

压裂液温度稳定剂的评价方法设计 and 应用

范海明¹, 王兆兴¹, 范海建¹, 周海刚², 左家强³,
陈 凯³, 王增林¹, 康万利¹, 戴彩丽¹

(1. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司技术检测中心, 山东东营 257061;
3. 中国石化胜利油田分公司石油工程技术研究院, 山东东营 257067)

摘要:为考察温度稳定剂对压裂液耐温性能的提升效果,设计从上限温度开始通过数值搜索方法逐步确定最高温度 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 计算温度稳定剂对压裂液适用温度的提高值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的方法;通过实验分析两种压裂液温度稳定剂对有机硼交联羟丙基瓜胶压裂液的作用效果。结果表明:加入 0.1% ~ 0.8% 的温度稳定剂 S-1、S-2 分别可以使得压裂液的最高适用温度提高 4.5 ~ 10 °C、6 ~ 14 °C;所设计的评价方法可以判别不同压裂液温度稳定剂产品的作用效果差异。

关键词:压裂液;耐温性能;温度稳定剂;评价方法设计;二分搜索法

中图分类号:TE 357.46 **文献标志码:**A

引用格式:范海明,王兆兴,范海建,等.压裂液温度稳定剂的评价方法设计 and 应用[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,41(4):160-166.

FAN Haiming, WANG Zhaoxing, FAN Haijian, et al. Design and application of the evaluation method for fracturing fluid temperature stabilizer[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 41(4): 160-166.

Design and application of the evaluation method for fracturing fluid temperature stabilizer

FAN Haiming¹, WANG Zhaoxing¹, FAN Haijian¹, ZHOU Haigang², ZUO Jiaqiang³,
CHEN Kai³, WANG Zenglin¹, KANG Wanli¹, DAI Caili¹

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;
2. Technology Inspection Center of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257061, China;
3. Petroleum Engineering Technology Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC,
Dongying 257067, China)

Abstract: In order to evaluate the improving effect of the temperature stabilizer on the temperature resistance properties of fracturing fluid, one method was designed, in which the highest temperature $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ was determined gradually using the numerical search method starting from the upper limit temperature, and the increased value of applicable temperature $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ for temperature stabilizer was calculated. The improving effects of two temperature stabilizers for organic boron crosslinked hydroxypropyl guar gum fracturing fluid were analyzed experimentally. It is found that the $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ of fracturing fluid increases 4.5~10 °C and 6~14 °C by the addition of 0.1%~0.8% temperature stabilizer S-1 and S-2, respectively. Hence, the designed evaluation method is able to distinguish the performance of different temperature stabilizers.

Keywords: fracturing fluid; temperature resistance properties; temperature stabilizer; evaluation method design; binary search method

收稿日期:2017-02-10

基金项目:国家自然科学基金项目(51574267, 21273286);中央高校基本科研业务费专项(15CX08003A);国家科技重大专项(2016ZX05011004);长江学者和创新团队发展计划(IRT14R58);长江学者奖励计划项目(T2014152)

作者简介:范海明(1982-),男,副教授,博士,研究方向为油田化学。E-mail: haimingfan@126.com。

压裂是非常规和低渗透油气田增产增注的重要措施之一^[1-3]。压裂液的主要功能是延伸裂缝和输送支撑剂,通过混合和泵送设备将支撑剂送至裂缝中,并且铺设在裂缝内希望的位置,决定这些功能的一个重要性质是压裂液的流变性质^[4-10]。随着压裂工艺技术的不断完善,越来越多的高温油气储层已成为压裂增产改造的首选目标。对高温油气储层进行压裂施工,压裂液必须具备良好的耐温性能^[11-17]。压裂液温度稳定剂用来增强压裂液的耐温能力,以满足不同地层温度对压裂液的黏度与温度、黏度与时间稳定性的要求^[18]。然而,压裂液温度稳定剂性能评价还缺少统一的科学规范^[19-22]。压裂施工时,压裂液在地层温度下保持压裂要求的有效黏度的时间不能少于压裂作业时间,否则会由于压裂液黏度的降低而影响压裂施工的效果^[1-3]。在压裂液温度稳定剂的性能评价方法中,不仅要考虑压裂施工的最低有效黏度,更要考虑压裂液有效黏度所能维持的时间。笔者分析表征压裂液耐温性能的相关参数和压裂液温度稳定剂的作用,提出利用加入温度稳定剂前后 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的差值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 来评价压裂液温度稳定剂的效果;从上限温度开始通过数值搜索方法逐步确定 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 以计算温度稳定剂对压裂液适用温度的提高值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$;利用有机硼交联羟丙基瓜胶压裂液按照设计的评价方法分析压裂液温度稳定剂的作用效果。

