

温控化学压裂液滤失特性实验研究

朱瑞彬^{1,2}, 刘国华^{1,2}, 赵立强³, 王鑫^{1,2}, 肖梦媚^{1,2},
刘平礼³, 罗志锋³, 李年银³

(1. 中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司, 河北 任丘 062550;

2. 河北省低渗特低渗油气藏储层改造重点实验室, 河北 任丘 062550;

3. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500)

摘要: 为研究温控化学压裂液的滤失特性, 首次利用动态滤失仪分析了相变压裂液体积分数、温度、滤失压差、渗透率对滤失过程的影响。结果表明, 相变压裂液体积分数越小、温度越高、滤失压差越大、渗透率越高, 化学压裂液的滤失系数越大, 且相变压裂液体积分数影响相对较小, 而滤失压差和渗透率影响较为显著。因此, 高温储层可通过注前置液的方式降低化学压裂液的滤失, 且在高渗储层或采用大排量施工时有必要采取一定的降滤措施以提高液体效率。

关键词: 化学压裂液; 温度敏感; 动态滤失; 滤失速度

中图分类号: TE323 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)22-0334-06

水力压裂作为低渗、超低渗油气藏增产的重要措施, 自1947年首次应用以来, 其工艺技术及使用的材料均取得了显著进展, 并为保障油气资源稳定供应做出了巨大贡献^[1-4]。现有的水力压裂过程中, 常需注入高黏度的压裂液和固体支撑剂, 该种方式虽可获得油气的高导流通道(支撑裂缝), 但也伴随产生了系列问题^[5-9]。例如, 注入高黏的压裂液需使用较高的注入压力、注入速率等, 提高了对注入设备的要求; 高黏压裂液对油气藏伤害大; 固体支撑剂会导致设备严重磨损, 降低设备的使用寿命; 随着压裂液的滤失, 容易出现脱砂或者产生砂堵; 支撑剂具有一定的大小, 无法进入狭窄的裂缝中, 因此在致密油气藏的大规模压裂中受到限制。

为解决上述问题, 学者们研发了延迟交联压裂液、低摩阻压裂液和清洁压裂液等以减小摩擦、泵压和储层损伤^[10-12]。此外, 为防止支撑剂的沉降并延长其输送距离, 还制备了耐高温的压裂液, 并通

过降低支撑剂密度来提高其悬浮能力^[13-14]。尽管现有的方法已经极大地改善了压裂效果, 但仍然存在许多问题尚未完全解决, 如对设备的磨损、对微裂缝的有效支撑以及支撑剂的短输送距离等。因此, 有学者创新性地提出了温控化学压裂技术^[15-19]。

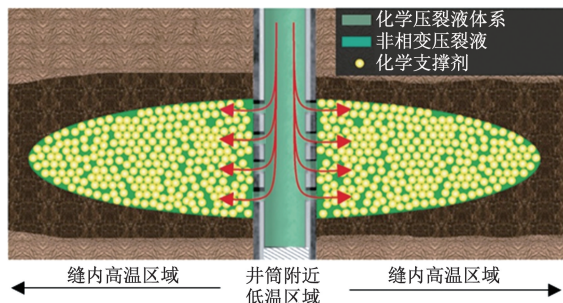
温控化学压裂液由相变压裂液、非相变压裂液按照一定的比例混合而成, 在井筒及裂缝流动过程中, 化学压裂液受温度的刺激, 相变压裂液在裂缝中逐渐相变, 形成化学支撑剂, 而非相变压裂液则在施工结束后返排至地面, 为油气的流动提供通道。与常规水力压裂相比, 温控化学压裂具有以下技术优势^[15]: ①化学压裂液体系中的相变压裂液、非相变压裂液均为液体, 故注入过程中更加方便, 所需施工设备更少; ②相变压裂液在裂缝中相变形成固相支撑剂, 不需要从地面注入支撑剂, 可完全避免砂堵; ③化学压裂液易进入地层中的微裂缝, 更能有效地支撑裂缝。如图1所示。

