

基于裂缝平行板模拟实验体积压裂复杂裂缝理想支撑技术

程兴生, 张大年, 魏凯, 任孝柯, 翟向萍

北京斯迪莱铂油气技术有限公司 CNAS 认证增产实验中心 北京 100176

通讯作者: Email: xingshengcheng@stimlab.com.cn

项目支持: 国家科技重大专项课题“深部碳酸盐岩热储层天然构造及人工干预下综合评价技术-专题三深部碳酸盐岩热储层增产试验与评价技术体系”(2019YFB1504103)

引用: 程兴生, 张大年, 魏凯, 等. 基于裂缝平行板模拟实验体积压裂复杂裂缝理想支撑技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(1): 27-32.

Cite: CHENG Xingsheng, ZHANG Danian, WEI Kai, et al. Ideal support technology of volume fracturing complex fractures based on fracture parallel plate simulation experiment [J]. Well Testing, 2023, 32(1): 27-32.

摘要 采用可视化平行板裂缝物理模拟实验装置, 开展了不同粒径支撑剂在不同黏度压裂液、变排量下的动态携砂实验, 模拟现场施工排量下支撑剂铺置的规律与支撑剖面。利用 API 裂缝导流设备和岩心驱替装置, 开展主裂缝和微裂缝支撑导流能力实验。研究表明, 非剪切裂缝渗流能力在一定闭合压力下几乎全部散失, 分支缝和远端微裂缝少量的支撑, 会获得一定的渗流能力。滑溜水依靠其黏度基本不具备携砂能力, 使用滑溜水进行体积压裂, 更多依赖水动力携砂, 而依靠黏度携砂更有利于将支撑剂输送到裂缝远端。在进行体积压裂时, 段塞打磨建立好裂缝通道后, 先期泵注一定量相对大粒径支撑剂, 实现近井裂缝下部高导流支撑; 然后泵注小粒径支撑剂, 同时也可适当提高携砂液黏度, 实现分支缝和裂缝远端支撑; 最后高砂比尾追相对大粒径支撑剂, 实现近井裂缝高导流支撑, 从而保障和实现体积压裂裂缝的理想支撑, 从根本上提高体积压裂效率与效果。

关键词 平行板物理模拟实验; 体积压裂; 裂缝; 导流能力; 理想支撑; 动态携砂实验; 闭合压力

中图分类号: TE353 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.01.005

Ideal support technology of volume fracturing complex fractures based on fracture parallel plate simulation experiment

CHENG Xingsheng, ZHANG Danian, WEI Kai, REN Xiaoke, ZHAI Xiangping

Test Center of Beijing Stimlab Oil & Gas Technology Co., Ltd., Accredited by CNAS, Beijing 100176, China

Abstract: The visual parallel plate fracture physical simulation experimental device is used to carry out the dynamic sand carrying experiment of proppant with different particle size under different viscosity fracturing fluid and variable displacement, so as to simulate the rule of proppant placement and support profile under the condition of field construction displacement. In this study, API fracture diversion equipment and core displacement device are used to carry out experiments on the propping and diversion capacity of main fractures and micro-fractures. The research shows that the seepage capacity of non shear fractures is almost lost under a certain closing pressure, and a small amount of support of branch fractures and distal micro fractures will obtain a certain seepage capacity. Slickwater does not have the ability to carry sand by its viscosity, so the use of slickwater for volume fracturing relies more on hydrodynamic sand carrying, and relying on viscosity sand carrying is more conducive to transporting proppant to the far end of the fracture. During volume fracturing, after the slug is polished to establish a fracture channel, a certain amount of proppant with relatively large particle size is pumped in advance to realize high diversion support at the lower part of the near-well fracture, and then proppant with small particle size is pumped, and the viscosity of the sand carrying fluid can be properly improved to realize branch fracture and distal support of the fracture; And finally, that proppant with the relatively large grain diameter is traile by the high sand ratio to realize the high diversion support of the near-well fracture, so that the ideal support of the volume fracturing fracture is guarantee and realized, and the volume fracturing efficiency and effect are fundamentally improved.

