

Research on self-repairing cement slurry system for cementing interface of shale gas horizontal wells

Yang Xu

Sinopec East China Petroleum Engineering and Technology Branch, Yangzhou, Jiangsu, 225000, China

Abstract

To address the issue of seal failure caused by interface defects in shale gas horizontal well cementing, this paper focuses on the core characteristics of self-healing cement slurry systems at the cementing interface. It elaborates on the classification and mechanisms of self-healing mechanisms, explores the selection principles and optimization schemes of self-healing components, and discusses the regulation of cement slurry performance. Considering the operational requirements of shale gas horizontal well cementing, the performance of self-healing cement slurry in terms of interfacial bonding strength is analyzed, and ideas for constructing a self-healing cement slurry system suitable for shale gas development are proposed. Research indicates that properly combining self-healing components can enhance the self-healing capabilities of cement stone and the cementing interface, improve the sealing performance and durability of cementing, and provide technical support for the development of shale gas horizontal wells.

Keywords

Shale gas horizontal well; Cementing interface; Self-healing; Cement slurry system; Sealing performance

页岩气水平井固井界面自修复水泥浆体系研究

徐杨

中石化华东石油工程技术分公司, 中国·江苏扬州 225000

摘要

为解决页岩气水平井固井界面缺陷致密封性失效问题, 本文聚焦固井界面自修复水泥浆体系核心特性, 阐述自修复机理分类与机制, 探讨自修复组分筛选原则、优化方案及对水泥浆性能调控规律。结合页岩气水平井固井工况要求, 分析自修复水泥浆在界面黏结强度等方面表现, 提出适配页岩气开发的自修复水泥浆体系构建思路。研究表明, 合理搭配自修复组分可提升水泥石及固井界面自修复能力, 改善固井密封性与耐久性, 为页岩气水平井开发提供技术支撑。

关键词

页岩气水平井; 固井界面; 自修复; 水泥浆体系; 密封性

1 引言

页岩气是重要的非常规油气资源, 储量大、分布广, 其高效开发对保障能源安全意义重大。水平井技术能增加井筒与页岩储层接触面积, 是页岩气开发核心技术。但页岩气水平井固井面临挑战, 页岩储层孔隙度低、渗透率差、力学性质脆弱, 钻井液污染、井眼轨迹不规则等因素, 易使固井界面出现微裂缝、微环空等缺陷, 破坏密封性, 引发气窜、水窜等问题, 影响油气产量、损坏井筒、缩短油气井寿命。

固井界面密封性依赖水泥浆与套管、地层岩石的黏结作用及水泥石致密性。自修复水泥浆体系通过引入特定功能组分, 使水泥石或固井界面产生缺陷后能自行愈合, 恢复密封性, 为解决固井界面缺陷提供新路径。

【作者简介】徐杨(1987—), 男, 中国江苏南通人, 本科, 工程师, 从事石油固井工程研究。

2 固井界面自修复机理及分类

2.1 自修复机理核心内涵

固井界面自修复本质是借助水泥浆功能组分, 在裂缝产生后触发物理、化学作用, 使修复物质在裂缝处沉积、凝结, 实现裂缝填充与强度恢复。自修复需满足两个核心条件: 一是修复物质及时到达裂缝位置, 二是在裂缝环境中快速固化形成有一定强度的结构。固井界面自修复效果受多因素影响, 不同机理的自修复体系在适用场景、修复效率等方面差异显著, 需结合页岩气水平井工况特点选择与优化^[1]。

2.2 自修复机理分类及作用过程

2.2.1 结晶型自修复机理

基于结晶型自修复是以无机矿物溶解-再结晶为基础的自修复原理, 常采用的自修复组分有碳酸钙、硅灰、偏高岭土等无机物。其在水泥浆固化后部分没有参与水化反应而以惰性的颗粒状态分布在水泥石中, 在发生裂缝的情况下, 地层水或者井筒流体会进入并溶解无机颗粒, 并释放出活性

离子，同流体中的离子发生反应产生不溶解结晶产物堵塞裂隙。优点为修复产品与水泥石母体相容性好，力学性质匹配程度高，温压敏感性低，在页岩气水平井复杂的温压条件下适用性强。

