

doi: 10.11835/j.issn.1000-582X.2025.11.010

引用格式:全少凯,岳艳芳,孟文琦,等.考虑壁面滤失的纳米改性 VES 压裂液中支撑剂运移特性研究[J].重庆大学学报, 2025,48(11): 119-132.



## 考虑壁面滤失的纳米改性 VES 压裂液中支撑剂运移特性研究

全少凯<sup>1</sup>, 岳艳芳<sup>1</sup>, 孟文琦<sup>2</sup>, 陈志畅<sup>2</sup>, 王治国<sup>2,3</sup>

(1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司 长庆井下技术作业公司, 西安 710018; 2. 西安石油大学 a. 新能源学院; b. 西安市井完整性重点实验室, 西安 710065; 3. 油气田智慧能源与碳中和陕西省高校工程中心, 西安 710065)

**摘要:**水力压裂过程中,支撑剂在裂缝内的运移和铺置情况对油田产能具有重要影响。文中基于 Cross 本构方程和 Euler-granular 多相流模型,在考虑了裂缝壁面流体滤失的情况下,对裂缝内的携砂流动进行了数值模拟,并且采用自主设计的裂缝试验装置对模型进行实验验证。结果表明,对于 Cross 流体,随着壁面滤失速率的提高,裂缝内支撑剂体积分数逐渐降低,砂堤高度同时降低。本研究进一步证实,在考虑壁面滤失的条件下,优选小粒径、低密度支撑剂可显著改善其在裂缝远端的铺置效果,降低砂堵风险。

**关键词:**支撑剂铺置行为;壁面滤失;Cross 本构方程;携砂运移;数值模拟

中图分类号:TE3

文献标志码:A

文章编号:1000-582X(2025)11-119-14

## Proppant placement behavior in nano-modified VES fracturing fluids considering wall Filtration loss

TONG Shaokai<sup>1</sup>, YUE Yanfang<sup>1</sup>, MENG Wenqi<sup>2</sup>, CHEN Zhichang<sup>2</sup>, WANG Zhiguo<sup>2,3</sup>

(1. Changqing Downhole Technology Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an 710018, P. R. China; 2a. New Energy College; 2b. Xi'an Key Laboratory of Wellbore Integrity Evaluation, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, P. R. China; 3. Engineering Research Center of Smart Energy and Carbon Neutral in Oil & Gas Field, Universities of Shaanxi Province 710065, Xi'an, P. R. China)

**Abstract:** The transport and placement of proppant within fractures in the process of hydraulic fracturing significantly impact oilfield productivity. In this study, by using the Cross constitutive equation and the Eulerian-granular multiphase flow model, we conducted numerical simulations of sand-carrying flow within fractures with considering fluid filtration loss along the fracture wall. The model was experimentally validated using a custom-designed fracture test facility. The results indicate that, for Cross fluid, an increase in wall filtration loss rate leads to a gradual reduction in the volume fraction of proppant within the fracture, accompanied by a decrease in sand bank height although the overall difference is small. This study further confirms that considering wall filtration,

收稿日期:2024-01-05

基金项目:川庆钻探公司科技攻关项目(CQ2022B-Z-163-4)。

Science and Technology Research project of Chuanqing Drilling Company (CQ2022B-Z-163-4).

作者简介:全少凯(1987—),博士,工程师,主要从事非常规油气增产改造新技术与工程研究。

通信作者:王治国,男,博士,教授,(E-mail)zhgwang@xsyu.edu.cn。

the use of small-particle-size, low-density proppants significantly enhances their placement efficiency at the distal end of fractures and reduce the risk of sand blockage.

**Keywords:** proppant transport behaviour; wall filtration loss; Cross constitute equation; sand transport and migration; numerical simulation

水力压裂技术作为一种重要的非常规油气开采方法,已广泛应用于低渗透储层、页岩气和煤层气等领域。其中,支撑剂在裂隙中的运移与铺置特性是水力压裂成功进行及增产的关键因素<sup>[1]</sup>。

在对抗离子的条件下,黏弹性表面活性剂(viscoelastic surfactant,VES)可在其表面形成三维螺旋状的蠕虫网络胶束<sup>[2]</sup>,其宏观上黏弹性较好,用作油田压裂液时,易破胶、不产生任何残渣,对地层伤害小。越来越多地被用于油气田的压裂<sup>[3]</sup>。文中聚焦于纳米改性VES压裂液,其携砂性能不仅依赖于宏观黏度,更受微观胶束网络结构的调控<sup>[4]</sup>。但VES压裂液也有自身的不足之处,如耐温差、滤失比较严重等。将纳米颗粒加入到VES压裂液中,可大幅提高耐温、滤失性,并有效降低用量,是一种新的发展趋势。

国内外学者针对支撑剂在裂缝中的运移与展布问题进行了大量的室内实验<sup>[5]</sup>和数值模拟研究<sup>[6]</sup>,表明裂缝形态、支撑剂参数、压裂液性能等对支撑剂在裂缝内的运移与展布会造成影响。Kern<sup>[7]</sup>通过携砂液在平行板裂缝中的流动实验,对支撑剂在裂缝中的宏观铺置规律进行研究,发现支撑剂在裂缝中沉积时,并不能将裂缝完全充填而是存在一个平衡高度;Barcock<sup>[8]</sup>、Schols<sup>[9]</sup>、温庆志<sup>[10]</sup>、王治国<sup>[11]</sup>等基于Kern的思路,研究了砂浓度、支撑剂密度、压裂排量、裂缝宽度和压裂液黏度等对裂缝内支撑剂分布的影响,但均未将壁面滤失作为影响裂缝内支撑剂运移规律的影响因素,与实际压裂裂缝存在较大差距。

裂隙中的渗漏性对其支撑剂铺设性能有很大的影响。因此,文中基于Cross本构方程,研究流体壁面滤失,探讨流体滤失对支撑剂运移的影响,并以此预测和控制支撑剂的铺置,提高水力压裂的效率和产能。研究成果将为我国非常规油气藏的高效开采和可持续发展提供科学的理论支撑。

## 1 数值模拟方法

### 1.1 控制方程

采用经典的Euler-granular多相流模型,其控制方程包括连续性方程和动量守恒方程。

连续性方程:

$$\text{液相: } \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_l \rho_l) + \nabla \cdot (\alpha_l \rho_l \mathbf{v}_l) = 0, \quad (1)$$

$$\text{固相: } \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_s \rho_s) + \nabla \cdot (\alpha_s \rho_s \mathbf{v}_s) = 0. \quad (2)$$

动量守恒方程:

$$\text{液相: } \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_l \rho_l \mathbf{v}_l) + \nabla \cdot (\alpha_l \rho_l \mathbf{v}_l^2) = -\alpha_l \nabla p_l + \nabla \tau_l + \alpha_l \rho_l \mathbf{g} + \beta(\mathbf{v}_s - \mathbf{v}_l), \quad (3)$$

$$\text{固相: } \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_s \rho_s \mathbf{v}_s) + \nabla \cdot (\alpha_s \rho_s \mathbf{v}_s^2) = -\alpha_s \nabla p_s + \nabla \tau_s + \alpha_s \rho_s \mathbf{g} + \beta|\mathbf{v}_l - \mathbf{v}_s|. \quad (4)$$