1 实验

1.1 实验材料

羟丙基瓜胶 (HPG) 由东营市信德化工有限责任公司提供;有机硼交联剂 TB-1、温度稳定剂 S-1 和 S-2 均由胜利油田石油工程技术研究院提供;氢氧化钠购自于国药集团化学试剂有限公司;实验用水为蒸馏水。

1.2 实验方法

1.2.1 压裂液的制备

量取配置一定量压裂液所需的实验用水,缓慢加入所需量的 HPG,利用高速搅拌机在 6 000 r/min 下搅拌 5 min。然后再往杯中加入一定量的 NaOH 溶液以调节溶液至设定的 pH 值,加入所需量的温度稳定剂 S-1,继续高速搅拌 5 min 后倒入烧杯。密封烧杯将其放入 30 ℃ 恒温箱中恒温 4 h 作为基液。在搅拌杯中加入一定量的基液,再在搅拌状态下按配方设计的交联比加入一定量交联剂 TB-1,继续搅拌数分钟至形成黏弹性良好的均匀压裂液体

系,即可获得不含有和含有一定浓度温度稳定剂的压裂液样品。

1.2.2 压裂液表观黏度测定

压裂液样品的黏度-温度曲线、黏度-时间/黏度-温度曲线的测定在 HAAKE MARS-III 型高温高压流变仪 (Thermo Fisher Scientific, Germany) 上进行。

压裂液体系黏度-温度曲线量的测定须取配制的压裂液样品 50 mL,加入 HAAKE MARS-III 型高温高压旋转流变仪中,设定升温速率为 (3.0 ± 0.2) ℃/min,对样品持续升温,同时以 170 s^{-1} 的剪切速率对样品进行持续剪切,并测试相应温度下的表观黏度,得到压裂液体系黏度-温度曲线。

压裂液体系黏度-时间曲线的测定须取配制的压裂液样品 50 mL,加入 HAAKE MARS-III 型高温高压旋转流变仪中,升温至目标温度后恒定温度,同时以 170 s^{-1} 的剪切速率对样品进行持续剪切,并测试此时体系的表观黏度随时间的变化,得到压裂液体系黏度-时间曲线。

2 作用分析

根据压裂施工的技术要求和黏度测试方法,表征压裂液耐温性能的相关参数有:压裂施工要求的压裂液最低黏度值 η_0 ;压裂施工要求的时间 t_0 ;压裂施工储层温度 T_0 ;剪切速率 170 s^{-1} 时压裂液的表观黏度 η ;压裂液能够达到最低要求黏度值的最高温度 $T_{\max}$,即 $\eta[T] \geq \eta_0, \eta[T_{\max}] = \eta_0$;压裂液在温度 T 下满足最低要求黏度值的持续时间 $t(T)$,即 $\eta[T, t] \geq \eta_0, \eta[T, t(T)] = \eta_0$;压裂液在满足压裂施工要求的压裂液最低黏度值和时间下,能够使用的最高温度 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$,即 $\eta[T, t_0] \geq \eta_0, \eta[T_{\max}(\eta_0, t_0), t_0] = \eta_0$ 。其中, $T_{\max}$ 和 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 、 $t(T)$ 是表征压裂液耐温性能的重要参数。

$T_{\max}$ 为压裂液能够达到最低要求黏度值的最高温度,即满足 $\eta[T] \geq \eta_0$ 的最高温度。确定 $T_{\max}$ 的方法是通过流变仪程序升温过程测定剪切速率 170 s^{-1} 时压裂液体系的表观黏度 η ,表观黏度降至最低要求黏度值 η_0 时所指示的温度为压裂液能够达到最低要求黏度值的最高温度。

$t(T)$ 为压裂液在温度 T 下满足最低要求黏度值的持续时间,即满足 $\eta[T, t] \geq \eta_0$ 的最长时间。确定 $t(T)$ 的方法是通过流变仪测定在温度 T 下剪切速率 170 s^{-1} 时压裂液体系的表观黏度 η 随时间 t 变化的黏度-时间曲线,表观黏度降至 η_0 时所指示