Keywords: parallel plate physical simulation experiment; volume fracturing; crack; diversion capacity; ideal support; dynamic sand carrying experiment; closing pressure

随着致密油气、页岩油气等非常规油气大规模体积压裂开发,低成本压裂材料的应用已成为非常规油气商业开发的关键,北美滑溜水的应用率已经超过95%,页岩油气井石英砂占比达92%^[1]。国内各油田对非常规油气体积压裂改造时,滑溜水和石英砂的占比和使用规模也在日益增长,然而国内很多油田面临着体积压裂后产量递减快的问题。滑溜水携砂能力差,传统的小粒径+相对大粒径支撑剂加砂模式,使得人工裂缝无法得到有效支撑可能是造成压后改造效果差、有效期短的重要原因之一。同时,基于各油田增效控本的考虑,研发使用高成本低密度支撑剂似乎脱离实际。如何在现有的体积压裂施工中获得理想的支撑效果是值得研究的课题。国内很多学者采用室内模拟实验或基于计算流体力学的数值模拟,先后研究了排量、砂比、主裂缝和分支缝夹角、携砂液黏度、射孔密度、滤失系数以及支撑剂种类等因素对支撑剂在复杂裂缝网络中的运移和铺置规律的影响^[2-4]。张潦源等^[5]开展了不同类型支撑剂组合条件下,在裂缝内运移规律的研究;周德胜等^[6]基于物理实验装置和数值模型模拟,针对不同排量下压裂液湍流效应对支撑剂运移的影响规律的研究;赵俊等^[7]采用平行板物理模拟装置,测试不同黏度、排量和砂浓度对支撑剂沉降性能影响,认为砂浓度提高,支撑剂沉降受到干扰,减缓了支撑剂沉降速率;张潇等^[8]采用平行板物理模拟装置开展了压裂液携砂测试,描述了支撑剂微观运动轨迹和砂堤宏观形态,分析了黏度和非黏度压裂液携砂区别,开展了射孔孔眼、施工排量和压裂液黏度对砂堤形态影响规律;孙海成等^[9]基于数模计算认为支撑剂沉降速率主要受网络裂缝复杂程度和页岩复合层理效应的影响,受压裂液黏度影响较小;侯腾飞基于固液两相流理论为基础,开展了支撑剂在压裂液中沉降规律研究,对影响颗粒沉降及运移的主控因素进行评价^[10];张涛等^[11]针对传统支撑剂沉降技术方法流体与固体、固体与固体双向耦合的缺点,建立了基于欧拉-欧拉两相流模型清水压裂支撑剂沉降模拟,开展了不同流速、砂量密度等对支撑剂沉降规律影响研究工作;林啸等^[12]针对体积压裂过程,支撑剂在粗糙迂曲的复杂裂缝中运移规律,建立了三维粗糙迂曲裂缝模型,模拟了不同粗糙度和迂曲程度中固液两相流,开展了压裂液与支撑剂性能对铺置影响。以上研究内容对影响支撑剂铺置因素有明确的认识,但

与现场体积压裂施工结合较少,尤其针对物理模拟平行板测试过程,由于模拟尺寸严重受限,测试排量、携砂压裂液黏度和携砂比例同时拟合现场施工条件的室内研究工作难度较大。因此,室内研究结果如何指导现场作业来提高压后效果方面研究有待深入。根据北美地区近三年采用“Counter Prop(逆向支撑)”现场应用取得的经验^[13],对比国内大规模体积压裂的加砂方式具有明显不同,其泵送设计采用前段“大粒径支撑剂(40~70目石英砂)”+尾追“小粒径支撑剂(70~140目石英砂)”,取得较好产量效果,但针对大规模体积压裂高排量下,微裂缝支撑导流能力、支撑剂铺置效果、低黏滑溜水携砂的黏度范围和携砂比例,以及实现“裂缝全支撑”泵送条件未见研究报道。因此,本文结合现场施工排量,开展了不同类型支撑剂在不同黏度压裂液、不同排量下的沉降规律物理模拟实验,通过优化不同粒径支撑剂的添加顺序以及改变压裂液黏度,提出了在体积压裂中理想裂缝全支撑的加砂模式。

