

变黏滑溜水性能评价及吉木萨尔页岩油藏矿场应用

梁天博^{1,2*}, 苏航^{1,2}, 管晶鸽^{1,2}, 柏浩^{1,2}, 赵龙昊^{1,2}, 姚二冬^{1,2}, 周福建^{1,2}

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者: btliaang@cup.edu.cn

收稿日期: 2020-10-14

中国石油天然气集团有限公司—中国石油大学(北京)战略合作科技专项(ZLZX2020-01)资助

摘要 非常规油气储层需要大规模压裂改造形成复杂裂缝网络从而实现经济开发的目的。滑溜水是该领域应用最为广泛的压裂液体系,但其黏度低,携砂性能差,砂堵风险高。变黏滑溜水可有效解决以上问题,该体系通过浓度的变化,即可实现低黏和高黏的转换,在简化施工工艺与降低降阻剂用量的同时,能够有效降低管路摩擦损失,增加压裂液携砂效率与压裂液体效率。通过流变性能评价、室内降阻性能测试及室内悬砂等一系列性能评价实验,以常规滑溜水作对比分析,对变黏滑溜水的降阻及携砂性能进行了评价。室内实验表明:通过控制降阻剂的浓度,可实现大范围连续变黏的效果。0.6wt%及以上浓度的变黏滑溜水在高剪切状态下仍可保持50 mPa·s以上黏度,而在0.1wt%浓度下的变黏滑溜水与常规滑溜水区别较小,均低于5 mPa·s。0.1wt%的变黏滑溜水管内流速达到11 m/s以上,降阻率可达到77.5%,与常规滑溜水表现相近。0.6wt%的变黏滑溜水管内流速达到10 m/s以上,降阻率可达到60%以上。相比同浓度常规滑溜水,其室内悬砂实验没有明显的砂堤形成且砂粒较为均匀的填充至整个裂缝,携砂能力显著提升。吉木萨尔页岩油储层应用效果显示,使用变黏滑溜水体系的压裂试验井降阻率最高可达81%,改造后增产效果显著,最高日产油接近90 t/d,80天累产油高达4000 t,最高为常规压裂液体系施工井产量的4倍,应用效果良好。

关键词 非常规油气; 变黏滑溜水; 降阻率; 悬砂性; 水力压裂

Laboratory evaluation of viscous slickwater and its field application in Jimsar shale oil reservoirs

LIANG Tianbo^{1,2}, SU Hang^{1,2}, ZAN Jingge^{1,2}, BAI Hao^{1,2}, ZHAO Longhao^{1,2}, YAO Erdong^{1,2}, ZHOU Fujian^{1,2}

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract Unconventional oil and gas reservoirs require a large-scaled fracturing to form dense and effective fracture network, so as to achieve the economic development. Slickwater (i.e., water with the friction reducer) has been widely applied in this field.

引用格式: 梁天博, 苏航, 管晶鸽, 柏浩, 赵龙昊, 姚二冬, 周福建. 变黏滑溜水性能评价及吉木萨尔页岩油藏矿场应用. 石油科学通报, 2022, 02: 185-195

LIANG Tianbo, SU Hang, ZAN Jingge, BAI Hao, ZHAO Longhao, YAO Erdong, ZHOU Fujian. Laboratory evaluation of viscous slickwater and its field application in Jimsar shale oil reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2022, 02: 185-195. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.016

However, it has low viscosity and poor sand-carrying performance, which increases the risk of sand plugging during fracturing. As for friction reducers, although increasing its concentration in water can slightly increase the viscosity of the slickwater, but this can dramatically decrease the friction reduction rate of the slickwater, which turns out to be detrimental to the stimulation-new. New viscous slickwater (i.e., water with the viscous friction reducer) was developed that can solve the above problems. It can meet the requirements of different viscosity by changing the concentration of the friction reducer (from 0.1wt% to 0.8wt%). With a simple operation process and lower friction reducer, it can effectively maintain a high friction reduction rate, and increase the efficiency of proppant carrying and fracturing fluid. In this study, through a series of laboratory experiments (including the rheological performance tests, friction reduction rate tests and sand-carrying tests), the friction reduction and sand-carrying performance of one chosen viscous slickwater were evaluated, and further compared with the conventional slickwater was conducted. Experimental results showed that a continuous viscosity change in a wide range could be achieved by controlling the concentration of the new viscous friction reducer. The viscous slick water with a concentration above 0.6 wt% could maintain the viscosity more than 50 mPa·s even with a high shear. While there was less different between the conventional slick water and the viscous slick water with the concentration of 0.1wt%, the viscosity of both was lower than 5 mPa·s. The friction reduction rate of the 0.1wt% slickwater could up to 77.5% with the flow rate in a pipe of 11 m/s. In the sand-carrying tests, no sand-settlement was observed. This allows sands to transport further into the hydraulic fractures and be uniformly distributed. The further tests were carried out in two horizontal wells in Jimsar shale oil reservoirs. Field data showed that the friction reduction rate was 81% in the fracturing, and the maximum daily oil production rate was 90 t/d, and the cumulative oil production was up to 4000 t/d in 80 days, which is 4 times of the production with the conventional fracturing fluid.

Keywords tight oil reservoir; viscous slickwater; friction reduction rate; sand-carrying performance; hydraulic fracturing

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.02.016

0 引言

页岩气、致密油等非常规油气资源有效开发对于保障国家的能源安全起着举足轻重的作用^[1-2]。由于储层物性差,非常规油气储层需要依靠大规模压裂改造以形成复杂裂缝网络,增大与基质的接触面积,从而实现经济开发的目的^[3-5]。现场经验表明,增加压裂液和支撑剂用量能够增加裂缝改造规模,提高致密储层采收率^[6-9]。相比于传统的胍胶压裂液体系,滑溜水压裂液可以减少70%~80%的液体管柱流动摩阻,大幅度提高压裂液的注入排量,在提高液体携砂能力的同时,又有助于复杂人工裂缝网络的形成;同时,滑溜水压裂液的固相残留物更少,成本低廉且在现场易于快速混配,因此其目前已成为非常规储层改造过程中使用最为广泛的压裂液体系之一^[10-12]。但由于滑溜水黏度较低(约1~7 mPa·s),携砂性能较差,因此现场压裂过程中需要配合交联胍胶压裂液进行混合压裂作业,即在线混配滑溜水携少量细沙作为前段,预先水化罐装线性胶或交联胶携粗砂作为后段;该工艺现场工序与所需设备较多,施工成本较高,更无法满足未来“无人压裂”或“智能压裂”的作业需求^[13-16]。