式中: $\alpha$ 为体积分数,%; $\rho$ 为密度, $\text{kg/m}^3$ ; $\nabla$ 为哈密顿算子; $t$ 为时间,s; $\mathbf{v}$ 为速度, $\text{m/s}$ ; $\mathbf{g}$ 为重力加速度, $\text{m/s}^2$ ; $p$ 为分压,Pa; $\tau$ 为剪切应力张量,Pa; $\beta$ 为相间动量交换系数, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ;下标l为液相,s为固相。

在液固两相流模型中,液相与固相之间存在多种作用力,包括曳力( $F_D$ )、虚拟质量力( $F_{VM}$ )、升力( $F_L$ ),用动量交换系数( $M_D$ )来表示固液两相间的总作用力其表达式为

$$M_D = F_D + F_{VM} + F_L, \quad (5)$$

其中:

$$F_D = A_D u_r - A_D \frac{\mathbf{v}_l^i}{\alpha_s \alpha_l \sigma_a} \nabla \alpha_s,$$

$$F_{VM} = C_{VM} \alpha_s \rho_l \left( \frac{D^c u_l}{Dt} - \frac{D^c u_s}{Dt} \right),$$

$$F_L = C_L \alpha_s \rho_s \rho_l u_r \times (\nabla \times u_r),$$

$$A_D = \frac{3}{4} \frac{\alpha_s \rho_l C_D}{d} |u_r|,$$

式中,  $u_r$  为流体相和颗粒相之间的相对速度,  $\text{m/s}$ ;  $\nu_l'$  为流体相运动黏度,  $\text{m}^2/\text{s}$ ; 为湍流 Prandtl 数;  $C_{VM}$  为虚拟质量力系数, 取 0.44;  $C_L$  为升力系数, 取 0.25;  $C_D$  为曳力系数, 取 0.5;  $d$  为颗粒相的平均粒径,  $\text{m}$ ;  $D^c/Dt$  为时间导数。

湍流模型选用半经验  $k-\varepsilon$  Realizable 模型, 该模型能够以合理的计算成本捕捉轴向和径向速度分布的总体趋势。

## 1.2 颗粒动力学理论

应用粒子动力学方法对粒子的相态进行了模拟。该理论中引入了 Euler-granular 黏性。  $\eta_g$  由 3 部分组成, 颗粒之间碰撞引起的附加黏性  $\eta_{g, \text{col}}$ 、颗粒湍动能产生的附加黏性  $\eta_{g, \text{kin}}$ , 以及颗粒之间摩擦而产生的附加黏性  $\eta_{g, \text{fr}}$ 。计算公式为

$$\eta_g = \eta_{g, \text{col}} + \eta_{g, \text{kin}} + \eta_{g, \text{fr}}, \quad (6)$$

其中:

$$\eta_{g, \text{col}} = \frac{4}{5} \varphi_s \rho_s d_s g_{0, \text{ss}} (1 + e_{\text{ss}}) \left( \frac{\Theta_s}{\pi} \right)^{1/2} \varphi_s, \quad (7)$$

$$\eta_{g, \text{kin}} = \frac{\varphi_s \rho_s d_s \sqrt{\Theta_s \pi}}{6(3 - e_{\text{ss}})} \left[ 1 + \frac{2}{5} (1 + e_{\text{ss}}) (3e_{\text{ss}} - 1) \varphi_s g_{0, \text{ss}} \right], \quad (8)$$

式中,  $\Theta_s$  为固体颗粒温度, 在仿真计算过程中需要求解关于  $\Theta_s$  的运输方程, 其张量形式为

$$(-p_s \bar{I} + \bar{\tau}_s) : \nabla \vec{v}_s - \gamma \Theta_s + \phi_{\text{ls}} = 0, \quad (9)$$

式中:  $(-p_s \bar{I} + \bar{\tau}_s) : \nabla \vec{v}_s$  为固体颗粒应力张量所产生的能量, 在计算过程中可不考虑对流、扩散项, 而直接用代数方程进行求解。  $\gamma \Theta_s$  为固体颗粒之间相互碰撞所消耗的能量;  $\phi_{\text{ls}}$  为由固体颗粒速度的波动而引起的液固两相及固体颗粒之间的湍动能传递项。

$$\gamma \Theta_s = \frac{12(1 - e_{\text{ss}}^0) g_{0, \text{ss}}}{d_s \sqrt{\pi}} \rho_s \varphi_s^2 \Theta_s^{3/2}, \quad (10)$$

$$\phi_{\text{ls}} = -3K_{\text{ls}} \Theta_{s \circ} \quad (11)$$

文中建立 Euler-granular 两相流动模型: 1) 将支撑剂颗粒视为连续相, 液-固两相贯穿, 同时考虑动量和质量守恒; 2) 裂隙内的流体是不稳定的; 3) 把支撑剂粒子看作均径球体, 忽略颗粒的转动。

## 1.3 多孔介质模型

### 1.3.1 动量方程

为模拟裂缝壁面的滤失行为, 将裂缝两侧基质设为多孔介质域, 多孔介质的作用主要是由动力方程中的动量源项提供的, 这一源项包括 2 个部分, 即黏滞损耗和惯性损耗, 与式 (12) 右侧的两项相对应。

$$S_i = - \left( \sum_{j=1}^3 D_{ij} \mu v_j + \sum_{j=1}^3 C_{ij} \frac{1}{2} \rho v_{\text{mag}} v_j \right), \quad (12)$$

式中:  $S_i$  是第  $i$  个 ( $x, y$  或  $z$  方向) 动量方程中的源项;  $D$  和  $C$  为定矩阵。

对于一个简单而均匀的多孔介质, 可以简化得到以下的数学模型:

$$S_i = - \left( \frac{\mu}{\alpha} v_i + C_2 \frac{1}{2} \rho v_{\text{mag}} v_i \right), \quad (13)$$

式中:  $\alpha$  表示多孔介质的渗透性;  $C_2$  表示惯性阻力因子, 将  $D$  和  $C$  分别定义为由  $1/\alpha$  和  $C_2$  为对角单元的对角矩阵。

此外,可以用速度的指数律作为源项的模型,即:

$$S_i = -C_0 |v|^{C_1} = -C_0 |v|^{(C_1-1)} v_i, \quad (14)$$

式中: $C_0$ 和 $C_1$ 为用户自定义的经验常数。压力降是各向同性的。

### 1.3.2 Darcy 定律

当流体流经多孔介质时,压降与流速成比例,且常数 $C_2$ 可设为0。在不考虑对流的加速度和扩散的情况下,可将多孔介质简化为Darcy定律:

$$\nabla p = -\frac{\mu}{\alpha} \vec{v}_0. \quad (15)$$

在 $x$ 、 $y$ 、 $z$  3个坐标方向上计算所得的压强降,分别为

$$\begin{aligned} \Delta p_x &= \sum_{j=1}^3 \frac{\mu}{\alpha_{xj}} v_j \Delta n_x \\ \Delta p_y &= \sum_{j=1}^3 \frac{\mu}{\alpha_{yj}} v_j \Delta n_y \\ \Delta p_z &= \sum_{j=1}^3 \frac{\mu}{\alpha_{zj}} v_j \Delta n_z \end{aligned} \quad (16)$$