1 实验条件与方案

实验测试采用API导流能力测试方法与标准,开展不同粒径支撑剂主裂缝铺置导流能力测试;采用岩心驱替装置,模拟支撑微裂缝和剪切裂缝渗透能力测试。由于室内物理模拟装置尺寸受限,压裂液黏度与排量同时拟合现场施工条件难以实现,因此前期学者采用清水或低粘滑溜水方法测试支撑剂铺置情况,本次测试采用平行板物理模拟装置拟合施工过程中人造裂缝内线速度一致,开展不同黏度滑溜水压裂液体系携砂性能测试,确定在一定排量下压裂液动态携砂性能,同时根据低黏滑溜水携砂不同时间的砂堤运移状态,从而确定实现有效支撑剂铺置的对应的现场压裂规模和压裂液体系性能要求。

1.1 裂缝支撑与导流

1.1.1 主裂缝导流能力测试

(1) 测试样品

油田现场取样三种不同粒径石英砂(粒径30/50目,40/70目,70/140目)和按标准制备致密油露头岩心板。

(2) 测试流程

将岩心板装入API导流室中,采用API标准裂缝导流仪分别测试未铺置支撑剂岩心板、分别铺置30/50目、40/70目和70/140目石英砂岩心板的裂

缝导流能力。

测试条件:铺置浓度为 5 kg/m^2 , 加载应力 1 kPa 、 2 kPa 、 4 kPa 、 6 kPa 、 8 kPa 、 10 kPa , 加载速率为 $3\,500 \text{ kPa/min}$ 。

1.1.2 微裂缝导流能力测试

结合“理想支撑”技术思路,开展剪切裂缝与70/140目石英砂支撑剂对导流能力影响测试试验。

(1)测试样品

为了避免不同岩心对测试结果的影响,测试采用同一大块天然致密油岩心,钻取试验用标准岩心柱($\phi 2.5 \text{ cm} \times 5 \text{ cm}$),使用巴西试验机进行劈裂制造人工裂缝。

标准盐水:采用蒸馏水配制,按比例添加 $2\% \text{ KCl}$ 、 $5.5\% \text{ NaCl}$ 、 $0.45\% \text{ MgCl}_2$ 和 $0.55\% \text{ CaCl}_2$, 搅拌至全部溶解。

(2)测试流程

一块岩心裂缝内铺置 1 kg/m^3 70/140目石英砂支撑人造微裂缝,另一块岩心裂缝内未铺置支撑剂作为未支撑裂缝。将劈开的岩心闭合后放置岩心夹持器中,设置 15 MPa 闭合压力(围压),以 0.1 mL/min 速率注入标准盐水,至压力平稳后测试人造裂缝的初始渗透率。然后,关闭注入端和出口端的阀门,保持 24 h 、 72 h 和 168 h 三个时间段,测试渗透率变化。

1.2 支撑剂沉降与支撑剖面

(1)测试设备及样品

图1为透明平行板裂缝流动模拟装置,模拟裂缝长度 $1\,800 \text{ mm}$, 裂缝高度 300 mm , 缝宽 6 mm , 射孔孔眼3个,系统承压 0.2 MPa 。



图1 裂缝模拟试验装置

Fig. 1 Experimental apparatus of the fracture

试验用一体化乳液稠化剂和石英砂支撑剂均为油田现场取样。石英砂样品测试前放置烘箱内 $105 \text{ }^\circ\text{C}$ 烘干 $5 \sim 8 \text{ h}$ 备用。

(2)测试流程

a. 在裂缝模拟混配装置内配制 60 L 滑溜水压裂液,在 $2\,000 \sim 2\,500 \text{ L/min}$ 条件下循环 20 min , 取样测试液体黏度;

b. 根据实验设计的砂比,搅拌混合支撑剂,打开平行板进口阀,携砂液流入平行板入口端,开始记录支撑剂沉降高度,至形成砂堤稳定后完成测试;

c. 改变压裂液黏度、支撑剂粒径以及泵注排量进行支撑剂沉降速率测试;

d. 为了消除入口端水流冲击对动态携砂性能的影响,测试记录平行板中部支撑剂沉降高度;

e. 为了消除砂堤沉降高度的增加对缝内流速变化的影响,根据实际支撑剂沉降情况确定测试时间 $4 \sim 10 \text{ min}$ 。

f. 动态沉砂速率为: $v = h/t$ (h 为测试时间内平均沉降高度, cm ; t 为测试时间, s)。

2 实验结果及探讨

体积压裂施工后,在储层内形成的具备导流能力的复杂裂缝网络是非常规油气资源的有效开发的基础,因此针对支撑剂导流能力、微裂缝长效渗透性能和基于施工条件下不同黏度压裂液对不同类型支撑剂携带性能和铺置规律开展实验,根据实验结论,优化压裂设计提供依据。