2.2.2 胶囊型自修复机理

胶囊型自修复基于“被动触发”模式，通过在水泥浆中掺入包裹修复剂的微胶囊实现。微胶囊壁材选用有韧性与抗压强度的材料，芯材为修复剂。裂缝产生时，机械应力破坏壁材释放修复剂，修复剂固化填充裂缝，恢复界面黏结强度与密封性。修复效果取决于微胶囊性能与修复剂固化特性，微胶囊粒径要与水泥浆颗粒级配匹配，壁材强度需优化，修复剂固化时间要适配井下温度，且与水泥石基体黏结性能要好。

2.2.3 微生物自修复机理

微生物自修复是一种新型环境友好型技术，利用微生物的代谢作用生成修复物质对裂缝进行修补。常使用产脲酶细菌，例如巴氏芽孢杆菌，在水泥石空隙中生存，并以水泥浆营养物作为能源。在裂缝出现后，地层水中含有水分为其提供生存环境，菌体将尿素分解形成碳酸根，与 Ca^{2+} 结合形成 CaCO_3 晶体充塞裂缝而增强界面封闭性和强度。优点在于修复效果可持久化。只要微生物保持活性，就能反复修复后续裂缝，且修复产物碳酸钙与水泥石基体相容性好，不会污染地层。但该机理在页岩气水平井应用有挑战：井下高温、高压、缺氧或影响微生物活性；微生物存活时间要与水泥浆服役周期匹配；营养物质需持续稳定供给^[2]。

2.2.4 膨胀型自修复机理

膨胀型自修复原理是利用膨胀组分遇到水或者某种环境时体积膨胀充填裂隙、封闭缝隙。常用的膨胀组分有钙矾石型膨胀剂、氧化镁型膨胀剂、高分子吸水膨胀材料等等。钙矾石型膨胀剂是在水泥浆水化过程中与其产物发生反应而形成钙矾石结晶，从而填充孔隙以及细小的裂缝；高分子吸水膨胀材料吸水膨胀充填裂缝形成密封屏障。

膨胀型自修复体系修复效果取决于膨胀组分膨胀率、膨胀速率和稳定性。膨胀率要合理，过大易引发新裂缝，过小无法充分填充；膨胀组分化学稳定性也很重要，要避免井下分解致膨胀性能失效^[3]。

3 自修复水泥浆体系核心组分优化

3.1 自修复组分的筛选原则

针对页岩气水平井固井所用自修复水泥浆体系组分筛选适应性、针对性的原则进行。其中，适应性是指自修复组分对基础水泥浆有较好的相容性，并不会影响到基础水泥浆的一般性能；针对性是指结合施工条件选取适合的机理以及组分。

3.2 基础水泥浆组分优化

基本水泥浆作为自愈合体系载体，对最终的效果有很

大影响。一般采用 G 级油井水泥为基础，并配合适当的添加剂。分散剂主要是为了增加流动性，对于高温高密度的基本水泥浆可选用聚羧酸盐型分散剂；缓凝剂用于控制凝固速度，在较高温度下的基本水泥浆中应使用有机膦酸盐类缓凝剂。

3.3 自修复功能组分优化

3.3.1 结晶型组分优化

对于晶体类的自愈合材料主要从颗粒大小及使用比例方面进行改进。例如将 CaCO_3 进行研磨处理形成小颗粒从而增加其溶解速度， CaCO_3 的使用比例约为 5% ~ 10% (相对于水泥用量)，而硅灰的比例最好在 3% ~ 5% 左右，并且两者配合可以达到更好的自愈合效果。

3.3.2 胶囊型组分优化

(1) 胶囊型自修复组分优化：微胶囊及修复剂的优化。微胶囊尺寸为 100~500 μm ，采用脲醛树脂作为壁材具有较高的抗压强度以及良好的密封性和低成本；改变壁厚 (10~20 μm)，保证微胶囊在 0.5~1.0MPa 作用力下不发生破损，在超过 1.5MPa 的作用力下会破碎并释放出修复剂；将环氧树脂和聚酰胺类固化剂复合成微胶囊芯材修复剂，质量比 4 : 1，在井下 60 ~ 120℃、3 ~ 6h 内固化；微胶囊的最佳掺量为水泥质量的 8% ~ 12%，与少量分散剂混匀后再加入水泥浆中能提高分散均匀性。

