

引用格式:刘浩琦,陈富红,余致理,等. 深层页岩狭长缝内支撑剂沉降运移规律实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 528-536.

LIU Haoqi, CHEN Fuhong, YU Zhili, et al. Experimental study of settlement and migration patterns of proppant in long narrow fractures in deep shale[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 528-536.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.021

# 深层页岩狭长缝内支撑剂沉降运移规律实验研究

刘浩琦<sup>1</sup>, 陈富红<sup>1</sup>, 余致理<sup>1</sup>, 龚伟<sup>1</sup>, 罗西<sup>1</sup>, 林魂<sup>2</sup>

(1. 中国石油西南油气田公司重庆气矿, 重庆 401147; 2. 重庆科技大学, 重庆 401331)

**摘要:**水力压裂作为页岩气藏开发的重要技术,如何有效提高深层页岩储层“狭长缝”内的支撑剂铺置效果成为目前亟须解决的难题。研究基于模拟深层页岩储层狭长裂缝的平板实验装置,对压裂液黏度、注入排量、支撑剂粒径、加砂质量浓度、裂缝宽度、支撑剂类型等参数进行对比实验,以了解支撑剂颗粒在深层页岩储层狭长裂缝内的沉降运移规律。结果表明:与宽缝相比,相同条件下支撑剂颗粒在深层页岩狭长缝内形成的砂堤前缘坡度降低,前后砂堤高度差距减少,支撑剂颗粒的整体铺置效果更加均匀平缓;在深层页岩狭长缝内,末端砂堤面积占整体砂堤面积的比重随压裂液黏度、注入排量的增大而增大,而加砂质量浓度对其影响程度较低;微小粒径支撑剂颗粒同样对末端砂堤的铺置具有促进作用,并且更有利于整体砂堤的均匀铺置;深层页岩狭长缝内裂缝宽度的收缩对收缩前裂缝内的砂堤铺置无明显影响,但会阻碍收缩后裂缝内支撑剂颗粒的流动铺置。收缩后裂缝内砂堤的覆盖面积减小,平衡高度降低,砂堤整体铺置更加均匀。但支撑剂的沉降量减少,同时增大了深层页岩储层裂缝有效压裂支撑的难度。该实验研究成果可为深层页岩储层的压裂改造设计提供有力的支撑。

**关键词:** 深层页岩;水力压裂;狭长裂缝;支撑剂;沉降运移

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Experimental study of settlement and migration patterns of proppant in long narrow fractures in deep shale

LIU Haoqi<sup>1</sup>, CHEN Fuhong<sup>1</sup>, YU Zhili<sup>1</sup>, GONG Wei<sup>1</sup>, LUO Xi<sup>1</sup>, LIN Hun<sup>2</sup>

(1. Chongqing Gas Mine, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing 401147, China;

2. Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331, China)

**Abstract:** Shale gas, an unconventional natural gas resource, has become an important supplement to global conventional oil and gas resources. With the increasing development of shale gas resources, deep shale gas reservoirs have emerged as key targets for exploration and production. These reservoirs are characterized by complex geological structures, high rock plasticity, and significant vertical and horizontal stress differences. Such conditions hinder the formation of complex fracture networks during hydraulic fracturing, often resulting in simple, narrow, and long fractures. The narrow width of these fractures significantly affects the settlement and migration of proppants, which in turn influences fracture conductivity and determines the effectiveness of reservoir stimulation. Therefore, investigating the settlement and migration behaviors of proppants in long narrow fractures is essential for the safe and efficient production of deep shale gas wells. Current experimental studies on proppant migration commonly use parallel-plate simulation devices made of organic glass. Research indicates that proppant settlement and migration are substantially influenced by viscous fluid drag, with the drag coefficient depending on factors such as particle shape, concentration, and flow rate. Additionally, proppant type, density, and concentration further affect proppant distribution. However, most existing studies are based on the fracture geometries of medium and shallow shale reservoirs, which differ from those of deep shale formations in both fracture width and suitable proppant size. To address this gap, this study employed a large-scale visualized simulation device to examine the settlement and migration of proppants in long narrow fractures in deep shales. The objective is to clarify the effects of different proppant properties and fracturing parameters on proppant distribution, thereby providing theoretical support for fracturing stimulation in deep shale reservoirs. The experimental setup included a fracture simulation device, a mixing unit, and a circulation system.

收稿日期:2024-09-13。

第一作者简介:刘浩琦(1982—),男,本科,工程师,从事油气田开发采气工艺研究。地址:重庆市渝北区龙脊路101号,邮政编码:401147。E-mail: liuhaoqi@petrochina.com.cn

通信作者简介:林魂(1988—),男,博士,副教授,从事非常规油气增产改造技术研究。地址:重庆市大学城东路20号,邮政编码:401331。E-mail: linhun016@cqust.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金面上项目“页岩气井焖井期间裂缝网络形成机理与焖井制度优化方法研究”(52274033);重庆市自然科学基金重点项目“深层页岩气压裂复杂裂缝形成机理及工艺技术研究”(cstc2020jcyj-zdxmX0001)。

The fracture simulation device was composed of interconnected organic glass plates, with adjustable fracture widths between 2–3 mm to replicate the fractures in deep shale. Slickwater fracturing fluids were prepared with three viscosities: 3 mPa·s, 6 mPa·s, and 9 mPa·s. Selected proppants included 40/70 mesh, 70/140 mesh, and 100/200 mesh quartz sand, along with 70/140 mesh coated ceramic proppants, representing micro-sized particles. A total of 11 experimental groups were designed to investigate the effects of fracturing fluid viscosity, injection rate, proppant concentration, proppant particle size, proppant type, and fracture width variation. Experimental results indicated that, compared with the wider fractures of medium and shallow shales, under the same conditions, long narrow fractures in deep shale promote the agglomeration of proppant particles, causing a rapid settlement near the inlet. This led to a reduced leading-edge slope of the sand bank and a smaller height difference between the front and rear of the sand bank compared to wider fractures. The overall proppant distribution tends to be more uniform and smoother. In long narrow fractures of deep shale, the proportion of terminal sand bank area to the total sand bank area increases with higher fracturing fluid viscosity and injection rate, while the effect of proppant concentration is relatively limited. Micro-sized proppants are more prone to settling at the far end of the narrow fracture and contribute to a more uniform overall distribution. Moreover, the contraction of fracture width has no significant effect on sand bank placement before contraction, but it hinders the flow and placement of proppant particles after contraction, resulting in decreased proppant settlement. Due to the high closure pressure in deep shale reservoirs, fractures are prone to closure, and the reduction in proppant settlement after fracture contraction further increases the difficulty of effective fracture support. This experimental study reveals the settlement and migration patterns of proppants in long narrow fractures in deep shale, providing a theoretical foundation for optimizing fracturing simulation strategies. The findings have practical significance for selecting proppant types and optimizing fracturing parameters to enhance the production efficiency of deep shale gas wells.

