

低成本平衡压井液性能评价及关键影响因素研究

漆国斌¹, 陈伟¹, 李子欣², 赵益霏^{2*}

¹中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业公司, 陕西 西安

²陕西省油气田环境污染控制技术与储层保护重点实验室, 陕西 西安

收稿日期: 2026年8月5日; 录用日期: 2026年9月4日; 发布日期: 2026年9月21日

摘要

为满足油气田低成本、高性能压井作业需求, 以低成本平衡压井液为对象, 系统开展了岩心渗透率与滤失量性能评价, 并考察密度、温度、膨润土类型及稠化剂种类等关键因素的影响。结果表明, 该压井液岩心渗透率损害率仅1.56%~14.73%, 滤失量7.0~51.0 mL, 综合性能良好, 且较常规锌盐加重体系具有显著的成本优势。密度升高加剧渗透率损害, 温度对滤失呈非线性调控作用。优选配方动塑比最高达1.61, 密度可调范围1.5~1.7 g/cm³, 具备良好剪切稀释性、悬浮稳定性和储层保护能力。本研究为低成本平衡压井液配方优化与现场应用提供了实验依据。

关键词

低成本, 平衡压井液, 岩心渗透率, 滤失

Research on Performance Evaluation and Key Influencing Factors of Low Cost Balanced Well Killing Fluid

Guobin Qi¹, Wei Chen¹, Zixin Li², Yifei Zhao^{2*}

¹China Petroleum Group Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd, Xi'an Shaanxi

²Key Laboratory of Environmental Pollution Control Technology and Reservoir Protection for Oil and Gas Fields in Shaanxi Province, Xi'an Shaanxi

Received: August 5, 2026; accepted: September 4, 2026; published: September 21, 2026

*通讯作者。

文章引用: 漆国斌, 陈伟, 李子欣, 赵益霏. 低成本平衡压井液性能评价及关键影响因素研究[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(3): 500-507. DOI: 10.12677/jogt.2026.483054

Abstract

To satisfy the demands of low-cost and high-performance well killing operations in oil and gas fields, a low-cost balanced well killing fluid was taken as the research subject. Systematic performance evaluations including core permeability and fluid loss were carried out, and the influences of key factors such as fluid density, temperature, bentonite type and thickener category were investigated. The experimental results reveal that the core permeability damage rate of the well killing fluid ranges from 1.56% to 14.73%, with fluid loss controlled between 7.0 mL and 51.0 mL, demonstrating good comprehensive performance with a significant cost advantage over conventional zinc-salt weighted systems. Increasing fluid density aggravates core permeability damage, while temperature exerts a nonlinear regulating effect on fluid loss. The optimized formulation achieves a maximum dynamic-plastic viscosity ratio of 1.61 with an adjustable density range of 1.5~1.7 g/cm³, and exhibits favorable shear thinning property, suspension stability and reservoir protection capacity. This study provides experimental support for formula optimization and field application of low-cost balanced well killing fluids.