(2) 微生物自修复组分配伍：主要包括微生物的选择、载体的选择以及营养物质的比例搭配。选用巴氏芽孢杆菌作为主要的微生物，采用固定化的方式将其固定于硅藻土中，其中最优掺量为水泥质量的 5% ~ 8%，微生物的最佳含量为 $10^8 \sim 10^9$ CFU/g 载体；营养物质选用尿素、酵母提取物以及磷酸二氢钾，并按照其质量比 10 : 2 : 1 进行搭配，总的掺量为水泥质量的 3% ~ 5%。可以制备成缓释颗粒。

(3) 膨胀型自修复组分：选钙矾石型膨胀剂与聚丙烯酸钠复配体系。钙矾石型膨胀剂最佳掺量为水泥质量的 6% - 10%，膨胀率 2% - 3%；聚丙烯酸钠粒径 50 - 100 μm ，吸水膨胀率 ≥ 300 倍，最佳掺量为水泥质量的 2% - 3%。加少量石膏（最佳掺量为水泥质量的 1% - 2%）可提升协同效果。

(4) 复合自修复体系：单一自修复体系有局限性，构建“胶囊型 + 结晶型 + 膨胀型”复合自修复体系，各组分协同修复不同尺度裂缝。经过试验，复合体系中各组分配合比（水泥的质量分数）为：脲醛树脂微胶囊（环氧树脂 + 聚酰胺固化剂芯材）8%-10%、微米级碳酸钙 5%-7%、硅灰 3%-4%、钙矾石型膨胀剂 6%-8%、聚丙烯酸钠 2%-3%、聚羧酸系分散剂 0.5%-0.8%、有机膦酸盐缓凝剂 0.3%-0.5%、羟乙基纤维素降滤失剂 0.2%-0.3%，水灰比 0.42-0.45^[4]。

4 自修复水泥浆体系性能评价

4.1 常规性能评价

自修复水泥浆常规性能是固井施工基础，评价指标含

流动性、凝结时间、滤失量、抗压强度等，试验按《油井水泥试验方法》(GB/T 19139-2012)进行。

流动性采用维卡仪测定，复合自修复水泥浆初始流动度 $\geq 220\text{mm}$ ，30min流动度 $\geq 200\text{mm}$ ，由于聚羧酸系分散剂的作用能满足泵送的需求；凝结时间也采用维卡仪来测定，在井下 80°C 和 15MPa 的条件下，初凝 $\geq 4\text{h}$ ，终凝 $\leq 12\text{h}$ ，以确保泵送和固化；滤失量使用滤失仪进行测试，API滤失量 $\leq 10\text{mL}/30\text{min}$ ，高温高压(80°C 和 15MPa)滤失量 $\leq 30\text{mL}/30\text{min}$ ，能降低地层污染程度。抗压强度采用压力试验机测定，在温度为 80°C 、压力为 15MPa 养护条件下，其24h抗压强度 $\geq 15\text{MPa}$ 、72h抗压强度 $\geq 25\text{MPa}$ 、28d抗压强度 $\geq 35\text{MPa}$ ，自修复组分提高了水泥石的致密性和长期抗压强度。

4.2 自修复性能评价

4.2.1 裂缝愈合效率评价

以裂缝愈合效率为评价指标，采用三点弯曲试验制作带有裂缝的水泥石试样，裂缝宽度为 $0.1 \sim 0.5\text{mm}$ ，模拟微裂缝；将试样置于模拟井下的环境中(温度 80°C ，压力 15MPa ，水基介质)养护，在不同的养护时间内对试样进行显微镜观测及抗弯拉强度的恢复率测试。

实验结果表明，复合自修复水泥浆体系较单一体系具有优越性，在养护后第1天， $0.1 \sim 0.2\text{mm}$ 裂缝基本愈合，其抗弯强度恢复率达到60%以上；在第3天， $0.3 \sim 0.4\text{mm}$ 裂缝愈合达到80%，恢复率达到75%以上；在第7天， 0.5mm 的裂缝基本愈合，恢复率达到90%以上；在第14天，恢复率接近100%，裂缝被修复为一个密实的表面。