的时间与升高至该温度时间的差值为压裂液在温度 T 下满足最低要求黏度值的持续时间。

$T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 为压裂液在保证压裂施工要求的压裂液最低黏度值和时间下,能够使用的最高温度,即满足 $\eta[T, t_0] \geq \eta_0$ 的最高温度。确定 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的方法是在温度 T 下测定压裂液体系的 $t(T)$, 能够满足 $t(T) \geq t_0$ 的最高温度为压裂液在保证压裂施工要求的压裂液最低黏度值和时间下能够使用的最高温度。此外,值得提及的是,从参数的物理意义可以看出,对于压裂液体系而言总有 $T_{\max} > T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 。

压裂液能够满足施工要求的条件为 $\eta[T_0, t \geq t_0] \geq \eta_0$, 即在压裂施工储层温度下,压裂液表观黏度保持在最低要求黏度值以上的时间不能少于压裂

施工要求的时间。在压裂设计中一旦设定压裂施工时间 t_0 、压裂液最低要求黏度 η_0 、压裂施工储层温度 T_0 后,根据压裂液的 $T_{\max}$ 和 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 分为 3 种情况,如表 1 所示。当 $T_0 \leq T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 时,无须提高耐温性能压裂液就能够满足施工要求。当 $T_{\max}(\eta_0, t_0) < T_0 \leq T_{\max}$ 时,此时压裂液不能满足施工要求,但具有较高的初始表观黏度能够满足压裂施工要求的最低黏度,因此可考虑通过加入温度稳定剂等助剂延迟降黏使压裂液满足施工要求的时间。当 $T_{\max} < T_0$ 时,此时压裂液不能满足施工要求,而且初始表观黏度也不满足压裂施工要求的最低黏度,此时首先须通过改变压裂液主剂类型和浓度等增加压裂液的稠化能力。

表 1 压裂液耐温性能的提高方法

Table 1 Improving method for temperature resistance properties of fracturing fluid

温度范围	是否满足施工要求	表观黏度范围	提高方法
$T_0 \leq T_{\max}(\eta_0, t_0)$	满足	$\eta[T_0, t \geq t_0] \geq \eta_0$	
$T_{\max}(\eta_0, t_0) < T_0 \leq T_{\max}$	不能满足	$\eta[T_0, t \approx 0] \geq \eta_0$ $\eta[T_0, t \geq t_0] < \eta_0$	延迟降黏,如加入压裂液温度稳定剂等
$T_{\max} < T_0$	不能满足	$\eta[T_0, t \approx 0] < \eta_0$	增加压裂液的稠化能力,如改变压裂液主剂类型和浓度等

胜利油田压裂液用温度稳定剂技术要求中^[19],通过将压裂液持续升温,同时以 170 s^{-1} 的剪切速率对样品进行持续剪切,并测试表观黏度,样品的表观黏度随升温和剪切而降低,待表观黏度降至 $50\text{ mPa} \cdot \text{s}$ 时所指示的温度为抗温能力,记为 T_1 ;加入温度稳定剂后,重复上述步骤,待表观黏度降至 $50\text{ mPa} \cdot \text{s}$ 时所指示的温度为抗温能力,记为 T_2 ;利用 $(T_2 - T_1)$ 值评价温度稳定剂的效果,以 $(T_2 - T_1) \geq 10\text{ }^\circ\text{C}$ 作为温度稳定剂的技术指标。中原油田制定的压裂用温度稳定剂技术规范中^[20],通过在 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 下以 170 s^{-1} 的剪切速率对样品进行持续剪切 60 min ,以加入温度稳定剂前后黏度的变化作为温度稳定剂的评价方法,并以能够使得压裂液的黏度提高 $40\text{ mPa} \cdot \text{s}$ 作为压裂液温度稳定剂的技术指标。

胜利油田制定的评价方法中实际上测定的参数为压裂液能够达到最低要求黏度值的最高温度 $T_{\max}$,并通过评价加入温度稳定剂前后 $T_{\max}$ 的差值 $\Delta T_{\max}$ 评价压裂液温度稳定剂的效果。从 $T_{\max}$ 的物理意义可以看出, $T_{\max}$ 仅能表征压裂液满足最低要求黏度值的最高温度。在此基础上得到的 $\Delta T_{\max}$ 仅考虑压裂施工的最低黏度要求,仅能说明温度稳定剂对压裂液增黏性能的影响。类似地,中原油田制定的评价方法测定加入温度稳定剂前后压裂液黏度的变化 $\Delta\eta$,则是更间接地反映和评价温度稳定剂对

