

# 深井固井水泥浆性能调控技术研究

李钊

中石化胜利石油工程有限公司固井技术服务中心

DOI: 10.12238/jpm.v6i11.8553

**[摘要]** 深井固井作业（井深超过 4500m）往往面临高温高压（井底温度超 120℃、压力超 60MPa）以及复杂地层流体（含盐分、含硫化物）等极端环境，这对水泥浆性能提出了“耐高温、防窜流、强胶结、耐腐蚀”的严格标准。当前在深井固井施工中，传统水泥浆经常出现高温环境下稠化时间失控（初凝时长不足 2 小时或超过 10 小时）、抗压强度增长迟缓（24 小时强度低于 15MPa）、抗窜能力薄弱（API 滤失量超过 100mL/30min）等问题，使得固井质量不合格率超过 20%，严重时还会引发井筒窜流、套管损坏等重大工程事故。

**[关键词]** 深井固井；水泥浆性能；高温稳定；抗窜流；调控技术

## Research on Performance Regulation Technology for Deep Well Cement Slurry

Li Zhao

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

**[Abstract]** Deep well cementing operations (with well depths exceeding 4,500m) often face extreme conditions such as high temperature and high pressure (bottom hole temperature exceeding 120°C and pressure surpassing 60MPa) as well as complex formation fluids (containing salts and sulfides). These conditions impose stringent requirements on cement slurry performance, including "high-temperature resistance, zonal isolation, strong bonding, and corrosion resistance." Currently, in deep well cementing operations, conventional cement slurries frequently encounter issues such as uncontrolled gelation time in high-temperature environments (initial setting time less than 2 hours or exceeding 10 hours), slow compressive strength development (24-hour strength below 15MPa), and weak zonal isolation capability (API filtration loss exceeding 100mL/30min). These problems result in a cementing quality failure rate of over 20%, and in severe cases, may lead to significant engineering incidents such as wellbore channeling and casing damage.

**[Key words]** deep well cementing; cement slurry performance; high-temperature stability; zonal isolation; control technology

### 一、引言

随着石油天然气勘探开发朝着深层、超深层领域推进，我国深井（井深>4500m）、超深井（井深>6000m）的数量每年以 18% 的速度增长（《中国石油钻井工程发展报告 2024》）。深井固井是保障井筒完整性的关键工序，水泥浆性能直接影响固井质量与井筒使用寿命。某深井曾因水泥浆稠化时间短于固井施工所需时长，引发套管内残留水泥塞事故（俗称“灌肠事故”），具体表现为套管尚未下至设计深度，水泥浆就已开始凝固（初凝时间仅 1.8 小时），最终不得不进行返工处理，直接经济损失超过 1200 万元；另有一口含硫深井，由于水泥

浆抗硫腐蚀能力不足，投产后 3 年出现水泥环开裂现象，硫化氢气体窜入井筒，导致生产被迫中断。

### 二、深井固井水泥浆性能现存问题

#### 2.1 高温稠化时间失控：与施工周期适配性差

##### 1. 高温速凝问题

在深井井底温度超过 150℃ 的环境下，传统水泥浆的水化反应速度加快，稠化时间大幅缩短。在某口 150℃、70MPa 的深井实验中，未添加稳定剂的 G 级水泥浆初凝时间仅为 1.5 小时，而深井固井施工周期（包括套管下放、水泥浆注入、循环顶替等环节）需要 4 - 6 小时，这就导致水泥浆在未完成

顶替作业前就开始凝固，形成“假凝”现象，使得环空未封固段长度达到 80m。

## 2.2 抗压强度发展失衡：早期支撑与长期稳定性不足

### 1. 早期强度低

深井页岩地层容易发生水化膨胀，这就要求水泥浆在 12 小时内的抗压强度达到 10MPa 以上，以实现对套管的支撑作用。传统水泥浆在 120℃、60MPa 条件下，12 小时抗压强度仅为 6 - 8MPa，无法及时抑制地层膨胀。某页岩气深井曾因水泥浆早期强度不足，导致套管发生变形，对后续压裂作业造成影响。

### 2. 长期强度衰退

在高温高压环境下，水泥浆水化产物（如钙矾石）容易发生晶型转变，进而导致长期强度下降。某深井水泥浆 28 天抗压强度达到 25MPa，但在 150℃ 环境下长期服役 1 年后，强度降至 18MPa，水泥环密封性随之下降，引发地层流体窜流问题。

## 2.3 抗窜流能力弱：无法形成有效密封

### 1. 滤失量大

在深井高压条件下，传统水泥浆的 API 滤失量常常超过 100mL/30min。大量水分滤失会导致水泥浆稠化速度加快，同时在井壁形成较厚的滤饼，影响水泥环与地层之间的胶结质量。某深井因水泥浆滤失量大，水泥环与地层的胶结强度仅为 0.8MPa（要求 $\geq 1.5$ MPa），投产后 2 年出现原油窜流现象。