压裂液的液体效率主要受压裂液滤失特性的

收稿日期: 2024-06-09

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目(2021DJ4505)

作者简介: 朱瑞彬(1981—), 男, 山东单县人, 硕士, 高级工程师, 研究方向为油气田开发、工程技术; 刘国华(1971—), 男, 四川隆昌人, 高级工程师, 研究方向为储层改造; 赵立强(1957—), 男, 四川泸州人, 硕士, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为储层增产改造; 王鑫(1993—), 男, 山西平遥人, 硕士, 工程师, 研究方向为储层增产改造; 肖梦媚(1995—), 女, 湖南娄底人, 硕士, 工程师, 研究方向为储层改造; 刘平礼(1973—), 男, 甘肃武威人, 硕士, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为储层增产改造; 罗志锋(1981—), 男, 四川南充人, 博士, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为储层增产改造; 李年银(1979—), 男, 湖北荆州人, 博士, 教授, 博士研究生导师, 研究方向为储层增产改造。

图1 化学压裂示意图^[15]

影响,对裂缝尺寸、形态及裂缝温度场都至关重要,直接影响着最终压裂效果^[20-21]。因此,对压裂液滤失特性的研究非常关键。张启龙等^[22]分析了渤海疏松砂岩储层中压裂液的滤失规律,并基于实验结果构建了中高渗储层压裂模拟和能效评价指标与方法。王琳琳等^[23]建立了页岩储层中毛细管力主导的压裂液自发吸入数学模型,从而实现对压裂液滤失的定量预测。杨生文等^[24]研发了纳米增强粘弹性表面活性剂压裂液体系,并采用动态滤失实验的方式对其滤失性能进行了评估。刘建华等^[25]采用定量和定性相结合的方式分析了沁南和鄂东煤矿大块原生结构煤岩压裂过程中的滤失规律。

尽管许多学者针对不同储层、不同压裂液体系开展了滤失研究,但是目前并无化学压裂液滤失特性的研究报道。因此,利用动态滤失仪分析了相变压裂液体积分数、温度、滤失压差、渗透率对滤失过程的影响,以明确化学压裂液的液体效率,从而科学指导化学压裂现场应用。

1 实验设备及步骤

1.1 实验材料

实验材料主要包括相变压裂液 A-1、非相变压裂液 B-1、清水、人造岩心(长为 50 mm、直径为 25 mm)。如图 2 所示。

1.2 实验装置

实验装置主要为动态滤失仪,其结构示意图如图 3 所示。其中,氮气瓶的作用主要是驱替中间容器中化学压裂液至岩心中,并在岩心两端形成滤失压差;加热装置主要用于加热岩心,用于模拟不同地层温度下的化学压裂液滤失过程;围压泵主要用于施加围压,使化学压裂液朝着预定的方向流动。该装置压力为 0~7 MPa,温度为 10~160 ℃。通过记录不同时间下集液筒中的滤失液体体积,可评价化学压裂液的滤失性能。

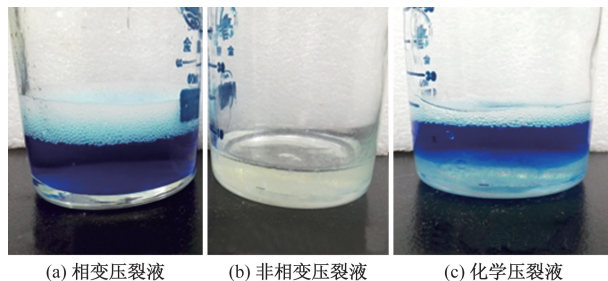


图2 化学压裂液体系

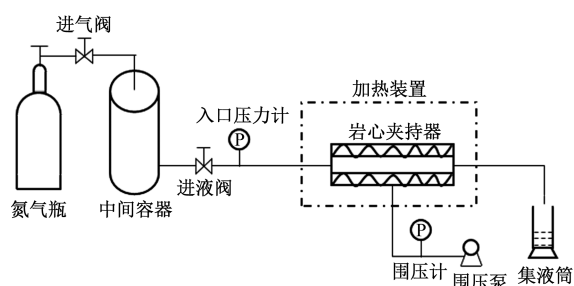


图3 动态滤失仪示意图

1.3 实验步骤

实验步骤具体如下:①将岩心将入岩心夹持器,并将岩心夹持器环压加到高于滤失压差 1 MPa 左右;②开启加热装置,将岩心加热到指定温度;③将待测液体加入中间容器,并用氮气在岩心两端造成滤失压差;④记录不同时间下液体的滤失体积。

