

# 深层页岩油藏新型低伤害酸化压裂液体系研发与性能评价

蒋亮 叶飞 邹介南

中石化西南石油工程有限公司井下作业分公司 四川 德阳 618000

**摘要:** 深层页岩油藏岩石矿物复杂、孔隙结构特殊, 压裂液易对其造成伤害。本文针对此研发新型低伤害酸化压裂液体系, 遵循四大设计原则, 确定由基液等五大核心组分构成的配方。经性能评价, 该体系在基础工程、低伤害、高温高压适应性等方面表现优异, 较传统体系优势明显, 且与研究区现场条件高度匹配, 经济与环境效益显著, 为深层页岩油藏开发提供有力支撑。

**关键词:** 深层页岩油藏; 酸化压裂液; 体系研发; 性能评价

**引言:** 深层页岩油藏作为油气开发的重要接替资源, 其储层黏土矿物富集、孔隙连通性差的特性, 使传统压裂液易引发黏土膨胀、孔隙堵塞等问题, 严重制约开发效益。酸化压裂液的伤害控制已成为该类油藏高效改造的核心瓶颈。因此, 精准靶向储层伤害机理, 研发适配高温高压环境的低伤害酸化压裂液体系, 对突破开发技术瓶颈、提升油藏动用效率具有重要现实意义。

## 1 深层页岩油藏储层特征及压裂液伤害机理分析

深层页岩油藏储层特征独特: 岩石矿物组成复杂, 黏土矿物(以伊利石、伊蒙混层为主)含量高, 遇水易膨胀分散, 影响渗透率; 孔隙结构复杂, 以纳米-微米级孔隙为主, 连通性差、非均质性强, 流体流动阻力大、渗流规律复杂。压裂液对其伤害机理多样<sup>[1]</sup>: 滤失后水基成分与黏土水化, 致其膨胀、分散、运移, 堵塞孔隙裂缝; 化学添加剂(如破胶剂残留、表面活性剂)可能改变岩石润湿性, 阻碍原油流动; 高温高压下压裂液可能化学变化产生沉淀结垢; 压裂施工高压注入还可能造成机械压实伤害, 破坏孔隙结构。

## 2 新型低伤害酸化压裂液体系设计与配方研发

### 2.1 低伤害酸化压裂液体系核心设计原则

新型低伤害酸化压裂液体系以“精准适配储层、源头控制伤害、强化改造效能”为核心, 确立四大关键原则。一是储层适配性原则。针对高温高压低渗储层, 体系耐温需超 180℃, 170s<sup>-1</sup>剪切 120min 后黏度保持 30mPa·s 以上, 且用低矿化度基液匹配地层水, 降低黏土膨胀风险。二是低伤害优先原则。通过“抑制-降解-易返排”三重设计控伤害, 选高效黏土稳定剂使矿物膨胀率低于 5%, 用可完全生物降解聚合物基材, 破胶残渣含量低于 1%, 设计低黏度破胶液确保返排率超 90%。三

是协同增效原则。实现酸化与压裂功能协同, 酸液组分与压裂液基材兼容, 避免生成沉淀, 添加剂复配增强酸液溶蚀与压裂液携砂性能。四是环境经济性原则。可选降解环保材料, 生物降解率超 90%, 优化配方降关键添加剂用量, 成本较传统体系降 10%-15%。

### 2.2 体系组成与核心添加剂筛选优化

新型低伤害酸化压裂液体系由基液、酸液主体、黏土稳定剂、破胶剂及助排剂组成, 各组分经正交实验筛选优化。基液以改性胍胶为主要增稠剂, 分子链引入耐高温基团, 重均分子量控制在 $1.5 \times 10^6$ - $2.0 \times 10^6$ , 180℃下增稠性能良好; 复配0.1%-0.2%有机硼交联剂, 交联时间30-60s适配施工节奏。酸液主体为土酸与有机酸复配体系, 盐酸与氢氟酸比例3:1, 复配2%-3%甲酸抑制二次沉淀, 总酸浓度12%-15%, 兼顾溶蚀效率与防过度溶蚀<sup>[2]</sup>。黏土稳定剂采用聚季铵盐(分子量 $5 \times 10^4$ - $1 \times 10^5$ , 用量0.3%-0.5%)与1%-2%氯化钾复配, 黏土膨胀抑制率超 90%。破胶剂为过硫酸铵与生物酶复配, 4-6h协同破胶, 残渣含量0.8%-1.0%。助排剂选用0.05%-0.1%氟碳表面活性剂, 界面张力降至 $1 \times 10^{-3}$ mN/m以下, 提升返排效果。