4.2.2 界面黏结强度评价

用拉拔试验评价自修复水泥浆与套管、地层岩石黏结强度。制备套管-水泥浆-岩石复合试样，页岩岩心模拟储层， 80°C 、 15MPa 养护28天测黏结强度，界面产生微裂缝后再养护，测不同时间黏结强度恢复率。

结果表明，未裂缝时，与套管黏结强度 $\geq 3.5\text{MPa}$ ，与页岩岩心 $\geq 2.5\text{MPa}$ 。裂缝后，3天恢复率超65%，7天超85%，14天超95%，说明能修复界面裂缝与微环空。

4.2.3 密封性评价

采用自制装置模拟页岩气水平井固井界面密封环境，测自修复水泥浆体系裂缝前后及修复后的气体渗透试验以温度 80°C 、压力 15MPa 、氮气为介质，控制裂缝宽度在 $0.2 \sim 0.4\text{mm}$ ，测试复合自修复水泥浆体系气体渗透率以评价密封性。结果表明，未裂缝时，体系气体渗透率 \leq ，致密性和密封性好；裂缝形成后，渗透率快速升高到以上，密封性能被破坏。模拟井下条件养护7d后，渗透率下降到以下，14d恢复到未裂缝水平，说明自修复体系能够修复裂缝、恢复密封性、阻止气窜的发生^[5]。

5 自修复水泥浆体系在页岩气水平井中的适配性分析

5.1 适配页岩储层特性

页岩储层脆性大、易破裂、水敏性强，钻井易致井壁坍塌等问题，固井后界面易现微裂缝。复合自修复水泥浆体系柔韧性与自修复能力良好，弹性模量略低于传统水泥浆，能适应应力变化、减少裂缝；裂缝产生时可快速修复，避免地层流体窜流，保护储层完整性。

5.2 适配水平井固井工况

页岩气水平井水平段长、水泥浆泵送距离长、对流动性及稳定性要求高。复合自修复水泥浆体系经过优化后，具有良好的流变性和稳定性，30min流动度损失低，可以泵送至水平段的任意位置；凝结时间可控，在满足长泵送时间的同时防止早期凝结或凝固速度太慢等问题的发生。

5.3 适配井下复杂环境

页岩气水平井井下环境复杂，温度、压力高，地层水含盐量高，对水泥浆耐温耐盐性要求高。复合自修复水泥浆体系组分耐温耐盐性能好，能在 $80 \sim 120^\circ\text{C}$ 、 $15 \sim 20\text{MPa}$ 下性能稳定；在高含盐地层水中，自修复组分反应活性不受影响，可正常发挥作用。

6 结语

针对页岩气水平井固井界面自修复水泥浆体系的研究，本文基于对自修复机理、组分配伍等方面的研究，得到以下结论：(1) 结晶型、胶囊型等4类自修复机理各有利弊，复合自修复机理能实现优势互补；(2) “胶囊型+结晶型+膨胀型”的复合自修复水泥浆体系能够：一是经过组分优选，在满足水平井固井常规性能的基础上具有较好的自修复功能，能够有效修复 $0.1 \sim 0.5\text{mm}$ 裂缝，养护14d后抗弯及界面黏结强度恢复率高，密封性提高；二是复合体系稳定性和匹配性较好，适用于页岩气水平井工况条件，并可解决固井界面上密封性失效的问题。

参考文献

- [1] 李小林,辛霞,张呈星,等. 渝西地区超深水平井长封固段固井技术实践——以Z203H2-1井为例[J].石油地质与工程,2025,39(06):117-120.
- [2] 李嘉豪.压裂工况下套管强度安全性分析及软件研发[D].西安石油大学,2025.
- [3] 李霄.长宁页岩气井套管变形的数值模拟研究[D].西安石油大学,2025.
- [4] 尹奥博,李军,连威,等.页岩气水平井套管变形机理及控制方法研究进展[J].新疆石油天然气,2025,21(01):50-60.
- [5] 纪成成.页岩气井多级压裂过程中地应力变化及套管变形研究[D].内蒙古科技大学,2024.