

# 挤灰封堵施工中不同封堵剂在高温高压条件下流变性稳定性研究

杨金龙

辽河工程技术分公司修井技术服务大队

DOI : 10.12238/jpm.v6i3.7800

**[摘要]** 在油气井封堵施工中，挤灰技术作为一种有效的封堵方法，广泛应用于复杂井况的封堵作业中。本文针对不同类型的封堵剂，在高温高压条件下的流变性及其稳定性进行实验研究，通过对多种封堵剂的流变特性进行测试，分析其在高温高压环境下的黏度变化、屈服应力以及剪切稀化行为，结果表明，封堵剂的组成与流变性表现密切相关。高温条件下，部分封堵剂表现出较好的流变稳定性，适合应用于深井封堵作业，而部分封堵剂在高压条件下存在显著的流变性劣化现象，不利于长时间封堵效果的维持。

**[关键词]** 挤灰封堵施工；封堵剂；高温高压；流变性稳定性

Study on the rheological stability of different plugging agents under high temperature and high pressure in ash plugging construction

Yang Jinlong

Liaohe Engineering Technology Branch

**[Abstract]** In the construction of oil and gas well plugging, ash squeezing technology, as an effective plugging method, is widely used in the plugging operation of complex well condition. In this paper, the rheology and stability under high temperature and high pressure are studied. By testing the rheological characteristics of various kinds of blocking agent, the viscosity change, yield stress and shear thinning behavior under high temperature and high pressure, and shows that the composition of plugging agent is closely related to the rheological performance. Under high temperature conditions, some plugging agents show good rheological stability, which is suitable for deep well plugging operation, while some plugging agents have significant rheological deterioration under high pressure conditions, which is not conducive to the maintenance of long-term plugging effect.

**[Key words]** extrusion ash plugging construction; plugging agent; high temperature and high pressure;

rheological stability

## 引言

挤灰封堵施工广泛应用于油气井封堵作业中,尤其在井下复杂条件下具有重要应用价值。高温高压环境对封堵剂的性能提出了更高要求,尤其是在深井和超深井中,封堵剂的流变性与稳定性直接影响封堵效果及施工安全<sup>[1]</sup>。然而,现有封堵剂在高温高压条件下的流变性研究较为有限,因此,深入研究封堵剂在极端工况下的流变性表现具有重要意义。

## 1. 实验部分

### 1.1 材料与设备

本实验选用三种常见的封堵剂,分别为A型水泥基封堵剂、B型树脂基封堵剂以及C型复合封堵剂。实验采用高温高压流变仪对封堵剂的流变性进行测试,模拟不同温度(80°C、120°C、150°C)和压力(20 MPa、50 MPa、80 MPa)下的工况。

### 1.2 实验方法

为了全面评估不同封堵剂在高温高压条件下的流变性变化,实验采用分阶段升温加压的方式,依次对封堵剂样品的黏度、屈服应力以及剪切稀化行为进行测定。

(1) 选取A型水泥基封堵剂、B型树脂基封堵剂以及C型复合封堵剂作为测试对象,并按照标准程序配制封堵剂样品。每种封堵剂的初始黏度通过常温常压条件下的基准测试确定。基准测试环境温度控制在25°C,压力为0.1 MPa,剪切速率范围设置为0.1 s<sup>-1</sup>至1000 s<sup>-1</sup>,确保能够涵盖封堵剂的低速流动和高速剪切工况。在此条件下,记录封堵剂的基础黏度曲线、屈服应力和剪切稀化行为,以提供后续对比参考。

(2) 实验采用高温高压流变仪逐步升温加压,模拟不同井下工况。温度设置为80°C、120°C、150°C三个典型井下温度点,分别代表中深井、高温井和超深井工况。压力则设定

为20 MPa、50 MPa、80 MPa,模拟从浅层到深层的压力环境。温度和压力的升高均按照每10°C或10 MPa的增量进行,升温升压速度控制在10°C/min和5 MPa/min,以避免样品剧烈变化导致测量误差。

在每个温度和压力条件下,测试封堵剂的流变参数,包括黏度、屈服应力和剪切稀化指数。

(1) 黏度测试: 每个温压条件下,通过控制剪切速率,从0.1 s<sup>-1</sup>逐步增至1000 s<sup>-1</sup>,记录黏度随剪切速率的变化情况。此过程确保封堵剂在低速和高速剪切条件下的流变行为均被捕捉到,特别是其在剪切速率较高时的稳定性表现<sup>[2]</sup>。

(2) 屈服应力测定: 在黏度测试的基础上,使用Bingham塑性流体模型,确定封堵剂开始流动的屈服应力值。屈服应力是评价封堵剂在井下环境中能否保持封堵性能的关键指标,反映了封堵剂抵抗外界应力的能力。