**Keywords:** deep shale; hydraulic fracturing; long narrow fractures; proppant; settlement and migration

页岩气作为一种非常规天然气,已经成为全球常规油气资源的重要补充<sup>[1]</sup>。随着对页岩气资源开发的逐渐深入,部分地区已实现中浅层页岩气的规模效益开发,深层页岩气储层逐渐成为下一步勘探开发的主战场<sup>[2]</sup>。由于深层页岩气储层构造复杂、岩石塑性特征强、两向水平应力差大,所以进行水力压裂时储层难以形成复杂裂缝网络,而倾向于形成简单“狭长缝”<sup>[3-4]</sup>。水力裂缝宽度会对支撑剂在缝内的运移分布产生一定影响,改变裂缝导流能力的强弱,从而决定储层改造效果的好坏<sup>[5-6]</sup>。因此,弄清支撑剂在深层页岩“狭长缝”内的沉降运移规律,得到支撑剂在深层页岩“狭长缝”内的分布情况,对于保障深层页岩气井的安全高效生产具有重要意义。

目前针对水力裂缝内支撑剂沉降运移的实验研究是以平行有机玻璃板模拟实验为主<sup>[7-8]</sup>。支撑剂颗粒在裂缝中的沉降运移受黏性流体的阻力作用影响显著,而作用于支撑剂颗粒的阻力系数主要取决于颗粒的形状、砂比和体积排量等<sup>[9-11]</sup>。对于支撑剂自身属性而言,不同的支撑剂类型、砂比和密度均会影响支撑剂的沉降分布,而支撑剂粒径的大小也会直接影响到其沉降运移的结果<sup>[12]</sup>。研究发现:随着粒径的减小,颗粒的沉降速度降低,砂堤前缘距离会增加,砂堤平衡高度减小,所需要的平衡时间就越长。较小的支撑剂粒径易运移到裂缝深处,不利于形成有效导流能力的裂缝。而粒径较大的支撑剂近口端砂堤形态良好,但不利于支撑剂颗粒往裂缝深处运移<sup>[13]</sup>。另一部分学者则从压裂裂缝的角度出发,研究了支撑剂在不同裂缝类型下(单一裂缝、复杂裂缝、斜裂缝以及收缩裂缝)的运移规律影响<sup>[14-16]</sup>。

以上实验认识主要基于中浅层页岩储层。与中浅层页岩储层相比,深层页岩储层的裂缝宽度以及使用的支撑剂粒径大小存在一定差异。因此,研究采用大型可视化支撑剂运移模拟装置,针对深层页岩“狭长缝”内中小粒径支撑剂的沉降运移规律进行研究,明确不同支撑剂性质(粒径、质量浓度、类型等)以及压裂参数(压裂液排量、黏度等)对支撑剂分布情况的影响,得到支撑剂在深层页岩“狭长缝”内的分布情况,为深层页岩储层的压裂改造提供理论指导。

## 1 实验

### 1.1 实验装置

实验装置主要由裂缝模拟装置、混液装置、循环装置三部分组成,其中,裂缝模拟装置由3块有机玻璃平板连接而成。单块有机玻璃平板高度为110 cm,长度为90 cm,为模拟真实深层页岩储层压裂裂缝,裂缝宽度调节范围设置为2~3 mm。相邻两块平板之间由法兰连接。为确保其密封性,在平板连接处加入厚度为5 mm的密封垫圈,有机玻璃平板实物如图1所示。混液装置由容量为200 L混液罐和功率为3 kW的电动机组成,主要进行压裂液的配置和支撑剂的混合,搅拌速度可适时调节。循环装置利用液体回收罐、压力感应器、流量计和连接管线等装置实现实验流体的注入、回收以及流体流量的控制和记录。根据实验注入排量设计要求,实验的液体注入泵选择G20-2型螺杆泵,排量介于1.0~18.0 m<sup>3</sup>/h。液体注入泵和混液装置由控制系统统一控制,流量计和压力表连接电脑以进行数据自动记录,为后续分析提供基础参数。

