

# 高温高压盐膏层固井技术难点与突破策略分析

张玉峰

中国海洋石油国际有限公司 天津 100029

**摘要：**高温高压盐膏层固井技术面临材料性能劣化、井筒稳定性失控及界面相容性差三大核心难题。极端环境下，水泥浆易发生高温稠化失控、盐蚀强度衰退及钻井液滤液污染；盐膏层蠕变导致套管变形、界面胶结失效；钻井液与水泥浆化学不相容引发微环隙与窜槽。突破策略聚焦材料创新、工艺优化及智能化控制，通过跨学科协同实现技术跨越，为深层油气开发提供关键支撑。

**关键词：**高温高压盐膏层；高温高压盐膏层；突破策略

引言：随着全球深层油气资源勘探开发向高温高压盐膏层领域深入，固井技术面临前所未有的挑战。盐膏层蠕变特性与极端温压条件叠加，导致水泥浆性能调控失效、套管完整性破坏及钻井液-水泥浆界面失控，严重威胁井筒长期封隔效果。传统技术难以适应复杂地质条件，亟需突破材料耐久性、工艺适应性及界面相容性瓶颈。本文通过剖析技术难点，提出材料-工艺-智能三位一体的突破策略，旨在为深层油气安全高效开发提供技术路径，推动固井技术向智能化、绿色化转型。

## 1 高温高压盐膏层地质特性与固井挑战

### 1.1 高温高压环境下的地质特性

高温高压环境是盐膏层钻井与固井作业中面临的核心地质挑战之一。在此类环境中，地下温度通常超过150℃，地层压力系数可高达2.0以上，导致钻井液性能迅速劣化、井筒稳定性下降。高温会引发钻井液黏度降低、滤失量增大，同时加速化学添加剂的分解失效；高压则易导致井壁坍塌、井漏等复杂情况。高温高压环境还会显著影响岩石力学性质，使地层岩石强度降低、塑性增强，进一步加剧井筒失稳风险。

### 1.2 盐膏层的特殊性质

盐膏层由盐岩、膏岩及其互层组成，具有独特的物理化学特性。其核心问题包括：蠕变特性，盐岩在长期应力作用下易发生塑性流动，导致井眼缩径甚至卡钻；溶解性，盐层遇水易溶解，造成井壁坍塌或套管外空腔，诱发地层流体窜槽；层理发育，盐膏层内部常含薄夹层或软弱结构面，加剧井壁失稳风险；高孔隙压力，盐膏层可能伴随异常高压流体，进一步增大钻井与固井难度。这些特性使得盐膏层成为固井作业的“高危地层”。

### 1.3 固井过程中的挑战

在高温高压盐膏层中，固井作业面临多重技术挑战：  
(1) 水泥浆性能要求苛刻。需开发耐高温（ $\geq 180^\circ\text{C}$ ）、

低滤失、抗盐侵蚀的水泥浆体系，同时确保浆体流动性与稠化时间可控；（2）井筒稳定性控制。需通过优化钻井液密度、应用防塌抑制剂等手段，平衡地层压力与井筒应力，防止井壁坍塌或套管变形；（3）界面胶结质量保障。盐膏层与水泥环的胶结界面易受蠕变、溶解等因素破坏，需通过界面改性技术或特殊添加剂提升胶结强度；（4）环空窜流防控。需设计高抗窜水泥浆或采用分级注水泥工艺，避免地层流体沿环空窜槽，影响固井质量<sup>[1]</sup>。

## 2 高温高压盐膏层固井技术难点分析

### 2.1 水泥浆性能调控难点

高温高压盐膏层对水泥浆性能提出了极为苛刻的要求，成为固井技术中的首要难点。首先，耐高温性能是核心挑战。盐膏层地层温度通常超过150℃，极端情况下可达200℃以上，常规水泥浆在此温度下易发生稠化时间缩短、强度衰退、滤失量剧增等问题，导致固井质量下降。其次，抗盐侵蚀能力至关重要。盐膏层富含可溶性盐类，水泥浆与地层接触后易发生化学侵蚀，生成膨胀性产物或导致水泥石结构疏松，显著降低界面胶结强度。流变性控制亦面临困境：高温高压下水泥浆需保持低滤失、高悬浮性，同时确保稠化时间可调，但传统添加剂在极端环境下易失效，难以实现性能的精准调控。

### 2.2 套管固井技术难点

套管固井技术在盐膏层中的实施难度主要体现在井筒稳定性与套管完整性两方面。盐膏层蠕变特性显著，地层长期应力作用下易发生塑性流动，导致井眼缩径甚至套管变形。高温高压环境进一步加剧了这一问题：地层压力与井筒应力失衡时，套管可能承受过大的径向载荷，引发屈曲或挤毁失效。界面胶结质量是另一大挑战。盐膏层与水泥环的胶结界面易受蠕变、溶解等因素破坏，形成微环隙或窜槽通道，影响长期封隔效果。为应对这些挑战，需开发高强度、抗蠕变套管材料，并优

