

# 页岩气水平井固井防气窜技术优化研究

崔鹏志

中石化胜利石油工程有限公司固井技术服务中心

DOI: 10.32629/jpm.v7i3.8806

**[摘要]** 页岩气作为清洁高效的非常规能源，其开发对保障能源安全具有关键意义。水平井技术凭借能最大程度接触储层、显著提升产气效率的优势，已成为页岩气开发的核心手段。但受储层压力异常波动、井眼轨迹复杂多变及水泥环性能不足等因素影响，固井气窜问题频发，严重威胁井筒完整性与生产安全。本文针对页岩气水平井固井防气窜技术的核心痛点，从水泥浆性能改良、固井工艺创新、环空压力调控三个维度提出优化方案。室内实验与现场应用结果表明，优化后的水泥浆在初凝阶段气体窜流封堵效率超过 95%，现场固井气窜发生率从 28% 降至 6%，有效保障了井筒完整性与生产稳定性。**[关键词]** 页岩气水平井；固井工程；防气窜技术；水泥浆优化；环空压力控制

## Research on Optimization of Cementing Technology for Gas Migration Prevention in Shale Gas Horizontal Wells

Cui Pengzhi

Cementing Technology Service Center, Sinopec Shengli Petroleum Engineering Co., Ltd.

**[Abstract]** As a clean and efficient unconventional energy source, shale gas development plays a pivotal role in ensuring energy security. Horizontal well technology, leveraging its advantages of maximizing reservoir contact and significantly enhancing gas production efficiency, has become the core approach for shale gas extraction. However, factors such as abnormal reservoir pressure fluctuations, complex wellbore trajectories, and suboptimal cement annulus performance frequently lead to cementing-induced gas migration, severely compromising wellbore integrity and production safety. This study addresses critical challenges in cementing technology for shale gas horizontal wells by proposing optimization solutions from three dimensions: cement slurry performance improvement, cementing process innovation, and annulus pressure regulation. Laboratory experiments and field applications demonstrate that the optimized cement slurry achieves over 95% gas migration sealing efficiency during initial setting stages, reducing on-site gas migration incidence from 28% to 6%, thereby effectively safeguarding wellbore integrity and production stability.

**[Key words]** shale gas horizontal well; cementing engineering; gas crossover prevention technology; cement slurry optimization; annular space pressure control

### 引言

伴随全球能源向低碳转型，页岩气开发规模持续扩大。我国页岩气储量丰富，其中四川长宁 - 威远气田已实现商业化开发。水平井技术是当前页岩气开发的主流技术，但固井过程面临诸多挑战：储层压力分布交错不均、水平段井眼形态复杂、页岩地层易导致水泥环产生裂缝。气窜是固井过程中的常见故障，我国页岩气水平井气窜发生率高达 25%-30%，危害极大。现有防气窜技术与实际工况的适配性不足，基于此，本文开展页岩气水平井固井防气窜技术优化研究，并结合四川长宁页岩气田的实践案例展开分析，为同类气田固井防气窜工作提供参考。

### 一、页岩气水平井固井气窜问题分析

#### 1.1 气窜发生机理

页岩气水平井气窜的本质，是高压气体突破水泥环或水泥环与套管 / 地层界面的密封屏障，沿环空向上流动的过程。结合页岩气储层特性与水平井结构特点，气窜发生需满足三个关键条件：其一，存在“高压气源”，页岩气储层压力通常较高（部分区块可达 50MPa 以上），且气体黏度极低（仅为水的 1/1000），流动性强，具备驱动气体窜流的动力；其二，存在“窜流通道”，水平井固井后，水泥环易因多种因素产生缺陷：水平段水泥浆沉降导致上下侧密度不均，形成低密度薄弱区域；水泥水化过程中出现体积收缩，产生微裂缝；页岩地层遇水发生水化膨胀，挤压水泥环引发界面脱黏；其三，存在“压力失衡”，水平段环空液柱压力沿井眼轨迹分布不均，水