2 实验方案及数据处理

本文拟分析温度(实验 1~实验 4)、滤失压差(实验 5~实验 8)、相变压裂液体积数(实验 9~实验 12)及渗透率(实验 13~实验 16)对化学压裂液滤失性能的影响,其实验方案如表 1 所示。

根据表 1 的实验方案进行化学压裂液滤失性能评价实验。为进一步明确化学压裂液的滤失特性,采用滤失系数定量表征各水平下的滤失速度。实验测得的总滤失体积与时间的关系为:

$$V = V_{sp} + m\sqrt{t} \quad (1)$$

式中: V 为总的滤失体积, m^3 ; V_{sp} 为初滤失量, m^3 ; t 为滤失时间, min ; m 为滤失量-滤失时间关系曲线的斜率, $m^3 \cdot min^{-0.5}$ 。

式(1)对时间求导可得:

$$v = \frac{0.5m}{A\sqrt{t}} \quad (2)$$

式中: v 为滤失速度, m/min ; A 为岩心横截面积, m^2 ; c_w 为滤失系数, $m^3 \cdot min^{-0.5}$ 。此外, $v = c_w/\sqrt{t}$, 故 $c_w = 0.5m/A$ 。

表 1 实验方案设计

编号	体积分数/ %	温度/ ℃	滤失压差/ MPa	渗透率/ mD
实验 1	50	60	3	5
实验 2	50	80	3	5
实验 3	50	100	3	5
实验 4	50	120	3	5
实验 5	50	100	1	5
实验 6	50	100	2	5
实验 7	50	100	3	5
实验 8	50	100	4	5
实验 9	30	100	3	5
实验 10	40	100	3	5
实验 11	50	100	3	5
实验 12	60	100	3	5
实验 13	30	100	3	1
实验 14	30	100	3	5
实验 15	30	100	3	10
实验 16	30	100	3	15

3 实验结果

3.1 体积分数

化学压裂施工过程中,常根据需要调整相变压裂液、非相变压裂液之间的比例,以满足各类储层的需要。不同相变压裂液体积分数下的滤失时间-滤失量/滤失系数关系曲线如图 4 所示。

随着滤失时间的增加,滤失量逐渐增多;相同滤失时间下,随着相变压裂液体积分数的增大,滤失量亦逐渐增多,当滤失时间为 $8\text{ min}^{0.5}$ 时,相变压裂液占比为 30% 时,滤失量为 13.9 mL,而当相变压裂液占比达到 60% 时,滤失量仅为 11.1 mL。这是因为相变压裂液粘度比非相变压裂液粘度低,随

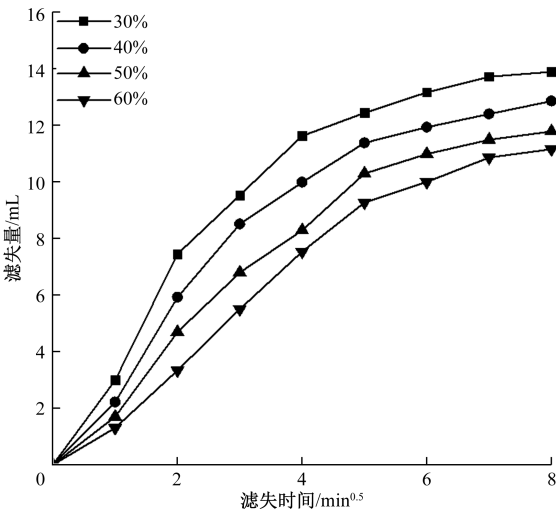


图 4 相变压裂液体积分数对滤失量的影响

着相变压裂液体积分数的增加,化学压裂液体系的粘度逐渐降低,故表现出更强的滤失性能。如图 5 所示,随着相变压裂液体积分数的增加,滤失系数的降低幅度逐渐增加,但体积分数对滤失系数的影响整体较小,当体积分数从 30% 增加到 60% 时,滤失系数仅降低了 $3.7 \times 10^{-4}\text{ m}\cdot\text{min}^{-0.5}$ 。