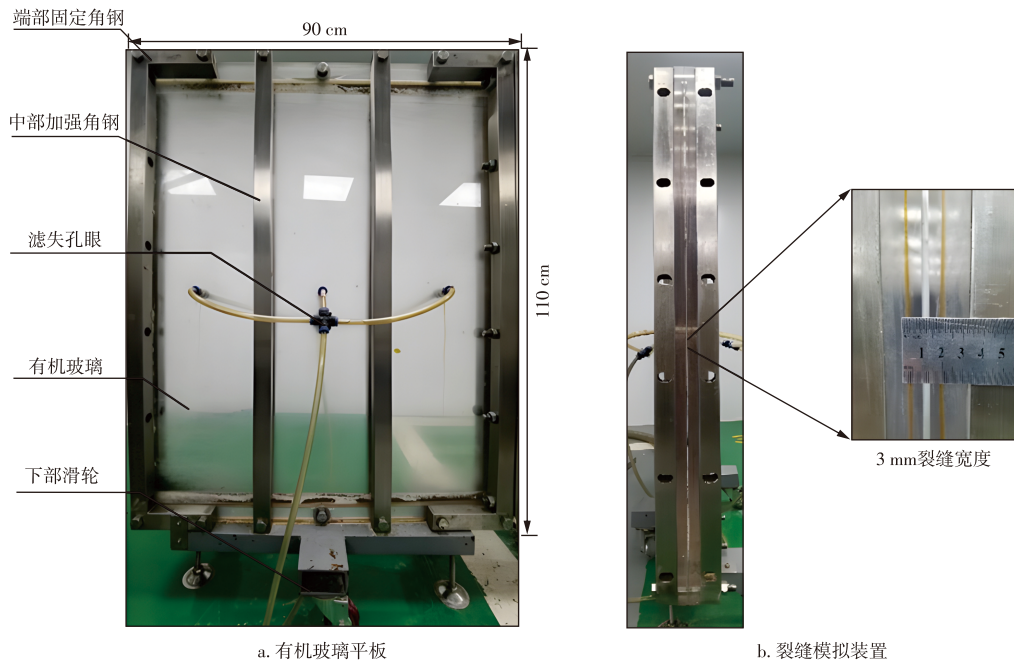


图1 有机玻璃平板及裂缝模拟装置实物

Fig. 1 Physical view of organic glass plates and fracture simulation device

## 1.2 实验流体及颗粒

### 1) 压裂液

实验流体采用现场常用的滑溜水体系,同时结合现场深层页岩压裂施工参数,共设计3种滑溜水黏度,分别为3、6、9 mPa·s。

### 2) 支撑剂

由于深层页岩裂缝狭长,中浅层常规支撑剂难以进入裂缝进行有效支撑<sup>[17-19]</sup>。实验选取现场常用的40/70目石英砂、70/140目石英砂、100/200目石英砂和70/140目覆膜陶粒微小粒径支撑剂进行实验。详细的支撑剂颗粒参数如表1所示。

表1 实验中使用的支撑剂颗粒参数

Table 1 Parameters of proppant particles used in experiments

支撑剂类型	支撑剂粒径/目	密度/(kg/m <sup>3</sup> )	视密度/(kg/m <sup>3</sup> )
石英砂	40/70	2 660	1 670
	70/140	2 660	1 645
	100/200	2 660	1 610
覆膜陶粒	70/140	3 900	2 010

## 1.3 实验方案

### 1) 注入排量

研究基于几何相似、运动相似和雷诺相似准则,在确保室内实验与现场压裂雷诺数一致的前提下,进行实验排量与现场压裂排量的转化,具体公式如下<sup>[20]</sup>:

$$Q_2 = \frac{\rho_1 h_2 \mu_2}{\rho_2 h_1 \mu_1} Q_1 \quad (1)$$

式中: $Q_1$ 为现场注入排量,单位m<sup>3</sup>/min; $Q_2$ 为实验注入排量,单位m<sup>3</sup>/h; $\rho_1$ 为现场压裂液流体密度,单位kg/m<sup>3</sup>; $\rho_2$ 为实验压裂液流体密度,单位kg/m<sup>3</sup>; $h_1$ 为实际裂缝高度,单位m; $h_2$ 为实验裂缝高度,单位m; $\mu_1$ 为现场压裂液黏度,单位mPa·s; $\mu_2$ 为实验压裂液黏度,单位mPa·s。

参考现场微地震监测和解释结果,设定实际压裂裂缝高度值为60 m,实验裂缝高度值为1 m。实验使用压裂液流体取自现场,故实验压裂液流体密度与现场压裂液流体密度相同。现场压裂液黏度一般为15 mPa·s,实验压裂液黏度设定为6 mPa·s。由于深层页岩现场压裂排量主要介于12~16 m<sup>3</sup>/min<sup>[21]</sup>,故根据式(1)并结合实验设备实际情况,设计得出实验注入排量分别为2.4、4.2、6.0 m<sup>3</sup>/h。

### 2) 加砂质量浓度

结合现场数据得知,深层页岩压裂施工现场实际加砂质量浓度主要介于140~180 kg/m<sup>3</sup>,所以实验的加砂质量浓度分别设计为140、160、180 kg/m<sup>3</sup>。

### 3) 裂缝宽度

针对深层页岩裂缝狭长的特点,实验裂缝模拟装置宽度设置为3 mm。同时,考虑裂缝收缩的情况,在3 mm微小裂缝的基础上,添加2 mm收缩裂缝,更加符合实际。

根据以上所述,方案综合考虑压裂液黏度、注入排量、加砂质量浓度、支撑剂粒径、支撑剂类型、裂缝宽度因素共设计11组实验,具体方案如下(表2)。

表2 深层页岩狭长缝支撑剂沉降运移实验方案

Table 2 Experimental protocols for proppant settlement and migration in long narrow fractures of deep shale

序号	支撑剂类型	压裂液黏度/(mPa·s)	注入排量/(m <sup>3</sup> /h)	加砂质量浓度/(kg/m <sup>3</sup> )	支撑剂粒径/目	裂缝宽度/mm
1	石英砂 覆膜陶粒	6	4.2	160	70/140	3、3、3
2						
3	石英砂	3	4.2	160	70/140	3、3、3
1		6				
4		9				
5	石英砂	6	2.4	160	70/140	3、3、3
1			4.2			
6			6.0			
7	石英砂	6	4.2	140	70/140	3、3、3
1				160		
8				180		
9	石英砂	6	4.2	160	40/70	3、3、3
1					70/140	
10					100/200	
11	石英砂	6	4.2	160	70/140	3、3、3 2、3、3

### 1.4 实验步骤

主要实验步骤为:①密封性测试:将清水注入至裂缝系统中,进行密封性测试,检查相应的管线和裂缝系统是否漏水,并观察流体压力和裂缝系统的承压情况,无误后方可进行下一步实验;②压裂液配制:加入定量的增稠剂,配制满足实验黏度设计要求的液体体系,液体混合均匀后加入定量的支撑剂备用;③携砂液注入:根据实验方案调节注入流量,将支撑剂和压裂液均匀搅拌后,注入裂缝系统,将混液罐中的支撑剂完全注入至裂缝中,停止螺杆泵注入;④数据测量:注入结束后,停泵断电,支撑剂在平板裂缝中形成一定尺度的砂堤,测量并记录相关表征参数,清理设备并结束实验。

## 2 结果与讨论

### 2.1 深层页岩狭长缝内支撑剂运移规律

目前,针对砂堤形态研究的表征参数较多<sup>[22]</sup>,研究拟采用砂堤前缘坡度、平衡高度、覆盖面积3个表征参数对裂缝中的砂堤形态进行较为完整的描述。其中,平衡高度和覆盖面积的表示如下:

$$d_{\text{BEH}} = \frac{H_b}{H} \times 100\% \quad (2)$$

$$e_{\text{BCA}} = \frac{A_b}{A_c} \times 100\% \quad (3)$$

式中: $d_{\text{BEH}}$ 为平衡高度的百分比; $e_{\text{BCA}}$ 为覆盖面积的百分比; $H_b$ 为砂堤平衡高度,单位m; $H$ 为平板裂缝高度,单位m; $A_b$ 为砂堤平衡面积,单位m<sup>2</sup>; $A_c$ 为平板裂缝面积,单位m<sup>2</sup>。