(3) 剪切稀化行为: 通过测定不同剪切速率下封堵剂的黏度变化,计算剪切稀化指数。剪切稀化行为是反映封堵剂在高剪切速率下流动性和稳定性的关键参数,直接关系到封堵剂在高压泵送条件下的可操作性和封堵效果<sup>[3]</sup>。

为确保实验结果的稳定性和重复性,每个温度和压力条件下均重复测试三次,取平均值。此外,每次实验前均对封堵剂样品进行预处理,确保其初始状态一致,避免外界因素干扰实验结果。在整个实验过程中,需要严格控制环境条件,特别是温度和压力的变化速率,保证数据的可靠性。

## 2 结果与讨论

### 2.1 不同温度下封堵剂的流变性变化

在80°C、120°C、150°C下,A型、B型、C型封堵剂的流变性存在显著差异。A型水泥基封堵剂的初始黏度为485

mPa·s, 随着温度升高, 黏度从 485 mPa·s 降至 386 mPa·s, 下降了 20.4%, 但在 150°C 时趋于稳定, 约为 372 mPa·s, 说明其在高温下形成了稳定结构, 适合长期封堵。B 型树脂基封堵剂的黏度下降更明显, 从 620 mPa·s 急剧下降至 150°C 时的 186 mPa·s, 无法维持结构稳定性。C 型复合封堵剂表现出较好的高温稳定性, 在 150°C 时黏度仅下降至 450 mPa·s, 适合高温井使用。

## 2.2 高压条件下封堵剂的流变稳定性

不同封堵剂在 20 MPa、50 MPa、80 MPa 高压条件下的流变稳定性也存在显著差异。A 型水泥基封堵剂在高压下的屈服应力表现出明显的增加趋势。从 20 MPa 的 12.6 Pa 上升至 50 MPa 的 19.4 Pa, 80 MPa 时进一步上升至 24.3 Pa。这表明水泥基材料在高压下被压缩后, 其内部颗粒之间的紧密排列增加了材料的屈服应力, 从而增强了其抗剪切能力, 使得 A 型封堵剂在高压井中的稳定性较好。相较之下, B 型树脂基封堵剂在高压条件下表现较为不理想。其屈服应力从 20 MPa 的 8.3 Pa 上升至 50 MPa 的 10.1 Pa, 但在 80 MPa 时却下降至 7.6 Pa, 且伴随着明显的黏度下降, 从 50 MPa 的 200 mPa·s 降至 80 MPa 的 110 mPa·s。这说明树脂基封堵剂在高压下的分子链遭到破坏, 产生剪切稀化现象, 导致其无法长期维持封堵效果。C 型复合封堵剂的屈服应力和黏度在高压条件下表现出较好的稳定性。其屈服应力从 20 MPa 的 14.1 Pa 增加至 80 MPa 的 22.7 Pa, 黏度则从初始的 540 mPa·s 略微下降至 500 mPa·s, 变化幅度较小, 说明复合封堵剂在高压环境下结构仍能保持良好的抗剪切能力。

## 2.3 流变性对封堵效果的影响分析

通过实验结果可以看出, 封堵剂的流变性直接影响其在高温高压条件下的封堵效果。A 型水泥基封堵剂和 C 型复合封堵

剂在高温高压条件下均表现出较好的流变稳定性, 其屈服应力和黏度在极端条件下的变化幅度较小, 特别是在 150°C 和 80 MPa 的条件下仍能保持较高的抗剪切能力。因此, 这两种封堵剂适用于复杂井况下的长期封堵作业, 尤其是深井和超深井中, 可以有效维持封堵剂的结构稳定性, 防止封堵剂流失或封堵效果减弱。相比之下, B 型树脂基封堵剂在高温高压条件下表现出明显的劣化现象, 尤其是在 80 MPa 条件下的黏度和屈服应力急剧下降, 表现出较强的温压敏感性, 不适合在长时间高温高压作业中使用。因此, 对于 B 型封堵剂, 应优先应用于较低温度和较低压力的井况, 避免在极端环境中造成封堵失败的风险。

## 3 结论

通过对三种封堵剂在高温高压条件下的流变性和稳定性研究, 得出以下结论: A 型水泥基封堵剂和 C 型复合封堵剂在高温高压环境中表现出良好的流变稳定性, 适合用于深井封堵施工; B 型树脂基封堵剂在此环境中流变性显著劣化, 不适合长期使用。基于实验结果, 建议在今后的实际施工中优先选择流变性稳定的封堵剂, 并通过改进配方提升封堵剂在极端工况下的性能, 确保封堵效果的可靠性。

## [参考文献]

- [1]于继良, 鲍志东, 李海龙, 贺桃娥, 陈金, 李清, 周明. 高温裂缝性油藏凝胶封堵剂的性能评价[J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(02): 107-111.
- [2]杨倩云, 王宝田, 张高峰, 赵怀珍. 抗高温强封堵硬胶微泡沫钻井液构建技术[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(06): 721-727.
- [3]张德友. 挤灰封堵工艺技术研究及应用[J]. 科技传播, 2012, (01): 121.