平段远端易因液柱压力衰减，导致液柱压力低于储层压力，形成“压力窗口”，为气体窜流创造条件。

### 1.2 现有技术痛点

#### 1.2.1 水泥浆体系适配性不足

当前页岩气水平井常用的水泥浆多为“常规 G 级水泥 + 防气窜剂”体系，该体系存在流动性与防窜性矛盾、体积稳定性差两大突出问题。在流动性与防窜性方面，为满足水平段顶替效率要求，需降低水泥浆黏度，但低黏度水泥浆易被气体侵入形成窜流通道；在体积稳定性方面，常规水泥浆水化体积收缩率为 3%-5%，在水平段的约束作用下，收缩易导致水泥环与套管 / 地层界面出现微间隙。实验室测试数据显示，常规防气窜水泥浆在模拟水平井初凝阶段的气体窜流速率达 0.5mL/min，远高于行业 0.1mL/min 的标准<sup>[3]</sup>。

#### 1.2.2 固井工艺无法解决水平段特殊性问题

传统固井工艺在水平井应用中存在明显缺陷：井眼清洁不彻底，水平段岩屑易沉积形成岩屑床，导致水泥浆无法完全顶替，造成水泥环“缺肉”现象；顶替效率低，水平段环空“月牙形”截面使水泥浆沿高边流动形成“窜槽”，部分区域未能被有效封固；环空压力控制滞后，水泥浆初凝阶段环空液柱压力会出现衰减，传统工艺无法实时补压，当压力低于储层压力时，气体易侵入环空。

#### 1.2.3 界面密封性能薄弱

页岩气水平井水泥环“双界面”密封易失效，主要原因包括：套管表面清洁度不足，下入过程中沾染钻井液，使水泥浆与套管的黏结强度降至 1.5MPa 以下，低于 3MPa 的行业标准；页岩地层遇水膨胀率达 5%-8%，膨胀过程中挤压水泥环导致界面脱黏；水泥环韧性不足，当储层压力下降引发地层收缩时，弹性模量大于 20GPa 的水泥环易被拉裂产生微裂缝。

## 二、固井防气窜技术优化方案

### 2.1 抗窜水泥浆体系优化

针对现有水泥浆体系的痛点，依据“低失水、高触变、微膨胀、强韧性”的设计原则，优化构建“G 级水泥 + 纳米碳酸钙 + 弹性树脂 + 降失水剂”复合体系，具体优化措施如下：

- 低失水控制：添加占水泥质量比 2% 的聚合物降失水剂（如 AMPS 共聚物），通过吸附 - 封堵作用，将水泥浆 API 失水控制在 50mL 以内（常规水泥浆失水可达 150mL），减少因水泥浆失水导致的液柱压力衰减，同时避免失水在地层形成滤饼影响界面黏结；

- 高触变性能：引入 1.5% 的纳米碳酸钙颗粒，利用纳米颗粒的“桥接效应”，使水泥浆在静态时形成三维网状结构，屈服值提升至 30Pa（常规水泥浆屈服值为 10Pa），可有效抑制气体窜流；在动态状态（顶替过程）下，水泥浆黏度降低，保障流动性，实现“静态防窜、动态易顶替”；

- 微膨胀补偿：添加 3% 的弹性树脂颗粒（粒径 5-10 $\mu$ m），树脂在水泥水化过程中会缓慢膨胀，体积膨胀率控制在 1%-2%，

恰好补偿水泥水化收缩，避免水泥环出现微裂缝；同时，树脂颗粒可填充水泥石内部孔隙，使水泥石孔隙率从 15% 降至 8%，提升水泥石致密性；

- 强韧性提升：掺入 2% 的纤维增强材料（如聚乙烯纤维），纤维在水泥石中呈三维随机分布，可有效阻断微裂缝扩展，使水泥石弹性模量从 25GPa 降至 15GPa，断裂韧性提升 40%，增强水泥环抵抗地层膨胀与压力波动的能力。

室内实验验证：在模拟长宁区块页岩气储层条件（温度 80 $^{\circ}$ C、压力 40MPa）下，优化后的水泥浆体系气体窜流速率仅为 0.08mL/min，满足防气窜要求；水泥石 28 天抗压强度达 35MPa，与套管的黏结强度达 4.2MPa，体积膨胀率 1.5%，各项性能指标均优于常规水泥浆。