图2为实验2覆膜陶粒在不同时刻狭长缝内的砂堤形态。当t为155 s时(图2a),在滑溜水的携带和自身重力作用下,支撑剂颗粒从右边入口流向左边出口,同时逐渐沉积在平板裂缝底部非均匀铺置,形成具有一定高度的砂堤。当t为315 s时(图2b),支撑剂颗粒更多地沉积在裂缝出口端附近,裂缝入口端支撑剂颗粒沉积较少。裂缝内的流动区域呈现出3处支撑剂质量浓度存在明显差异的区域,分别为砂堤区、悬浮区、无砂区。通过对比t为315、465、560 s时3个不同时刻裂缝内支撑剂分布情况(图2b—图2d)发现:随着实验时间的增加,砂堤区逐渐增大,悬浮区边界逐渐上移,无砂区相对减少。产生这种现象主要有以下两个原因:一是支撑剂颗粒的不断沉积,砂堤区高度上升,悬浮区下限上移;二是相比宽缝而言,狭长缝内砂堤区面积变化对携砂液的过流断面的影响更大,砂堤区面积增加,流体的过流断面减小,流体流速增大,支撑剂颗粒在水平方向上的运移更高更远,因此,悬浮区上限上移。同时,当t为465 s时,入口处悬浮区内可观察到支撑剂颗粒出现明显团簇现象(图2c)。其原因在于与清水相比,具有一定黏度的滑溜水引起支撑剂颗粒出现空间非均质性的聚团效应。在这种聚团效应的作用下,支撑剂颗粒进入裂缝后立刻发生快速沉降,向入口端的颗粒损耗区迅速填充,导致入口端的砂堤形态逐渐趋于平行。当t为800 s时,平板裂缝中间段的部分支撑剂颗粒由于表面剪切力大于自身所受浮力,故在砂堤表面发生滑移(图2e),逐渐向出口端砂堤进行堆积,同时伴随着支撑剂颗粒的沉降,共同引起出口端砂堤高度上升。从t为465 s到t为800 s,砂堤前缘高度由8 cm增至26 cm,而出口端砂堤高度由12 cm增至24 cm,

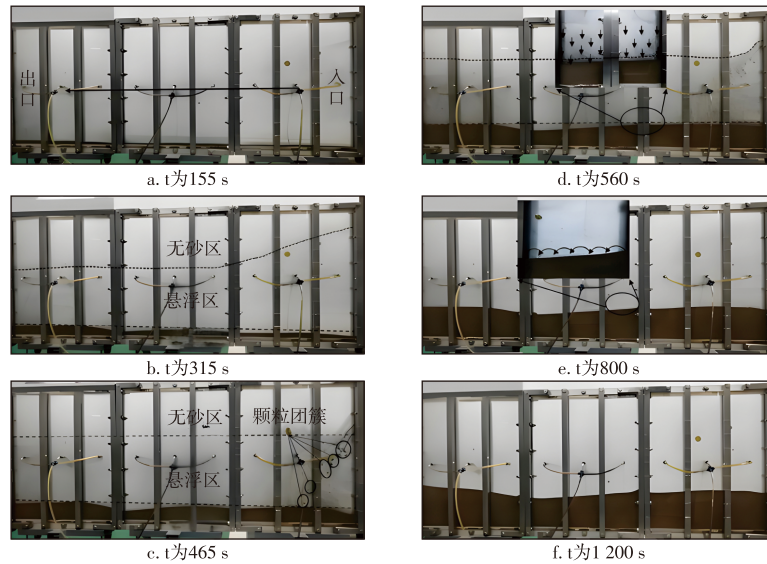


图2 不同时刻狭长缝内覆膜陶粒砂堤形态

Fig. 2 Morphology of coated ceramic sand banks in long narrow fractures at different time points

增幅仅为入口端的44%。当实验进行到1200 s时,平板裂缝底部砂堤区铺置达到平衡,砂堤形态固定不变,悬浮区及无砂区也达到稳定状态。平衡后,测得砂堤前缘坡度为 $3^\circ$ ,前缘砂堤几乎与平板垂直铺置,平衡高度的百分比和覆盖面积的百分比分别为27%和48%,入口端砂堤高度为28 cm,出口端的砂堤高度为36 cm,前后砂堤高度相差8 cm(图2f)。

与潘林华等<sup>[15]</sup>的实验(12 mm 裂缝宽度内支撑剂运移展布物理实验,除裂缝宽度不同外,其他参数全部保持一致)进行对比发现(图3):从砂堤的局部形态来看,在入口段,潘林华等的实验中砂堤呈明显上升趋势,高度差达到26 cm,而该实验的高度差仅为3.2 cm;潘林华等的实验中砂堤前缘坡度为 $32^\circ$ ,是该实验砂堤前缘坡度 $5^\circ$ 的6倍多。在中间段,潘林华等的实验中砂堤高度从54.2 cm减至42.3 cm,呈现下降趋势,而该实验中间段砂堤铺置较为均匀,砂堤高度保持在25 cm左右,无明显起伏。在出口段,潘林华等的实验中砂堤铺置均匀,砂堤高度保持在42 cm左右,而该实验出口段砂堤高度由25 cm涨至36 cm,呈现上升趋势。从砂堤整体而言,潘林华等实验的前后砂堤高度相差14 cm,高出该实验高度差6 cm。平衡高度的百分比和覆盖面积的百分比从潘林华

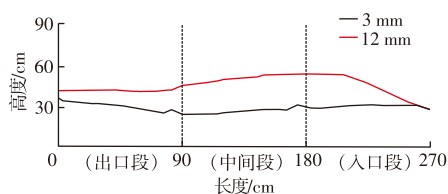


图3 3 mm 和 12 mm 裂缝宽度覆膜陶粒砂堤形态对比

Fig. 3 Comparison of coated ceramic sand bank morphology between fracture widths of 3 mm and 12 mm