压裂液耐温性能的影响。在压裂设计中,即使在短时间内压裂液体系的黏度满足最低要求黏度,但不能在压裂施工时间内维持,也不能使用。 $\Delta T_{\max}$ 和 $\Delta\eta$ 都不是评价压裂液温度稳定剂合适的参数。压裂液的耐温性能和温度稳定剂的效果评价必须同时考虑最低要求黏度和压裂施工时间两个因素。

综上所述,在对压裂液热稳定性的表现形式和温度稳定剂的作用原理分析的基础上,提出利用加入温度稳定剂前后 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的差值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 来评价压裂液温度稳定剂的效果。 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 为压裂液在保证压裂施工的情况下,能够使用的储层最高温度,所以从原理上 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 能够真实反映压裂液体系的耐温性能。在此基础上,通过测定加入温度稳定剂前后 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的差值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 能够评价压裂液温度稳定剂对压裂液耐温性能的提升效果。

3 评价方法设计

由于 $T_{\max} > T_{\max}(\eta_0, t_0)$, 可以通过压裂液的黏度-温度曲线测定 $T_{\max}$ 以确定搜索 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的上限温度,从上限温度开始通过数值搜索方法逐步确定 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 。根据这一思路,设计压裂液温度稳定剂的评价方法。

(1) 根据压裂施工要求设定压裂液最低要求黏

度 η_0 和压裂施工时间 t_0 。

(2) 确定压裂液体系的 $T_{\max}$ 。在高温高压旋转流变仪中加入待测试压裂液,设定升温速率对样品进行加热,同时以 170 s^{-1} 的剪切速率对样品进行持续剪切,并测试表观黏度,样品的表观黏度随升温而降低,待表观黏度降至最低要求黏度 η_0 时所指示的温度为压裂液达到最低要求黏度值的最高温度,记为 $T_{\max}$ 。

(3) 利用数值搜索方法确定压裂液体系的 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 。包括如下步骤:

①以 $T_{\max}$ 为上限温度,设置数值搜索的初始步长 S_0 和数值搜索的精度 k ;

②在 $(T_{\max} - S_0 n)^\circ\text{C}$ 下 (n 为大于 0 的整数) 测量压裂液体系的表观黏度降至 η_0 时所指示的时间与升高至该温度时间的差值,该差值即为压裂液在该温度下能够达到最低要求黏度值的稳定时间,记为 $t(T)$,以 $t(T) \geq t_0$ 为判定条件,当 $t(T) \geq t_0$ 时停止测试,此时温度记为 $T(t)$;

③如 $t(T) = t_0$, 停止搜索并执行步骤⑥; 如 $t(T) > t_0$, 令 $T(t) = T_m$, 下角 m 为执行步骤②~③的次序, 执行步骤④, 直至满足步骤⑤停止搜索并执行步骤⑥;

④在温度区间 $T_m \sim T_m + S_{m-1}$ 内缩短搜索步长为 S_m 在 $(T_m + S_{m-1} - S_m n)^\circ\text{C}$ 下重复步骤②和③;

⑤令 $a \leq k$, 并且已经完成 T_m 、 $(T_m + 2a)$ 、 $(T_m + 4a)$ 三个温度下能够达到最低要求黏度值的稳定时间的测定, 并满足 $t(T_m) > t_0$ 且 $t(T_m + 2a) < t_0$, 或者 $t(T_m + 2a) > t_0$ 且 $t(T_m + 4a) < t_0$;

⑥如 $t(T) = t_0$, 则此时的 $T(t)$ 为符合数值搜索精度的压裂液能够满足最低要求黏度 η_0 和压裂施工时间 t_0 的最高适用温度, 记为 $T_{\max, \text{压裂液}}(\eta_0, t_0)$;

如 $t(T_m) > t_0$ 且 $t(T_m + 2a) < t_0$, 则 $(T_m + a)$ 为符合数值搜索精度的压裂液能够满足最低要求黏度 η_0 和压裂施工时间 t_0 的最高适用温度, 记为 $T_{\max, \text{压裂液}}(\eta_0, t_0)$;