为了克服常规滑溜水体系的上述缺点,一种新型的变黏滑溜水体系应运而生。该体系通过浓度的变化,即可实现低黏和高黏的转换,在简化施工工艺与降阻剂用量的同时,能够有效降低管路摩阻损失,增加支

撑剂携带效率与压裂液液体效率^[17-20]。同时,地层条件下,变黏滑溜水容易破胶并且没有任何固体残渣,与滑溜水体系具备相同的低伤害属性^[21-22]。据北美压裂现场统计数据^[23],早在2016年北美地区就已经开始现场逐渐使用变黏滑溜水代替线性胶和交联胶,并且比例逐年上升;截至2019年的统计数据,在北美地区所有的压裂液中变黏滑溜水体系的占比已经达到35%~45%,与常规滑溜水体系的占比持平,且有进一步增加的势头。国内外对变黏滑溜水的黏度变化特征、降阻性能以及静态携砂性能都进行了一定的研究^[12,17-33]; Motiee等^[27]对变黏滑溜水黏弹性能、降阻性质,以及支撑剂在其内的沉降速率等进行了较为系统的研究,Wang等与Ba Geri等^[12,32-33]从室内实验角度建立了一套室内实验评价方法。然而,这些研究中尚缺乏变黏滑溜水在粗糙裂缝内的携砂能力表征,以及室内尺度实验与现场施工案例的系统表征与分析。

本文首先利用室内实验,对变黏滑溜水体系的基本物性进行了表征,并建立了其不同浓度与不同剪切速率下的黏度与降阻率,为现场在线连续混配提供数据基础。之后,将该液体体系应用于吉木萨尔页岩油藏水力压裂现场,综合室内表征与现场施工效果,对变黏滑溜水体系在非常规储层改造中的应用前景进行了分析,力求为国内非常规储层改造提供一种新的压裂液体系思路选择和参考。

1 实验材料与方法

1.1 变黏滑溜水

变黏滑溜水压裂液体系是一种疏水缔合聚合物体系,即含有疏水基团的聚合物。这些疏水基团在水相中聚集(类似油在水中聚成滴),形成物理可逆交联体系,0.1wt%以上浓度,即可形成高黏度,是一种理想的低伤害滑溜水体系。该实验中变黏滑溜水体系中添加的降阻剂为FR-Z900。其主要成分为阴离子聚丙烯酰胺,通过阴离子共聚单体、醇、油、丙烯酰胺及乳化剂体系以疏水缔合的方式进行可逆物理交联制备,分子量约为。

1.2 实验方法

1.2.1 黏度测试

黏度是评价压裂液体系性能优劣的重要参数。选配质量分数为0.1wt%、0.2wt%、0.4wt%、0.6wt%和0.8wt%的变黏滑溜水和常规滑溜水溶液,分别使用ZNN-D6B型电动六速黏度计对不同剪切速率下的变黏滑溜水和常规滑溜水溶液进行黏度测试。

1.2.2 黏弹性能测试

黏性模量与弹性模量是衡量压裂液体系携砂能力的重要指标之一。为评价FR-Z900变黏滑溜水体系的黏弹性特征,选用MASS-III型高温流变仪进行变黏滑溜水的黏弹性模量测试,待测变黏滑溜水质量浓度为0.6wt%。将配备好的0.6wt%变黏滑溜水进行应力扫描,利用应力扫描拐点附近线性区域的应力值对流体进行剪切频率扫描,以获得不同剪切频率下变黏滑溜水的黏弹性模量。

1.2.3 降阻率测试

如图1所示,利用自行搭载的室内环路摩阻测试

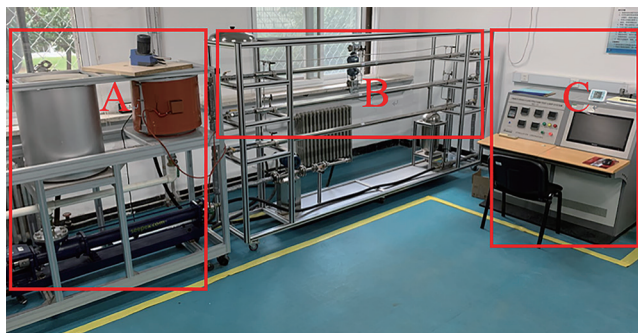


图1 环路摩阻测试实验装置示意图

Fig. 1 Setup of friction loop test for slickwater

装置进行室内降阻率测试,该装置主要由泵送系统(A)、管道测试系统(B)、数据采集系统(C)3部分构成。整个环路摩阻管道有6 mm、8 mm、10 mm的3根内径不同的不锈钢直管可供选择。装置回路的末端安装有一个长10 cm,直径为2 cm的有机可视化玻璃管,可用于观测液体循环前的流态。

分别制备降阻剂原液的质量浓度为0.1 wt%、0.2wt%、0.4wt%、0.6wt%和0.8wt%的变黏滑溜水溶液以分析浓度对于降阻率的影响。选用2.5 m长,内径为8 mm的直管进行实验,测压点各据两端0.25 m,即间距为2 m。先测量不同排量下清水的流动压降(每个流速点都要待至压力稳定再进行记录),然后测量某一浓度变黏滑溜水在不同排量下的压降,清洗管路后变换其他浓度的变黏滑溜水重复实验。

本研究中室内降阻性能评价实验参照国家标准《NB/T14003.1-2015 滑溜水性能指标及评价方法》。

1.2.4 室内悬砂实验

将吉木萨尔页岩露头加工成300 mm见方的岩块,然后对该岩块分别进行压裂、3D扫描与打印、倒模等一系列的加工过程,制作成300 mm高,900 mm长,缝宽为2 mm的粗糙裂缝模型(如图2所示),以方便观察并对比支撑剂在不同类型滑溜水中的运移与沉降规律,支撑剂运移铺置可视化装置如图3所示。配置常规的滑溜水溶液以及质量浓度为0.6 wt%的FR-Z900变黏滑溜水溶液作为悬砂性能测试的携砂液。支撑剂选用砂浓度为100 kg/m³的30/50目的石英砂。测试泵速设置为0.02 m³/min(对应的缝内流速约为0.6 m/s)。

2 室内实验结果与讨论

2.1 黏度性能评价

不同变黏滑溜水降阻剂母液加量下所测得的黏度



图2 3D打印粗糙裂缝模型

Fig. 2 Rough fracture model duplicated from the fractured outcrop sample by 3D printing



