻垢 + 连管机械封堵高阻层，封堵后水型转为氯化钙型，矿化度降幅 80.2%，平稳生产 172 天，恢复日产液 16.5 t，日产油 6.8 t。

**Table 8.** Comprehensive water quality analysis of produced water from well MaHW207x  
**表 8.** MaHW207x 井产出水水质全分析情况表

取样日期	pH 值	碳酸根含量	碳酸氢根含量	氯根含量	硫酸根含量	NA 含量	矿化度	水型
2022/07/01	8.56	327.6	6183.46	29199	22.95	21740.37	57505.02	重碳酸钠
2023/08/07	8.33	-	23687.23	13709.81	58.11	17850.35	55305.50	重碳酸钠
2024/06/20	7.44	-	918.78	5957.97	9.84	3476.25	10932.83	氯化钙

井震资料表明，玛湖油田局部区块发育连续的高阻钙质砂砾岩条带，走滑断裂沟通深层高盐流体，使条带内水平井采出液矿化度异常升高(30~50 万 mg/L)，并普遍出现结垢。同时，玛湖构造格局复杂，不同微构造带封闭性与连通性差异明显，导致深部高矿化度水局部滞留，而浅部补给的低矿化度水得以保留原状，从而形成显著盐度分异。储层强非均质性亦强化了这种差异，砂砾岩透镜体与泥页岩组成多级隔夹层体系，不同隔夹层对流体运移的阻滞作用不同，使地层水在中 - 微尺度上进一步分割与富集。此外，早期形成的高盐古水与后期补给的低盐水因构造与连通性受限难以完全混合，油藏充注与运移过程中烃 - 水反应又可改变局部水化学组成。综合来看，多源补给、分段封闭及强非均质储层结构共同导致了玛湖地层水的显著不均一性与多水型并存。

#### 3.3.2. 酸化解堵

基于玛湖油田酸化解堵技术实践，结合储层污染程度优化酸液配方及用量，建立储层污染、近井地

带堵塞、高阻碳酸盐垢三种井况适配酸液体系(如图 6 所示), 建立 5 项施工参数配套, 解堵有效率提高至 96%。

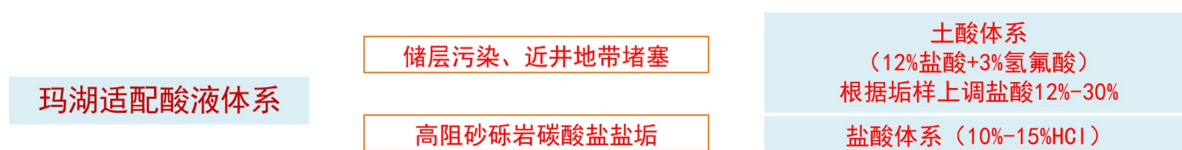


Figure 6. Tailored acid systems for the Mahu oilfield

图 6. 玛湖适配酸液体系

#### 1) 储层污染——钻压干扰

基于钻压干扰井段识别、储层污染类型分析, 优化酸液配方及用量, 形成干扰井段定点变强度酸化、连续油管二次布酸治理技术。AHHW20xx 四口泥浆干扰井采用土酸体系酸化, 盐酸含量由 12% 提升至 15%、焖井时间由 4 小时调整至 24 小时, 液量由 41.7 t 提升至 101.8 t, 油量由 14.3 t 提升至 38 t。

#### 2) 近井地带堵塞

基于玛 x 区块储层物性及入井流体特征, 12%HCl+3%HF 的土酸体系可快速解除近井地带堵塞, 疏通渗流通道。MaHW62xx 采用高泵压、大排量酸化, 日产液量由 17 t 增加至 27 t, 日产油量由 8 t 增加至 13 t, 阶段增油 1107 t。

## 4. 治理效果

综合水平井井筒综合治理技术实践效果及 2024 年生产动态变化特征得出, 通过以“系统识别-综合治理”为核心的技术路线, 在近井地带储层疏通与井筒砂、蜡、垢协同清洁的基础上, 建立了配套工艺作业标准与适用界限, 显著改善了井筒-储层流动条件。

