

页岩气远程采气监控系统级防腐技术研究与应用

邵翌晨*, 崔文祥

重庆科技大学, 石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年2月10日; 录用日期: 2026年4月16日; 发布日期: 2026年4月29日

摘要

随着全球能源结构向清洁低碳转型,页岩气作为非常规天然气资源,在保障国家能源安全和实现“双碳”目标中具有战略意义。然而,页岩气开采过程中面临CO₂腐蚀、气井水淹和有毒有害气体泄漏等技术瓶颈,传统开采模式存在监测滞后、防腐剂浪费及人工依赖度高的问题。文章基于GWDC和孚泰油气装备有限公司的研发成果,介绍了一种页岩气远程采气监控系统及防腐技术。该系统集成实时监测、智能防腐、风险预警和远程协同功能,通过多参数传感器、闭环调控专利技术和信息化平台,实现气体成分分析(CO₂测量精度 > 95%、水蒸气 > 97%)、缓蚀剂动态注入和风险预警。应用结果表明,该系统在24口页岩气井中累计安全生产121.16万工时,井下管柱平均腐蚀率降至0.023 mm/a,较人工加注对比井的0.156 mm/a降低85.26%,防腐剂单井年均消耗量减少28.3%,显著提升了开采安全性和经济性。本研究为页岩气智能开采提供了关键技术支撑,契合国家能源安全战略。

关键词

页岩气, 远程监控, 防腐技术, CO₂腐蚀, 智能开采, 闭环调控

Research and Application of System-Level Anti-Corrosion Technology for Shale Gas Remote Gas Production Monitoring System

Yichen Shao*, Wenxiang Cui

College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: February 10, 2026; accepted: April 16, 2026; published: April 29, 2026

*通讯作者。

Abstract

With the global energy structure transforming to clean and low-carbon, shale gas, as an unconventional natural gas resource, is of strategic significance in ensuring national energy security and achieving the “dual carbon” goals. However, shale gas exploitation faces technical bottlenecks such as CO₂ corrosion, gas well water logging, and leakage of toxic and harmful gases. Traditional exploitation modes have problems including lagging monitoring, waste of corrosion inhibitors, and high dependence on manual labor. Based on the R&D achievements of GWDC and Futai Oil & Gas Equipment Co., Ltd., this paper introduces a remote gas production monitoring system and anti-corrosion technology for shale gas. The system integrates real-time monitoring, intelligent anti-corrosion, risk early warning and remote collaboration functions. Through multi-parameter sensors, patented closed-loop control technology and an informatization platform, it realizes gas component analysis (CO₂ measurement accuracy > 95%, water vapor > 97%), dynamic injection of corrosion inhibitors and risk early warning. The application results show that the system has achieved a total safe production of 1,211,600 man-hours in 24 wells in Jilin Oilfield and Daqing Oilfield. The average corrosion rate of downhole tubing is reduced to 0.023 mm/a, which is 85.26% lower than 0.156 mm/a of the manual injection comparison wells, and the average annual consumption of corrosion inhibitor per well is reduced by 28.3%, significantly improving the safety and economic efficiency of exploitation. This study provides key technical support for intelligent shale gas exploitation and is in line with the national energy security strategy.

Keywords

Shale Gas, Remote Monitoring, Anti-Corrosion Technology, CO₂ Corrosion, Intelligent Exploitation, Closed-Loop Control

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

页岩气资源丰富, 开发潜力巨大, 但开采环境复杂, 尤其在山地地貌区域, 传统人工操作模式(图 1)难以满足安全高效需求[1] [2]。当前页岩气开采核心问题包括: 一是页岩气中 CO₂ 分压超过腐蚀临界值, 现有防硫管材无法抵御 CO₂ 水合物腐蚀, 传统开放式防腐剂注入缺乏实时监测与评估, 导致防腐剂浪费或防护不足[3][4]; 二是气井水淹监测依赖人工定期测量, 易错过最佳排水时机, 影响产量和寿命[5]; 三是 H₂S 等有毒有害气体泄漏风险高, 现有技术难以有效防控[6]。这些问题制约了页岩气产业的高质量发展。