式中: $1/\alpha_{ij}$ 即为公式中的 $D$ ;  $v_i$ 为 $x$ 、 $y$ 、 $z$  3个坐标方向的速度分量; $\Delta n_x$ 、 $\Delta n_y$ 、 $\Delta n_z$ 分别为多孔介质在 $x$ 、 $y$ 、 $z$  3个坐标方向的真实厚度。

### 1.3.3 参数计算

在紊流条件下,利用穿透速率与惯性损耗系数,建立了一种基于Ergun公式的充填床内多孔介质参数计算方法。一种计算关联常数的方法是利用雷诺数变化的Ergun公式,该公式适用于各种类型的填料:

$$\frac{|\Delta p|}{L} = \frac{150\mu}{D_p^2} \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} v_\infty + \frac{1.75\rho}{D_p} \frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon^3} v_\infty^2. \quad (17)$$

对层流计算时,可去掉上述公式右侧的第2项,从而将Ergun方程简化成Blake-Kozeny公式:

$$\frac{|\Delta p|}{L} = \frac{150\mu}{D_p^2} \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} v_\infty, \quad (18)$$

式中: $\mu$ 为黏度; $D_p$ 为粒子的平均直径; $L$ 为床层的深度; $\varepsilon$ 为空腔比率,定义为空腔与填充床的体积比。

对比发现,各个方向上的渗透率及惯性损耗系数分别为

$$\alpha = \frac{D_p^2}{150} \frac{\varepsilon^3}{(1-\varepsilon)^2}, C_2 = \frac{3.5}{D_p} \frac{(1-\varepsilon)}{\varepsilon^3}.$$

孔隙是多孔介质的主要特征,通常用孔隙率来度量孔隙的发育情况。孔隙度为0时,该介质为固体;当孔隙度为0~0.3时,为致密介质;当孔隙度为0.3~0.9时,为疏松介质;当孔隙度为0.9~1.0时,为纤维介质。储层,尤其是页岩气,孔隙度的取值通常在0.1~0.4之间。

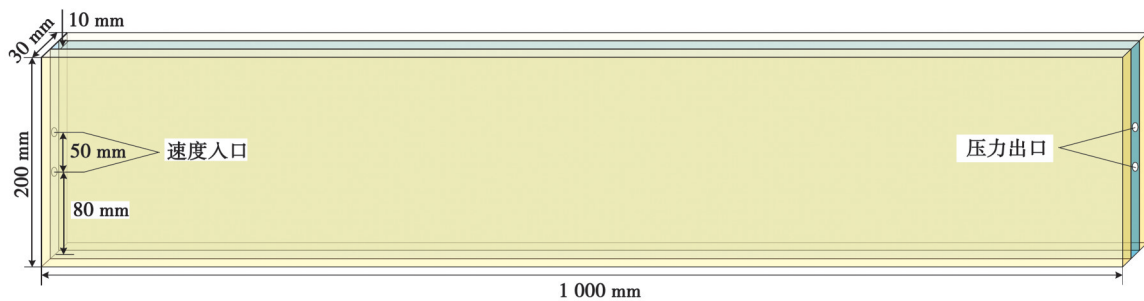


图1 三维裂缝-基质几何模型

Fig. 1 Three-dimensional fissure-matrix geometry model

#### 1.4 几何建模与网格划分

文中所采用的三维裂缝-基质几何模型分为 3 个区域,中心区域为裂缝流体域,裂缝两侧为基质即多孔介质域。裂缝壁面采用粗糙度过渡处理,基于分形维数构建壁面微观形貌,避免理想光滑壁面与实际地层的偏差。几何总体的长度为  $X=1\ 000\text{ mm}$ ,宽度为  $Z=30\text{ mm}$ ,高度为  $Y=200\text{ mm}$ 。其中,裂缝宽度为  $W=10\text{ mm}$ ,左右两侧分别有两个相距  $50\text{ mm}$  的圆形进出口,其直径为  $D=8\text{ mm}$ ,底部圆孔中心距裂缝底部  $80\text{ mm}$ 。

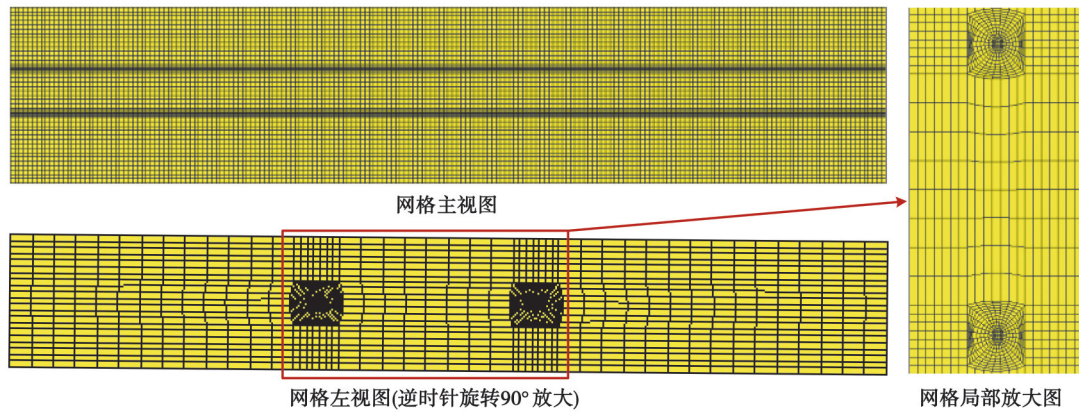


图 2 裂隙模型的网格剖分示意图

Fig. 2 Crack model grid division diagram

为了保证网格的精度,采用了 3 种具有不同疏密程度的网格剖分。网格数量分别为 Mesh1=245 000、Mesh2=322 000、Mesh3=774 000。通过 300 s 的数值模拟,获得了裂缝中支撑剂的分布状态,与图 3 相比相差不大。综合考虑选择最经济的网格 Mesh2 作为下一步工作。