图3 支撑剂运移铺置可视化装置

Fig. 3 Visible slot-flow model with 3D-printed rough fracture faces

曲线如图4所示。从图中显示的规律来看,随着降阻剂浓度的增加,变黏滑溜水的溶液黏度在相同剪切速率下逐渐增加,浓度从0.4wt%升至0.6wt%时,黏度明显增加。在高剪切状态下(超过 1000 s^{-1}),0.6wt%及以上浓度仍然可以保持 $50\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 以上黏度。因此,在携砂段或暂堵段,增加变黏滑溜水浓度至0.6wt%能够快速实现压裂液黏度增加(增黏10倍以上),以便支撑剂的缝内运移或暂堵剂的炮眼或缝内封堵^[34-35]。而在0.1wt%浓度下变黏滑溜水与常规滑溜水区别较小,在前置液阶段,可以使用0.1wt%变黏滑溜水以控制施工成本。由于该体系高浓度下显著增黏的特性,通过控制降阻剂浓度,可实现大范围连续变黏的效果,因此将该新结构滑溜水称为变黏滑溜水。

2.2 黏弹性性能评价

通过动态频率扫描实验,图示了0.6wt%浓度变黏滑溜水黏性模量值、弹性模量值随频率变化的关系图,如图5所示。随着频率的逐渐增加,黏性模量和弹性

模量均会随频率增加。处于低频区时,形变发生较为缓慢,分子链大多能量较低,而且能量多在黏性缓慢流动中发生损耗,导致弹性模量较低的情况出现。随着频率增大,分子链没有足够时间滑动损耗,使得具有网络结构的变黏滑溜水体系弹性模量增强。变黏滑溜水体系黏性主导区与弹性主导区的分界点,也即弹性模量 G' 与黏性模量 G'' 交点小于 1 Hz ,说明该体系展现出良好的黏弹性能,可满足井筒与缝内弹性携砂需求。

2.3 降阻率性能评价

为了方便与现场施工进行对照,将室内实验排量根据下式转换为流速。

$$v = \frac{277.8Q}{\rho S}$$

式中: v —流速, m/s ;

Q —室内环路摩阻测试装置排量, kg/h ;

ρ —变黏滑溜水密度,随浓度变化极小,式中取 1020 kg/m^3 ;

S —摩阻测试直管截面积, mm^2 。

绘制不同浓度下的变黏滑溜水降阻率与流速的关系曲线如图6所示。

由图6可知,在浓度一定时,流速即泵注排量越大,变黏滑溜水的降阻率越高,随着流速的进一步增加,降阻率曲线逐渐趋于平缓,直至达到一个“平台”。通过对比不同浓度的变黏水滑溜水降阻率曲线可以看出,流速即排量较低条件下,较高浓度的变黏滑溜水的降阻效果较差,在0.6wt%及以上浓度变黏滑溜水黏黏度在剪切速率 170 s^{-1} 时黏黏度超过 $100\text{ mPa}\cdot\text{s}$,主要由于低流速下黏性主导,能量多在黏

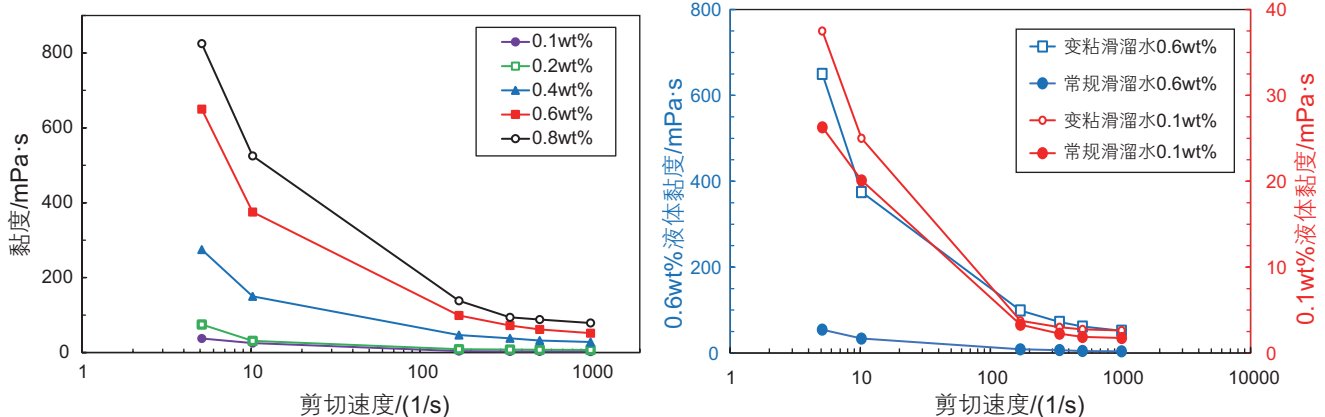


图4 不同浓度变黏滑溜水体系黏度测试结果(左),高、低浓度变黏滑溜水与常规滑溜水黏度对比(右)

Fig. 4 Viscosity of the viscous slickwater at different concentrations (left), viscosity comparison between the viscous slickwater and the conventional slickwater at low and high concentrations.

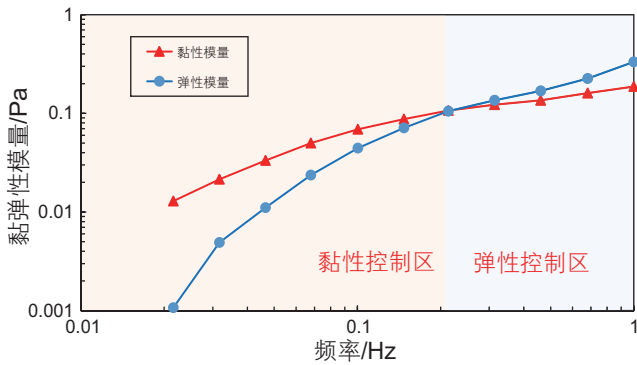


图5 0.6 wt%变黏滑溜水黏弹模量曲线

Fig. 5 Change of viscoelastic modulus of 0.6 wt% viscous slickwater at different shearing frequencies