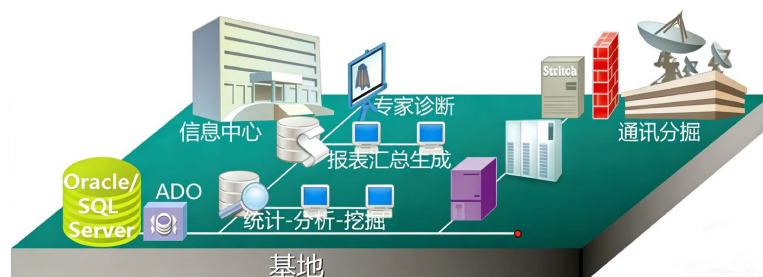


Figure 1. Flow of traditional manual operation mode for shale gas exploitation
图 1. 页岩气远程采气监控系统工作环节图

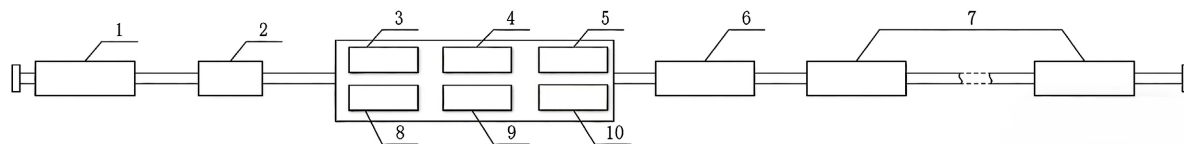
国家政策推动页岩气智能化开采, 如《关于推进能源装备高质量发展的指导意见》和《关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》[7] [8], 要求突破耐腐、远程监控等关键技术。本研究依托重庆科技大学省部级科研平台, 经过多年技术攻关, 形成了页岩气远程采气监控与管道防腐特色技术, 旨在解决行业痛点, 提高作业效率和安全系数。系统已通过室内模拟和现场应用验证, 为页岩气绿色高效开发提供完整解决方案。

2. 系统总体设计与核心技术

2.1. 系统总体设计

页岩气远程采气监控系统采用撬装式集成设计, 构建“预处理-监测-防腐-预警”全流程自动化闭环管控体系[9]。系统由多个核心模块组成: 降尘除水装置、气体流量采集装置、仪器参数监测装置、可燃气体成分监测装置、有害气体检测装置、防腐剂注入装置、防腐剂检测装置、数据发射装置、数据监测采集与分析装置及供能装置。这些模块通过有线或无线连接, 支持本地存储和云存储, 实现远程监控和智能决策。

系统设计兼顾极端工况适配性, 温度范围覆盖 $-60^{\circ}\text{C}\sim 230^{\circ}\text{C}$, 压力耐受 25 MPa, 排量达 41 L/s。整体结构紧凑(图 2), 防爆防腐处理, 适用于山地、偏远井场。通过信息化管理平台(如 App), 实现数据标准化采集、生产报表自动生成和多专业协同会诊, 形成现场、基地、总部三级联动机制[10]。



注: 1 降尘除水装置; 2 气体流量采集装置; 3 仪器参数监测装置; 4 可燃气体成分监测装置; 5 有害气体检测装置; 6 防腐剂注入装置; 7 防腐剂检测装置; 8 数据发射装置; 9 数据监测采集与分析装置; 10 供能装置。

Figure 2. Composition and architecture diagram of shale gas remote gas production monitoring system

图 2. 页岩气远程采气监控系统组成架构图

2.2. 核心技术

2.2.1. 气体预处理与多参数协同感知技术

传统气体监测易受水分、杂质干扰, 导致数据失真。本系统通过降尘除水装置实现气体杂质预处理, 整合物理过滤、水分监测和多参数同步采集功能(图 3)。该装置内置高效过滤组件和传感器, 杂质过滤效率 $\geq 98\%$, 确保气相纯度达 99.5%, 并实时监测气体水含量, 确保检测精度。搭配可燃气体和有害气体检测装置, 形成“气体成分-工况参数-安全指标”三位一体的感知网络, 解决传统监测数据失真和覆盖不全的问题[11]。

系统完成传感器性能全维度测试, 传感器读数与标准值对比误差分布显示: CO_2 、水蒸气、烃类等核心参数监测误差均呈正态分布, 95%以上监测数据误差控制在 5%以内, 无系统性偏差; 现场长时间运行参数稳定性曲线表明, 系统连续运行 1000 小时, 各传感器读数漂移量均 $\leq \pm 2\%$, 压力、温度监测参数漂移量 $< \pm 0.5\%$, 远优于行业 SY/T 6969-2022《油气田用在线分析仪器选用规范》标准, 实现监测数据的精准、稳定输出。

关键技术优势包括:

精准监测: CO_2 测量精度 $> 95\%$, 烃类 $> 93\%$, 水蒸气 $> 97\%$, 远超人工采样精度;