依托水平井砂、垢及储层污染井筒综合治理技术体系, 2024 年共实施冲砂通井 33 井次、酸化 71 井次, 作业一次成功率由 81% 提高至 97% (如图 7 所示); 治理井日产液达 1218 吨、日产油 449.8 吨, 日增油 199.6 吨, 日增气 16.2 万立方米。生产动态与治理规模在时间上的良好对应关系表明, 综合治理措施有效缓解了低供液条件下井筒堵塞与近井地带污染问题, 实现了水平井产能的持续恢复与稳产运行。

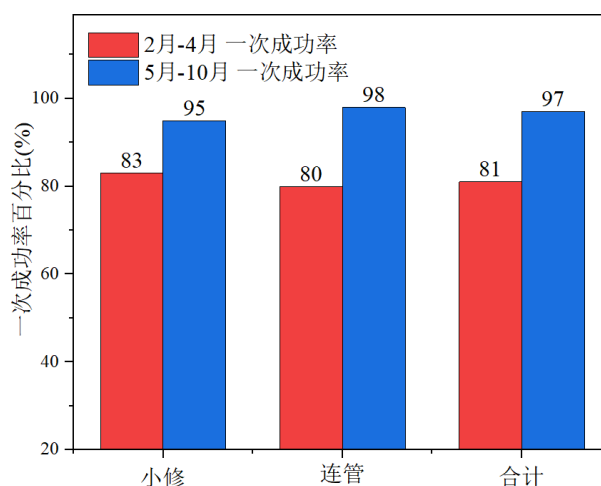


Figure 7. First-attempt success rate of lost circulation control during wellbore treatment before and after implementation

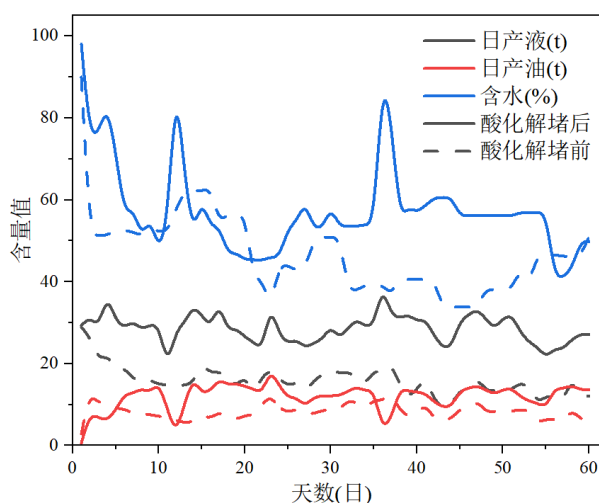
图 7. 井筒治理堵漏治理前后作业一次成功率

上述宏观生产数据初步证实了综合治理体系的规模化增产潜力。为进一步科学化单井措施的实际增产效果及其对油井自然递减规律的改善,本文选取了典型酸化解堵治理井,对其治理前后 60 天内的生产动态进行了自控对比分析(见表 9 及图 8)。

**Table 9.** Comparative analysis of remediation performance for acidizing and blockage removal

**表 9.** 酸化解堵治理效果对比分析表

	平均日产液(t)	平均日产油(t)	平均含水率(%)
酸化解堵前	15.77	8.24	46.65
酸化解堵后	28.61	11.99	57.51
治理效果	+12.84	+3.75	+10.86



**Figure 8.** Trends of daily fluid production, daily oil production, and water cut within 60 days before and after acidizing for blockage removal

**图 8.** 酸化解堵治理前和治理后 60 天内的日产液、日产油和含水率变化趋势图

从生产动态曲线(图 8)可以看出,在实施酸化解堵治理前(虚线部分),该井受近井地带污染及井筒堵塞影响,不仅绝对液量和油量处于低位,且呈现出明显的自然递减趋势,供液能力持续恶化。

实施综合治理后(实线部分),该井的渗流通道得到有效疏通,产量实现了阶跃式提升并保持了长周期的平稳运行。结合表 9 统计数据,治理后 60 天内,单井日产液量由均值 15.77 t 大幅提升至 28.61 t (增幅 81.4%),日产油量由 8.24 t 提升至 11.99 t (增幅 45.5%)。