2.1 裂缝支撑与导流

2.1.1 主裂缝导流能力测试结果

采用天然岩心制备的岩心板,API标准测试方法,测试铺置30/50目、40/70目和70/140目石英砂的岩心板裂缝导流能力。实验结果见图2。

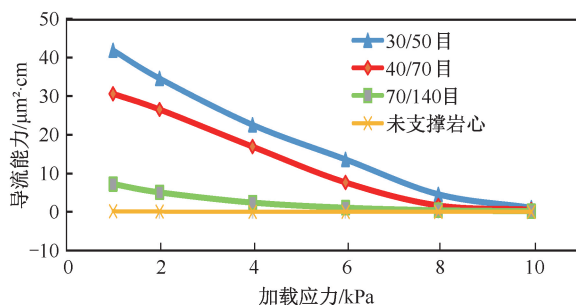


图2 不同加载应力下支撑剂导流能力

Fig. 2 Proppant Fracture Conductivity with different loading stress

实验结果表明,不同粒径支撑剂支撑均能获得一定的导流能力;随着应力的加大,不同粒径支撑的裂缝导流能力都会逐渐降低,粒径越大降低

的幅度越明显。在相同应力和相同铺置浓度下,随着粒径增大,所获得的导流能力增大,30/50 目石英砂在 6 kPa 应力下的导流能力是 40/70 目石英砂的 1.8 倍,是 70/140 目石英砂的 13.2 倍(见图 2)。对于非常规储层,既有主缝又有支缝,对于分支缝和远端微裂缝少量的支撑,就能获得相应的导流能力。因此,如何将支撑剂输送到裂缝远端,是保障体积压裂效果的重要因素。同时,在缝宽一定的情况下,增大支撑剂粒径有利于获得高导流,大粒径支撑剂是近井裂缝获得高导流的有效途径。

2.1.2 微裂缝导流能力测试结果

测试未支撑人造裂缝和含少量小粒径支撑剂微支撑裂缝导流能力,可考察裂缝长期导流能力。

未支撑裂缝 24 h 渗透率损失 71.75%,72 h 后人造裂缝几乎完全闭合,导流能力散失;采用

70/140 目石英砂支撑人造裂缝 168 h 后渗透率保持 36.70%(见表 1)。测试结果表明,对比未支撑微裂缝,含有少量小粒径支撑剂支撑的微裂缝在一段时间内可以保持一定的导流能力。

表 1 微裂缝导流测试结果
Table 1 Test results of microfracture conductivity

样品	水相渗透率/mD			
	初始	24 h	72 h	168 h
未支撑岩心*	0.036 14	0.010 21	-	-
含支撑剂岩心*	0.063 21	0.046 32	0.040 53	0.023 2

*:岩心柱原始气测渗透率 0.015 92 mD。

2.2 支撑剂沉降与支撑剖面影响因素分析

开展不同施工排量下,不同黏度压裂液体系携带不同比例支撑剂动态携砂测试试验,考察压裂液黏度、支撑剂粒径、注入排量对动态携砂能力的影响,测试结果见表 2。

表 2 动态携砂能力测试结果
Table 2 Test results of dynamic sand carrying capacity

体系	黏度/ (mPa·s)	支撑剂 目数	砂比/ %	测试流量/ (L·h ⁻¹)	模拟施工排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	测试时间/ s	动态沉降速率/ (cm·s ⁻¹)	备注
低黏	2.324 3	70/140	5	2 700	13.5	600	0.013 1	采用乌氏黏度计 测试
				2 400	12	600	0.038 2	
		40/70		2 700	13.5	300	0.043 1	
		30/50		2 700	12	300	0.098 2	
中黏	21~24	70/140	5	2 700	13.5	600	无明显砂堤	采用六速黏度仪 100 rpm 测试
				2 400	12	600	无明显砂堤	
		40/70	5	2 700	13.5	600	0.031 3	
			10	2 700	13.5	600	0.037 1	
				2 400	12	480	0.053 8	
				2 200	11	240	0.065 5	
高黏	54~57	40/70	15	2 700	13.5	600	无明显砂堤	采用六速黏度仪 100 rpm 测试
				2 400	12	480	0.022 4	
				2 200	11	240	0.042 5	
				2 000	10	240	0.050 5	