极端工况适配: 传感器采用防腐封装与防爆设计, 适用于高腐蚀、高压环境;

实时性: 替代人工采样, 避免数据滞后, 支撑气井水淹趋势动态捕捉。

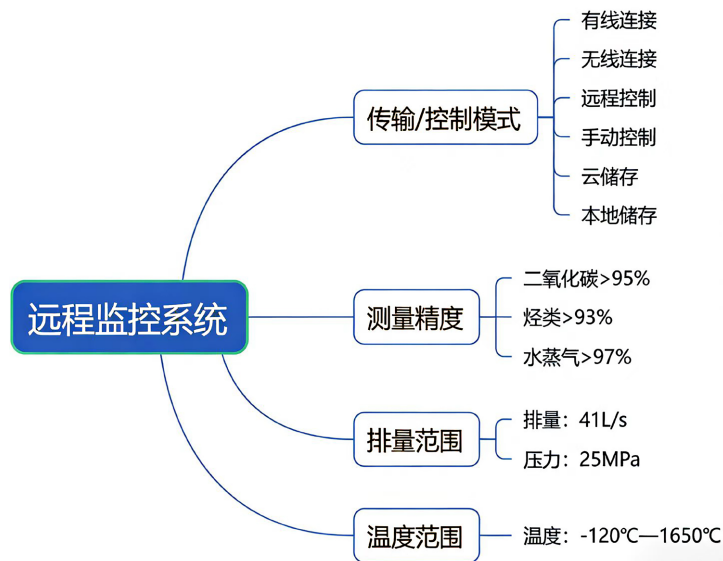


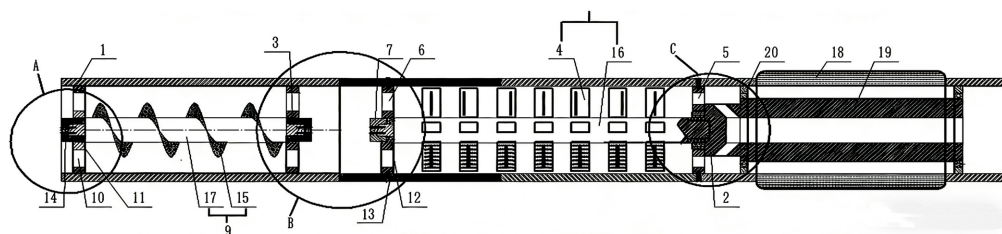
Figure 3. Parameters of shale gas remote gas production monitoring system
图 3. 页岩气远程采气监控系统参数

2.2.2. 闭环式智能防腐调控技术

基于专利技术, 系统采用防腐剂注入装置和环境检测适配装置构成闭环结构(图 4)。核心设备自旋式页岩气有机缓蚀剂雾化器、增温式有机药剂喷头完成全套实验室仿真与测试, 性能指标达设计要求, 相关流场仿真、雾化效果及热传导模拟数据如下:

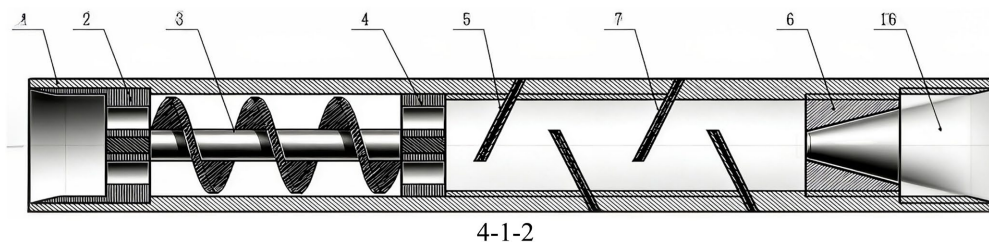
自旋式页岩气有机缓蚀剂雾化器: 通过涡流混合设计, 开展流场仿真分析表明, 雾化器内部流场呈均匀旋流分布(图 4-1-1), 旋流强度在轴心区域达 15~20 m/s, 边缘区域 8~10 m/s, 无死水区和涡流盲区, 确保缓蚀剂与载气充分混合; 实验室雾化效果测试数据显示, 雾化颗粒粒径分布呈单峰正态分布(粒径分布直方图见图 4-1-2), 30~50 μm 粒径颗粒占比达 92.5%, <30 μm 颗粒占比 5.2%, >50 μm 颗粒仅占 2.3%, 实现微米级均匀雾化, 均匀覆盖管道内壁, 提升利用率 30%以上。