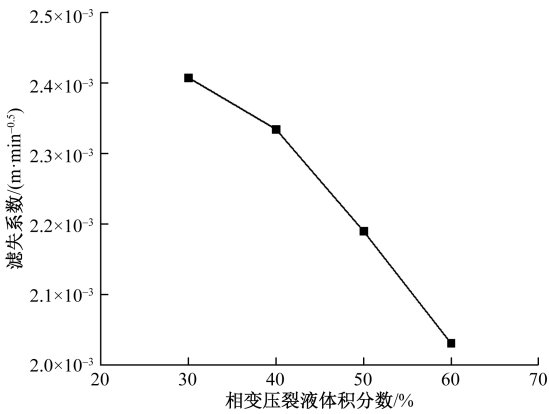


图 5 相变压裂液体积分数对滤失系数的影响

3.2 温度

低温的化学压裂液进入储层,会对储层产生降温作用,使得裂缝缝口至裂缝尖端的温度各不相同且逐渐增减,因此有必要研究不同温度下的化学压裂液的滤失特性。不同温度下的滤失时间-滤失量/滤失系数关系曲线如图 6 所示。

随着温度的增加,相同滤失时间下滤失量逐渐增多,当温度为 $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,实验结束时累计滤失量为 9.3 mL,而温度达到 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,累计滤失量为 12.3 mL。上述实验结果的原因为,随着温度的增加,相变压裂液、非相变压裂液的粘度均有一定程度的降低,且温度越高,粘度降低的幅度逐渐减小,故表

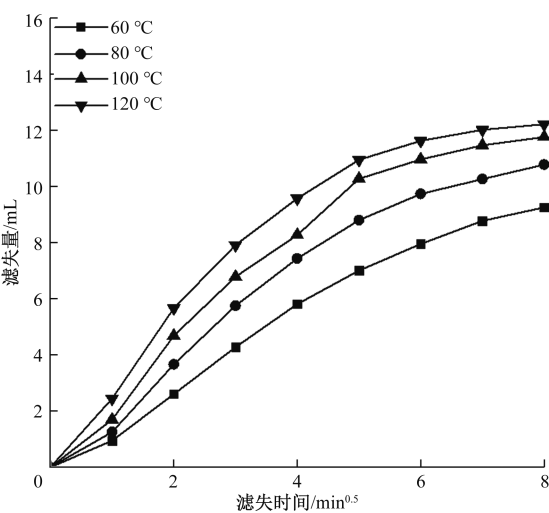


图 6 温度对滤失量的影响

现为温度越高滤失量越大,且温度越高增加幅度越小。此外,如图 7 所示,随着温度的增加,滤失系数的增加幅度逐渐减小,当体积温度从 60 ℃增加到 120 ℃时,滤失系数增加了 $6.2 \times 10^{-4} \text{ m} \cdot \text{min}^{-0.5}$ 。因此,高温储层中可通过注前置液的方式,降低裂缝周围的温度,从而降低化学压裂液的滤失。