测试结果表明,对于低黏滑溜水,70/140 目石英砂支撑剂,测试流量 2 700 L/h,支撑剂动态沉降速率为 0.013 1 cm/s;测试流量 2 400 L/h,支撑剂动态沉降速率为 0.038 2 cm/s,沉降速率增加了近 2 倍;相同 2 700 L/h 流速下,改变支撑剂粒径,40/70 目支撑剂沉降速率为 0.043 1 cm/s,沉降速率增加近 3 倍,30/50 目支撑剂沉降速率为 0.098 2 cm/s,沉降速率增加近 7 倍。总体上看,低黏滑溜水携砂能力较弱,无论注入排量的高低,支撑剂的粒径大小,支撑剂过炮眼后都会快速沉降。同时也可以看出,支撑剂粒径的变化对悬浮携带影响也较大,粒径增大携带困难。提高压裂液黏度至 20 mPa·s 左右的中黏,对于 70/140 目支撑剂,测试流量 2 400

L/h 情况下在测试时间内无明显支撑剂沉降;进一步提高压裂液黏度至 50 mPa·s 左右相对高黏,对于 40/70 目支撑剂,也表现出良好的悬浮和携带性能。所以,提高压裂液黏度利于支撑剂悬浮携带。不同压裂液黏度下,改变注入排量,支撑剂沉降速率均变小,表现出携砂能力增强,但与黏度变化相比,在实验条件下悬浮携带能力变化相对较小。

在注入排量一定的情况下,使用小粒径支撑剂,提高压裂液黏度,有利于支撑剂携带到裂缝远端;在裂缝远端,由于更多的分支缝起裂,液体在裂缝中流速下降,为了支撑剂在裂缝中走的远,需要提高压裂液的黏度,保障支撑剂被携带到裂缝深部。

2.3 支撑剂添加方式的优化

通过开展低黏度滑溜水携带不同粒径的石英砂支撑剂在高排量下对支撑剂铺置的影响试验,来优化现场压裂过程中支撑剂添加方式。滑溜水携带 70/140 目石英砂模拟施工 $15 \text{ m}^3/\text{min}$ 排量 5% 砂比的铺置情况,实验过程中入口端受水动力冲击未形成砂堤,由于滑溜水携砂能力较弱,1 min 内形成砂堤,并逐步增高(见图 3),沉降速度大于水流携带速度,砂堤逐渐形成,10 min 后砂堤趋于动态平衡状态,砂体近似平滑铺置在裂缝内,最终砂堤体积占总携砂量 25.8%。

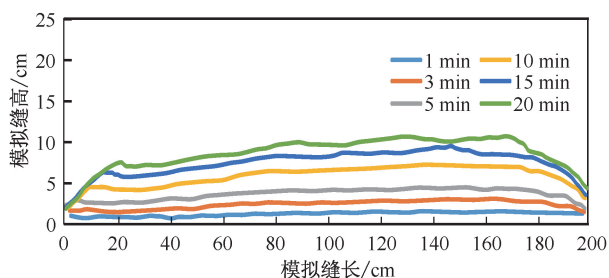


图 3 70/140 目石英砂在 $15 \text{ m}^3/\text{min}$ 下不同时间砂堤堆积剖面

Fig. 3 Dike shape figure of 70/140 mesh sand at different time at $15 \text{ m}^3/\text{min}$

滑溜水携带 30~50 目石英砂模拟单缝内 $15 \text{ m}^3/\text{min}$ 排量 5% 砂比的铺置情况,由于滑溜水携砂能力较弱,支撑剂密度和粒径较大,出口瞬间出现砂堤,沉降速度远大于水流携带速度,砂堤逐渐增高(见图 4),5 min 砂体趋于平衡状态。