如 $t(T_m + 2a) > t_0$ 且 $t(T_m + 4a) < t_0$, 则 $(T_m + 3a)$ 为符合数值搜索精度的压裂液能够满足最低要求黏度 η_0 和压裂施工时间 t_0 的最高适用温度, 记为 $T_{\max, \text{压裂液}}(\eta_0, t_0)$ 。

(4) 以与步骤(2)和(3)相同的方法确定含温度稳定剂的压裂液体系的 $T_{\max, \text{压裂液+温度稳定剂}}(\eta_0, t_0)$ 。

(5) 计算温度稳定剂对压裂液适用温度的提高值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$, 评价压裂液温度稳定剂的作用效果。

$$\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0) = T_{\max, \text{压裂液+温度稳定剂}}(\eta_0, t_0) - T_{\max, \text{压裂液}}(\eta_0, t_0) \quad (1)$$

式中, $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 为适用温度提高值, $^\circ\text{C}$; $T_{\max, \text{压裂液}}(\eta_0, t_0)$ 为未加温度稳定剂时的最高适用温度, $^\circ\text{C}$; $T_{\max, \text{压裂液+温度稳定剂}}(\eta_0, t_0)$ 为加入温度稳定剂后的最高适用温度, $^\circ\text{C}$ 。

值得说明的是, 所设计的压裂液温度稳定剂评价方法中步骤(3)是以 $T_{\max}$ 为上限温度通过数值搜索方法确定 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$, 并给出了严密的数学表述。在实际执行过程中, 仍然有很多可以灵活掌握的实验步骤。首先, 可以选择 $T_{\max}$ 附近任一温度 $T_{\max}'$ 使得 $t(T_{\max}') < t_0$ 作为数值搜索方法中上限温度。这是因为在确定 $T_{\max}$ 的程序升温表观黏度测试中, 设定的升温速率可能使得获得的 $T_{\max}$ 为小数, 不利于后续测试中温度的设定。只要 $t(T_{\max}') < t_0$, 则有 $T_{\max}' > T_{\max}(\eta_0, t_0)$, 就可以作为数值搜索的上限温度。其次, 建议采用易于掌握的二分搜索法作为确定 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的数值搜索方法。虽然黄金分割法、Fibonacci 法等相比于二分搜索法是更优策略的一维数值搜索方法, 但是程序相对复杂不易被掌握^[23-24]。二分搜索法中数值搜索的步长均缩小一半, 每次搜索都将搜索区间缩短一半, 易于实验人员掌握。图 1 为以 $T_{\max}'$ 为上限温度 24°C 为搜索初始步长的二分搜索法确定压裂液 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的示意图, 其具体步骤包括:

①在 $T_{\max}$ 附近选择 $T_{\max}'$ 作为上限温度, 设置数值搜索初始步长 24°C 和数值搜索精度 0.5°C ;

②在 $(T_{\max}' - 24n)^\circ\text{C}$ 下 (n 为大于 0 的整数) 测量压裂液体系的表观黏度降至 η_0 时所指示的时间与升高至该温度时间的差值, 该差值即为压裂液在该温度下能够达到最低要求黏度值的稳定时间, 记为 $t(T)$, 当 $t(T) \geq t_0$ 时停止测试, 此时温度记为 $T(t)$ 。如 $t(T) = t_0$, 则执行步骤⑦; 如 $t(T) > t_0$, 令 $T(t) = T_1$ 。

③设 $T_1 = T(t)$, 按②中的方法测定 $(T_1 + 12)^\circ\text{C}$ 下压裂液在该温度下能够达到最低要求黏度 η_0 的稳定时间, 如果 $(T_1 + 12)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T) = t_0$, 令 $T(t) = (T_1 + 12)$ 并执行步骤⑦; 如 $t(T) > t_0$, 令 $T(t) = (T_1 + 12)$ 。

④设 $T_2 = T(t)$, 按②中的方法测定 $(T_2 + 6)^\circ\text{C}$ 下压裂液在该温度下能够达到最低要求黏度 η_0 的稳定时间, 如果 $(T_2 + 6)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T) = t_0$, 令 $T(t) = (T_2 + 6)$ 并执行步骤⑦; 如 $t(T) > t_0$, 令 $T(t) = (T_2 + 6)$ 。

⑤设 $T_3 = T(t)$, 按②中的方法测定 $(T_3 + 3)^\circ\text{C}$ 下

压裂液在该温度下能够达到最低要求黏度 η_0 的稳定时间,如果 $(T_3+3)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T)=t_0$,令 $T(t)=(T_3+3)$ 并执行步骤⑦;如 $t(T)>t_0$,令 $T(t)=(T_3+3)$ 。