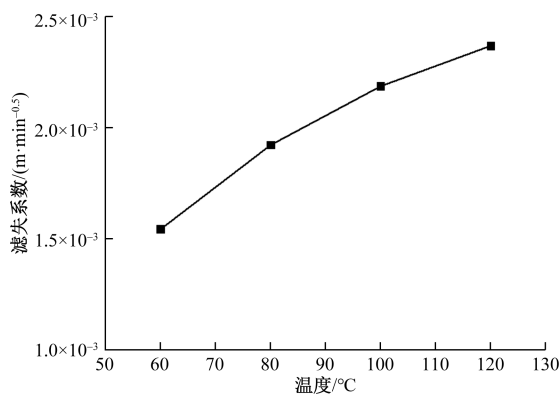


图 7 温度对滤失系数的影响

3.3 滤失压差

滤失压差对化学压裂液滤失性能的影响如图 8 和图 9 所示。随着滤失压差的增加,滤失速度逐渐增加,滤失压差为 1 MPa 时累计滤失量仅为 4.7 mL,滤失系数仅为 $9.1 \times 10^{-4} \text{ m} \cdot \text{min}^{-0.5}$;而当滤失压差达到 4 MPa 时,滤失量高达 13.2 mL,滤失系数达 $2.5 \times 10^{-3} \text{ m} \cdot \text{min}^{-0.5}$,故滤失压差对化学压裂液的滤失速度影响较大。化学压裂过程中,若采用大排量施工,裂缝内净压力较高,导致滤失压差较高,因此有必要采取一定的降滤措施,以提高化学压裂液的液体效率。

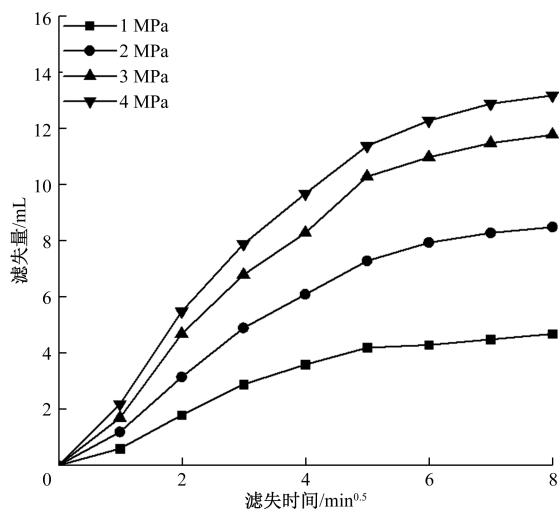


图 8 滤失压差对滤失量的影响

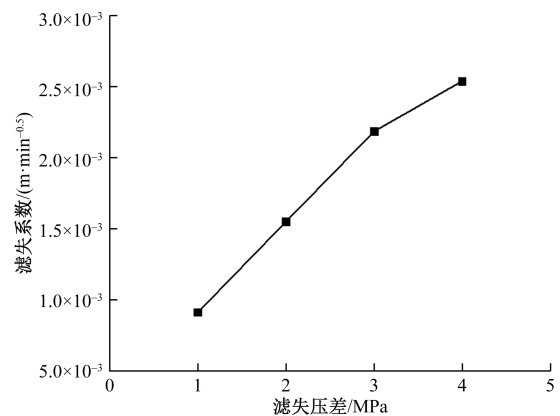


图 9 滤失压差对滤失系数的影响

3.4 渗透率

渗透率对化学压裂液滤失性能的影响如图 10 和图 11 所示。随着渗透率的增加,滤失速度逐渐增加,滤失量逐渐增大,当渗透率为 1 mD 时,滤失量为 6.8 mL,滤失系数仅为 $1.2 \times 10^{-3} \text{ m} \cdot \text{min}^{-0.5}$,当渗透率为 15 mD 时,滤失量达 17.8 mD,滤失系数高达 $3.1 \times 10^{-3} \text{ m} \cdot \text{min}^{-0.5}$ 。因此高渗储层或天然裂缝发育的储层,也有必要采取一定的降滤措施,以减小化学压裂液的滤失量。

