

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公司

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°C、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°C 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°C、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°C、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°C 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 $\geq 1.5\text{ MPa}$), 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^+ 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°C 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_2 含量 $\geq 85\%$), 通过优化颗粒级配(最大粒径 $D_{\max} = 50 \mu\text{m}$, 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 °C、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(C₃A)的快速反应, 实现对稠化时间的调控。实验显示, 在 150°C、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°C 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^+ 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_2S 反应生成稳定的 ZnS , 阻止硫腐蚀的扩散。在含 H_2S (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 $220\text{ mPa}\cdot\text{s}$, 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°C – 井底 150°C）的特点，采用程序升温（5°C/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°C）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°C、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°C，压力 75MPa，地层中含有 5% NaCl 与 800ppm H₂S。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°C，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 H₂S 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°C）、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.