等实验中的38.2%和50.0%减小到该实验的25.5%和1.3%,分别降低了12.7%和18.7%。对比结果表明:在相同条件下与宽缝相比,深层页岩狭长缝内砂堤平衡高度更低,覆盖面积更小,但铺置形态更趋于均匀平缓。前文提及的入口段的聚团效应和中间段的滑移现象分别是导致砂堤前缘坡度减小和出口端砂堤坡度增大的原因,同时也是狭长缝内支撑剂颗粒铺置形态趋于平缓的原因。砂堤平衡高度降低和铺置面积减少的原因在于,随着砂堤高度的增加以及裂缝宽度的收缩,流体过流断面减小,在流量一定的情况下,裂缝内流体的速度增大,支撑剂颗粒沉降运移时间减少所致。此外,与ZENG等<sup>[23]</sup>实验(采用长和高分别为1.50 m和0.27 m、裂缝宽度为3.00 mm的平板裂缝)相比,该实验将平板裂缝高度扩大4倍多,设置为110 cm,更贴近实际情况。随着裂缝高度的增加,支撑剂颗粒的自由沉降时间延长,支撑剂颗粒在自身重力的作用下快速沉降填充,因而在裂缝入口端并未出现颗粒损耗区和具有明显坡度的砂堤。

考虑到目前现场使用的支撑剂主要为石英砂,故在压裂液黏度为 $6 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,注入排量为 $4.2 \text{ m}^3/\text{h}$ ,加砂质量浓度为 $160 \text{ kg}/\text{m}^3$ 的条件下,选用石英砂进行对比实验。测得实验结果:平衡高度的百分比和覆盖面积的百分比分别为12.7%和16.7%,仅为覆膜陶粒的一半。但其砂堤的前缘坡度为 $2^\circ$ ,砂堤整体形态均匀,无明显起伏,对比选用覆膜陶粒时的砂堤,可发现两者前缘坡度相近,整体铺置情况基本一致(图4)。由此可见,在相同条件下,石英砂和覆膜陶粒都符合支撑剂在狭长缝内的沉降运移规律。但现场使用石英砂的比例更高,因此,后续选择采用石英砂来开展进一步的实验,为深层页岩的压裂改造提供更具实际参考价值的理论指导。

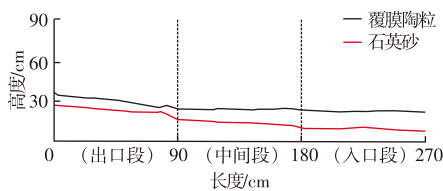


图4 石英砂和覆膜陶粒平衡状态砂堤形态对比

Fig. 4 Comparison of equilibrium sand bank morphology between quartz sand and coated ceramic proppants

## 2.2 压裂液黏度的影响

对比实验1、3、4的实验结果发现(图5):不同压裂液黏度下石英砂的砂堤整体形态从入口端到出口端均保持平缓上升,但随着压裂液黏度从 $3\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 增至 $9\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,砂堤平衡高度出现明显降低、覆盖面积明显减少,平衡高度的百分比从19.1%降至6.4%,覆盖面积的百分比从24.0%减至10.4%,且入口端砂堤面积显著减少,这与宽缝条件下支撑剂颗粒受压裂液黏度影响的运移变化规律一致<sup>[15]</sup>。然而对比末端砂堤面积占整体砂堤面积的比例后发现:随着压裂液黏度的增大,末端占比从43.5%增至53.6%,呈现上升趋势。这是由于深层页岩裂缝狭长导致砂堤面积变化对流体流速的影响程度高于常见中浅层裂缝。而随着压裂液黏度的增大,压裂液对支撑剂颗粒的水平携带作用增强,更多的支撑剂颗粒被高黏度压裂液携带至裂缝深处,导致前端砂堤面积减小,流体过流断面增大。在流体流量一定的情况下,支撑剂颗粒的水平速度减小,裂缝末端有更多支撑剂颗粒发生沉降,因此,末端占比随之升高。

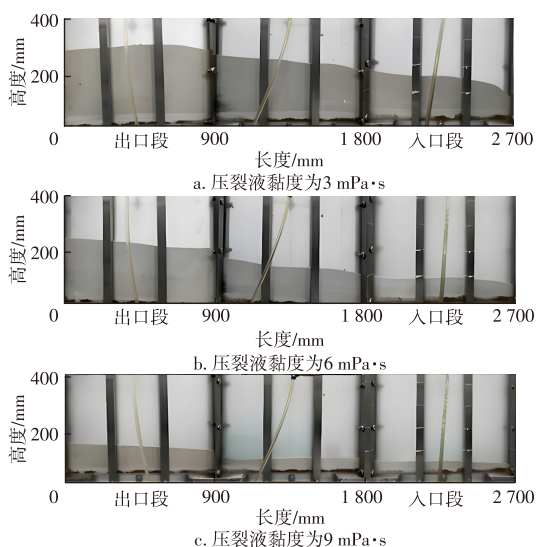


图5 不同压裂液黏度下砂堤平衡状态

Fig. 5 Equilibrium state of sand banks under different fracturing fluid viscosities

## 2.3 注入排量的影响

对比实验1、5、6的实验结果发现(图6):当注入排量为 $2.4\text{ m}^3/\text{h}$ 时,前后砂堤高度基本相同,砂堤整体形态均匀稳定呈现水平铺置;当注入排量增加到 $4.2\text{ m}^3/\text{h}$ 时,入口端砂堤高度出现轻微降低,出口端砂堤高度无明显变化,前后砂堤高度出现少量起伏;而当注入排量增加到 $6.0\text{ m}^3/\text{h}$ 时,可明显观察到入口端及附近砂堤高度出现大幅度降低,出口端砂堤高度也出现明显降低,前后砂堤高度差距明显。同时,平衡高度的百分比从 $2.4\text{ m}^3/\text{h}$ 时的17.3%减至 $6.0\text{ m}^3/\text{h}$ 时的7.3%,覆盖面积的百分比从 $2.4\text{ m}^3/\text{h}$ 时的22.1%减至 $6.0\text{ m}^3/\text{h}$ 时的8.1%,而末端砂堤占比从 $2.4\text{ m}^3/\text{h}$ 时的32.1%增至 $6.0\text{ m}^3/\text{h}$ 时的52.4%,涨幅为63.2%。产生这种情况的原因是:随着注入排量的增大导致流体在狭窄裂缝入口端引起湍流效应,原本稳定的砂堤在压裂液的携带下重新发生运移,导致前缘砂堤高度降低,面积减小。同时,由于裂缝宽度狭窄,前缘砂堤面积的减少导致流体过流断面增大,引起支撑剂颗粒的速度相对减小,最终造成末端砂堤占比的大幅上升。