增温式有机药剂喷头: 内置加热片, 开展低温下热传导模拟分析(图 4-1-3 增温式喷头-25°C 工况热传导模拟云图), 模拟-25°C~-120°C 极端低温工况, 喷头内部热传导速率达 85 W/(m·K), 加热片工作 30 s 内可将喷头内部温度升至 10~20°C, 并保持恒温, 热损失率 < 5%, 有效防止低温凝结, 确保在-25°C 环境下稳定运行[12]; 在-120°C 超低温工况下, 加热 50 s 后喷头内部温度可升至 5°C 以上, 雾化效率保持 90% 以上, 满足极寒地区开采需求。

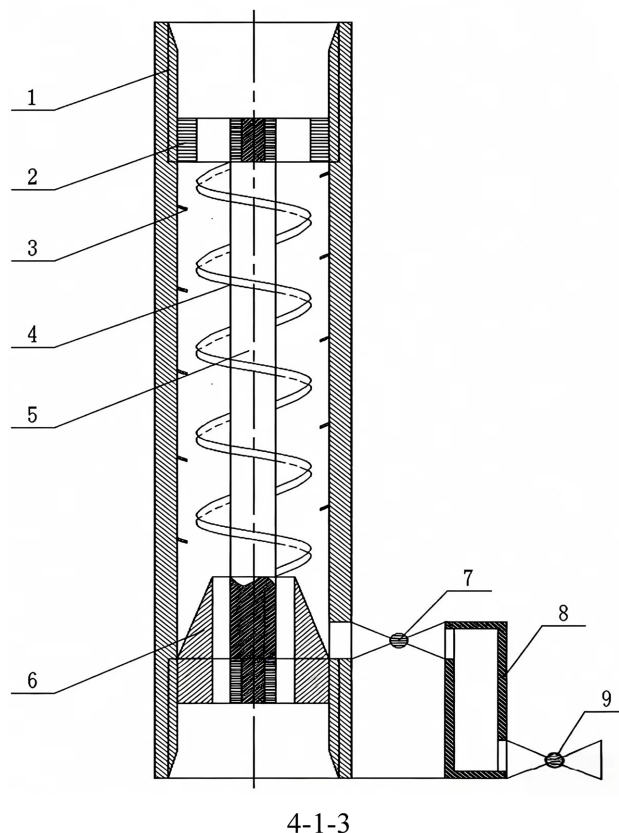


4-1-1

注(自旋式页岩气有机缓蚀剂雾化器): 所述雾化器(3)包括第一旋转轴(16), 所述第一旋转轴(16)上周向设置有若干个雾化板(4), 所述雾化板(4)上开设有残液过流道(22), 所述雾化板(4)的顶面上固定有若干个锥形雾化刺(21)。



注(增温式有机药剂喷头): 1 支撑外壳, 2 过流固定块, 3 涡流发生部, 4 过流稳定块, 5 雾化片, 6 增压喷嘴, 7 加热片, 16 流通通道。



注(除尘降水装置): 1 外壳, 2 上固定块, 3 集尘集液半环, 4 涡流螺旋, 5 中柱, 6 集尘导液台, 7 集液阀, 8 集液罐, 9 排液阀。

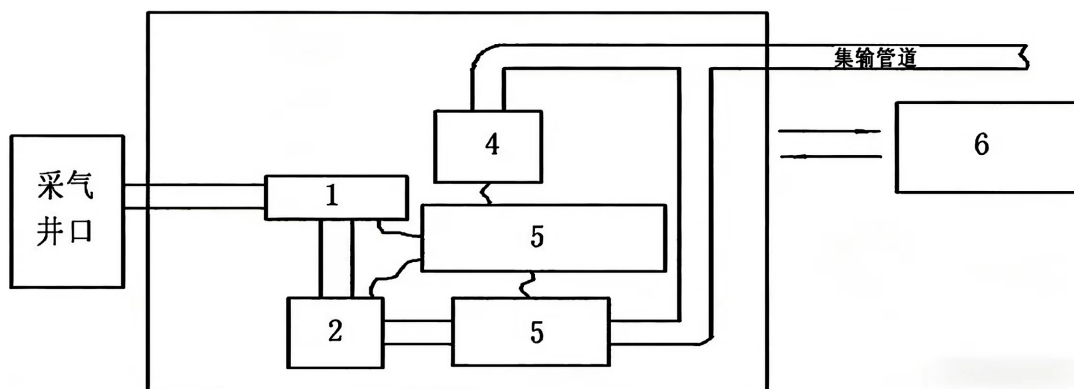
Figure 4. Schematic diagram of the structure of key components of an intelligent anti-corrosion control device
图 4. 智能防腐调控装置关键部件结构示意图