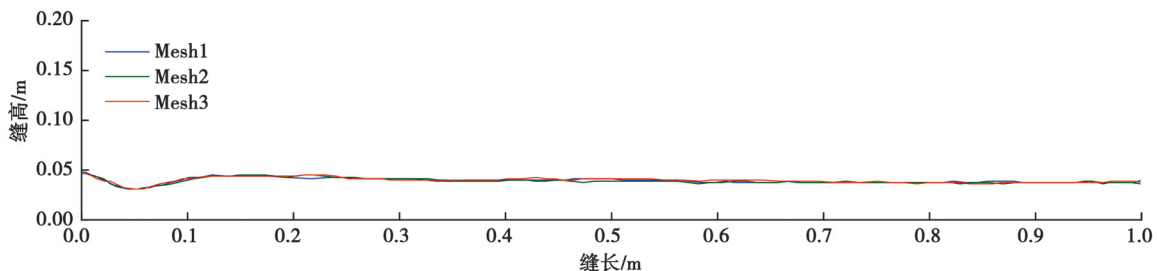


图 3 网格无关性验证结果示意图

Fig. 3 Grid independence verification results diagram

#### 1.5 Cross 本构方程

Cross 本构方程是一种用于描述复杂流体行为的数学模型,主要适用于描述非牛顿流体的黏度行为,尤其是在剪切稀化和剪切增稠等非牛顿性质的情况下。在第一、第二牛顿区域和剪切稀化区域,分别建立 3 个主要参数包含零剪切黏度、剪切速率和松弛时间的数学模型,其表达式为

$$\eta = \frac{\eta_0}{1 + (\lambda \dot{\gamma})^{1-n}}, \quad (19)$$

式中: $\eta$  为给定剪切速率下的黏度; $\eta_0$  为零剪切速率下的黏度渐进值,  $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ;  $\lambda$  为纳米改性 VES 流体胶束网络的松弛时间,  $\lambda$  越小,胶束从剪切变形中恢复的速率越快;  $s$  表示流体从牛顿行为转变变为幂律行为的剪切速率倒数;  $n$  是无量纲幂律指数。该方程中,当  $n=0$  时,流体恢复牛顿行为;  $n$  减小对应于剪切稀化行为的增加。

在 Cross 流变模型的基础上,根据最小二乘原理,利用 Levenberg-Marquardt 优化算法进行迭代,使迭代精度达到  $10^{-6}$ ,初始参数估值基于预实验的流变曲线峰值区间确定,最终拟合度  $R^2=0.996$ 。拟合结果如表 1 所示。



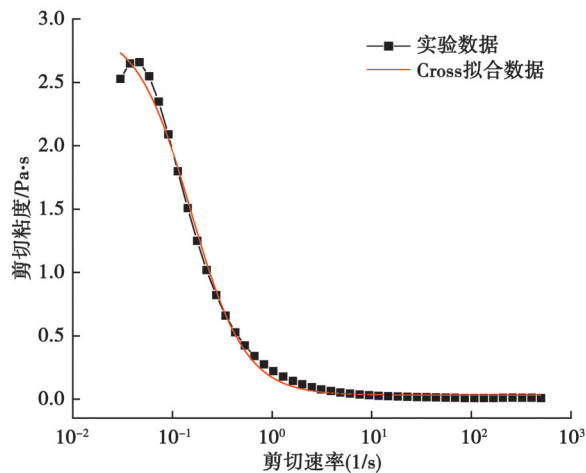


图 4 Cross 模型拟合曲线  
Fig. 4 Cross Models fit curves

表 1 纳米改性 VES 流体本构方程拟合结果

Table 1 The results of fitting the constitutive equation of VES fluid with nano modification		
模型	拟合参数	拟合度
Cross	$\eta_0 = 3.0\text{Pa}\cdot\text{s}$ $\lambda = 0.15\text{s}$ $n=-0.5$	$R^2 = 0.996$

2 数值模拟实验验证

2.1 实验装置

实验前采用标准黏度液校准流变仪,误差控制在±2% 以内;采用激光位移传感器校准裂缝宽度,确保与模型尺寸偏差小于 0.1 mm。实验研究了压裂液流变性、支撑剂(粒度、密度)和裂缝大小等因素对压裂液流变性的影响。在裂隙两端压差稳定的情况下,砂堤铺设达到了一种新的平衡,从而可以用压力平衡的方法来研究压裂后的砂堤承载能力。为研究壁面滤失对支撑剂运移的影响,搭建了具有多孔介质壁面的裂缝实验系统,如图 5 所示。

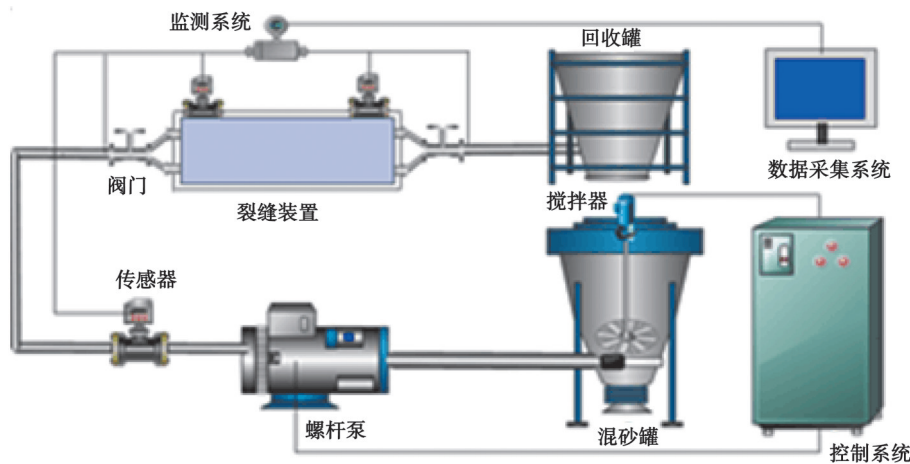


图 5 裂缝实验台系统示意图  
Fig. 5 Crack test bench system diagram

2.2 验证结果

为确保数值模拟的可靠性,实验采用自制可视化平板裂缝装置,裂缝几何结构与裂缝几何模型保持一致。实验与模拟时,选用的流体相为清水,固体相为石英砂,初始固体相体积分数为 3%,两相流动速度都是 1 m/s,温度是 25 ℃。结果表明,在 170 s 的时间内,砂堤在砂堤上的分布是一致的,如图 6 所示。