### 2.3 新型低伤害酸化压裂液完整配方确定

通过单因素实验与正交实验组合优化, 最终确定新型低伤害酸化压裂液完整配方(质量分数): 基液为清水+0.4%-0.6%改性胍胶+0.15%-0.2%有机硼交联剂+0.05%-0.1%除氧剂; 酸液主体为12%-15%复配酸(盐酸9%-11%+氢氟酸3%-4%+甲酸2%-3%); 黏土稳定体系为0.3%-0.5%聚季铵盐+1%-2%氯化钾; 破胶体系为0.2%-0.3%过硫酸铵+0.01%-0.02%生物酶; 助排体系为0.05%-0.1%氟碳表面活性剂+0.03%-0.05%非离子表面活性剂。配方优化过程中, 以渗透率恢复率、黏度保留率、黏土

膨胀抑制率为核心评价指标,通过 $L_9(3^4)$ 正交实验确定各组分最优配比。验证实验表明,该配方在 $180^\circ\text{C}$ 、 $170\text{s}^{-1}$ 剪切120min后黏度为 $35\text{-}40\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,黏土膨胀抑制率 $92\%\text{-}95\%$ ,破胶后残渣含量 $0.8\%\text{-}0.9\%$ ,岩心渗透率恢复率达 $85\%\text{-}90\%$ ,较传统配方提升 $30\%\text{-}40\%$ 。通过配伍性实验验证,各组分混合后无分层、沉淀现象,pH值稳定在 $3\text{-}4$ ,适配研究区储层地质条件与施工要求。

### 3 新型低伤害酸化压裂液体系性能评价

#### 3.1 基础工程性能评价

新型低伤害酸化压裂液基础工程性能通过室内模拟实验系统评价,核心指标均优于传统体系。黏度性能方面,采用高温高压黏度计测试, $180^\circ\text{C}$ 、 $170\text{s}^{-1}$ 剪切条件下,初始黏度 $150\text{-}180\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,剪切120min后黏度保持 $35\text{-}40\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,黏度保留率达 $23\%\text{-}27\%$ ,较传统胍胶压裂液提升 $10\%\text{-}15\%$ ,满足高温下携砂需求。携砂性能评价采用可视化砂床实验,在 $180^\circ\text{C}$ 、闭合压力 $10\text{MPa}$ 条件下,支撑剂(20-40目陶粒)铺置浓度 $40\%\text{-}50\%$ ,砂床高度均匀,无砂团沉降现象,导流能力初始值达 $180\text{-}200\text{mD}\cdot\text{m}$ ,优于传统体系的 $100\text{-}150\text{mD}\cdot\text{m}$ 。滤失性能通过高温高压滤失仪测试,在 $180^\circ\text{C}$ 、滤失压力 $5\text{MPa}$ 条件下,120min滤失量为 $15\text{-}20\text{mL}$ ,滤失系数 $0.0015\text{-}0.002\text{mL}/(\text{min}^{1/2})$ ,较传统体系降低 $40\%\text{-}50\%$ ,有效减少地层污染。破胶性能测试表明,4-6h完全破胶,破胶液黏度 $0.008\text{-}0.01\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,界面张力 $1\times 10^{-3}\text{mN}/\text{m}$ 以下,符合现场返排要求,各项基础工程性能均适配深层页岩油藏施工需求。