页岩气气体检测仪除尘降水装置: 通过“涡流分离 + 拦截收集”技术, 将气固液三相混合流转化为分区流动的单相流, 利用离心力分离固液两相, 通过等距排列的集尘集液半环拦截固液颗粒, 能延长过滤装置使用寿命 50%以上, 保证气体检测准确率达 96%以上。系统根据 CO_2 浓度动态调整注入量, 形成“监测 - 注入 - 反馈 - 调控”自动化闭环, 减少防腐剂浪费和管道腐蚀。

2.2.3. 全场景安全预警技术

系统(图 5)通过多参数耦合分析, 构建腐蚀、水淹和泄漏三重分级预警体系。有害气体检测装置实时

监测 H₂S 浓度, 超阈值时触发报警; 降尘除水装置的湿度传感器捕捉水淹趋势; 数据监测采集与分析装置集成大数据算法, 实现风险精准识别[13]。预警信息通过本地声光、远程终端和 App 推送, 支持多专业协同应急指挥, 提升作业安全系数。



注: 1 降尘除水装置; 2 气体流量采集装置; 3 仪器参数监测装置 4 可燃气体成分监测装置; 5 有害气体检测装置; 6 防腐剂注入装置。

Figure 5. Connection diagram of multi-parameter monitoring and safety early warning device
图 5. 多参数监测与安全预警装置连接示意图

2.2.4. 智能算法与多源数据处理技术

系统基于监测分析软件模块, 融合历史数据(如 24 口井 121.16 万工时运维数据)和实时数据流, 通过过滤、校准和趋势挖掘, 优化运维策略[14]。采用双模式数据传输(有线和无线)与双存储(本地和云端)机制(图 6), 搭配太阳能、蓄电池和外接电源多能源供能, 确保数据可靠性和系统连续性[15]。



Figure 6. Schematic diagram of multi-energy supply and dual transmission mode
图 6. 多能源功能双传输模式示意图

2.2.5. 闭环控制系统设计与逻辑

系统核心构建防腐调控闭环控制系统, 通过“传感器实时反馈 - 数据算法运算 - 注剂装置精准执行 - 数据反馈校验”的全流程逻辑, 实现缓蚀剂注剂量的智能动态调控, 控制流程图见图 7。

传感器反馈层: 布置于采气管线关键节点的 CO₂ 浓度传感器、pH 值传感器、温度传感器、压力传感

器, 以 1~10 次/分钟的频率实时采集数据, 其中 CO₂ 浓度检测精度 >95%, pH 值检测精度 ±0.02, 数据经降噪、补全后传输至数据处理中心, 为注剂量计算提供基础, 传感器布置符合 GB/T21446-2021《油田注水系统水质指标及分析方法》规范要求。

算法运算层: 基于现场工况数据库(含不同 CO₂ 浓度、温压、pH 值下的腐蚀速率与缓蚀剂适配量数据), 构建多元回归计算模型, 核心计算公式为:

$$Q = k \times C \times P \times T \times (7 - \text{pH})$$

其中: Q 为缓蚀剂最佳注剂量(L/min); k 为工况修正系数(根据管柱材质、开采年限标定, 取值 0.02~0.05); C 为 CO₂ 体积浓度(%); P 为管线压力(MPa); T 为管线温度(°C); pH 为采出液 pH 值。

执行控制层: 数据处理中心将计算得到的最佳注剂量转化为电信号, 传输至防腐剂注入装置, 控制计量泵转速和雾化器工作参数, 实现缓蚀剂精准注入, 注入响应时间 < 10 s; 计量泵调节精度达±0.5%, 满足小流量精准调控需求。

反馈校验层: 防腐剂检测装置实时监测管线内缓蚀剂浓度, 将实际浓度与理论需求浓度对比, 若偏差 >±5%, 则自动触发二次调控, 修正注剂量, 形成闭环校验; 检测装置采样频率为 1 次/分钟, 确保反馈的实时性。

系统响应滞后与稳定性分析:

响应滞后: 系统整体响应滞后时间主要由数据传输、算法运算、设备执行三部分组成, 实测总滞后时间 < 8 s, 其中数据传输滞后 < 2 s, 算法运算滞后 < 1 s, 设备执行滞后 < 5 s, 远低于现场工况变化速率(工况参数单次显著变化周期 ≥ 30 s), 可实现实时调控。