## 2.4 抗腐蚀能力不足：难以承受复杂地层流体影响

### 1. 抗盐腐蚀差

在深井含盐地层（NaCl 浓度为 3% - 8%）中，Na<sup>+</sup>会与水泥水化产物发生反应生成可溶性盐，导致水泥环结构疏松。某含盐水井的水泥浆在 5% NaCl 溶液中浸泡 30 天后，抗压强度下降 40%，表面出现明显的溶蚀孔洞。

## 三、深井固井水泥浆性能调控技术

### 3.1 配方体系优化：构建耐高温耐高压基础体系

#### 1. 基础水泥与矿物掺合料复配

基础水泥选型：选用符合 API Spec 10A 标准的抗硫 G 级水泥作为基体，其含有的硫铝酸盐成分能够提高抗硫腐蚀能力。在 150℃ 条件下，该水泥水化热释放速率比常规 G 级水泥降低 25%，可避免因局部过热导致的稠化异常问题。

矿物掺合料优化：复合掺入 10% 超细硅灰（粒径 $\leq 1\mu\text{m}$ ）与 5% 偏高岭土（活性 SiO<sub>2</sub>含量 $\geq 85\%$ ），通过优化颗粒级配（最大粒径  $D_{\text{max}} = 50\mu\text{m}$ ，均匀系数 = 3），填充水泥颗粒之间的间隙，降低孔隙率。实验结果表明，该复配体系在 150℃、70MPa 条件下，水泥石孔隙率从 22% 降至 15%，24 小时

抗压强度提升至 20MPa。

### 3.2 功能性添加剂研发：针对性解决性能短板

#### 1. 高温稳定剂：硼砂 - 柠檬酸复合体系

复配比例优化：将硼砂与柠檬酸按照 3:1 的质量比进行复配，添加量控制在 1.0% - 1.5%。该复合体系可通过抑制水泥水化产物（C<sub>3</sub>A）的快速反应，实现对稠化时间的调控。实验显示，在 150℃、70MPa 条件下，添加 1.2% 复合稳定剂的水泥浆，稠化时间稳定在 4.5 小时，能够满足深井施工周期的要求。

温差适应性：该复合体系在 40 - 180℃ 温度范围内，稠化时间偏差不超过 1 小时，解决了深井上下井段温差导致的稠化失控问题。某深井应用该体系后，上部井段终凝时间缩短至 10 小时，井底稠化时间控制在 5 小时。

#### 2. 早期强度增强剂：纳米碳酸钙

粒径与掺量：选用粒径为 50 - 100nm 的纳米碳酸钙，掺量为 3% - 5%。纳米碳酸钙可作为晶核促进水泥水化反应，加速 C - S - H 凝胶的生成。实验表明，添加 4% 纳米碳酸钙的水泥浆，12 小时抗压强度从 8MPa 提升至 13MPa，24 小时强度达到 22MPa。

协同效应：纳米碳酸钙与超细硅灰协同作用，能够填充硅灰之间的间隙，进一步降低孔隙率，使水泥石致密性提升 15%。

### 3. 抗窜流添加剂：聚合物降滤失剂

选型与性能：选用分子量为  $10^6 - 10^7$  的丙烯酰胺 - 丙烯酸共聚物降滤失剂，添加量为 0.8% - 1.2%。该降滤失剂可在井壁形成薄而致密的滤饼（厚度 $\leq 2\text{mm}$ ），将 API 滤失量控制在 50mL/30min 以内。

体积收缩补偿：复合掺入 2% 膨胀剂（如钙矾石型膨胀剂），水泥浆在凝固过程中体积膨胀率达到 0.5% - 1.0%，能够抵消体积收缩，避免微裂缝的产生。某深井应用该方案后，水泥环体积收缩率降至 0.3%。

#### 4. 抗腐蚀添加剂：抗盐抗硫复合剂

抗盐组分：添加 1.5% 聚酰胺类抗盐剂，该抗盐剂可与 Na<sup>+</sup>形成络合物，抑制可溶性盐的生成。在 8% NaCl 溶液中浸泡 30 天后，水泥浆强度保留率达到 90%。

抗硫组分：添加 2.0% 氧化锌，氧化锌可与 H<sub>2</sub>S 反应生成稳定的 ZnS，阻止硫腐蚀的扩散。在含 H<sub>2</sub>S（浓度 1000ppm）环境中，水泥石抗硫腐蚀能力提升 60%。

### 3.3 工艺参数协同调控：优化施工与养护条件

#### 1. 搅拌参数优化

搅拌速率：实验表明，在 800r/min 的搅拌速率下，水泥浆颗粒分散最为均匀，初始黏度为 220mPa·s，静置 1 小时

后黏度增幅仅为 10%；若搅拌速率过低（400r/min），容易导致颗粒团聚，黏度超过 350mPa·s；若搅拌速率过高（1000r/min），则会引入过多气泡，使孔隙率增加 12%。

搅拌时间：5 - 8 分钟为最佳搅拌时间。搅拌时间不足 5 分钟，颗粒无法完全分散；搅拌时间超过 8 分钟，易导致水分蒸发，稠度增加，API 流动度延长至 90s（要求≤80s）。