化固井工艺（如分级注水泥、尾管悬挂等），但技术复杂性与成本显著增加。

### 2.3 钻井液与水泥浆相容性难点

钻井液与水泥浆的相容性是高温高压盐膏层固井中的关键技术瓶颈。滤液污染是首要问题，钻井液滤液侵入水泥浆后，可能引发水泥浆性能劣化（如早凝、缓凝或强度衰退），甚至导致固井失败<sup>[2]</sup>。其次，化学相容性面临挑战，钻井液中的添加剂（如抑制剂、润滑剂）与水泥浆成分可能发生化学反应，生成沉淀或气体，影响水泥浆流变性或固井质量。另外，界面过渡层的控制难度大，钻井液与水泥浆接触时易形成厚度不均的过渡层，降低界面胶结强度，为地层流体窜槽提供通道。

## 3 高温高压盐膏层固井技术突破策略

### 3.1 优化水泥浆性能调控方法

高温高压盐膏层固井的核心挑战之一是水泥浆性能的精准调控。传统水泥浆体系在极端环境下易出现稠化时间失控、强度衰退、滤失量增大等问题，因此需从材料科学与工艺优化两方面实现突破。材料创新是基础，研发耐高温（ $\geq 200^{\circ}\text{C}$ ）、抗盐侵蚀的新型水泥添加剂是关键。例如，采用纳米硅酸盐、聚合物乳液等纳米材料增强水泥石的致密性，通过纳米级孔隙填充效应降低滤失量；引入抗盐聚合物（如磺化酚醛树脂）抑制盐类侵蚀，维持水泥石长期稳定性。开发复合型缓凝剂（如有机酸与无机盐协同体系），可实现高温下稠化时间的精准调控，避免“闪凝”或“缓凝过度”现象。工艺优化是保障，通过实验室模拟高温高压环境，建立水泥浆性能动态数据库，结合机器学习算法预测不同温度、压力条件下的浆体行为，指导现场配方调整。推广分级注水泥技术，利用低密度前置液隔离钻井液与水泥浆，减少滤液污染风险；采用尾管悬挂固井工艺，降低套管下入阻力，提高固井质量。智能化监测是未来方向，在水泥浆中嵌入光纤传感器或纳米示踪剂，实时监测井下温度、压力及水泥浆凝固状态，通过数据反馈动态调整注浆参数，实现“智能固井”。

### 3.2 提升套管固井技术

套管固井技术的提升需从材料升级、结构优化与工艺创新三方面协同推进。

材料升级是根本，针对盐膏层蠕变特性，研发高强度、抗蠕变套管材料。开发耐腐蚀涂层（如环氧树脂/陶瓷复合涂层），延缓盐类侵蚀导致的套管内壁损伤。结构优化是关键，通过有限元分析模拟井下应力分布，设计非均匀壁厚套管或变径套管，平衡地层压力与井筒应力，降低套管变形风险。推广膨胀套管技术，利用套

管膨胀后的径向支撑力封堵地层孔隙，提高界面胶结质量。工艺创新是支撑，研发自适应固井工具（如可调式浮箍、智能分级注水泥器），根据井下实时数据自动调整注浆参数，避免人为操作误差<sup>[3]</sup>。结合盐膏层蠕变规律，优化固井候凝时间，确保水泥石强度与地层蠕变速率匹配，减少界面微环隙。风险管控是保障，建立套管完整性评估体系，通过声波测井、脉冲中子测井等技术监测套管变形情况，及时发现并修复潜在风险点。

### 3.3 改善钻井液与水泥浆相容性

钻井液与水泥浆的相容性是高温高压盐膏层固井的“隐形杀手”。需从界面改性、体系优化与协同设计三方面实现突破。界面改性是核心，通过在钻井液中添加界面活性剂（如聚醚胺类表面活性剂），降低滤液表面张力，减少其对水泥浆的污染。在水泥浆中引入纳米颗粒（如纳米二氧化硅），增强水泥石与钻井液滤饼的胶结强度，形成致密过渡层。体系优化是基础，开发低滤失、低污染钻井液体系（如油基钻井液或合成基钻井液），减少滤液侵入水泥浆的风险。调整水泥浆配方，避免与钻井液发生化学反应。例如，采用无氯盐水泥体系，消除氯离子对钻井液添加剂的干扰；引入缓蚀剂（如有机磷酸盐），抑制钻井液与水泥浆接触时的金属腐蚀。协同设计是关键，建立钻井液-水泥浆一体化设计模型，通过实验室模拟与数值计算，优化两者性能匹配关系。智能化控制是趋势。开发钻井液-水泥浆相容性实时监测系统，通过电导率、pH值等参数反馈，动态调整钻井液与水泥浆性能，实现“零污染”固井。