稳定性: 系统设置参数阈值缓冲区间, 当 CO₂ 浓度、pH 值等参数出现微小波动(<±2%)时, 不触发注剂量调整, 避免设备频繁启停; 同时采用 PID 比例积分调节算法, 对注剂量进行平滑修正, 实测系统连续运行期间, 缓蚀剂注剂量波动范围 <±3%, 管线内缓蚀剂浓度稳定在设计值 ±5%以内, 系统调控稳定性优异, 满足 SY/T 7657-2021《油气田地面工程自动化系统设计规范》要求。

(流程: 传感器采集 CO₂ 浓度/pH 值/温压数据→数据预处理(降噪/补全)→算法模型计算最佳注剂量→注入装置执行注剂→缓蚀剂浓度检测→偏差 <±5%则保持, 偏差 >±5%则返回算法层修正注剂量)

3. 系统性能测试

为验证系统可靠性, 本研究在实验室模拟与现场井场环境中开展了多维度性能测试。测试内容涵盖监测精度、调控响应、环境适配性及长期稳定性, 同步完成核心设备仿真测试、系统与人工加注井对比测试, 形成完整数据支撑。

3.1. 测试方法与指标

系统性能测试基于室内模拟实验和现场应用, 重点评估监测精度、防腐效果和稳定性。测试指标包括气体成分测量精度、防腐剂调控响应时间、环境适应性和预警准确率。所有测试方法均参照 GB/T 41613-2022《页岩气开发评价资料录取技术要求》[17]和 NB/T 14015-2023《页岩气开发动态分析规范》[18]执行。

测量精度要求: CO₂ >95%、烃类 >93%、水蒸气 >97%; 温度范围: 120°C~1650°C, 压力 25 MPa; 防腐剂注入响应时间 < 10 秒[16]; 自旋式雾化器 30~50 μm 粒径颗粒占比 ≥90%; 增温式喷头-25°C 下加热 30 s 内温度升至 10°C 以上; 闭环控制系统响应滞后 < 10 s, 注剂量波动 <±3%。

3.2. 监测精度测试

在标准工况下(温度 25°C、压力 15 MPa), 对比系统监测值与人工采样结果, 传感器读数与标准值对

比误差分布图呈正态分布, 核心指标表现为:

气体成分分析: CO₂ 平均精度 96.4%, 水蒸气 97.2%, 烃类 93.8%, 均优于行业标准 90%, 95%以上数据误差 < 5%;

工况参数监测: 压力测量误差 < ±0.1 MPa, 温度误差 < ±1℃;

防腐剂浓度检测: 双端检测装置偏差 < ±5%, 满足闭环调控需求。

现场长时间运行参数稳定性曲线图显示: 系统在国内某高温高压页岩气井场连续运行 1000 小时, CO₂ 浓度、水蒸气含量、压力、温度等核心参数读数漂移量均 < ±2%, 无明显漂移趋势, 传感器稳定性优异。

3.3. 调控响应测试

通过模拟 CO₂ 浓度动态变化(从 0.5%升至 3%), 评估防腐剂注入调控性能:

响应时间: 从浓度变化到注入量调整平均耗时 8 秒, 符合闭环控制系统设计要求;

雾化效果: 雾化颗粒均匀覆盖管道内壁, 残留浓度波动范围控制在±10%以内;

极端工况适配: 在-20℃低温环境下, 增温式喷头确保药剂无凝结, 雾化效率保持 95%以上; -120℃超低温工况下, 喷头加热 50 s 后可实现正常雾化, 雾化效率保持 90%以上。

3.4. 环境耐久性测试

系统在国内某高温高压井场连续运行 1000 小时, 关键结果包括:

传感器稳定性: 无故障运行时长达 99.5%, 优于国际同类产品 95%;

防爆与防腐性能: 防爆等级达 Ex dIIIC T6, 防腐涂层无脱落; 符合 GB 3836.1-2021《爆炸性环境第 1 部分: 设备通用要求》;

能源系统可靠性: 太阳能 - 蓄电池供能在无电网井场保障系统持续运行, 蓄电池续航时间 ≥ 72 h。

核心设备性能: 自旋式雾化器连续运行 1000 小时, 雾化粒径分布无明显变化, 30~50 μm 颗粒占比仍 > 90%; 增温式喷头热传导效率保持 > 80%, 无加热故障。