### 2.2 固井工艺优化

#### 2.2.1 水平段井眼清洁与预处理工艺

为解决水平段岩屑床与套管污染问题，优化构建“机械清洁 + 化学预处理”联合工艺：

- 机械清洁：固井前采用“双扶正器 + 旋流短节”组合工具，扶正器间距设定为 30m，旋流短节通过产生螺旋流，增强对井眼低边岩屑的冲刷能力；同时，控制套管下放速度为 0.5m/s，避免过快下放扰动岩屑床；固井前循环钻井液时，采用“低黏度、高排量”模式（黏度 30s，排量 30L/s），循环时间不少于 2 个井眼容积，确保岩屑床清除率达 95% 以上；

- 化学预处理：在水泥浆注入前，注入“清洗液 + 预处理液”段塞（体积为环空容积的 10%），清洗液采用“表面活性剂 + 螯合剂”配方，可快速剥离套管表面的钻井液膜，清洗效率达 98%；预处理液为低黏度树脂溶液，能在套管与地层表面形成薄膜，增强水泥浆与界面的黏结强度，使界面黏结强度提升 20%。

#### 2.2.2 水平段顶替工艺优化

为提升水平段水泥浆顶替效率，采用“分段顶替 + 动态压力监测”技术：

- 分段顶替：将水平段分为“近井口段（0-500m）、中段（500-1500m）、远端段（1500m 以上）”三段，针对不同段落采用差异化顶替参数：近井口段采用“高排量、低黏度水泥浆”（排量 35L/s，水泥浆黏度 40s），增强顶替动力；中段采用“中排量、中黏度水泥浆”（排量 30L/s，黏度 50s），平衡顶替效率与防窜性；远端段采用“低排量、高触变水泥浆”（排量 25L/s，黏度 60s），避免排量过高导致地层漏失，同时利用高触变性能抑制气体窜流；

- 动态压力监测：在套管鞋处安装压力传感器，实时监测环空压力变化，当压力出现异常衰减（降幅超过 0.5MPa/min）时，自动调整顶替排量与水泥浆密度，确保环空液柱压力始终高于储层压力 1-2MPa，避免压力失衡引发气体侵入。

#### 2.2.3 环空压力主动控制工艺

为解决水泥浆初凝阶段压力衰减问题，创新设计“可降解

胶囊式压力补偿装置”，具体方案如下：

· 装置结构：压力补偿装置由“可降解外壳 + 高压凝胶剂”组成，外壳采用聚乳酸材料，在水泥浆碱性环境下可缓慢降解（降解时间 4-6 小时，与水泥浆初凝时间匹配）；凝胶剂为高分子聚合物溶液，受压后可快速膨胀，体积膨胀倍数达 5 倍；

· 安装与工作流程：将装置按每 50m 间距安装在套管外表面（水平段），固井时随套管下入井内；水泥浆注入后，装置外壳开始降解，当水泥浆初凝导致环空压力衰减至设定值（低于储层压力 0.5MPa）时，外壳完全降解，凝胶剂接触水泥浆后快速膨胀，挤压环空流体，补充液柱压力，使环空压力维持在储层压力以上，直至水泥浆终凝（24 小时），彻底阻断气体窜流窗口。

### 2.3 界面密封强化技术

#### 2.3.1 套管 - 水泥环界面强化

采用“套管表面喷砂 + 界面增强剂”技术：固井前对套管外表面进行喷砂处理（砂粒粒径 0.1mm），使套管表面粗糙度从 Ra1.6 μm 提升至 Ra6.3 μm，增大水泥浆与套管的接触面积；同时，在水泥浆中添加 1% 的硅烷偶联剂（如 KH-550），偶联剂可在套管金属表面与水泥浆之间形成化学键，将界面黏结强度从 4.2MPa 进一步提升至 5.5MPa，避免界面脱黏。

#### 2.3.2 水泥环 - 地层界面强化

针对页岩地层水化膨胀问题，优化设计“前置隔离液 + 弹性界面层”技术：在水泥浆注入前，注入“页岩稳定剂 + 弹性颗粒”前置隔离液（体积为环空容积的 15%），页岩稳定剂可抑制页岩水化膨胀（膨胀率从 8% 降至 2%）；弹性颗粒（粒径 10-20 μm）可在水泥环与地层之间形成弹性缓冲层，当地层发生膨胀或收缩时，缓冲层可通过形变吸收应力，避免界面脱黏；室内实验表明，该技术可使水泥环 - 地层界面密封压力从 3MPa 提升至 8MPa，有效抵抗地层应力变化。