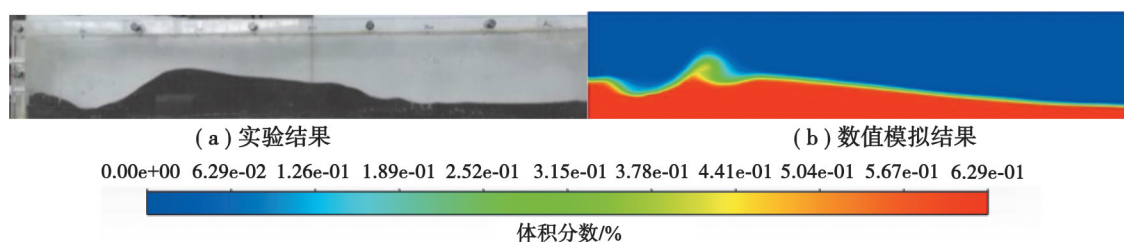


图 6 170s 砂堤的分布情况

Fig. 6 170s Distribution of sand levees

由图 7 可得,数值模拟与实验所得到的 170 s 时砂堤形貌的整体趋势上基本吻合,均表现出前高后低的形态分布。裂缝前缘的砂堤高度实验结果为 6.7 cm,数值模拟结果为 7.1 cm;裂缝中部的砂堤高度实验结果为 7.1 cm,数值模拟结果为 6.4 cm;裂缝末端的砂堤高度实验结果为 3.8 cm,数值模拟结果为 2.8 cm。由于在实验室条件下存在实验测量误差,也在石英砂颗粒的粒径分布与模拟的均一粒径上存在偏差,以及数值模拟中使用的模型对支撑剂运移行为进行了一些假设,这些假设的适用性在不同实验条件下有所不同。导致裂缝末端的实验砂堤高度高于数值模拟结果,误差较大,从而选取缝长 0.8 m 处数值模拟结果与实验结果进行误差测量,平均误差为 7.03%,总体来说,该方法能够达到工程预测的要求。因此,可以采用该数值模拟方法对支撑剂在纳米改性 VES 流体中运移特性进行数值模拟分析。由此可知,多孔介质孔隙度、纳米改性 VES 流体流变参数、支撑剂物性参数、注入排量以及砂浓度等因素对支撑剂在纳米改性 VES 流体中运移及铺置的影响。

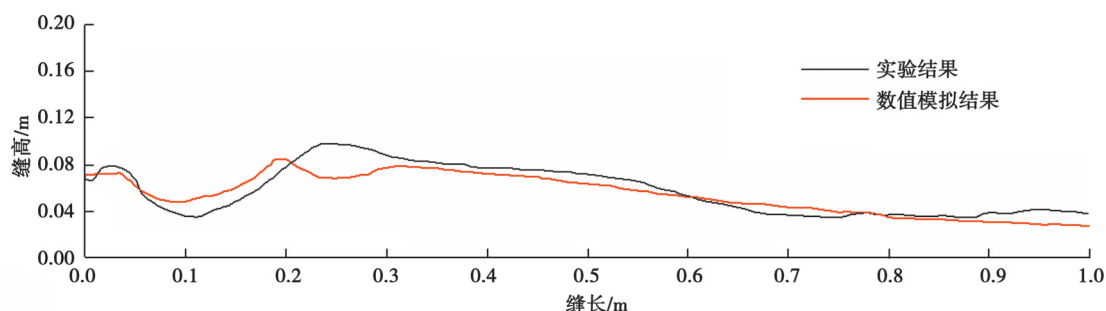


图 7 170s 时砂堤形态对比图

Fig. 7 Comparison of sand embankment morphology at 170s

### 3.1 多孔介质孔隙度对支撑剂运移的影响

固定流体流变参数和支撑剂物性参数,改变多孔介质孔隙度  $\Phi$ , 分别设置为低孔隙度条件  $\Phi=0.1$ , 中低孔隙度条件  $\Phi=0.2$ , 中等孔隙度条件  $\Phi=0.3$ , 中高孔隙度条件  $\Phi=0.4$ 。不同多孔介质孔隙度下,沿裂缝长度不同部位的砂堤高度如图 8 所示。

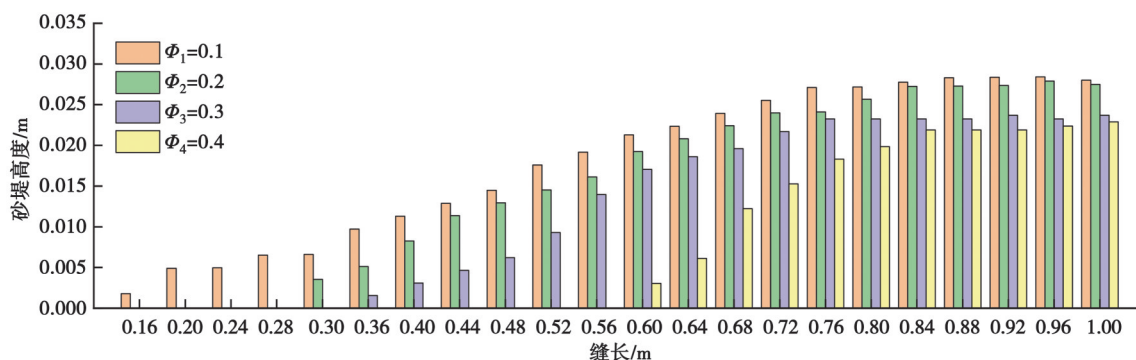


图 8 不同多孔介质孔隙度下沿缝长方向不同位置处砂堤高度

Fig. 8 The height of the sand dike at different positions along the seam length direction under different porosity of porous media

相比幂律流体, Cross 流体具有更好的携砂性能, 使砂堤的最高点接近裂缝出口, 最大高度为 0.028 m。砂堤高度随裂隙长度的增大而增大。多孔介质孔隙度增加导致流体滤失速度加快, 减少了裂缝内支撑剂含量, 同时减小了砂堤高度。当孔隙度从 0.1 增加到 0.4 时, 砂堤高度从 0.028 m 减小到 0.022 m, 前缘与裂缝入口之间的距离也增加, 分别为 0.16 m 和 0.6 m。支撑剂在裂缝中分布为 4 个区域, 如图 9 所示。

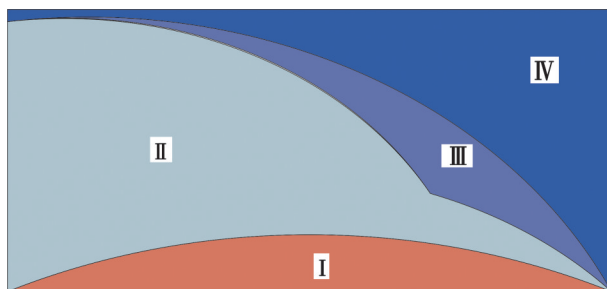


图 9 支撑剂在裂缝内的分布区域

Fig. 9 The area of proppant distribution within the fracture

当支撑剂颗粒在重力的作用下向裂缝底部沉降, 形成沙丘状, 此时支撑剂处于稳定下来的砂堤区, 即 I 区; 颗粒处于沉降与卷起的平衡状态时, 所在的区域为滚流区, 即 II 区; 在裂隙底形成砂堤后, 压裂液的过流横截面面积有所减少, 使裂缝中的流体流速有所增加, 当速度达到一定值时, 支撑剂颗粒会处于悬浮状态, 此时所在的区域为悬浮区, 即 III 区, 该区域内支撑剂的平均值体积分数与注入时初始的体积分数接近; 区域内支撑剂完全沉降, 只留下流体基液时, 被称为无砂区, 即 IV 区。

因为支撑剂在裂缝中的分布分为 4 个区域, 而支撑剂主要分布在砂堤区, 即 I 区, 裂缝顶部的固相体积分数较小, 横坐标缝高的范围仅仅取了一部分。研究裂缝内沿裂缝长度方向不同位置处支撑剂的体积分布情况, 分别取  $x$  等于 0.5 设备控制 4 m、 $x$  等于 1.0 设备控制 4 处在砂堤区沿缝高方向的固相支撑剂体积分数, 如图 10 和图 11 所示。