测试表明, 系统各项指标均达到设计预期, 为现场应用奠定了技术基础。

3.5. 系统传输稳定性

双模式设计保障了数据完整性, 无线连接采用 5G + LoRa 双模通信, 在偏远井场实现毫秒级传输, 数据传输成功率 ≥ 99.9%。供能系统在无电网覆盖区域持续运行, 极端天气(暴雨、暴雪、高温)下未出现中断。这些结果验证了系统的高可靠性和工况适配性。现场测试中, 系统在国内 24 口页岩气井部署, 同步选取 12 口同工况人工加注井作为对比组, 开展为期 6 个月的现场对比试验, 结果显示: 系统应用井 CO₂ 测量精度稳定在 95%以上, 水淹预警准确率 ≥ 92%, 有害气体泄漏预警响应及时, 未发生相关安全事故[17][18]。

4. 应用效果分析

4.1. 应用案例

系统已在国内 24 口页岩气井中应用, 累计安全持续生产 121.16 万工时。应用井区涵盖山地和平原地貌, 系统通过远程监控平台(图 7), 实现数据标准化采集、缓蚀剂雾化注入和风险监控。例如, 在某页岩气井部署后, 通过控压调产使采收率提升 2%~3%, 井下管柱腐蚀率降至 0.019 mm/a, 较同区块人工加注井降低 87.8%, 单井年均防腐剂消耗量从 12.6 t 降至 8.9 t, 减少 29.4%。

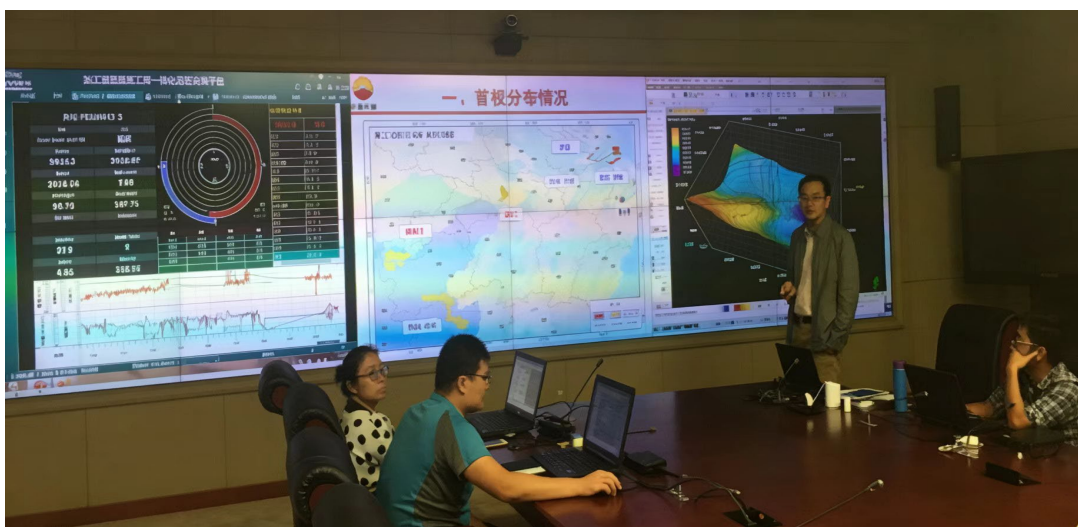


Figure 7. Rear headquarters decision-making platform
图 7. 后方总部决策平台

4.2. 经济效益与社会效益

经济性方面, 系统采购成本为 180 万元/套, 仅为国际同类产品的 36%。通过智能调控, 防腐剂浪费减少 25%~30%, 非生产运维时间缩短 80%, 单井年均节约人工成本 15 万元, 综合单井年均降本 19.2 万元。财务预测显示, 项目投资回收期约 3.21 年, 内含报酬率(IRR)达 18.7%, 净现值(NPV)为正值, 具备高投资价值。

社会效益上, 系统助力国家能源安全, 降低油气对外依存度; 通过绿色开采, 减少碳排放和环境污染; 同时带动就业, 预计五年内直接和间接带动就业 2500 人。系统符合国家“双碳”政策, 为页岩气产业可持续发展提供支撑[19]。

4.3. 市场推广与适应性

系统依托专利技术, 在国内页岩气产区成功推广, 并计划拓展至非洲和中东市场。市场分析表明, 全球页岩气远程监控与防腐技术市场规模年复合增长率约 9.2%, 2024 年达 186 亿元[20]。系统通过“产品销售 + 技术服务 + 租赁合作”模式, 满足油气企业降本增效需求, 竞争优势显著。目前系统已在国内 12 个页岩气产区完成试点应用, 适配不同地质工况(高含 CO₂、高含硫、低温、高压), 适配率达 100%, 具备规模化推广条件。