性缓慢流动中损耗, 所以降阻率变不佳(如图6中0.6wt%变黏滑溜水在流速为1.316 m/s的条件下对应的降阻率为-152.78%)。随着流速的增加, 高浓度的变黏滑溜水的降阻率随浓度的增加会出现陡增, 且在流速大于8 m/s时, 较高浓度的变黏滑溜水体系降阻性能表现优异, 0.1 wt%的变黏滑溜水体系降阻率最高可达77.46%, 降阻效果良好。现场压裂施工过程中, 井筒内液体流速大于15~22 m/s(10~14 m³/min), 不同浓度的变黏滑溜水均能够大排量水力压裂对降阻率的需求。从井筒进入人工裂缝后, 缝内流速逐渐降低, 高黏度下变黏滑溜水的黏性特征逐渐显现, 能够

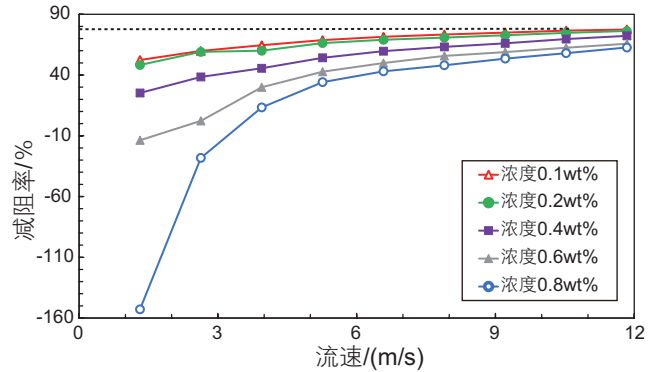


图6 不同浓度变黏滑溜水降阻率测试曲线

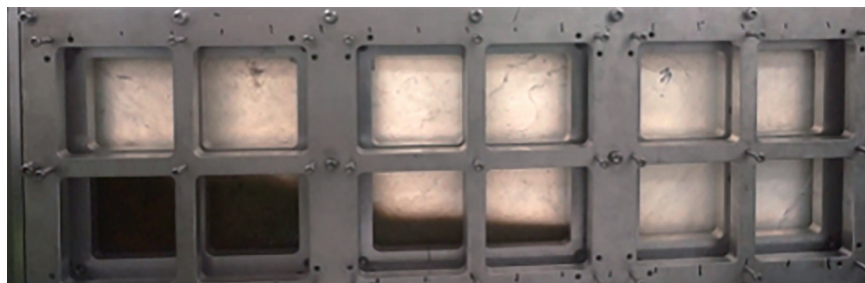
Fig. 6 Friction reduction rates of the viscous slickwater at different concentrations

携带支撑剂进入裂缝更深处, 且能够预防压裂时的砂堵风险。

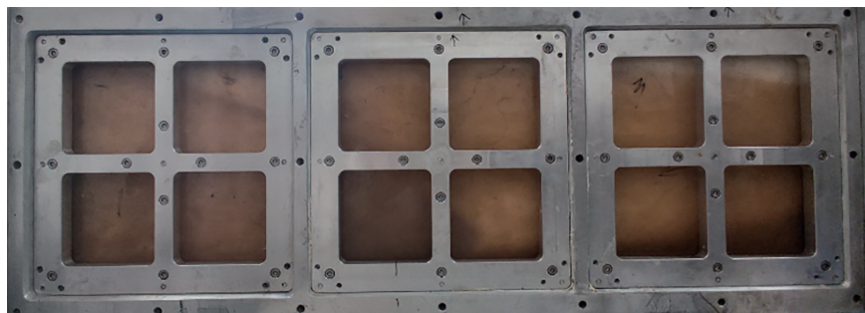
2.4 室内悬砂实验

将制作好的粗糙裂缝模型放置在可视化支撑剂运移模拟装置中开始测试, 其主要的实验过程包括: (1) 泵入不携砂的滑溜水溶液充满至整个裂缝模型。(2) 然后将砂液泵入裂缝模型, 分别观察常规滑溜水体系和0.6wt%的变黏滑溜水体系携砂时对石英砂的悬浮和迁移情况, 实验结果如图7所示。

对于常规的滑溜水体系, 由于重力作用, 大部分



(a) 常规滑溜水体系携砂情况



(b) 变黏滑溜水体系携砂情况

图7 常规滑溜水(a)与变黏滑溜水(b)携砂性能对比图

Fig. 7 Comparison of sand-carrying performance between the conventional slickwater (a) and the viscous slickwater (b)

石英砂沉入底部,裂缝模型中有明显的砂堤形成且砂粒输送距离较短(图7a所示),而对于变黏滑溜水体系(如图7b所示),没有明显的砂堤形成且砂粒较为均匀的填充至整个裂缝中,说明其悬砂性能远远优于常规滑溜水体系。变黏滑溜水的黏性模量和弹性模量均显著高于常规滑溜水,携砂性能优越。

3 吉木萨尔试验井变黏滑溜水矿场施工效果

根据室内降阻率及悬砂性能测试的结果,相比于常规的滑溜水体系,变黏滑溜水体系在降阻效果及携砂性能等方面表现都更为优秀。为了探究该变黏滑溜水体系在现场的应用效果,选取新疆吉木萨尔区块的三口临近生产井进行对比试验。

3.1 压裂试验井参数对比

选取吉木萨尔凹陷二叠系盆地芦草沟组的A、B、C三口临近的生产井的水平段进行分段多簇压裂改造。一方面这些目标井所处储层物性较差,自然产能低,压裂改造后可大幅提高产能;另一方面这些水平井难以使用机械分隔,经过压裂改造后的产量提升可直接反映利用暂堵剂进行分段多簇压裂改造的效果。其中B、C两口井为试验井,压裂液体系选择变黏滑溜水压裂液;而A井作为参照井,选用常规冻胶压裂液+滑溜水进行施工作业,三口目标井的主体加砂支撑剂均为30~50目石英砂。三口井的压裂施工参数如表1所示,压裂液体系如表2所示(压裂液配方中浓度均为

质量浓度)。

3.2 压裂施工曲线分析

因压裂改造段数较多,特从三口井中各选取一段较为典型的压裂改造段A-13#段、B-12#段以及C-10#段进行压裂施工曲线分析,以上三段均采用两次加砂,段内暂堵,加砂规模为单次80 m³。其中,A-13#段的单次加砂压裂改造具体步骤如下:①用滑溜水泵送桥塞;②滑溜水泵送暂堵剂;③注入冻胶+滑溜水前置液;④注入冻胶携砂液;⑤注入冻胶+滑溜水顶替液。B-12#段及C-10#段单次加砂程序与A-13#段的加砂程序相比,二者前置液及携砂液有所差别,前置液由冻胶+滑溜水体系替换为低黏黏度变黏滑溜水,携砂液由冻胶被替换为高黏变黏滑溜水。现场压裂施工曲线分别如图8、9、10所示。图8、9中“低黏液添”代表在线混配至0.1wt%浓度,“高黏液添”代表在线混配至0.6wt%浓度(即液添除以排量)。