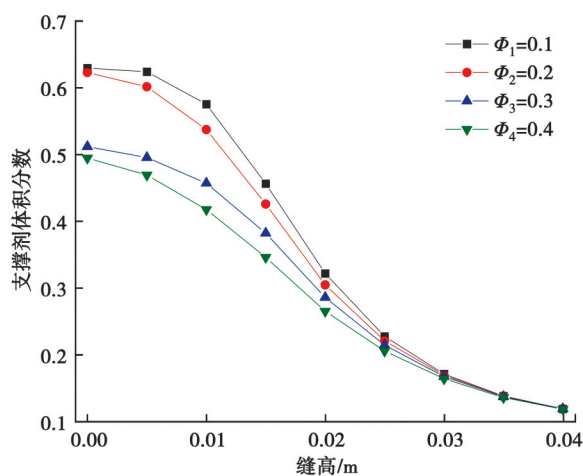


图 10 裂缝中心  $x=0.5$  m 处支撑剂沿缝高方向的体积分数

Fig. 10 Volume fraction of proppant along fracture height at fracture center  $x=0.5$  m

由图 10 可知, 在裂缝中心, 随孔隙率的增加支撑剂的含量逐渐降低。当孔隙度为 0.1 时, 支撑剂在裂缝底部的体积分数达到了最大值 0.63; 当孔隙度增加到 0.4 时, 体积分数明显降低, 在裂缝底部的体积分数仅为 0.49。在缝高  $y=0.03$  m 处, 支撑剂均处于悬浮状态, 体积分数基本相同, 为 0.17。

由图 11 可知, 在靠近裂缝出口  $x=1.0$  m 处, 固相支撑剂的体积分数差异较小。在裂缝高度 0~0.02 m 范围内, 支撑剂体积分数随着多孔介质孔隙度的增大而减小。在裂缝高度 0.02~0.03 m 范围内, 支撑剂处于滚流区, 支撑剂体积分数基本相同。在裂缝高度  $y=0.03$  m 以上, 支撑剂处于悬浮区, 随裂缝高度的增加, 支撑剂体积分数减小, 且支撑剂体积分数随多孔介质孔隙度的增大而减小。



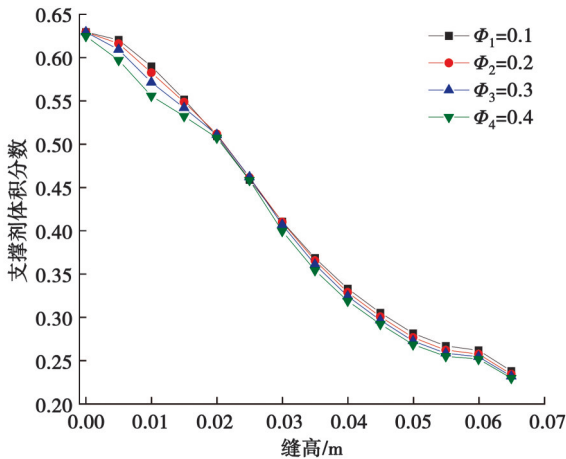


图 11 裂缝深处  $x=1.0\text{ m}$  处支撑剂沿缝高方向的体积分数

Fig. 11 Volume fraction of proppant along fracture height at fracture depth  $x=1.0\text{ m}$

3.2 流体流变参数对支撑剂运移的影响

Cross 本构方程拟合纳米改性 VES 流体流变实验数据,能够较为准确地描述非牛顿流体的流变特性及其结构的稳定性。在模拟计算中,固定多孔介质孔隙度  $\Phi=0.4$ ,支撑剂密度为  $\rho_s=1\,800\text{ kg/m}^3$ 、粒径为  $d_s=0.425\text{ mm}$ ,浓度为 5%,流体与支撑剂以  $0.5\text{ m/s}$  的速度注入。模拟运行时间为  $600\text{ s}$ ,研究支撑剂在不同流体本构参数下的分布情况,具体的参数设置如表 2 所示。

表 2 Cross 本构方程模拟参数设置

Table 2 Parameter setting of Cross constitutive equation simulation

序号	零剪切黏度 $\eta_0/\text{Pa}\cdot\text{s}$	流变指数 $n$	松弛时间 $\lambda/\text{s}$
1	3.0	-0.5	0.15
2	2.0	-0.5	0.15
3	1.0	-0.5	0.15
4	3.0	-0.3	0.15
5	3.0	-0.1	0.15
6	3.0	-0.5	0.20
7	3.0	-0.5	0.25

随着零剪切黏度的减小,纳米改性 VES 流体的携砂性也随之变差,影响最终的铺砂效果。当流变指数为  $n=-0.5$ 、松弛时间为  $\lambda=0.15\text{ s}$ ,零剪切黏度  $\eta_0$  分别设置为  $3.0\text{ Pa}\cdot\text{s}$ 、 $2.0\text{ Pa}\cdot\text{s}$ 、 $1.0\text{ Pa}\cdot\text{s}$  时的支撑剂运移模拟结果如图 12 所示。随着流体零剪切黏度的增加,所形成的砂堤前缘角度增大,支撑剂被携带至裂缝远端,砂堤的平衡高度及平衡时间均减小。纳米改性 VES 流体的零剪切黏度较普通 VES 流体提高 2.3 倍,松弛时间缩短 40%,流变指数绝对值降低 30%,体现纳米颗粒对胶束网络的强化作用。

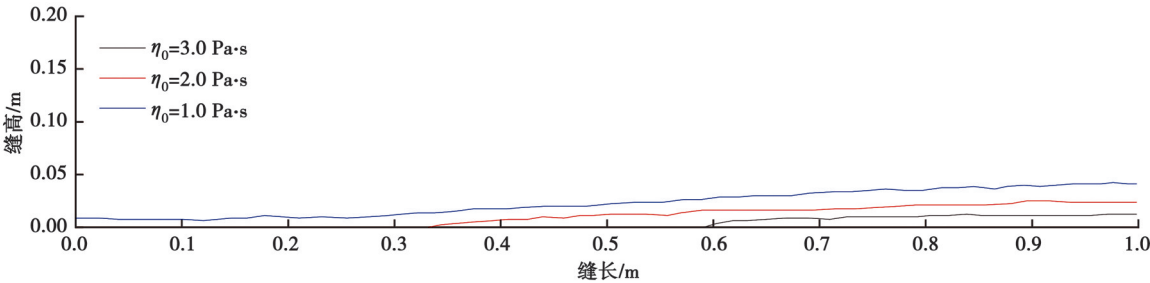


图 12 不同零剪切黏度下的砂堤形貌图

Fig. 12 Morphology of sand embankment under different zero shear viscosity

固定零剪切黏度  $\eta_0=3.0 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ , 松弛时间  $\lambda=0.15 \text{ s}$ , 流变指数  $n$  分别设置为  $-0.1$ 、 $-0.3$ 、 $-0.5$ 。支撑剂运移效果如图 13 所示。当流变指数的减弱时, 流体具有更强的剪切稀化行为。这是因为流变指数  $n$  降低时, 液体的黏度会随着剪切速率的增加而快速下降, 呈现出了更明显的剪切稀化特性。裂缝中, 这种剪切稀化现象导致支撑剂悬浮在液体中的能力降低, 增加砂堤的平衡高度。