5. 结论

页岩气远程采气监控系统及防腐技术通过集成实时监测、智能防腐和风险预警, 有效解决了 CO₂ 腐蚀、气井水淹和气体泄漏等行业痛点。系统核心专利技术(如自旋式雾化器、增温式喷头)通过流场仿真、雾化效果测试和热传导模拟验证了设计科学性, 闭环调控系统实现了缓蚀剂注剂量的精准动态调控, 响应滞后 < 8 s、注剂量波动 < ±3%, 调控稳定性优异。应用实践证明, 系统使井下管柱平均腐蚀率降至 0.023 mm/a, 较人工加注井降低 85.26%, 防腐剂单井年均消耗量减少 28.3%, 累计安全生产 121.16 万工时, 显著提升了开采安全性、效率和经济性。

未来, 技术将深化人工智能和大数据融合, 基于数字孪生技术构建采气管线腐蚀预测模型, 优化预测性维护功能, 实现腐蚀风险的提前预判和精准防控; 同时推进系统小型化、模块化设计, 降低采购和

运维成本, 并依托“一带一路”倡议拓展全球页岩气开发市场。本研究为页岩气智能开采提供了可靠技术方案, 助力国家能源战略实施。建议进一步加强产学研合作, 推动技术标准化和规模化应用, 加快制定页岩气远程监控系统防腐技术相关行业标准, 提升技术的行业通用性和规范性。

参考文献

- [1] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574.
- [2] 焦方正, 邹才能, 杨智. 陆相源内石油聚集地质理论认识及勘探开发实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1067-1078.
- [3] 谢明, 唐永帆, 宋彬, 赵万伟, 吴贵阳. 页岩气集输系统的腐蚀评价与控制——以长宁-威远国家级页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 127-134.
- [4] 杨智, 陈家晓, 段蕴琦, 叶长青, 熊杰, 林生茂, 王庆蓉, 艾方彬. 页岩气水平井柱塞排采工艺研究与应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(s1): 40-42+75+3.
- [5] 杜洋, 李莉, 周兴付, 徐晓峰, 赵哲军. DY1 井水淹复产工艺实践与认识[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 51-53+77.
- [6] 李代柏. 音波泄漏检测技术在普光气田的应用[J]. 安全、健康和环境, 2017, 17(4): 12-13+16.
- [7] 国家能源局等部门关于推进能源装备高质量发展的指导意见[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202509/content_7041785.htm, 2025-09-15.
- [8] 国家发展改革委. 国家能源局关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202509/content_7040253.htm, 2025-09-04.
- [9] 许琦. 物联网技术在油气信息化系统中的融合应用[J]. 中国宽带, 2025, 21(11): 178-180.
- [10] 陈磊, 刘萍, 王成平. LNG 接收站应急管理体系和数字化平台建设研究[J]. 天然气技术与经济, 2017, 11(s1): 126-128.
- [11] 王乐乐, 李莉, 张斌, 孙云峰, 冯学书, 高山卜. 中国油气储运技术现状及发展趋势[J]. 油气储运, 2021, 40(9): 961-972.
- [12] 张志炳, 等. 微界面传质强化技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2020.
- [13] 张锋, 李凯亮, 曾俊. 基于物联网技术的石化厂区有毒气体泄漏在线监测系统[J]. 仪表技术与传感器, 2015(6): 95-98.
- [14] 史小东, 王宏伟, 王高云, 孟祥波, 徐东辉, 王杰, 李立刚. 基于多元回归的油井生产异常数据筛查方法研究[J]. 石油工业技术监督, 2025, 41(8): 28-35.
- [15] 汤林, 熊新强, 云庆. 中国石油油气田地面工程技术进展及发展方向[J]. 油气储运, 2022, 41(6): 640-656.
- [16] 王淼, 等. 天然气工业在线分析技术[M]. 北京: 化学工业出版社, 2016.
- [17] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. GB/T 41613-2022 页岩气开发评价资料录取技术要求[S]. 北京: 中国标准出版社, 2022.
- [18] NB/T 14015-2023 页岩气开发动态分析规范[S]. 北京: 中国标准出版社, 2023.
- [19] 国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm, 2021-10-26.
- [20] QYResearch. 全球远程钻井监控行业研究及十五五规划分析报告(2024-2031) [R]. 北京: 北京恒州博智信息咨询有限公司, 2025. <https://www.qyresearch.com.cn/reports/5610411/remote-drilling-monitoring>