Keywords

Low Cost, Balanced Well Killing Fluid, Core Permeability, Fluid Loss

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

压井液是油气井修井、压井、完井作业的核心工作液，其性能直接影响井筒安全、储层保护效果与作业成本[1]。随着油气田开发向低渗透、高温高压、复杂结构井方向发展，传统压井液普遍存在成本高、储层损害大、腐蚀严重、滤失失控等问题，难以满足高效安全作业需求[2][3]。低成本平衡压井液以水为基液，复配悬浮剂稠化剂、缓蚀剂、杀菌剂、氯化钙与密度调节剂，在控制原料成本的同时，实现密度可调、流变稳定、储层保护与防腐抗损的多重功能平衡，具备广阔的现场应用前景[4]。在油气田钻井与修井作业中，压井液是保障井筒压力平衡、防止井喷事故、维护井壁稳定的核心工作液，其性能直接决定了作业安全与油气井产能[5]。常规压井液体系普遍存在原材料成本高、储层损害严重、高温高压工况下流变性能失稳、对井下设备腐蚀速率快等问题，难以满足低成本、高效益、长寿命的油气开发需求[6]-[8]。平衡压井液凭借密度精准可控、流变性能稳定、储层保护效果好的优势，已成为国内外压井液技术的重要发展方向[5][9]。但目前针对低成本平衡压井液的配方优化、多因素耦合下的性能演变规律研究仍存在不足[10]-[12]，尤其缺乏对不同温度、密度条件下压井液综合性能的系统评价。值得注意的是，现场常用的锌盐加重压井液虽密度调节范围宽，但锌盐成本高昂且对储层存在潜在损害风险，经济性与保护性难以兼得。本研究以氯化钙与密度加重剂复配替代传统锌盐加重方案，在保证密度可调与流变稳定的前提下，着力降低材料成本。本研究开展了低成本平衡压井液的配方筛选与室内性能测试，系统分析了稠化剂类型与加量、加重剂种类、密度、温度等关键参数对压井液流变性能、储层保护能力、抑制性等核心指标的影响规律，最终筛选出综合性能优异、成本可控的平衡压井液配方体系，为现场工业化应用提供了实验支撑与理论指导。

2. 实验部分

2.1. 实验材料与仪器

2.1.1. 实验材料

新世纪型悬浮剂、高粘型悬浮剂、瓜胶、硼砂、氯化钙、密度加重剂、高密度加重剂、缓蚀剂、杀菌剂，均为工业级；实验用水为蒸馏水。

2.1.2. 实验仪器

六速旋转粘度计、高温高压滤失仪、岩心渗透率测试装置、电子密度计、恒温磁力搅拌器、电子天平。

2.2. 实验方法与评价标准

配方筛选阶段：设计不同稠化剂配方，分别考察单一组分悬浮剂、瓜胶 + 硼砂，以及多组分复配体系的流变性能，以动塑比为核心指标优选基础配方；在此基础上，加重实验，考察氯化钙、密度加重剂、高密度加重剂对体系流变性能与密度的调控规律，确定最终优化配方。

流变性能测试[13]：采用六速旋转粘度计测定压井液的表现粘度(AV)、塑性粘度(PV)、动切力(YP)，计算动塑比(YP/PV)，以此作为稠化剂配方筛选的核心评价指标。

岩心渗透率测试[14]：参照 SY/T 5336-2006《岩心分析方法》、SY/T 6540-2002《钻井液完井液损害油层室内评价方法》，测定压井液作用前后岩心渗透率变化，计算渗透率损害率，评价储层保护性能。

滤失量评价：按照 SY/T 5834-2014《低固相压井液性能指标及评价方法》，测定不同条件下压井液的滤失量(FL)，评价体系的滤失控制能力。

3. 结果与讨论

3.1. 压井液配方筛选结果

3.1.1. 稠化剂流变性能筛选

以动塑比为核心评价指标，完成了不同类型、不同加量稠化剂的流变性能测试，核心测试结果见表 1、表 2，动塑比越高，表明体系的结构强度越强、剪切稀释性越好，越适配现场钻井作业的泵送与携屑需求；选取基础液为：水 + 0.8%缓蚀剂。