## 5. 结论与认识

1) 针对井筒砂蜡垢及储层污染等制约水平井产能因素,通过冲砂、通井、酸化等井筒清洁治理措施,玛湖油藏运行递减实现了有效控制。

2) 玛湖油藏长期亏空生产,地层压力逐年下降,漏失治理是井筒清洁作业的前提条件。对于漏失量大无法施工的水平井,先按标准进行漏失测定,再根据漏失量选择修井用液,作业效率及修井用液费用可以大幅改善。① 漏失量 50~200 L/min: 选择束缚水堵漏后冲砂作业体系;② 漏失量 200~300 L/min,适用氮气泡沫冲砂技术体系;③ 漏失量 > 300 L/min,适用修前补液降漏失技术体系。

3) 通过规范常规管柱、连续油管作业参数及工艺界限标准,作业一次成功率由 81%提高至 97%以上,井筒清洁施工效率提速 32.3%。

4) 通过建立玛湖不同区块储层解堵酸液体系,适配施工参数优化,井筒堵塞、近井地带污染得到有效解除,油井生产潜力实现充分释放。

## 参考文献

- [1] 徐杰山. 新疆玛湖油田压裂技术的创新与应用[J]. 石化技术, 2025, 32(11): 144-145+151.
- [2] 王涛, 徐文熙, 吴世龙, 等. 玛湖油田致密砾岩油藏 CO<sub>2</sub> 前置压裂提产机理[J/OL]. 大庆石油地质与开发, 1-8. <https://doi.org/10.19597/J.ISSN.1000-3754.202501030>, 2026-04-21.
- [3] 周浩, 龚喜刚, 唐红娇, 等. 玛湖油田井筒垢物的组成及结垢机理研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2024, 37(4): 18-24.
- [4] 张永虎, 袁海富, 乔汪洋, 等. 玛湖油田非金属管结垢风险评估与阻垢措施[J]. 腐蚀与防护, 2023, 44(11): 47-53.
- [5] 孙栓科, 胡磊, 杨东. 新疆油田玛湖砾岩油藏水平井固井技术研究与应用[J]. 西部探矿工程, 2021, 33(12): 103-107.
- [6] 尤浩宇. 玛湖水平井多方法合理生产制度评价及智能产量预测[J]. 石化技术, 2021, 28(12): 115-116.
- [7] 许江文, 李建民, 郭元月, 等. 玛湖致密砾岩油藏水平井体积压裂技术探索与实践[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 241-249.
- [8] 李建民, 吴宝成, 赵海燕, 等. 玛湖致密砾岩油藏水平井体积压裂技术适应性分析[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 250-259.
- [9] 王林生, 黄长兵, 朱键, 等. 基于 PSO-ELM 的水平井自喷期“多段式”产量预测方法——以玛湖油田百口泉组致密砾岩油藏为例[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(5): 1931-1936.
- [10] 李国欣, 覃建华, 鲜成钢, 等. 致密砾岩油田高效开发理论认识、关键技术与实践——以准噶尔盆地玛湖油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1185-1197.
- [11] 杨金峰, 燕萌, 李玉杰, 等. 姬塬油田水平井综合治理配套技术研究与应用[J]. 石油化工应用, 2020, 39(12): 88-93.
- [12] 许海威. 玛湖地区油井生产系统结垢原因分析及对策研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2023.
- [13] 张伟康, 唐洪明, 邓家胜, 等. 加酸压裂油井结垢机理研究——以玛 131 井区为例[J]. 石化技术, 2022, 29(4): 151-152.
- [14] 张朔, 王方祥, 刘德正, 等. 连续油管冲砂洗井技术在水平井中的应用[J]. 石油化工应用, 2018, 37(10): 34-36+41.
- [15] 东野升富, 杨发, 张争, 等. 水平井井筒高效净化关键技术研究与应用[C]//中国地质大学(武汉), 西安石油大学, 陕西省石油学会. 2023 油气田勘探与开发国际会议论文集 III. 庆阳: 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采油厂; 德阳: 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院; 西安: 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 2023: 836-842.
- [16] 柳海, 李纲要, 吴丙刚, 等. 束缚水修井液的研究与应用[J]. 新疆石油天然气, 2008(S1): 85-89.
- [17] 鱼耀, 青项栋, 刘伟, 等. 水平井连续油管氮气泡沫冲砂酸化研究与应用[C]//宁夏回族自治区科学技术协会. 第十七届宁夏青年科学家论坛石油石化专题论坛论文集. 环江: 中国石油长庆油田分公司第七采油厂, 2021: 166-168.