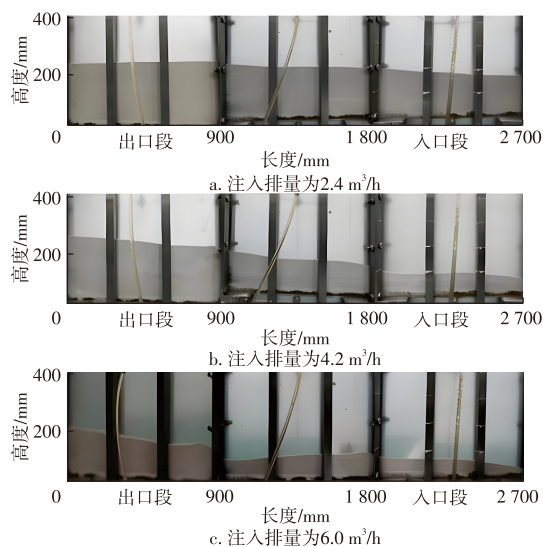


图6 不同注入排量下砂堤平衡状态

Fig. 6 Equilibrium state of sand banks under different injection rates

## 2.4 加砂质量浓度的影响

对比实验1、7、8的实验结果可知(图7):当加砂质量浓度从 $140\text{ kg}/\text{m}^3$ 增至 $160\text{ kg}/\text{m}^3$ 时,平衡高度的百分比从8.1%增至14.5%,涨幅为6.4个百分点;覆盖面积的百分比从10.6%增至17.1%,涨幅为6.5个百分点。而当加砂质量浓度从 $160\text{ kg}/\text{m}^3$ 增至 $180\text{ kg}/\text{m}^3$ 时,平衡高度的百分比从14.5%增至16.5%,涨幅为2个百分点;覆盖面积的

百分比从17.1%增至17.7%,涨幅仅为0.6个百分点,说明加砂质量浓度的增大对支撑剂的整体铺置效果具有促进作用,但其促进作用会在加砂一定质量浓度后得到减弱。同时,3种加砂质量浓度下的末端砂堤占比从45.9%增至49.4%,涨幅为3.5个百分点,这表明深层页岩狭长缝内末端砂堤的铺置对加砂质量浓度的敏感性不高。与中浅层页岩相比,深层页岩水力裂缝宽度狭窄。随着加砂质量浓度的增大,单位体积内的支撑剂量增加,颗粒间的相互作用力随之增强,加快了支撑剂颗粒的沉积,因此,裂缝入口段和中间段砂堤的高度上升、面积增大,进而导致携砂液流体的过流断面减小。在流体流量一定的条件下,支撑剂颗粒的水平速度增大,相同水平位移内支撑剂颗粒的沉降量减少,所以末端砂堤未出现明显提升。

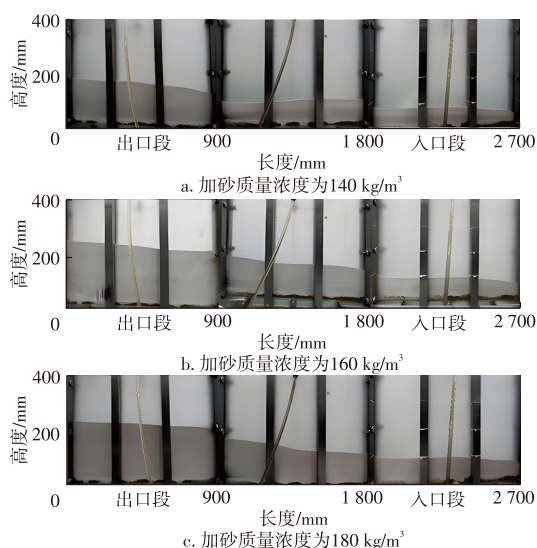


图7 不同加砂质量浓度下砂堤平衡状态

Fig. 7 Equilibrium state of sand banks under different proppant mass concentrations

## 2.5 支撑剂粒径的影响

支撑剂颗粒的沉降运移受到重力、阻力、浮力等因素的影响,而这些因素直接取决于支撑剂粒径的大小<sup>[24]</sup>。对比实验1、9、10的实验结果可看出(图8):当支撑剂粒径为40/70目时,观察到裂缝入口端、出口端均出现具有一定坡度的砂堤,其中入口端砂堤坡度为 $24^\circ$ ,出口端砂堤坡度为 $13^\circ$ ,砂堤整体形态起伏较大,前后砂堤高度相差最大为32 cm,测得平衡高度的百分比、覆盖面积的百分比以及末端砂堤占比分别为22.7%、28.9%、43.5%。当支撑剂粒径减小到100/200目时,砂堤整体铺置趋于均匀平缓,前后砂堤起伏明显减弱,并测得平衡高度的百分比、覆盖面积的百分比以及末端砂堤占比分别为5.7%、7.3%、47.1%。结果表明:平衡高度的百分比、覆盖面积

的百分比随支撑剂粒径的减小而减小,但末端砂堤占比随着支撑剂粒径的减小而增大,这说明微小粒径支撑剂颗粒对深层页岩狭长缝内末端砂堤的铺置效果具有促进作用,更倾向于在狭窄裂缝远端沉降进而形成砂堤。所以微小粒径支撑剂更有利于深层页岩狭长缝内压裂支撑的均匀铺置。