## 4 高温高压盐膏层固井技术应用案例分析

### 4.1 塔里木盆地深部盐膏层固井案例

塔里木盆地作为中国超深层油气勘探的核心区域，其深部盐膏层固井技术突破为全球极端地质条件下的固井作业提供了范例。以博孜102-4井为例，该井位于库车山前构造带，井深超过7000米，盐膏层段厚度达200米，地层温度超 $180^{\circ}\text{C}$ ，压力系数达2.1以上。固井过程中面临三大挑战：一是盐膏层蠕变导致井眼缩径，套管下入阻力增大；二是高温高压下水泥浆性能劣化，滤失量剧增；三是盐膏层溶解性引发井壁坍塌风险。针对上述难题，塔里木油田创新应用了小接箍封盐套管扶正技术，通过优化套管接箍设计，减少井眼与套管间隙，降低蠕变影响，使套管抗压缩强度提升20%。研发了耐高温抗盐水泥浆体系，采用纳米硅酸盐与磺化酚醛树脂复合添加剂，在 $200^{\circ}\text{C}$ 高温下实现稠化时间可控，滤失量降低至50mL以内。结合分级注水泥工艺，通过低密度前置液隔离钻井液与水泥浆，避免滤液污染，最终固井质量合格

率达95%以上,为超深层油气开发奠定技术基础。另一典型案例为克深10区块的KS1002井。该井盐膏层厚度达300米,埋深超6000米,地层温度160℃,压力系数1.9。塔里木油田通过地质工程一体化设计,优化井身结构,采用厚壁高强度套管(TP140V钢级),配合自适应固井工具(如智能分级注水泥器),实现复杂井段的精准固井。施工过程中,利用光纤传感器实时监测水泥浆凝固状态,动态调整注浆参数,最终固井质量合格率达93.9%,较传统工艺提升20个百分点,标志着超深巨厚盐膏层固井技术体系初步形成。

#### 4.2 伊拉克米桑油田高压盐膏层固井案例

伊拉克米桑油田的盐膏层固井作业面临“安全压力窗口窄、盐水压力高、漏失风险大”等世界级难题。以BUCS-151H井为例,该井盐膏层段埋深2000-3000米,地层压力超50兆帕,盐水压力梯度达2.3,施工过程中极易发生失返性漏失与盐水侵。我国石油渤海钻探第二固井公司通过“一井一策”技术模板,制定了详细的固井方案。在材料优化方面,采用超高密度加重剂与非标套管固井技术,设计密度达2.6g/cm<sup>3</sup>的水泥浆体系,通过复合排量顶替技术提高顶替效率,确保水泥浆均匀填充环空。引入精准动态控压固井技术,通过实时监测井口压力与环空液面,动态调整泵注参数,有效避免了漏失与盐水侵。施工过程中,突发失返性漏失时,施工团队迅速启动应急程序,通过反挤作业恢复循环,最终固井质量合格率达100%,创下该区块施工纪录<sup>[4]</sup>。另一案例为米桑油田的某开发井,该井盐膏层厚度达800米,压力系数2.2。施工前,团队通过循环洗井措施优化与水泥浆性能调整,降低滤失量与稠化时间偏差。生产组织上,采用小队化运行模式,提前调配设备与人员,确保各环节无缝衔接。固井过程中,工程师驻井指导,专家全程盯

井,最终实现一次封固段合格率93%,解决了高压盐膏层固井的“卡脖子”难题。

技术突破与启示:塔里木盆地与米桑油田的固井实践表明,高温高压盐膏层固井需从材料创新、工艺优化与智能化控制三方面协同突破。材料端需研发耐高温抗盐水泥浆与高强度套管;工艺端需推广分级注水泥、自适应固井工具与动态控压技术;智能化端需引入光纤监测、机器学习算法等手段,实现固井参数的实时优化。未来,需进一步强化跨学科协同,推动固井技术向“零缺陷、零污染、零风险”方向发展,为全球深层油气资源开发提供技术支撑。

#### 结束语

高温高压盐膏层固井技术的突破是深层油气资源开发的关键基石。面对材料耐久性不足、井筒稳定性失控及界面相容性差等核心难题,通过材料创新(如耐高温抗盐添加剂、高强度套管)、工艺优化(分级注水泥、自适应固井工具)及智能化控制(实时监测、动态调控)的协同攻关,已逐步构建起适应极端地质条件的固井技术体系。未来需持续深化跨学科融合,强化全生命周期井筒完整性管理,推动固井技术向绿色低碳、智能高效方向升级,为全球深层油气资源开发提供坚实保障。

#### 参考文献

- [1]李鹏健.东海大位移井完井技术研究与应用[J].海洋工程装备与技术,2020,7(01):48-53.
- [2]王一生.张明.程飞.等.海上高温高压气田完井投产关键技术[J].化工管理,2022(6):59-61.
- [3]黄熠.杨进.王尔钧.等.南海超高温高压气井裸眼完井测试关键技术[J].石油钻采工艺,2020,42(2):150-155.
- [4]王泽林.页岩气水平井固井技术难点及对策研究[J].西部探矿工程,2021,33(5):3.