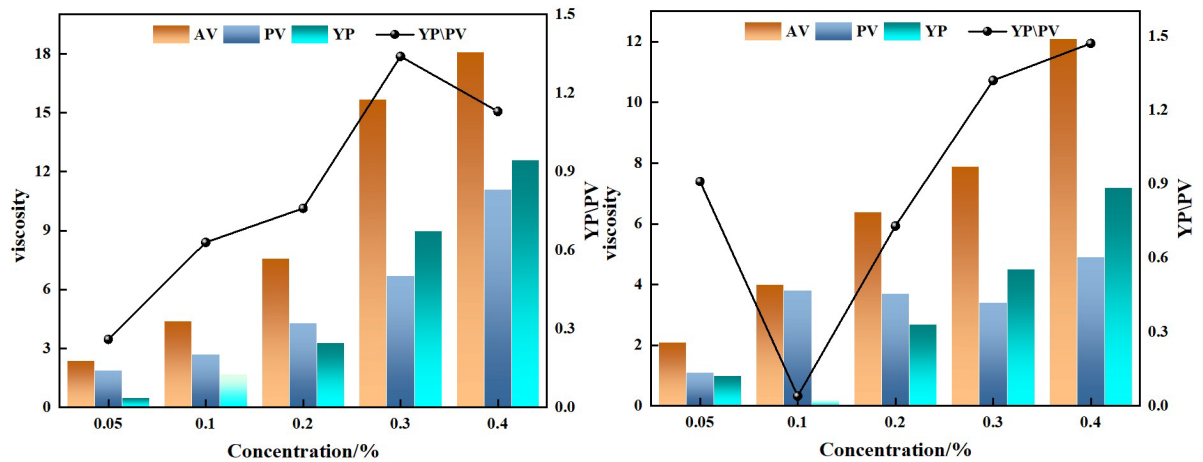


Figure 1. Rheological test results of different single-agent suspending agent systems (XSJ suspending agent on the left, GN suspending agent on the right)
图 1. 不同类型悬浮剂单剂体系流变性能测试结果(左为 XSJ 悬浮剂，右图为 GN 悬浮剂)



Figure 2. Sieve passing behavior of the formulation
图 2. 配方过筛通过效果

Table 1. Test results of optimal rheological properties for thickener compounding systems
表 1. 稠化剂复配体系最优流变性能测试结果

稠化剂配方	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV
0.4%瓜胶 + 0.01%硼砂	2.5	1.9	0.6	0.32
0.4%瓜胶 + 0.04%硼砂	14.3	7.6	6.7	0.88
0.4%瓜胶 + 0.045%硼砂	14.5	9.6	4.9	0.51
0.5%瓜胶 + 0.05%硼砂	5.1	3.4	1.7	0.49
0.5%瓜胶 + 0.055%硼砂	16.5	8.2	8.3	1.01
0.5%瓜胶 + 0.1%硼砂	11.0	5.1	5.9	1.16
0.3% XSJ 悬浮剂 + 0.1%瓜胶	21.2	9.7	11.5	1.19
0.3%GN 悬浮剂 + 0.1%瓜胶	15.3	5.9	8.9	1.56
0.3% XSJ 悬浮剂 + 0.1%XN 悬浮剂	22.9	8.9	14.0	1.57
0.3%GN 悬浮剂 + 0.1%XN 悬浮剂	21.4	9.1	12.3	1.35
0.3%GN 悬浮剂 + 0.05% XSJ 悬浮剂	13.5	7.0	6.5	0.93
0.3%GN 悬浮剂 + 0.1% XSJ 悬浮剂	11.8	4.5	7.3	1.61

由图 1、图 2、表 1 可得悬浮剂体系的增粘效果与动塑比整体优于瓜胶 - 硼砂交联体系，随着悬浮剂加量从 0.05%逐步提升至 0.4%，两种悬浮剂体系的表现粘度均呈现持续上升趋势，而动塑比则表现出先快速升高后趋于平稳的变化规律：当加量低于 0.3%时，随着高分子聚合物浓度增加，体系内分子链间的相互作用逐渐增强，空间网状结构逐步形成，动塑比快速提升；当加量超过 0.3%后，体系已形成完整稳定的三维网状结构，动塑比增长放缓并趋于稳定。瓜胶 - 硼砂体系依赖硼酸根离子与瓜胶分子顺式羟基形成配位交联键，这种化学交联在剪切作用下易断裂且不可逆，因此其动塑比波动较大且静置后性能衰减明显。相比之下，XSJ 和 GN 型悬浮剂属于合成聚合物，通过分子链间的疏水缔合和氢键作用形成物理网状结构，剪切后结构恢复迅速，且耐温性更佳，这也是其动塑比整体高于瓜胶体系的内在原因。0.4%加量下 GN 悬浮剂体系的动塑比为 1.47，能够在低剪切速率下提供足够的静切力以悬浮固相加重材料，同时在高剪切速率下保持较低的流动阻力，有利于现场泵送作业。但其耐温稳定性弱于悬浮剂体系，静置后流变性能衰减更明显。