4 结论

本文主要分析了相变压裂液体积分数、温度、滤失压差、渗透率对化学压裂滤失特性的影响,得到以下结论。

(1)相变压裂液体积分数越大,化学压裂液滤失系数越小,滤失系数降低的幅度随相变压裂液体积分数的增加逐渐增加,且体积分数对滤失系数的影响较小。

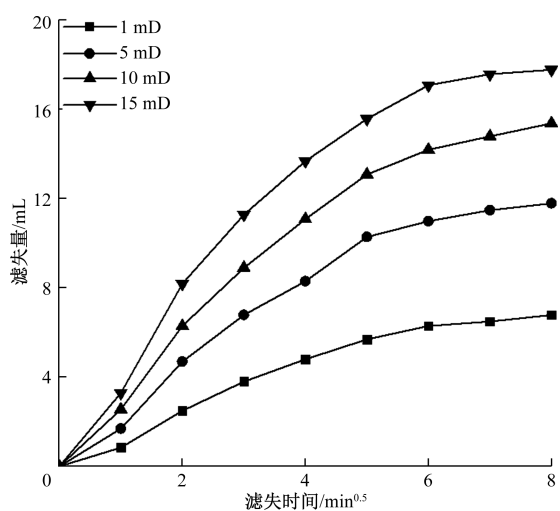


图 10 渗透率对滤失量的影响

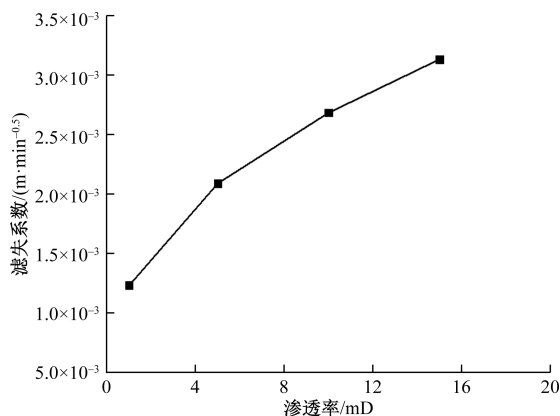


图 11 渗透率对滤失系数的影响

(2)温度越高,化学压裂液滤失系数越大,高温储层可通过注前置液的方式降低化学压裂液的滤失。

(3)滤失压差越大、渗透率越高,化学压裂液的滤失系数越大,且二者对滤失系数的影响较大,高渗储层或大排量施工时有必要采取一定的降滤措施以提高液体效率。

参考文献

- [1] 肖红林,黎凯,侯甫,等. JH 区块沙溪庙组致密砂岩气藏压裂缝高影响规律研究[J]. 科技和产业, 2023, 23(23): 196-207.
- [2] 金智荣,吴林,何天舒,等. 转向压裂用复合暂堵剂优选及应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(6): 54-57.
- [3] 景东阳,李治平,赵晓红,等. 致密薄互层水力压裂裂缝垂面扩展施工因素数值模拟[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(14): 5988-5994.
- [4] 孟卫东,刘洪涛,孙彬峰. 八道湾组全直径岩心不同压裂液下真三轴压裂裂缝延伸特征[J]. 科技和产业, 2023, 23(19): 233-238.
- [5] 张衍君,王鲁瑀,刘娅菲,等. 页岩油储层压裂-提采一体化研究进展与面临的挑战[J]. 石油钻探技术, 2024, 52(1): 84-95.
- [6] 槐巧双,葛欣炜,王怀婧,等. 水基压裂液伤害机理及措施研究[J]. 西部探矿工程, 2023, 35(10): 106-110.
- [7] 侯正猛,吴旭宁,罗佳顺,等. 深部地热系统主要挑战与耦合储能的增强型创新开发模式[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(1): 1-13.
- [8] 常进,许可,易新斌,等. 压裂液对页岩储层伤害机理研究综述[J]. 应用化工, 2023, 52(10): 2920-2923.
- [9] 陈思源,刘浩,金衍,等. 压裂支撑剂发展综述与展望[J]. 石油科学通报, 2023, 8(3): 330-346.
- [10] 熊利军,王犁,吴洋,等. 耐高温清洁压裂液的制备及性能评价[J]. 精细化工, 2022, 39(1): 204-211.
- [11] 戴秀兰,刘通义,魏俊,等. 一种延迟交联的抗高温加重胍胶压裂液的研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2021, 43(1): 176-182.
- [12] 许航,周福建,杨飒飒,等. 耐高温可加重酸性交联压裂液的研发与性能评价[J]. 石油科学通报, 2024, 9(3): 503-512.
- [13] 邢莉,孙晓思,白频波,等. 气藏型低密度陶粒支撑剂的制备与性能研究[J]. 硅酸盐通报, 2024, 43(2): 673-681.
- [14] 任岚,林辰,林然,等. 复杂裂缝中低密度支撑剂铺置数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(6): 52-61.
- [15] 赵立强,张楠林,张以明,等. 自支撑相变压裂技术室内研究与现场应用[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 51-58.
- [16] 罗志锋,张楠林,赵立强,等. 自生固相化学压裂缝内温度分布数值模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 117-123.
- [17] 赵立强,张楠林,罗志锋,等. 液体自支撑无固相压裂技术研究与现场应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(22): 243-245.
- [18] LUO Z, ZHANG N, ZHAO L, et al. Chemical proppant generated in the fracture from the novel fracturing fluid system [C]// SPE Canada Unconventional Resources Conference. Toronto: SPE, 2020: 4.
- [19] ZHANG N, CHEN Z, LUO Z, et al. Effect of the phase-transition fluid reaction heat on wellbore temperature in self-propping phase-transition fracturing technology[J]. Energy, 2023, 265: 126136.