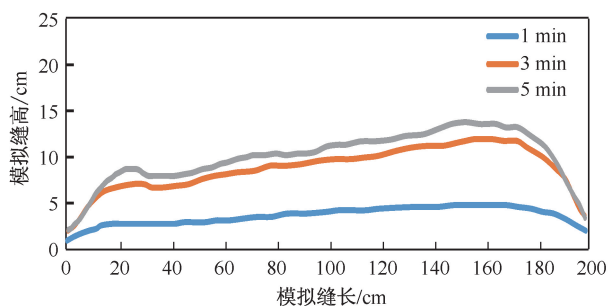


图 4 30/50 目石英砂 1 min, 3 min, 5 min 砂堤堆积剖面
Fig. 4 Dike shape figure of 30/50 mesh sand at 1 min, 3 min and 5 min

测试结果表明,随着石英砂粒径的增大,其沉降速率显著增加,相同的压裂液黏度,同等排量下 30/50 目石英砂动态沉降速率是 70/140 目石英砂的 1.6 倍,30/50 目石英砂进入地层后可迅速沉积在井筒附近,70/140 目石英砂虽然粒径小,但依然有较快的沉降速率,实验中 10 min 即可达到与射孔段平齐的堆积高度,且一旦达到砂堤平衡状态,后

续的措施难以改变其位置,如果施工前期先加小粒径支撑剂就容易导致小粒径支撑剂在近井筒裂缝的中下部快速的堆积,即使后期使用大粒径支撑剂,也不会改变射孔段井筒附近裂缝中下部铺置大量小粒径支撑剂的状况。根据径向流动的机理,油藏中压差的增加和距离的对数成正比,如果井筒附近区域的导流能力能够提高,就可以大幅提高油气井的产量。在体积压裂过程中,无论是直井还是水平井,裂缝在高度上的扩展要超过射孔段的高度,如果前期先泵注少量大粒径支撑剂,支撑剂会迅速沉积到近井裂缝的底部,并快速的堆积,然后注入小粒径的支撑剂,在滑溜水大排量的携带下,且由于先期支撑剂的填充,导致水流截面变小,液体的流速增大,小粒径支撑剂会在大粒径支撑剂上部向裂缝远端运移,充填微细裂缝,在携砂后期阶段再次泵注高砂比大粒径支撑剂,可实现近井周围最优的支撑剂铺置,有助于裂缝整体导流能力的提高。

实际现场施工,少量小粒径支撑剂段塞打磨,建立了裂缝通道后,进入正式加砂阶段,先加入相对大粒径支撑剂如 40/70 目支撑剂,近井裂缝下部得到支撑后,裂缝截面变小,缝内液体流速增大,加入小粒径支撑剂,有利于分支缝及裂缝远端得到有效支撑;考虑到裂缝远端因为多裂缝导致液体流速的降低,可适当提高携砂液黏度,确保支撑剂在裂缝远端得到有效携带和运移。通过压裂液黏度和支撑剂添加顺序的调整,实现体积压裂缝网的全支撑,及近井裂缝的高导流,从根本上保障体积压裂的效率和效果。

3 结论

(1) 非剪切裂缝渗流能力在一定闭合压力下散失,分支缝和远端微裂缝少量的支撑,会获得一定的渗流能力,说明在一定的地层条件下,裂缝的支撑和微支撑非常必要。

(2) 滑溜水携砂能力弱,全程采用低黏滑溜水进行体积压裂,按照常规的小粒径支撑剂+大粒径支撑剂程序加砂,很可能造成近井裂缝下部为小粒径支撑,后期加入的大粒径又难以运移到分支缝和裂缝远端,使得近井裂缝导流能力低且分支缝和裂缝远端未得到有效支撑。

(3) 现场压裂中裂缝的扩展为动态的过程,随着分支缝、天然裂缝、微裂缝的开启,在裂缝远端的压裂液的流速变小,一定程度上依靠黏度携砂实现

裂缝的全尺度支撑更可靠。实际施工中携砂液阶段根据砂比的不同,可适当提高携砂液的黏度。

(4)在进行支撑剂的添加方式上,前期选择相对大粒径,中期小粒径,后期尾追相对大粒径支撑剂更易获得理想的裂缝支撑效果,分支缝及裂缝远端得到有效支撑的同时,实现纵向上近井裂缝相对大粒径支撑剂有效铺置,保障近井裂缝高导流的获得,从而实现裂缝网全支撑和近井裂缝高导流的需要,从根本上提高和保障体积压裂有效改造体积。