加入密度加重剂至饱和过程中，体系粘度、切力无明显变化，密度小幅提升，表明密度加重剂对基础配方的流变性能影响极小，可实现密度的精准调控；加入氯化钙至饱和时，体系表现粘度大幅提升，

动塑比显著降低，氯化钙在提升体系密度的同时，会对悬浮剂的增粘效果产生一定影响；密度加重剂与氯化钙复配加入至饱和后，体系表观粘度进一步提升，密度最高可达 1.7 g/cm^3 ，满足高压地层的压井作业需求。**图 3** 为稠化剂(悬浮剂)流动性侧视图，结果表明该配方压井液具有良好的流动性能，且放置一段时间后不会凝固从而影响流动能力。



Figure 3. Flow velocity measurement diagram of thickener
图 3. 稠化剂流动测速图

3.1.2. 加重剂对体系流变性能的影响

在优选基础配方中加入氯化钙、密度加重剂、高密度加重剂，考察加重剂对体系流变性能与密度的调控效果。为明确不同加重材料对压井液体系流变性能与密度调控能力的影响规律，本研究通过单因素实验与复配实验，系统考察了密度加重剂、氯化钙及其复配体系对基础配方性能的作用效果，结果见**表 2**。由表中实验数据综合分析可知，当单独加入密度加重剂至饱和状态时，体系的表现粘度、切力等核心流变参数均无明显变化，仅密度出现小幅提升，这表明密度加重剂与基础配方具有极佳的配伍性，对悬浮剂的增粘效果几乎不产生干扰，能够在不改变体系原有流变特性的前提下实现密度的精准微调；与之不同的是，当单独加入氯化钙至饱和时，体系表现粘度出现大幅提升，而动塑比则显著降低，说明氯化钙在通过提高水相密度来增加体系整体密度的同时，会与悬浮剂高分子链发生一定的相互作用，削弱其空间网状结构的强度，从而对悬浮剂的增粘效果产生一定的负面影响；在此基础上，将密度加重剂与氯化钙按最优比例复配加入至饱和后，体系表现粘度在原有基础上进一步提升，同时密度最高可达 1.7 g/cm^3 ，完全满足高压地层压井作业对密度的严苛要求，实现了高密度与良好流变性能的平衡。

Table 2. Effects of weighting agents on rheological properties and density of kill fluids

表 2. 加重剂对压井液流变性能与密度的影响

稠化剂配方(基础液: 水 + 0.8%缓蚀剂 + 0.1%杀菌剂)	AV/(mPa·s)	PV/(mPa·s)	YP/Pa	YP/PV
0.3%XSJ 悬浮剂 + 0.1%GN 悬浮剂	14.0	6.0	8.0	1.33
0.25%XSJ 悬浮剂 + 0.08%XN 悬浮剂	14.0	6.0	8.0	1.33
0.2%XSJ 悬浮剂 + 0.07%GN 悬浮剂 + 31.95%氯化钙	21.0	15.0	6.0	0.40
0.16%XSJ 悬浮剂 + 0.06%GN 悬浮剂 + 44.35%氯化钙	49.0	38.0	11.0	0.29
0.15%XSJ 悬浮剂 + 0.05%GN 悬浮剂 + 11.26%密度加重剂 + 39.35%氯化钙	75.3	60.5	14.8	0.24
0.4%GN 悬浮剂 + 11.26%密度加重剂 + 44.35%氯化钙	12.1	4.9	7.2	1.47