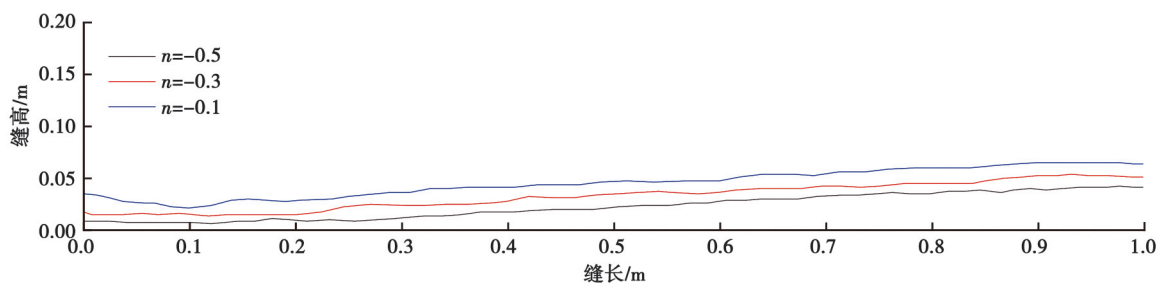


图 13 不同流变指数下的砂堤形貌图

Fig. 13 Morphology of sand embankment under different rheological index

控制流体的零剪切黏度  $\eta_0=3.0 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ , 流动指数  $n=-0.5$ , 松弛时间分别设置为  $0.15 \text{ s}$ 、 $0.20 \text{ s}$ 、 $0.25 \text{ s}$ 。支撑剂运移结果如图 14 所示, 松弛时间的增大意味着流体的黏度随时间变化的速率降低, 因此在裂缝中, 流体对支撑剂的运输作用会变得更加缓慢, 从而降低了支撑剂运移速率, 增大了砂堤平衡高度。

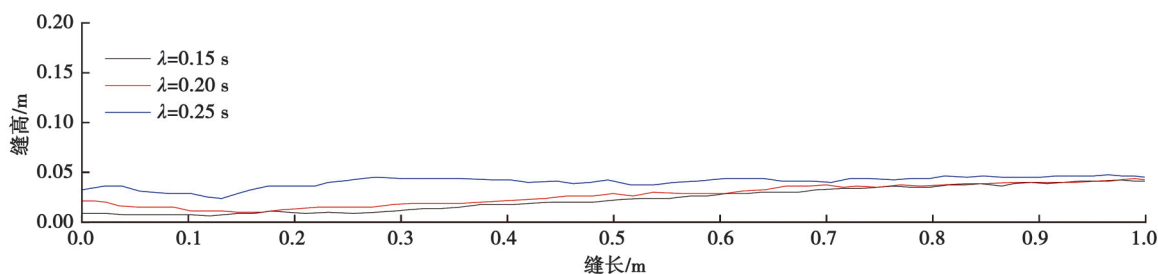


图 14 不同松弛时间下的砂堤形貌图

Fig. 14 Morphology of sand embankment under different relaxation time

研究结果表明, 适当增大零剪切黏度、流变指数、缩短流体松弛时间, 可减小砂堤的均衡高程, 增大砂堤前沿至裂隙入口的距离, 进而提高砂堤的承载力。相比没有添加纳米颗粒的 VES 流体, 纳米改性 VES 流体具有更加稳定的胶束微观结构和黏弹性<sup>[12]</sup>, 宏观流变学指标表现出来更高的零剪切黏度和流变指数以及更小的松弛时间, 该流体携沙性能显著。

### 3.3 排量对支撑剂运移的影响

固定多孔介质孔隙度  $\Phi=0.4$ , 支撑剂密度为  $\rho_s=1800 \text{ kg/m}^3$ 、粒径为  $d_s=0.425 \text{ mm}$ , 浓度为  $5\%$ 。模拟运行时间为  $600 \text{ s}$ , 依据长庆油田压裂实际工况, 改变注入速率分别为  $0.1 \text{ m/s}$ 、 $0.3 \text{ m/s}$ 、 $0.5 \text{ m/s}$  和  $1.0 \text{ m/s}$ , 得到的砂浓度分布如图 15 所示。

当携砂液入口速度低于  $0.5 \text{ m/s}$  时, 砂堤随速度增加高度增大, 前缘与裂缝入口距离增加, 因为高速流体将支撑剂深入裂缝。速度差异小时, 裂缝内流体速度无显著变化, 砂堤高度也不变。速度从  $0.5 \text{ m/s}$  到  $1.0 \text{ m/s}$  时, 砂堤高度明显减小, 多数支撑剂悬浮在裂缝内。建议采用纳米改性 VES 流体时, 裂缝内速度应维持在  $0.5 \text{ m/s}$  以上, 以避免砂堵形成。

### 3.4 砂浓度对支撑剂运移的影响

在裂隙中, 携砂液砂浓度对支撑剂铺置起着很大的作用。固定流体流变参数, 多孔介质孔隙度  $\Phi=0.4$ ,

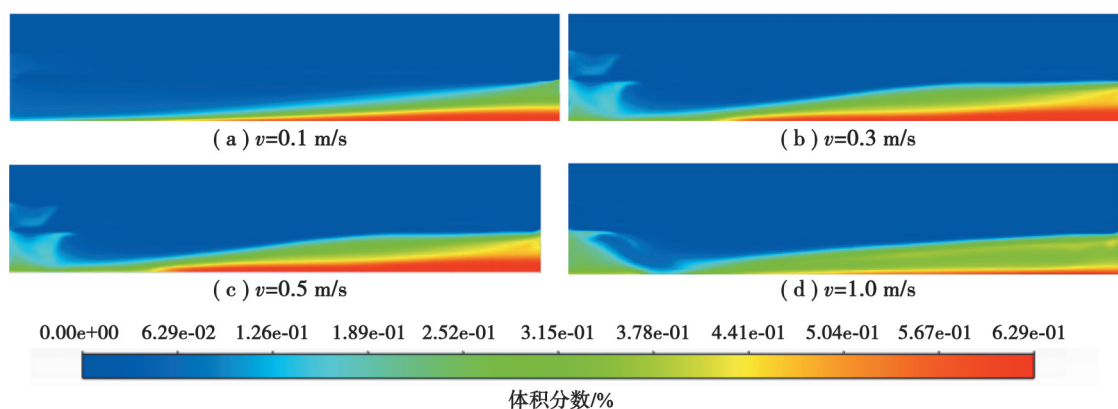


图 15 不同注入速度下的固相体积分布云图

Fig. 15 Cloud image of solid phase volume distribution at different injection rates