致谢:感谢《深部碳酸盐岩热储层天然构造及人工干预下综合评价技术—专题三深部碳酸盐岩热储层增产试验与评价技术体系》项目对本次研究的大力支持,同时感谢北京斯迪莱铂 CNSA 认证增产实验中心的同事们在研究过程中就实验计划、实验设备校准和实验测试等多方面无私的帮助。

参考文献

- [1] 雷群,胥云,才博,等.页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J].石油勘探与开发,2022,49(1):1-8.
LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 1-8.
- [2] 徐加祥,丁云宏,杨立峰等.压裂支撑剂在迂曲微裂缝中输送与分布规律[J].石油学报.2019,40(8):965-974.
XU Jiaxiang, DING Yunhong, YANG Lifeng, et al. Transportation and distribution laws of proppants in tortuous micro-fractures [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 965-974.
- [3] 张然.裂缝性致密油储层压裂裂缝扩展与支撑机理研究[D].中国石油大学(北京),2017.
- [4] 狄伟.支撑剂在裂缝中的运移规律及铺置特征[J].断块油气田,2019,26(3):355-359.
DI Wei. Migration law and placement characteristics of proppant in fracture [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2019, 26(3): 355-359.
- [5] 张潦源,曲占庆,吕明锟,等.不同支撑剂组合对复杂裂缝支撑效果的影响[J].断块油气田,2021,28(2):278-283.
ZHANG Liaoyuan, QU Zhanqing, LYU Mingkun, et al. Support effect of different particle proppant combinations on complex fractures [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 278-283.
- [6] 周德胜,张争,惠峰,等.滑溜水压裂主裂缝内支撑剂输送规律实验及数值模拟[J].石油钻采工艺,2017,39(4):499-508.
ZHOU Desheng, ZHANG Zheng, HUI Feng, et al. Experiment

and numerical simulation on transportation laws of proppant in major fracture during slick water fracturing [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(4): 499-508.

- [7] 赵俊,赵银明,陈仙江.支撑剂在滑溜水中的运移规律研究[J].长江大学学报(自科版),2017,14(17):20-25.
ZHAO Jun, ZHAO Yinming, CHEN Xianjiang. The rule of proppant movement in slick water [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2017, 14(17): 20-25.
- [8] 张潇,刘欣佳,田永东,等.水力压裂支撑剂铺置形态影响因素研究[J].特种油气藏,2021,28(6):113-120.
ZHANG Xiao, LIU Xinjia, TIAN Yongdong, et al. Study on factors influencing the displacement pattern of hydraulic fracturing proppant [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 113-120.
- [9] 孙海成.脆性页岩网络裂缝中支撑剂的沉降特性[J].油气地质与采收率,2013,20(5):107-110.
SUN Haicheng. Study on proppant settlement in brittle shale network fracture [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(5): 107-110.
- [10] 候腾飞.页岩储层复杂裂缝支撑剂非均匀分布规律及导流能力研究[D].中国石油大学(北京).2018.
- [11] 张涛,郭建春,刘伟.清水压裂中支撑剂输送沉降行为的CFD模拟[J].西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(1):74-82.
ZHANG Tao, GUO Jianchun, LIU Wei. CFD simulation of proppant transportation and settling in water fracture treatments [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(1): 74-82.
- [12] 林啸,杨兆中,胡月,等.页岩体积压裂支撑剂铺置运移模拟及其应用[J].大庆石油地质与开发,2021,40(6):151-157.
LIN Xiao, YANG Zhaozhong, HU Yue, et al. Stimulation of proppant placement and migration in shale volume fracturing and its application [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(6): 151-157.
- [13] ELY, JOHN W, HARPER, et al. Counter prop, finally adding the correct proppant in the proper size and proper sequence in slick water treatments [C]//Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, February, 2019.

编辑 吴志力

第一作者简介:程兴生,男,1968年出生,正高级工程师,毕业于江汉石油学院油田化学专业,主要从事压裂、酸化新技术和新材料研究与应用工作。电话:010-57094699, Email: xingshengcheng@stimlab.com.cn。通信地址:北京市经济技术开发区锦绣街6号航天科技园A区B401,邮政编码:100176。