## 2. 养护参数调控

温度梯度养护：针对深井温度分布不均（井口 40℃ - 井底 150℃）的特点，采用程序升温（5℃/h）的方式模拟井筒温度变化。在梯度温度条件下，水泥浆稠化时间偏差不超过 0.5 小时，强度发展稳定。

压力协同养护：在高温（150℃）环境下，将养护压力从 40MPa 提高至 80MPa，水泥浆 24 小时抗压强度从 20MPa 提升至 24MPa。这是因为压力能够促进水化产物致密化，但当压力超过 80MPa 时，水泥石易出现微裂纹，强度反而会下降。

## 3.4 性能评价体系完善：确保技术适配性

### 1. 室内实验评价

高温高压稠化实验：使用 API 高温高压稠化仪，模拟 120 - 180℃、40 - 80MPa 的工况条件，测试水泥浆的稠化时间与流变性能。

强度与腐蚀实验：在高温高压养护釜中对水泥浆进行养护，测试其 12 小时、24 小时、72 小时的抗压强度；通过盐溶液、硫溶液浸泡实验，评估水泥浆的抗腐蚀能力。

抗窜流实验：采用静液柱压力降实验，模拟深井环空压力变化，评估水泥浆的抗窜能力，其中压力降速率≤0.1MPa/h 为合格标准。

### 2. 现场模拟验证

搭建深井固井动态模拟装置，模拟套管下放（速度 0.5m/s）、循环顶替（排量 30L/min）过程，测试水泥浆的顶替效率（≥95%）与环空胶结质量，确保室内实验结果与现场实际工况保持一致。

## 四、应用案例：某深井固井水泥浆性能调控实践

### 4.1 井况背景

某深层气井井深 5200m，井底温度 160℃，压力 75MPa，地层中含有 5% NaCl 与 800ppm H<sub>2</sub>S。该井固井要求如下：水泥浆稠化时间 4 - 6 小时，12 小时抗压强度≥12MPa，24 小时抗压强度≥20MPa，API 滤失量≤50mL/30min，抗硫抗盐性能达到标准要求。

### 4.2 调控方案实施

1. 配方体系：抗硫 G 级水泥 + 10% 超细硅灰 + 5% 偏高岭土 + 4% 纳米碳酸钙 + 1.2% 硼砂 - 柠檬酸稳定剂 + 1.0%

聚合物降滤失剂 + 2.0% 氧化锌 + 2% 膨胀剂，水灰比为 0.40。

2. 工艺参数：搅拌速率 800r/min，搅拌时间 6 分钟，养护温度 160℃，养护压力 70MPa。

3. 室内实验性能：经过测试，该水泥浆体系稠化时间为 4.8 小时，12 小时抗压强度 13MPa，24 小时强度 22MPa，API 滤失量 45mL/30min；在 8% NaCl 溶液中浸泡 30 天后，强度保留率 90%；在含 H<sub>2</sub>S 环境中，强度保留率 85%。

### 4.3 现场应用效果

1. 施工过程：套管下放过程顺利（下放速度 0.45m/s），循环顶替排量稳定（28L/min），顶替效率达到 96%，施工过程中未出现漏失、窜流现象，施工周期 5.2 小时，与水泥浆稠化时间相匹配。

2. 固井质量：声波测井结果显示，水泥环胶结质量优质井段占比 98%，胶结强度分别为 2.3MPa（地层侧）、2.5MPa（套管侧）；投产后 1 年，井筒压力保持稳定，无地层流体窜流现象，水泥环完整性良好。

3. 效益对比：与传统水泥浆相比，应用该调控技术后，固井优质率提升 23%，后期修井成本降低 80%，单井可节约成本超过 800 万元。

## 五、结论

深井固井水泥浆性能调控需依托“配方优化 - 添加剂靶向调控 - 工艺协同”的技术体系，解决高温稠化失控、强度失衡、抗窜能力弱、抗腐蚀不足等问题。实验数据与现场应用结果表明，经过调控的水泥浆体系能够适应深井极端工况，显著提升固井质量。未来，可进一步探索“数字孪生 + 性能预测”技术，构建水泥浆数字孪生模型，实时模拟深井条件下水泥浆的性能变化，优化调控参数；同时研发新型纳米复合添加剂，提高水泥浆在超高温（>200℃）、超高压（>100MPa）环境下的性能稳定性，为超深层资源开发提供更先进的固井技术支持。

### [参考文献]

- [1]李早元，杨远光。深井固井水泥浆高温稳定性调控技术[J]. 石油学报，2024，45（5）：1689 - 1698.
- [2]周仕明，王中华。抗硫深井水泥浆添加剂研发与应用[J]. 钻井液与完井液，2023，40（4）：78 - 85.
- [3]中华人民共和国国家能源局。石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY/T 5225 - 2019）[S]. 北京：中国标准出版社，2019.
- [4]陈华，赵伟。纳米材料在深井水泥浆中的应用研究[J]. 石油钻采工艺，2024，46（2）：92 - 98.