#### 3.2 核心低伤害性能评价

采用岩心流动实验、微观表征及模拟返排实验,对新型压裂液核心低伤害性能进行系统评价。岩心渗透率恢复率实验选取研究区典型岩心样品,在 $180^\circ\text{C}$ 、模拟地层压力条件下,注入压裂液后进行返排,渗透率恢复率达 $85\%\text{-}90\%$ ,其中有机质富集区渗透率恢复率 $85\%\text{-}88\%$ ,脆性矿物富集区达 $88\%\text{-}90\%$ ,较传统压裂液( $40\%\text{-}60\%$ )提升显著<sup>[3]</sup>。微观伤害评价通过扫描电镜与CT扫描发现,体系作用后储层孔隙喉道保持畅通,黏土矿物膨胀率降至 $5\%$ 以下,无明显固相颗粒堵塞,孔隙结构完整性良好,孔隙度降幅仅 $2\%\text{-}3\%$ 。黏土稳定性实验采用离心法测试,黏土膨胀体积较清水降低 $90\%$ 以上,长期浸泡7天后无二次膨胀现象。返排模拟实验表明,返排率达 $92\%\text{-}95\%$ ,返排液中固相残渣含量 $0.8\%\text{-}1.0\%$ ,远低于传统体系的 $5\%\text{-}8\%$ ,且返排液中无明显沉淀生成,进一步验证了体系低伤害特性,从微观到宏观均实现了对储层伤害的有效控制。

#### 3.3 高温高压适应性评价

针对研究区高温高压储层条件,通过模拟地层环境的系列实验,验证新型压裂液的适应性。高温稳定性实验在 $180^\circ\text{C}$ 烘箱中老化72h后,体系无分层、沉淀,黏度保留率达 $85\%$ 以上,交联结构稳定,较传统体系(老化后黏度保留率 $50\%\text{-}60\%$ )提升明显。高压剪切实验在 $20\text{MPa}$ 压力、 $170\text{s}^{-1}$ 剪切速率下,120min后黏度仍保持 $30\text{-}35\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,满足携砂要求,表明体系在高压下具有良好的抗剪切性能。高温酸岩反应实验显示, $180^\circ\text{C}$ 下酸岩反应速率稳定,反应时间较传统酸液延长 $30\%\text{-}40\%$ ,有效扩大酸蚀裂缝范围,酸蚀裂缝宽度均匀,无过度溶蚀导致的裂缝壁面坍塌现象。高温破胶实验表明, $180^\circ\text{C}$ 下破胶时间仍可控制在4-6h,破胶彻底且无二次交联现象。通过高温高压动态伤害实验,在 $180^\circ\text{C}$ 、 $30\text{MPa}$ 条件下,岩心渗透率恢复率仍达 $82\%\text{-}85\%$ ,证明体系在研究区高温高压环境下具有优异的适应性和稳定性。

#### 3.4 性能综合对比与优势分析

将新型低伤害酸化压裂液与传统胍胶压裂液、常规土酸压裂液进行多维度性能对比,凸显其显著优势。基础性能方面,新型体系 $180^\circ\text{C}$ 剪切120min后黏度 $35\text{-}40\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,分别较传统胍胶体系( $20\text{-}25\text{mPa}\cdot\text{s}$ )、常规土酸体系( $15\text{-}20\text{mPa}\cdot\text{s}$ )提升 $75\%$ 和 $133\%$ ;滤失量 $15\text{-}20\text{mL}$ ,较两者( $30\text{-}40\text{mL}$ 、 $40\text{-}50\text{mL}$ )分别降低 $50\%$ 和 $62.5\%$ 。核心伤害性能上,渗透率恢复率 $85\%\text{-}90\%$ ,传统胍胶体系为 $40\%\text{-}60\%$ ,常规土酸体系为 $30\%\text{-}50\%$ ,新型体系提升幅度超 $50\%$ ;黏土膨胀抑制率 $92\%\text{-}95\%$ ,较传统体系( $50\%\text{-}60\%$ )提升 $60\%$ 以上。高温高压适应性方面, $180^\circ\text{C}$ 老化后黏度保留率 $85\%$ 以上,传统体系不足 $60\%$ ; $30\text{MPa}$ 下渗透率恢复率 $82\%\text{-}85\%$ ,传统体系仅 $30\%\text{-}45\%$ 。经济与环境效益方面,新型体系材料成本较传统胍胶体系降低 $10\%\text{-}15\%$ ,破胶液生物降解率达 $90\%$ 以上,传统体系不足 $50\%$ 。综合来看,新型体系在高温稳定性、低伤害性、经济性等方面均展现突出优势,适配深层页岩油藏开发需求。