以A-13#段为例,结合现场的压裂施工曲线进行分析可知(如图8所示),低排量下加入暂堵剂后,通过小幅度提高施工排量,以便暂堵剂快速到达缝端形成封堵;随后减小排量以防封堵过量导致地层超压,后该段排量稳定在2.2 m³/min,且压力响应效果良好(升压幅度约为25 MPa),这一变化趋势表明暂堵剂成功封堵了前段压裂改造所形成的裂缝,使得后续的压裂液得以压开未有裂缝形成的区域^[36],利用相同的分析方法,图9中B-12#段以及图10中C-10#段可得

表1 三口井施工压裂参数表

Table 1 Fracturing operation parameters of three chosen wells

井号	有效改造长度/m	改造段数	平均簇间距/m	段内簇数	加砂规模/(m ³ /m)	用液规模/(m ³ /m)	液砂比
A	1825.5	24	13.1	6	2.0	34.5	17.2
B	1050.0	15	12.8	6	2.0	26.5	13.6
C	1551.0	21	16.0	6	2.1	27.5	13.3

表2 三口井压裂液体系配方

Table 2 Fracturing fluid formula for three chosen wells

井号	压裂液体系	压裂液配方	混配方式
A	冻胶+滑溜水	冻胶: 0.25%~0.35% 稠化剂+0.5% 助排剂+0.3%~0.5% 破乳剂+0.1%~0.2% 有机防膨剂+0.1%~0.5% pH调节剂+0.5% 杀菌剂+1% 交联剂+0.01%~0.03% 破胶剂。 滑溜水: 0.1%~0.15% 稠化剂+0.5% 助排剂+0.3%~0.5% 破乳剂+0.1%~0.2% 有机防膨剂+0.5% 杀菌剂+0.01%~0.03% 破胶剂。	非在线混配
B	变黏滑溜水	高黏压裂液配方: 0.6~0.8% 变黏滑溜水母液+0.02% 破胶剂(APS);	在线混配
C		低黏滑溜水配方: 0.1% 变黏滑溜水母液。	