3.2. 岩心渗透率损害评价

针对 1.5~1.7 g/cm³ 密度范围, 0℃~70℃ 温度区间, 完成了岩心渗透率损害测试, 核心梯度测试结果见表 3。以 0℃ 低温工况为例: 密度 1.5 g/cm³ 时损害率仅 6.40%, 提升至 1.7 g/cm³ 后损害率升至 10.51%, 这主要是因为高密度体系中固相加重颗粒的浓度显著升高, 更易随滤液侵入储层岩心的喉道孔隙, 形成固相堵塞和滤饼损害, 从而加剧对岩心渗透率的损害程度; 而温度对渗透率损害率的直接影响并不显著, 其作用机制更为复杂: 温度升高会降低压井液体系的粘度, 增强液相的流动性, 可能促进固相颗粒向储层深部侵入, 但与此同时, 高密度体系中较高的固相颗粒浓度又会反向提升体系粘度、降低液相流动性, 最终共同决定了压井液对岩心渗透率的实际损害程度。值得注意的是, 在 20℃、1.6 g/cm³ 条件下, 渗透率损害率达到 14.73%, 略高于同温度下其他密度点。这可能与该密度下加重剂颗粒的粒径分布与岩心孔喉尺寸的匹配关系有关。本实验所用加重剂为 200 目超细氯化钠, 其平均粒径约为 74 μm, 而实验岩心的孔喉直径多在微米级。当部分孔喉直径与加重剂粒径接近或更小时, 加重剂颗粒易在孔喉处发生架桥堵塞, 从而导致渗透率损害率相对升高。总体而言, 在实验范围内渗透率损害率均低于 15%, 储层保护效果较好。

Table 3. Evaluation results of core permeability damage for different kill fluids
表 3. 不同压井液岩心渗透率损害评价结果

$\rho/(\text{g}/\text{cm}^3)$	温度/℃	原始渗透率/mD	损害后渗透率/mD	渗透率损害率/%
1.5	0	1.17	1.09	6.40
1.55	0	1.11	0.99	11.18
1.6	0	0.87	0.83	4.86
1.65	0	0.88	0.78	11.16
1.7	0	0.80	0.72	10.51
1.5	20	1.50	1.28	14.44
1.55	20	1.33	1.19	10.98
1.6	20	1.35	1.15	14.73
1.65	20	1.12	1.08	3.10
1.7	20	1.04	0.98	5.67
1.5	60	1.43	1.34	5.97
1.55	60	1.29	1.23	5.09
1.6	60	1.29	1.18	8.87
1.65	60	1.23	1.14	7.51
1.7	60	1.12	1.02	9.19
1.5	70	1.56	1.38	11.31
1.55	70	1.32	1.25	5.26
1.6	70	1.33	1.22	8.38
1.65	70	1.22	1.20	1.56
1.7	70	1.09	1.06	2.97

3.3. 滤失性评价

表 4 为优选配方体系在 0℃~60℃ 范围内, 滤失量的测试结果, 结果表明其滤失量最低为 7.0 mL, 最高为 51.0 mL, 通过调整加重剂与稠化剂配比, 可实现滤失量的有效控制。关键影响因素分析表明盐含量

的影响显著：相同温度下低盐度至中盐度区间，盐含量提升降低滤失，高盐环境可压缩黏土颗粒双电层，降低滤液侵入能力，同时增强体系的滤饼形成能力，有效降低滤失量；温度的影响呈非线性：滤失量随温度升高呈先增大后减小的趋势，低温段温度升高会降低体系粘度，加剧滤液滤失；高温段悬浮剂分子的热增粘效应与交联作用增强，滤饼致密度提升，滤失量反而下降；进一步对比同温度、不同密度(即不同盐含量)下的滤失数据可知，在 0℃~10℃ 范围内，密度从 1.5 增至 1.7 g/cm³ 时滤失量由 34.0 mL 降至 18.0 mL，降幅明显，验证了盐含量增加对黏土颗粒双电层的压缩效应；但在 10℃、1.7 g/cm³ 时滤失量突增至 51.0 mL，可能与高盐下部分聚合物发生盐析导致滤饼质量下降有关。因此，现场应用中需根据实际地层盐度谨慎调整加重剂复配比例，以避免滤失失控。加入高密度加重剂的体系滤失量显著低于常规加重剂体系，高密度加重剂的颗粒级配更优，可形成致密度更高的滤饼，大幅提升滤失控制能力。

Table 4. Evaluation results of filtration property of kill fluids under different working conditions
表 4. 不同工况下压井液滤失性评价结果