### 4 新型压裂液体系现场应用潜力分析与展望

#### 4.1 现场应用条件匹配性分析

新型低伤害酸化压裂液体系与研究区现场应用条件高度匹配,从地质、设备、工艺三方面验证适配性。地质适配性上,体系耐温 $180^\circ\text{C}$ 、耐压 $30\text{MPa}$ 以上,完全覆盖储层 $120\text{-}180^\circ\text{C}$ 温度及 $1.2\text{-}1.8$ 压力系数区间;针对孔隙度 $2.5\%\text{-}6.0\%$ 、渗透率低于 $0.01\text{mD}$ 的低孔低渗特征,其低滤失、易返排特性可有效降低储层污染。施工设备适配性方面, $30\text{-}60\text{s}$ 的交联时间与常规混砂车搅拌速率、输

砂能力匹配,无需改造现有压裂机组及混配设备;稳定的黏度变化规律适配连续油管5-10m<sup>3</sup>/min的施工排量,满足大规模压裂需求。施工工艺适配性上,体系兼容滑溜水携砂、分段压裂等主流工艺,通过调整酸液浓度和交联剂用量可适配不同裂缝发育程度储层;针对水平井分段压裂,破胶后低黏度特性便于分段返排,规避段间污染,与现场水平井开发工艺高度契合,为现场推广奠定坚实基础。

#### 4.2 经济与环境效益评估

新型体系的经济与环境效益经成本核算、增产预测及环保测试综合评估,优势显著。经济效益上,直接成本通过添加剂配比优化降低,关键组分改性胍胶用量较传统胍胶减少30%-40%,整体材料成本降低10%-15%;施工成本因滤失量低减少15%-20%压裂液用量,且返排效率高缩短2-3天返排周期,单井施工成本降低8%-12%。增产方面,结合室内实验及相似区块类比,单井产量预计提升30%-50%,稳产期延长6-12个月,单井新增经济效益超200万元。环境效益上,采用可生物降解改性胍胶及环保添加剂,生物降解率达90%以上(传统体系不足50%);破胶液pH接近中性、COD低于500mg/L,满足污水排放标准可直接回注或排放;残渣含量低使固体废物排放量减少80%以上,实现开发与环保协同,具备双重效益。

#### 4.3 现场试验方案设计建议

为高效推广新型体系,设计“单井试点-多井验证-规模推广”三步方案。单井试点阶段,选研究区1-2口3500-4000m、储层参数达区域平均水平的直井,优化排量5-8m<sup>3</sup>/min、砂比30%-40%等施工参数,实时监测

体系性能,跟踪返排数据,评价增产效果。多井验证阶段,在试点成功后选5-8口水平井,覆盖不同储层温压及岩性条件,重点验证分段压裂工艺适配性,对比不同施工参数改造效果,建立“储层-施工-增产”关联模型<sup>[4]</sup>。规模推广阶段,制定标准化施工手册,涵盖材料配比、混配流程及质量控制;开展现场技术培训;建立长效跟踪机制,对推广井进行1-2年产量监测与储层伤害评估,持续优化参数,为同类储层压裂提供支撑。

#### 结束语

新型低伤害酸化压裂液体体系研发成果显著,通过精准适配储层特征与伤害机理,实现了性能的全方位优化。其不仅在实验室测试中展现出卓越的基础工程性能、低伤害特性及高温高压适应性,更在现场应用条件匹配性、经济与环境效益评估中脱颖而出。未来,通过科学合理的现场试验方案推广应用,有望推动深层页岩油藏高效开发,实现经济效益与环境保护的双赢。

#### 参考文献

- [1]杨兆中,彭擎东,王振普,李小刚,朱静怡,秦杨.微胶囊固体酸酸化压裂技术应用及展望[J].特种油气藏,2023,30(03):1-8.
- [2]张俊杰.海上石油增产增注中的油藏压裂与酸化技术优化研究[J].中国石油和化工标准与质量,2024,44(03):193-195.
- [3]赵靖雯,杨江,马诚.缓蚀剂和无机盐对黏弹性表面活性剂流变性能的影响[J].应用化工,2023,52(03):775-778.
- [4]刘阳.关于油田压裂增产改造工艺技术的分析[J].清洗世界,2022(05):193-195.