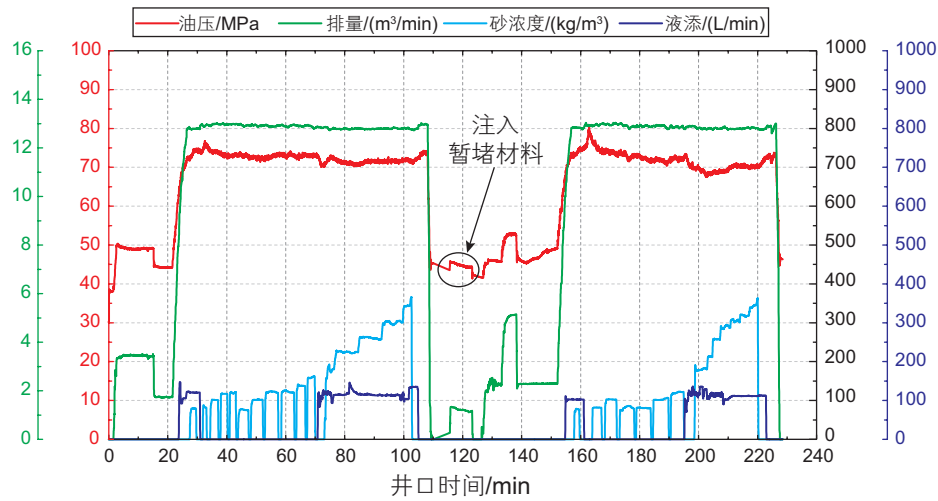


图 8 A-13# 压裂施工曲线

Fig. 8 Fracturing operation curves of stage#13 in Well-A

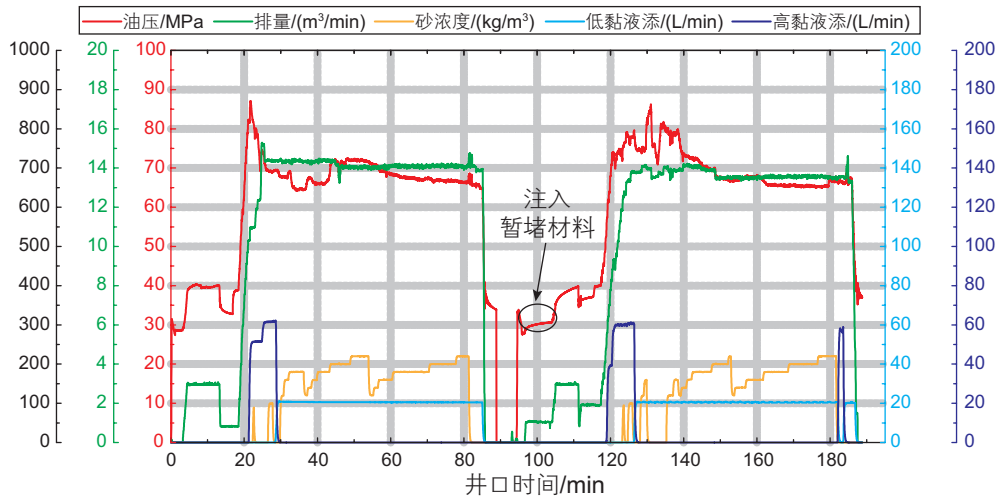


图 9 B-12# 压裂施工曲线

Fig. 9 Fracturing operation curves of stage#12 in Well-B

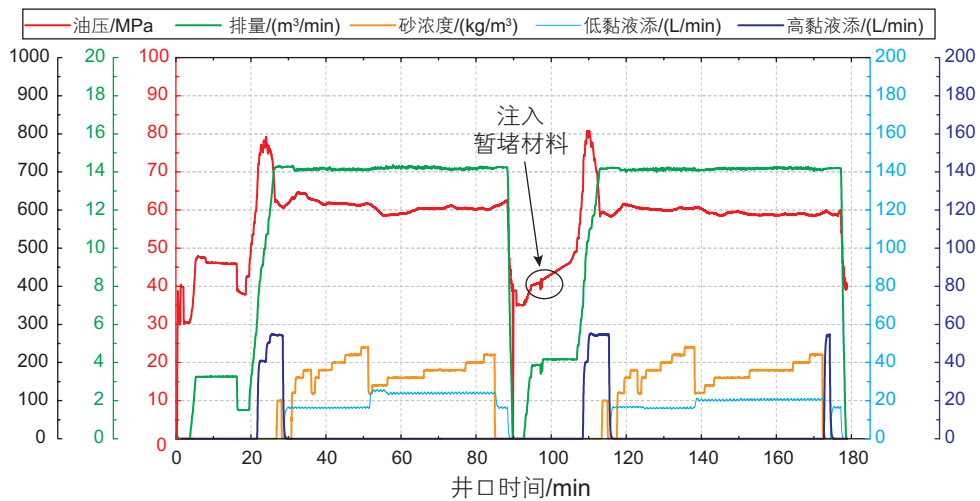


图 10 C-10# 压裂施工曲线

Fig. 10 Fracturing operation curves of stage#10 in Well-C

出相同的结论,即采用变黏滑溜水体系施工的改造井段,均显示出压裂施工作业中暂堵效果良好,可以满足携砂性能要求。

同时,在3口目标井的加砂规模及液砂比相近的情况下(如表1所示),变黏滑溜水仅仅通过浓度变化,即可实现低黏度与高黏度的切换,为未来无人压裂(人工智能辅助压裂)提供了重要的物质基础。采用变黏滑溜水压裂施工的两口试验井B、C最大携砂浓度可达 250 kg/m^3 ,使得支撑剂输送和裂缝支撑更为有效,最终可以取得与常规冻胶体系压裂改造的A井同样良好的暂堵压裂改造效果。

3.3 实施效果分析

根据3口井的压裂施工图及摩阻计算公式,分别统计3口井各段的摩阻,然后计算各压裂段的降阻率情况,计算所得各段暂堵前后降阻率情况分别如图11、图12所示。

从统计的3口目标井各压裂改造段暂堵前后降阻率情况来看,暂堵前3口井的平均降阻效果均显示良好,相差不大,均在73%左右,且使用变黏滑溜水体系的试验井C要略好于使用常规压裂液体系的压裂改造井A井;而在加入暂堵剂后,相比于暂堵前的降阻效果,A井的降阻效果有所下降,而B、C井的平均降阻率均要优于暂堵前的降阻率,甚至C井各改造段的平均降阻率高达81%。

再结合现场排量及压裂液黏度等数据计算可知,A井现场施工的滑溜水流速约为 8 m/s ,而B、C井现

场排量的流速约在 10 m/s 左右,将对应流速下对应的现场降阻率统计结果与室内降阻率实验结果(图6)对比可知,二者吻合较好。综上所述,变黏滑溜水体系的降阻性能要优于常规的压裂液体系。

压裂改造施工后,统计3口目标井80 d内的日产量及累产油量情况如图13所示。根据图13中显示的结果,无论是日产油还是累产油情况,使用变黏滑溜水压裂的B、C井的施工效果都要远远优于常规冻胶+滑溜水压裂改造的A井,其压裂施工后80天内的累产油量分别为A井的2.5倍和4倍,增产效果显著。

综合现场施工的结果,相比于常规压裂液体系,变黏滑溜水压裂液体系可以通过浓度变换兼顾降阻和携砂性能需求,一方面可以大幅度降低管柱施工摩阻,提高缝内流速,以便造复杂裂缝,压裂改造后油井可以获得比常规压裂改造井更高的产能;另一方面后期通过增加浓度的方式即可实现增黏,进而增加砂比,可减少液体用量,且采用在线混配的方式,极大地节约了施工场地,避免了冻胶的水化,减少了储存设备的使用,若按每方液节省15元计算,几万方液节省配液费可达几十万元,成本降低显著,应用前景十分广阔。

目前国内对于变黏滑溜水体系的研究较少,本文也只做了一些比较初步的研究,后续若进行更为深入的研究,笔者认为可从以下2个方面进行考虑:一方面有待研究全程高浓度变黏滑溜水加砂的改造效果;另一方面可以深入研究浓度连续变化以优化压裂各个时期(如起裂、延伸、支撑等)砂比,在考虑裂缝改造