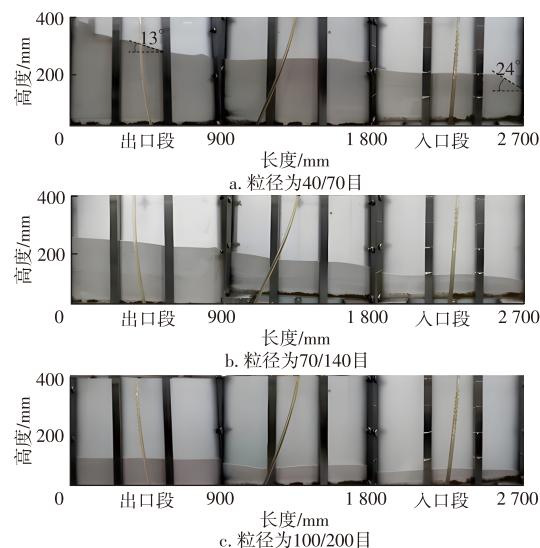


图8 不同粒径下砂堤平衡状态

Fig. 8 Equilibrium state of sand banks under different proppant particle sizes

## 2.6 变裂缝宽度的影响

考虑到实际裂缝宽度并非恒定,而是在压裂射孔附近裂缝宽度最大,随后沿着裂缝长度方向逐渐减小。因此,为研究深层页岩狭长裂缝下宽度变化对支撑剂沉降运移的影响,研究设置2、3、3 mm和3、3、3 mm两种不同裂缝宽度的平板进行对比实验。对比实验1和实验11的实验结果发现(图9):随着末端平板裂缝宽度从3 mm减至2 mm,出口段砂堤高度和面积出现降低,而入口段及中间段砂堤高度及面积无明显变化,砂堤整体形态仍呈现均匀铺置。由图9计算可得,深层页岩狭长缝收缩前后的出口段砂堤面积减少13.6%,而入口段和中间段砂堤面积仅减少不到3%。这表明裂缝宽度的收缩对收缩前裂缝内砂堤整体的铺置情况影响不大,但会阻碍收缩后裂缝内支撑剂颗粒的流动铺置。这是因为在狭窄裂缝的条件下,裂缝宽度的收缩导致携砂液流体的过流断面再次减小,从而引起携砂液经过收缩裂缝时的流速增大,造成支撑剂颗粒更快通过出口段,最终导致收缩后裂缝内支撑剂沉降量的减少。由于深层页岩储层高闭合压力的特点,压裂裂缝容易闭合,而狭窄裂缝收缩后支撑剂沉降量的减少进一步增加了深层页岩储层裂缝有效压裂支撑的难度。

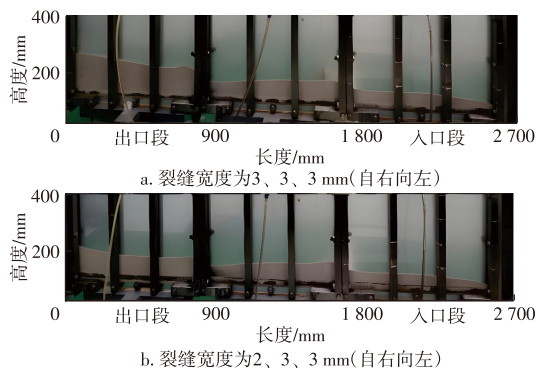


图9 不同裂缝宽度下砂堤平衡状态

Fig. 9 Equilibrium state of sand banks under different fracture widths

### 3 结论

1) 与中浅层页岩的宽缝相比,相同条件下深层页岩狭窄的水力裂缝缝宽会使支撑剂颗粒产生团聚效应,导致支撑剂颗粒在入口端快速沉降,进而造成其形成的砂堤前缘坡度降低,砂堤前后高度的差距明显低于宽缝条件下的,支撑剂颗粒的整体铺置效果更加均匀平缓。

2) 在深层页岩狭长缝内,末端砂堤面积占整体砂堤面积的比重随压裂液黏度、注入排量的增大而增大,而加砂质量浓度对其影响程度较低。微小粒径支撑剂颗粒同样对末端砂堤的铺置具有促进作用,并且更有利于整体砂堤的均匀铺置。

3) 深层页岩狭长缝内裂缝宽度的收缩对收缩前裂缝内的砂堤铺置无明显影响,但会阻碍收缩后裂缝内支撑剂颗粒的流动铺置。收缩后裂缝内砂堤的覆盖面积减小,平衡高度降低,砂堤整体铺置更加均匀。但支撑剂沉降量的减少,同时增加了深层页岩储层裂缝有效压裂支撑的难度。

#### 参考文献

[1] 赵金洲,任岚,蒋廷学,等. 中国页岩气压裂十年: 回顾与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 121-142.  
ZHAO Jinzhou, REN Lan, JIANG Tingxue, et al. Ten years of gas shale fracturing in China: Review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 121-142.

[2] 蔡勋育,刘金连,张宇,等. 中国石化“十三五”油气勘探进展与“十四五”前景展望[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(1): 31-42.  
CAI Xunyu, LIU Jinlian, ZHANG Yu, et al. Oil and gas exploration progress of Sinopec during the 13<sup>th</sup> Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14<sup>th</sup> Five-Year Plan[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1): 31-42.

[3] 张金发,管英柱,陈菊,等. 页岩气压裂技术进展及发展建议[J]. 能源与环保, 2021, 43(10): 102-109.  
ZHANG Jinfa, GUAN Yingzhu, CHEN Ju, et al. Progress and development suggestion of shale gas fracturing technology[J]. China

Energy and Environmental Protection, 2021, 43(10): 102-109.

[4] 沈云琦,李凤霞,张岩,等. 复杂裂缝网络内支撑剂运移及铺置规律分析[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 134-142.  
SHEN Yunqi, LI Fengxia, ZHANG Yan, et al. Analysis of proppant migration and layout in complex fracture network[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 134-142.

[5] SAHAI R, MOGHANLOO R G. Proppant transport in complex fracture networks—A review[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 182: 106199.

[6] 蒋廷学,卞晓冰,侯磊,等. 粗糙裂缝内支撑剂运移铺置行为试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(6): 95-101.  
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, HOU Lei, et al. Experiment on proppant migration and placement behavior in rough fractures[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2021, 45(6): 95-101.

[7] ISAH A, HIBA M, AL-AZANI K, et al. A comprehensive review of proppant transport in fractured reservoirs: Experimental, numerical, and field aspects[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 88: 103832.

[8] 郭天魁,曲占庆,李明忠,等. 大型复杂裂缝支撑剂运移铺置虚拟仿真装置的开发[J]. 实验室研究与探索, 2018, 37(10): 242-246.  
GUO Tiankui, QU Zhanqing, LI Mingzhong, et al. Development of the large-scale virtual simulation experimental device of proppant transportation and placement in complex fractures[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2018, 37(10): 242-246.

[9] WEI G, BABADAGLI T, HUANG H, et al. A visual experimental study: Resin-coated ceramic proppants transport within rough vertical models[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 191: 107142.

[10] 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.