- [20] 周彤,王海波,李凤霞,等. 压裂液滤失对裂缝萌生及动态闭合过程的影响机理[J]. 天然气工业, 2023, 43(3): 91-101.
- [21] 焦子曦,何柏,谢凌志,等. 压裂液黏度对水力压裂破裂压力及破裂形态的影响[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(21): 9122-9128.
- [22] 张启龙,刘洪刚,李进,等. 疏松砂岩储层压裂液滤失特性与压裂能效分析[J]. 石油机械, 2024, 52(5): 78-87.
- [23] 王琳琳,蔺小博,冷静怡,等. 基于压裂液自发吸入模型的页岩气压裂液滤失定量预测[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 92-98.
- [24] 杨生文,张亮,张云鹏,等. 纳米 ZnO 增强粘弹性表面活性剂压裂液动态滤失性能研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(5): 127-133.
- [25] 刘建华,王生维,张晓飞,等. 沁南与鄂东原生结构煤岩压裂液滤失效应对比实验研究[J]. 煤炭与化工, 2022, 45(7): 119-121.

Experimental Study on Filtration Characteristics of Temperature-controlled Chemical Fracturing Fluid

ZHU Ruibin^{1,2}, LIU Guohua^{1,2}, ZHAO Liqiang³, WANG Xin^{1,2}, XIAO Mengmei^{1,2},
LIU Pingli³, LUO Zhifeng³, LI Nianyin³

(1. China National Petroleum Corporation Huabei Oilfield Branch, Renqiu 062550, Hebei, China;

2. Hebei Provincial Key Laboratory of Reservoir Reconstruction of Low and Ultra-low Permeability Oil and Gas Reservoirs, Renqiu 062550, Hebei, China; 3. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

Abstract: To investigate the filtration characteristics of temperature-controlled chemical fracturing fluids, a dynamic filtration instrument was employed to analyze the influence of phase change fracturing fluid volume fraction, temperature, filtration pressure difference, and permeability on the filtration process. The results indicate that a lower phase change fracturing fluid volume fraction, higher temperature, greater filtration pressure difference, and higher permeability correspond to an increased filtration coefficient of the chemical fracturing fluid. The phase change fracturing fluid volume fraction has a relatively minor impact, while the filtration pressure difference and permeability have significant effects. Thus, in high-temperature reservoirs, the filtration loss of chemical fracturing fluid can be mitigated by injecting a pre-fluid. Additionally, in high-permeability reservoirs or at high injection rates, certain filtration reduction measures should be implemented to enhance liquid efficiency.

Keywords: chemical fracturing fluid; temperature sensitivity; dynamic filtration; filtration rate