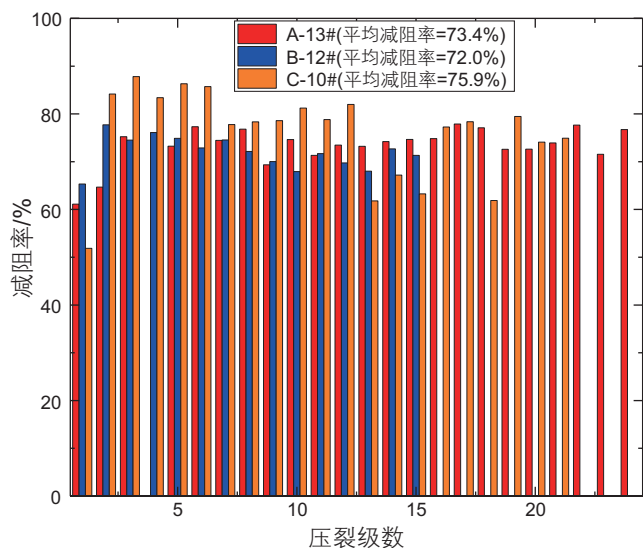


图11 暂堵前降阻率曲线

Fig. 11 Calculated fraction reduction rates before temporary plugging

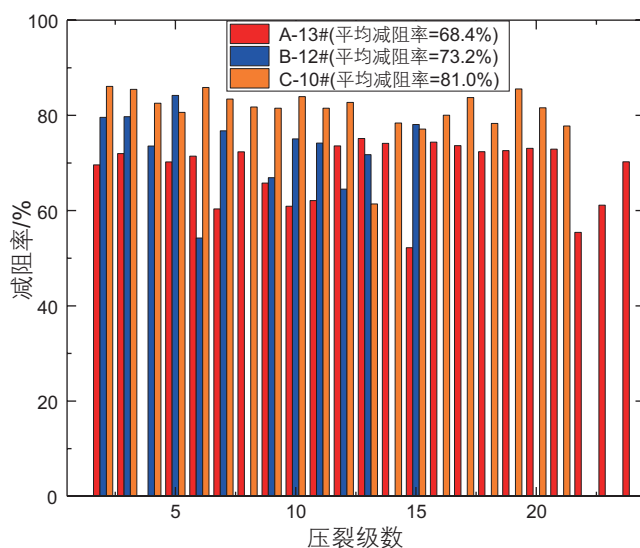


图12 暂堵后降阻率曲线

Fig. 12 Calculated fraction reduction rates after temporary plugging

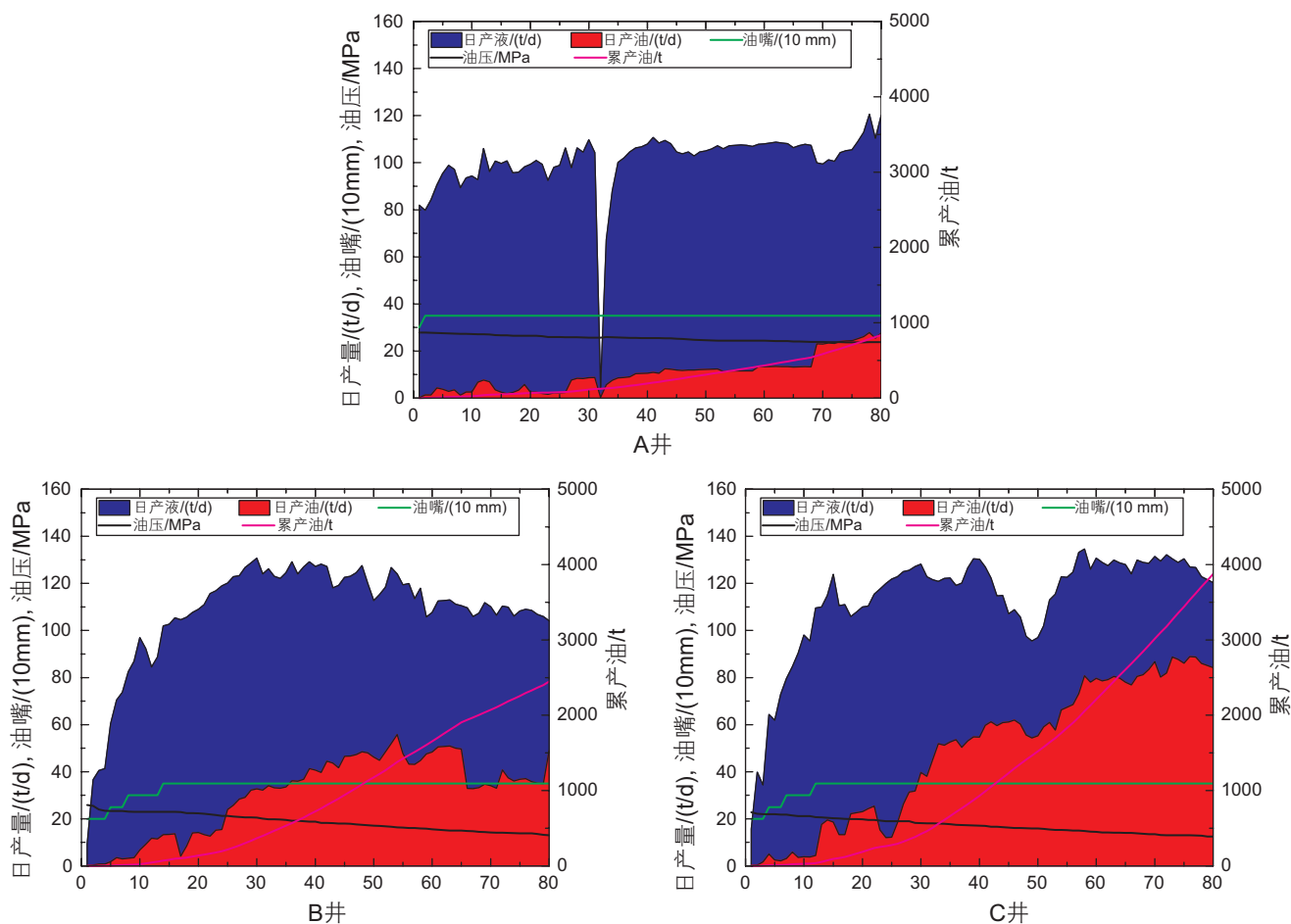


图 13 试验井压裂后 80 日产油量及累产油量统计图
Fig. 13 Production histories of three wells in 80 days

体积的同时兼顾保证支撑导流能力，以期获得更为理想的施工改造效果。

4 结论

变黏滑溜水具有较好的降阻性能和携砂性能，在非正规油气储层压裂改造中应用前景广阔，通过研究本文可得以下认识：

(1) 在模拟井筒内流动的高剪切速率下，0.6wt% 及以上浓度的变黏滑溜水能够保持 50 mPa·s 以上黏度；同时，该液体的弹性模量 G' 与黏性模量 G'' 的交点小于 1 Hz，展示出的黏弹性能也有助于降低支撑剂的缝内沉降速率，能够在简化压裂施工工艺之余，提高支撑剂在人工裂缝网络内的展布。

(2) 虽然增加变黏滑溜水浓度以提高其黏度的同时，会降低其降阻性能，但管路摩阻实验显示，0.1wt%~0.8wt% 的浓度下降阻率均超过 60%，且最高超过 75%，能够满足压裂现场大排量施工的要求。

(3) 现场应用结果显示，0.1wt% 浓度的变黏滑溜水与常规滑溜水降阻性能相近，而其 0.6wt% 浓度可兼顾降阻和携砂性能需求，能够替换交联胍胶进行水力压裂携砂段和暂堵段的现场施工作业。

(4) 现场试验井的生产数据表明，使用变黏滑溜水有利于支撑剂运移至裂缝远端，增大人工裂缝网络的支撑效率。变黏滑溜水试验井的平均产量约为传统压裂施工井的 4 倍左右。通过控制变黏滑溜水浓度，可以实现大范围黏度变化，在减少施工工序的同时，增加压裂井产量。

参考文献

- [1] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(03): 352-358.
[WU Q, XU Y, WANG X Q, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and