[11] 张学平,刘友权,张鹏飞,等. 大川中沙溪庙致密砂岩储层支撑剂缝导流能力的影响因素[J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(3): 92-97.  
ZHANG Xueping, LIU Youquan, ZHANG Pengfei, et al. Influencing factors of the fracture conductivity of propped cracks in the Shaximiao tight sandstone reservoir in central Sichuan[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2024, 53(3): 92-97.

[12] HU X, WU K, SONG X, et al. A new model for simulating particle transport in a low-viscosity fluid for fluid-driven fracturing[J]. AIChE Journal, 2018, 64(9): 3542-3552.

[13] XIAO H, LI Z, HE S, et al. Experimental study on proppant diversion transportation and multi-size proppant distribution in complex fracture networks[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 196: 107800.

[14] 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.

[15] 潘林华,张烨,程礼军,等. 页岩储层体积压裂复杂裂缝支撑剂的

- 运移与展布规律[J]. 天然气工业, 2018, 38(5): 61-70.
- PAN Linhua, ZHANG Ye, CHENG Lijun, et al. Migration and distribution of complex fracture proppant in shale reservoir volume fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(5): 61-70.
- [16] 孔祥伟, 严仁田, 张思琦, 等. 真三轴大物模水力压裂裂缝起裂及扩展模拟实验[J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(3): 97-102.
- KONG Xiangwei, YAN Rentian, ZHANG Siqu, et al. Simulation experiment of fracture initiation and propagation of hydraulic fracturing with true triaxial large physical model[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(3): 97-102.
- [17] 郭建春, 路千里, 何佑伟. 页岩气压裂的几个关键问题与探索[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 148-161.
- GUO Jianchun, LU Qianli, HE Youwei. Key issues and explorations in shale gas fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 148-161.
- [18] 缪欢, 郑洪扬, 范文龙, 等. 四川盆地龙马溪组深层页岩储层压力与含气量动态演化过程[J]. 世界石油工业, 2024, 31(5): 19-29.
- MIAO Huan, ZHENG Hongyang, FAN Wenlong, et al. Dynamic evolution process of pressure and gas content in the Longmaxi Formation deep shale reservoir of Sichuan Basin[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(5): 19-29.
- [19] 曾波, 冯宁鑫, 姚志广, 等. 深层页岩气储层水力压裂裂缝扩展影响机理[J]. 断块油气田, 2024, 31(2): 246-256.
- ZENG Bo, FENG Ningxin, YAO Zhiguang, et al. Influence mechanism of hydraulic fracturing fracture propagation in deep shale gas reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(2): 246-256.
- [20] 潘林华, 张焯, 王海波, 等. 页岩复杂裂缝支撑剂分流机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(1): 61-70.
- PAN Linhua, ZHANG Ye, WANG Haibo, et al. Mechanism study on proppants' division during shale complex fracturing of shale rocks [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(1): 61-70.
- [21] 余致理, 肖晖, 宋伟, 等. H202井区H3平台深层页岩气压裂效果分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2022, 24(3): 29-34.
- YU Zhili, XIAO Hui, SONG Wei, et al. Analysis of fracturing effect of deep shale gas on H3 platform in H202 area[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2022, 24(3): 29-34.
- [22] 曾军胜, 戴城, 方思冬, 等. 支撑剂在交叉裂缝中运移规律的数值模拟[J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 691-695.
- ZENG Junsheng, DAI Cheng, FANG Sidong, et al. Numerical simulation of proppant transport law in intersecting fractures[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(5): 691-695.
- [23] ZENG H, JIN Y, QU H, et al. Experimental investigation and correlations for proppant distribution in narrow fractures of deep shale gas reservoirs[J]. Petroleum Science, 2022, 19(2): 619-628.
- [24] FJAESTAD D, TOMAC I. Experimental investigation of sand proppant particles flow and transport regimes through narrow slots[J]. Powder Technology, 2019, 343: 495-511.

(编辑 李青)

(上接第527页)

- [18] 叶小科. 精细控压钻井中气体溢流识别与排气降压技术[J]. 化工管理, 2023(19): 83-87.
- YE Xiaoke. Gas overflow identification and exhaust pressure reduction technology in fine pressure control drilling wells[J]. Chemical Engineering Management, 2023(19): 83-87.
- [19] 李照, 蒋林, 江迎军, 等. 四川多压力系统复杂深井控压钻井技术探讨[C]//第32届全国天然气学术年会(2020)论文集. 重庆: 中国石油学会天然气专业委员会, 2020.
- LI Zhao, JIANG Lin, JIANG Yingjun, et al. Exploration of pressure control drilling technology for complex deep wells with multiple pressure systems in Sichuan [C]//Proceedings of the 32nd National Natural Gas Academic Annual Conference (2020). Chongqing: The Natural Gas Professional Committee of the Chinese Petroleum Society, 2020.
- [20] 郭肖, 赵显阳, 杨泓波. 异常高压低渗透气藏产能评价新方法[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(6): 13-18.
- GUO Xiao, ZHAO Xianyang, YANG Hongbo. A new method for evaluating the productivity of abnormally high-pressure and low permeability gas reservoirs[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2018, 8(6): 13-18.
- [21] 张兴全, 周英操, 刘伟, 等. 欠平衡气侵与重力置换气侵特征及判定方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(1): 95-102.
- ZHANG Xingquan, ZHOU Yingcao, LIU Wei, et al. A method for characterization and identification of gas kicks caused by underbalanced pressure and gravity displacement[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(1): 95-102.
- [22] 周英操, 翟洪军. 欠平衡钻井技术与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- ZHOU Yingcao, ZHAI Hongjun. Underbalanced drilling technology and its application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [23] 彭凯, 王昊, 齐京国. 基于连续液面曲线的间歇采油工作制度优化研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 254-259.
- PENG Kai, WANG Hao, QI Jingguo. Optimization of interval production working system based on continuous liquid level curve[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 254-259.
- [24] 翟常博, 林良彪, 尤东华, 等. 川西南地区中二叠统矛口组一段沉积微相特征及有机质富集模式[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 440-456.
- ZHAI Changbo, LIN Liangbiao, YOU Donghua, et al. Sedimentary microfacies characteristics and organic matter enrichment pattern of the 1st member of the Middle Permian Maokou Formation, southwestern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 440-456.

(编辑 徐佩)