⑥设 $T_4=T(t)$,按②中的方法测定 $(T_4+1)^\circ\text{C}$ 和 $(T_4+2)^\circ\text{C}$ 下压裂液在该温度下能够达到最低要求黏度 η_0 的稳定时间,如果 $(T_4+1)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T)=t_0$,令 $T(t)=(T_4+1)$ 并执行步骤⑦;如果 $(T_4+2)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T)=t_0$,令 $T(t)=(T_4+2)$ 并执行步骤⑦;如果 $(T_4+2)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T)>t_0$,令 $T(t)=(T_4+2.5)$ 并执行步骤⑦;如果 $(T_4+2)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T)<t_0$,令 $T(t)=(T_4+1.5)$ 并执行步骤⑦;如果 $(T_4+1)^\circ\text{C}$ 下的 $t(T)<t_0$,令 $T(t)=(T_4+0.5)$ 并执行步骤⑦;

⑦此时的 $T(t)$ 为符合数值搜索精度的压裂液能够满足最低要求黏度 η_0 和压裂施工时间 t_0 的最高适用温度,记为 $T_{\max, \text{压裂液}}(\eta_0, t_0)$ 。

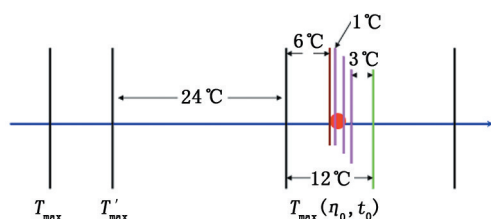


图1 二分搜索法确定压裂液 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 示意图

Fig. 1 Scheme for determining the $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ of fracturing fluid by binary search method

4 应用

为了进一步说明所设计的压裂液温度稳定剂评价方法的可行性和具体参数的确定方法,利用羟丙基瓜胶 HPG、有机硼交联剂 TB-1、氢氧化钠制备了配方为 0.45% HPG+0.2% NaOH+0.2% TB-1 的压裂液,并按照设计的评价方法分析了压裂液温度稳定剂 S-1 和 S-2 的效果。由于所制备的压裂液为水基冻胶压裂液,因此设定压裂液最低要求黏度 η_0 为 50 mPa·s、压裂施工时间 t_0 为 120 min^[25]。图2是 0.45% HPG+0.2% NaOH+0.2% TB-1 压裂液的黏度-温度曲线,按照 $T_{\max}$ 的确定方法可以从图2中得出压裂液的 $T_{\max}$ 为 164.7℃。

确定压裂液的 $T_{\max}$ 后,按照所设计的评价方法,取 $T_{\max}'=164^\circ\text{C}$ 作为上限温度,并设置数值搜索初始步长为 24℃和数值搜索精度 0.5℃,采用二分搜索法确定压裂液 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 。实验依次测定了 140、116、92℃下压裂液的黏度-温度/黏度-时间曲线,以 116℃下压裂液的黏度-温度/黏度-时间曲

线为例(图3),从升高到目标温度的时间和压裂液黏度降低到 50 mPa·s 时的时间差值 Δt 可以计算出压裂液在 $T=116^\circ\text{C}$ 时能够达到最低要求黏度值的稳定时间 $t(T=116^\circ\text{C})$ 为 98 min。测定压裂液达到最低要求黏度值的稳定时间 $t(T)$ 的实验结果表明,当以 24℃为步长将温度降低至 92℃时,压裂液体系的稳定时间 $t(T)>120$ min,这说明该压裂液的适用温度 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 在 92 和 116℃间。按照二分搜索法依次以 12、6、3、1℃为步长继续搜索 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$,当温度为 113 和 112℃时该压裂液的稳定时间 $t(T)$ 分别为 50 和 124 min。因此,该压裂液的最高适用温度 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 在 112~113℃,则满足数值搜索精度要求的压裂液最高适用温度 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 为 112.5℃。