- implementation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(03): 352–358.]
- [2] 邹才能, 潘松圻, 赵群. 论中国“能源独立”战略的内涵、挑战及意义[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(02): 416–426.[ZOU C N, PAN S Q, ZHAO Q. On the connotation, challenge and significance of China's “energy independence” strategy[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(02): 416–426.]
- [3] LIANG T B, XU K, LU J, et al. Evaluating the performance of surfactants in enhancing flowback and permeability after hydraulic fracturing through a microfluidic model[J]. *SPE Journal*, 2019.
- [4] LIANG T B, LUO X, NGUYEN Q, et al. Computed-tomography measurements of water block in low-permeability rocks: Scaling and remedying production impairment[J]. *SPE Journal*, 2018, 23(03): 762–771.
- [5] LIANG T B, LONGORIA R A, LU J, et al. Enhancing hydrocarbon permeability after hydraulic fracturing: Laboratory evaluations of shut-ins and surfactant additives[J]. *SPE Journal*, 2017, 22(04): 1,011–1,023.
- [6] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. *地质学报*, 2015, 89(06): 979–1007. [ZOU C N, YANG Z, ZHU R K, et al. Progress in China's unconventional oil gas exploration and development and theoretical technologies[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(06): 979–1007.]
- [7] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. *石油学报*, 2012, 33(02): 173–187.[ZOU C N, ZHU R K, WU S T, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(02): 173–187.]
- [8] Initial production rates in tight oil formations continue to rise – Today in Energy – U.S. Energy Information Administration (EIA)[EB/OL]. [2020–09–30]. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24932>.
- [9] GALLEGOS T J, VARELA B A, HAINES S S, et al. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications[J]. *Water Resources Research*, 2015, 51(7): 5839–5845.
- [10] SCANLON B R, REEDY R C, NICOT J-P. Comparison of water use for hydraulic fracturing for unconventional oil and gas versus conventional oil[J]. *Environmental Science & Technology*, American Chemical Society, 2014, 48(20): 12386–12393.
- [11] WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, VINCENT M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs: Maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[C]//Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [12] WANG J, ZHOU F J, BAI H, et al. A comprehensive method to evaluate the viscous slickwater as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107359.
- [13] ZHAO H, DANICAN S, TORRES H, et al. Viscous slickwater as enabler for improved hydraulic fracturing design in unconventional reservoirs[C]//Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [14] LIANG T B, YANG Z, ZHOU F Z, et al. A new approach to predict field-scale performance of friction reducer based on laboratory measurements[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 159: 927–933.
- [15] 吴文刚, 刘友权, 易大森, 等. 压裂液连续混配技术及在“工厂化”压裂中的应用[J]. *石油与天然气化工*, 2016, 45(03): 57–60.[WU W G, LIU Y Q, YI D S, et al. Application of technology of continuous mixing fracturing fluid on “large-scale” fracturing[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2016, 45(03): 57–60.]
- [16] 刘致屿. 滑溜水压裂液降阻机理研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019. [LIU Z Y. Study on drag reduction mechanism of slick-water fracturing fluid[D]. China University of Petroleum (Beijing), 2019.]
- [17] SUN Y, BAI B, DAI C, et al. Permeability evolution study after breaking of friction reducer in near fracture matrix of tight gas reservoir[J]. *Fuel*, 2017, 204: 63–70.
- [18] JOHNSON M, WINKLER A, AFTEN C, et al. Successful implementation of high viscosity friction reducer in marcellus shale stimulation[C]//Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [19] POPPEL B. Fighting the fear: Overcoming preconceived notions of low polymer cross-linked gels and high viscosity polyacrylamides in unconventional fracturing[C]//Society of Petroleum Engineers, 2020.
- [20] DAHLGREN K, GREEN B, WILLIAMS B, et al. Case studies of high viscosity friction reducers HVFR in the STACK play[C]//Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [21] SUN Y, WU Q, WEI M, et al. Experimental study of friction reducer flows in microfracture[J]. *Fuel*, 2014, 131: 28–35.
- [22] BA GERI M, ELLAFI A, FLORI R, et al. A comprehensive review of formation damage caused by high-viscosity friction reducers: Wolfcamp case study[C]//Society of Petroleum Engineers, 2019.
- [23] ELLAFI A, JABBARI H, BA GERI M, et al. Using high-viscosity friction reducers (HVFRs) to enhance SRVs in high TDS formations: Bakken case study[C]//American Rock Mechanics Association, 2020.
- [24] BRANNON H D, BELL C E. Eliminating slickwater fracturing compromises for improved shale stimulation[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011.
- [25] VAN DOMELEN M, CUTRER W, COLLINS S, et al. Applications of viscosity-building friction reducers as fracturing fluids[C]//SPE

- Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 2017.
- [26] AFTEN C. Analysis of various high viscosity friction reducers and brine ranges effectiveness on proppant transport[C]//SPE/AAPG Eastern Regional Meeting, 2018.
- [27] MOTIEE M, JOHNSON M, WARD B, et al. High concentration polyacrylamidebased friction reducer used as a direct substitute for guar-based borate crosslinked[C]//Society of Petroleum Engineers, 2016.
- [28] QUINTERO H, FARION G, GARDENER D, et al. Successful application of a salttolerant high viscous friction[C]//Society of Petroleum Engineers, 2019.
- [29] KURDI M, SADYKOV A, MOMIN A, et al. Application of high viscous friction reducers in saudi unconventional reservoirs[C]// International Petroleum Technology Conference, 2020.
- [30] GERI M B, ELLAFI A, OFORI B, et al. Successful implementation of high viscosity friction reducers from laboratory to field scale: Middle Bakken case study[C]//Unconventional Resources Technology Conference, 2019.
- [31] HABIBPOUR M, CLARK P E. Drag reduction behavior of hydrolyzed polyacrylamide/xanthan gum mixed polymer solutions[J]. *Pet. Sci*, 2017, 14, 412–423.
- [32] GERI M B, ELLAFI A, FLORI R, et al. Viscoelastic characterization effect of high-viscosity friction reducers and proppant transport performance in high-TDS environment[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019.
- [33] GERI M B, IMQAM A, FLORI R. A critical review of using high viscosity friction reducers as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications[C]// SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 2019.
- [34] WANG B, ZHOU F J, YANG C, et al. A novel experimental method to investigate the plugging characteristics of diversion agents within hydro-fracture[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 183: 106354.
- [35] WANG B, ZHOU F J, YANG C, et al. Experimental study on injection pressure response and fracture geometry during temporary plugging and diverting fracturing[J]. *SPE Journal*, 2020, 25(02): 573–586.
- [36] 周福建, 苏航, 梁星原, 等. 致密油储集层高效缝网改造与提高采收率一体化技术[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(05): 1007–1014.[ZHOU F J, SU H, LIANG X Y, et al. Integrated hydraulic fracturing techniques to enhance oil recovery from tight rocks[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(05): 1007–1014.]

(责任编辑 李俊键 编辑 马桂霞)