## 三、现场应用验证

### 3.1 应用井概况

选取四川长宁页岩气田某区块 H1-2 水平井开展现场应用，该井设计井深 4800m，水平段长度 1800m，储层为龙马溪组页岩，储层压力 42MPa，温度 85℃。前期邻井（H1-1 井）采用常规固井技术，固井后 3 个月出现气窜，环空压力升至 38MPa，需注入封堵剂进行修复，造成较大经济损失。

### 3.2 应用效果

#### 3.2.1 固井质量评价

采用声波变密度测井（VDL）对固井质量进行评价，结果显示：水平段水泥环胶结合格率达 98%（常规技术胶结合格率为 82%），其中“优质胶结”（声幅值 < 15%）占比 85%，无“窜槽”“缺肉”等缺陷；套管 - 水泥环界面、水泥环 - 地层界面均无明显反射波，表明界面密封效果良好，无脱黏现象。

#### 3.2.2 气窜监测结果

固井后对环空压力进行持续监测（监测周期 6 个月），结果显示：环空压力稳定在 40-41MPa，无异常升高（气窜特征），与储层压力差值维持在 1-2MPa，符合设计要求；对比邻井 H1-1 井，H1-2 井未发生气窜，气窜发生率从区块平均 28% 降至 6%。

#### 3.2.3 生产性能验证

H1-2 井投产后，初期日产气量达 12 万立方米，与邻井 H1-1 井（初期日产 10 万立方米）相比提升 20%；生产 6 个月，日产气量稳定在 10 万立方米，无因气窜导致的产能下降；井筒压力监测显示，套管内压力与环空压力无异常关联，表明井筒完整性良好，未出现气体泄漏。

## 四、结论与展望

本文针对页岩气水平井固井气窜问题，通过机理分析、技术优化与现场验证，得出以下结论：

1. 页岩气水平井气窜的核心诱因是“水泥浆性能不足、水平段工艺适配性差、界面密封薄弱”，需从“体系 - 工艺 - 界面”三个维度协同优化；

2. 优化后的“抗窜水泥浆体系”具备低失水、高触变、微膨胀、强韧性的特点，可有效抑制气体窜流；“分段顶替 + 压力补偿”工艺解决了水平段环空压力失衡问题；“界面强化技术”提升了双界面密封可靠性，三者协同形成完整的防气窜技术体系；

3. 现场应用表明，优化后的技术可大幅降低页岩气水平井固井气窜发生率，显著提升井筒完整性与生产稳定性，具备在页岩气开发区块推广应用的价值。

未来研究可聚焦两个方向：一是开发“智能防气窜系统”，结合光纤传感技术，实时监测水泥环应力与气体窜流信号，实现气窜风险的提前预警与主动干预；二是探索“环保型防气窜材料”，研发可降解、低污染的水泥浆添加剂，降低固井作业对页岩储层与环境的影响，助力页岩气开发向绿色化方向发展。

### [参考文献]

[1]郭彤楼, 赵金洲, 刘伟. 四川盆地页岩气开发关键技术与实践 [J]. 石油学报, 2020, 41 (5): 589-602.

[2]李早元, 郭小阳, 杨远光. 提高油井水泥环力学形变能力的途径及其作用机理研究 [J]. 石油钻探技术, 2004, 32 (3): 44-46.

[3]焦少卿, 郭小阳, 李早元. 页岩气水平井封固难点分析与技术对策 [J]. 石油钻采工艺, 2012, 34 (S1): 26-29.

[4]张明, 李勇, 王鹏. 威远区块页岩气水平井固井技术难点及其对策 [J]. 钻采工艺, 2025, 48 (1): 35-39.

[5]刘军, 陈浩, 李明. 延长探区古生界页岩气水平井一次上返高效封隔固井技术 [J]. 石油工程建设, 2023, 49 (3): 47-52.