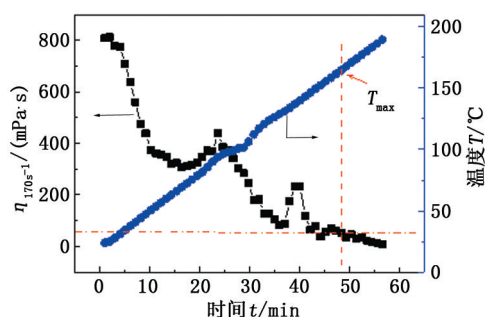


图2 压裂液黏度-温度曲线

Fig. 2 Viscosity-temperature curve of fracturing fluid

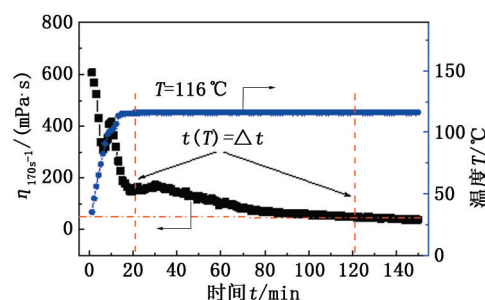


图3 压裂液黏度-时间曲线

Fig. 3 Viscosity-time curve of fracturing fluid

类似地,按照设计的评价方法也可以通过黏度-温度曲线、黏度-温度/黏度-时间曲线测定确定含有不同质量分数压裂液温度稳定剂 S-1、S-2 的 0.45% HPG+0.2% NaOH+0.2% TB-1 压裂液体系的 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$,实验结果如表2所示。根据适用温度提高值的定义式可以计算加入压裂液温度稳定剂后适用温度提高值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$,结果如图4所示。可以看出,加入 0.1%~0.8% 的温度稳定剂 S-1、S-2 分别可以使得 0.45% HPG+0.2% NaOH+0.2% TB-1 压裂液的最高适用温度提高 4.5~10℃、6~

14 ℃,因而压裂液温度稳定剂 S-2 的作用效果优于 S-1。上述实验结果表明所设计的评价方法可以判别不同性能压裂液温度稳定剂产品的作用效果差异。

表 2 温度稳定剂质量分数对压裂液体系耐温性能的影响
Table 2 Effect of temperature stabilizer mass fraction on temperature resistance properties

质量分数/%	$T_{\max}(\eta_0, t_0)/^{\circ}\text{C}$	
	温度稳定剂 S-1	温度稳定剂 S-2
—	112.5	112.5
0.1	117.0	118.5
0.3	121.0	124.5
0.5	122.0	125.0
0.8	122.5	126.5

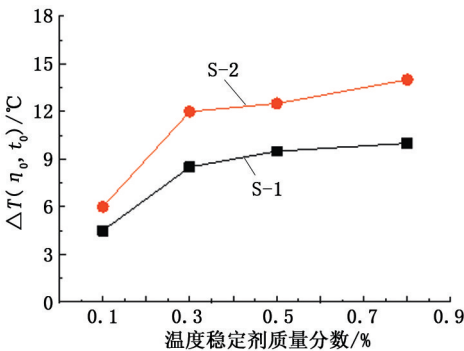


图 4 温度稳定剂质量分数对适用温度提高值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的影响

Fig. 4 Effect of temperature stabilizer mass fraction on increased value of applicable temperature $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$

5 结 论

(1)压裂液在压裂施工温度下,表观黏度保持在最低要求黏度值 η_0 以上的时间不能少于压裂施工要求的时间 t_0 才能够满足施工要求。压裂液在保证压裂施工的情况下能够使用的最高温度 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 从原理上反映了压裂液体系的耐温性能。在此基础上,通过测定加入温度稳定剂前后 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 的差值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 能够评价压裂液温度稳定剂对压裂液耐温性能的提升效果。

(2)设计从上限温度开始通过数值搜索方法逐步确定 $T_{\max}(\eta_0, t_0)$ 以计算温度稳定剂对压裂液适用温度的提高值 $\Delta T_{\max}(\eta_0, t_0)$,评价压裂液温度稳定剂的作用效果的具体方法。其中,搜索上限温度由压裂液黏度-温度曲线确定,数值搜索方法推荐为二分搜索法。利用有机硼交联羟丙基瓜胶压裂液按照设计的评价方法分析了压裂液温度稳定剂的作用效果,实验结果表明所设计的评价方法可以判别

不同性能压裂液温度稳定剂产品的作用效果差异。

参考文献:

[1] ECONOMIDES M J, MARTIN T. Modern fracturing-enhancing natural gas production [M]. Huston TX: ET Publishing, 2007.

[2] 朱天寿,徐永高. 超低渗透油藏压裂改造技术[M]. 北京:石油工业出版社,2012.