$\rho/(\text{g}/\text{cm}^3)$	温度/℃	FL/mL
1.5	0	34.0
1.55	0	33.0
1.6	0	26.0
1.65	0	28.0
1.7	0	18.0
1.5	10	36.0
1.55	10	48.0
1.6	10	16.4
1.65	10	9.6
1.7	10	51.0
1.5	20	9.2
1.55	20	7.0
1.6	20	7.0
1.65	20	15.0
1.7	20	12.0
1.5	60	30.4
1.55	60	24.0
1.6	60	11.0
1.65	60	20.0
1.7	60	17.0

4. 结论

本文针对油气田作业低成本、高性能压井需求，研发低成本平衡压井液，从流变、储层保护、滤失抑制等指标开展系统评价，探究密度、温度、稠化剂、加重剂等关键因素影响规律。实验表明，悬浮剂复配体系流变性能优于瓜胶-硼砂体系，最优配方动塑比达 1.61，密度可调 1.5~1.7 g/cm³；密度加重剂对流变干扰小，氯化钙会削弱体系网状结构。该压井液岩心渗透率损害率仅 1.56%~14.73%，滤失量 7.0~51.0 mL。密度升高会加重储层堵塞，温度对滤失呈非线性作用，体系兼具剪切稀释、悬浮稳定与储层保护能

力, 且与传统的锌盐加重压井液相比, 原材料成本大幅降低, 经济性良好, 可为现场低成本压井液配方优化与工业化应用提供实验支撑。

参考文献

- [1] 张绍槐, 罗平亚. 保护油气层技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- [2] 吴方惠, 朱元华. CO₂井高密度整合压井液体体系技术研究[J]. 复杂油气藏, 2026, 19(1): 32-38.
- [3] 李志. 修井用压井液体体系研制及现场应用[J]. 石油知识, 2025(6): 58-59.
- [4] 王尚卫, 徐军, 李锋, 等. 低压气井修井用压井液体体系研制与现场应用[J]. 精细石油化工, 2024, 41(5): 58-62.
- [5] 司佳豪. 平衡压修井用高密度均相压井液的研究[D]: [硕士学位论文]. 西安: 西安石油大学, 2024.
- [6] 张焊钰. 超深层高密度抗高温清洁压井液技术研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2024.
- [7] 章志轩, 李方明, 焦蓉, 等. 涩北气田压井液工艺研究[J]. 当代化工, 2022, 51(6): 1431-1434+1438.
- [8] 徐同台, 王平全. 钻井液与完井液新技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- [9] Basfar, S., Shokry, A., Iqbal, A., Elkatatny, S. and Alajmi, S. (2025) Evaluation of the Effects of Kaolin Clay on the Performance of Barite-Weighted Oil-Based Drilling Fluid. *ACS Omega*, **10**, 9976-9985.
<https://doi.org/10.1021/acsomega.4c07376>
- [10] Erdogan, Y., Kok, O.E., Ozdemir, A. and Ozturk, S. (2025) Effect of Olivine, Barite and Calcium Carbonate on Cutting Carrying Capacity of Water-Based Drilling Fluids. *Current Analytical Chemistry*, **21**, 1246-1251.
<https://doi.org/10.2174/0115734110309877240812094622>
- [11] Ketegenov, T., Kamunur, K., Batkal, A., Gani, D. and Nadirov, R. (2022) Recent Advances in the Preparation of Barium Sulfate Nanoparticles: A Mini-Review. *ChemEngineering*, **6**, Article No. 30.
<https://doi.org/10.3390/chemengineering6020030>
- [12] 刘骁, 张盼盼, 张泉, 等. 置换法压井技术在延安气田井下作业中的应用[J]. 延安职业技术学院学报, 2020, 34(4): 106-108.
- [13] GB/T 16783.1-2025, 石油天然气工业钻井液现场测试第 1 部分: 水基钻井液[S]. 北京: 中国标准出版社, 2025.
- [14] SY/T 5336-2006, 岩心分析方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2006.