[3] 王永辉,卢拥军,李永平,等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报,2012,33(增1):149-158.

WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica,2012,33(s1):149-158.

[4] 赵福麟. 油田化学[M]. 东营:中国石油大学出版社,2007.

[5] RAE P, DI G. Fracturing fluids and breaker systems-a review of the state-of-the-art[R]. SPE 37359, 1996.

[6] CARTER K E, HAMACK R W, HAKAL J A. Hydraulic fracturing and organic compounds-uses, disposal and challenges[R]. SPE 165692, 2013.

[7] AL-MUNTASHERI G A. A critical review of hydraulic fracturing fluids over the last decade[R]. SPE 169552, 2014.

[8] YANG J. Viscoelastic wormlike micelles and their applications [J]. Curr Opin Colloid Interface Sci, 2002,7:276-281.

[9] 苑光宇,侯吉瑞,罗焕,等. 清洁压裂液的研究与应用现状及未来发展趋势[J]. 日用化学工业,2012,42(4):288-292.

YUAN Guangyu, HOU Jirui, LUO Huan, et al. Current situation and development trend with respect to research and application of clean fracturing fluid[J]. China Surfactant Detergent & Cosmetics, 2012,42(4):288-292.

[10] GUPTA D V S. Unconventional fracturing fluids for tight gas reservoirs[R]. SPE 119424, 2009.

[11] FUNKHOUSER G P, NORMAN L R. Synthetic polymer fracturing fluid for high-temperature applications [J]. SPE 80236, 2003.

[12] HOLTSCLOW J, FUNKHOUSER G P. A crosslinkable synthetic-polymer system for high-temperature hydraulic-fracturing applications[J]. SPE Drilling & Completion, 2010,25(4):555-563.

[13] ABAD C, MIRAKYAN A L, PARRIS M D. New fracturing fluid for high temperature reservoirs [R]. SPE 121759, 2009.

[14] KALGAONKAR R A, PATIL P R. A novel shear-stable

- fracturing fluid for high-temperature applications [R]. SPE 151890, 2012.
- [15] LEE W, BUELVAS M J L, ABAD C, et al. Fast hydrating fracturing fluid for ultrahigh temperature reservoirs [R]. SPE 172018, 2014.
- [16] LI Leiming, QU Qi, SUN Hong, et al. Viscosity-stabilized, high-temperature, low-loading fracturing fluids in hard water [R]. SPE 1887362, 2014.
- [17] PRAKASH C, ACHALPURKAR M, UPPULURI R. Evaluation of fracturing fluid for extreme temperature applications [R]. SPE 172726, 2015.
- [18] 陈大钧, 陈馥. 油气田应用化学 [M]. 2 版. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [19] 胜利油田技术监督处. Q/SLCG0030-2013 压裂液用温度稳定剂技术要求 [S]. 东营: 胜利石油管理局, 2013.
- [20] 中原油田勘探局. Q/SH10250580-2008 压裂用高温稳定剂技术要求 [S]. 濮阳: 中原油田勘探局, 2008.
- [21] 潘宝凤, 陈颖祎, 刘徐慧, 等. 温度稳定剂对自转向酸高温流变性的影响 [J]. 钻井液与完井液, 2013, 30 (4): 66-68.
- PAN Baofeng, CHEN Yingyi, LIU Xuhui, et al. Research on effect of temperature stabilizer on high temperature rheology of self-diverting acid [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30 (4): 66-68.
- [22] 邹鹏, 杨庭安, 任秋军. 复合压裂液耐温性的影响因素研究 [J]. 石油化工应用, 2015, 34 (1): 22-25.
- ZOU Peng, YANG Tingan, REN Qiujun. Influence research of temperature-stable ability of complex fracturing fluid [J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34 (1): 22-25.
- [23] 陈宝林. 最优化理论与算法 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2005.
- [24] 李琪, 王再兴, 沈黎阳, 等. 基于改进黄金分割法的钻井液流变模式优选 [J]. 钻井液与完井液, 2016, 33 (1): 57-62.
- LI Qi, WANG Zaixing, SHEN Liyang, et al. Optimization of drilling fluid rheology pattern using improved golden section method [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33 (1): 57-62.
- [25] 国家发展和改革委员会. SY/T 6376-2008 压裂液通用技术条件 [S]. 北京: 国家发展和改革委员会, 2008.
- (编辑 刘为清)