支撑剂颗粒密度设置为  $1\,800\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ , 颗粒粒径为  $0.425\text{ mm}$ 。入口流速设置为  $0.5\text{ m/s}$ , 依据长庆油田压裂实际工况改变支撑剂浓度, 最终支撑剂的分布情况如图 16 和图 17 所示。

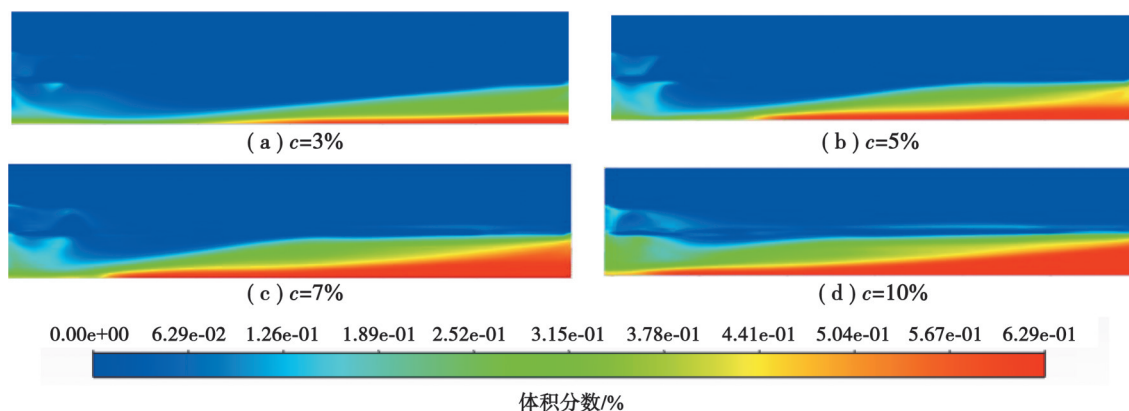


图 16 不同砂浓度下的固相体积分布云图

Fig. 16 Cloud image of solid phase volume distribution at different sand concentrations

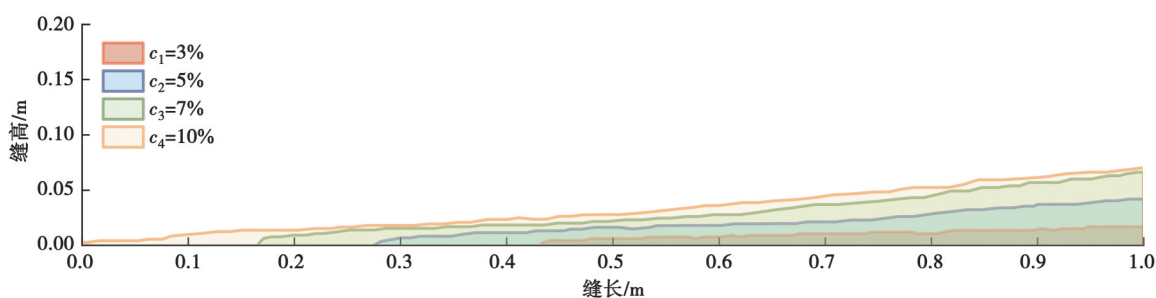


图 17 不同砂浓度下的砂堤形貌图

Fig. 17 Morphology of sand embankment under different sand concentration

当流速、流变参数相同时,随支撑剂浓度的增大,裂隙中携带的砂液密度也随之增加,从而使更多的支撑剂粒径沉淀下来,提高了砂堤的平衡高度。此外,在砂浓度为  $3\%\sim 7\%$  时,砂堤平衡高度随着砂浓度的增加而明显增加,且增幅较为显著。然而,当砂浓度增至  $10\%$  后,继续增加砂浓度并没有导致砂堤平衡高度显著增加,其增幅逐渐减小。

因为砂浓度的进一步增加,可能出现颗粒间的过度聚集现象,使得颗粒之间的运动受到限制,从而减缓

了支撑剂的堆积速度。此外,随着砂浓度的增加,支撑剂颗粒之间的空隙减少,流体在裂缝中的运移受到阻碍,也可能导致砂堤的增长速度减缓。

### 3.5 支撑剂物性参数对其运移的影响

压裂时,流体的流变学特性对其在裂隙中的运移具有显著的影响,而支撑剂的粒度和密度又是其在裂隙中运移的关键因素。为了研究支撑剂的粒度和密度对裂缝中支撑剂分布的影响,通过改变支撑剂粒度和密度来控制支撑剂在裂缝中的分布。

根据长庆油田的压裂实际情况,采用调整支撑剂粒径的方法,将支撑剂的密度设定为  $1\,800\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ,所选粒径分别设置为  $0.225\text{ mm}$ 、 $0.425\text{ mm}$ 、 $0.6\text{ mm}$ 、 $0.85\text{ mm}$ ,最终支撑剂的分布情况如图18和图19所示。随着支撑剂粒径的增大,裂缝中的沉降速率增大,砂堤的平衡高度也随之增大,并且砂堤前缘与裂缝进口越来越近,从而减少了平衡的时间。粒径较小的颗粒所受到的重力影响较小,裂缝内大多数颗粒处于悬浮状态,且在多孔介质壁面滤失作用的影响下,粒径粒子越小,则越容易渗透到孔隙中。随着支撑剂粒度的减小,裂缝中的悬移带面积增加,支撑剂向裂缝末端的运移速度加快。小粒径支撑剂受壁面滤失影响更显著,而大粒径颗粒因桥堵效应,导致砂堤堆积位置差异。

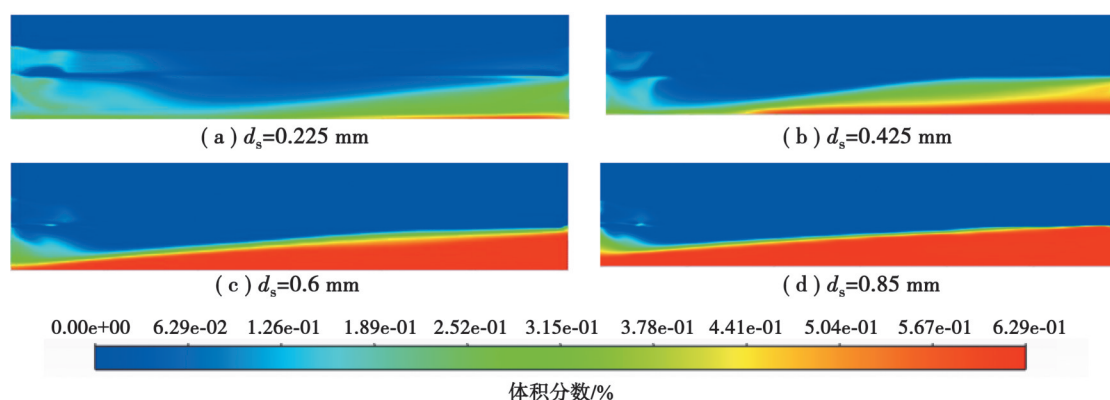


图18 不同支撑剂粒径下的固相体积分布云图

Fig. 18 Cloud map of solid phase volume distribution under different proppant particle sizes

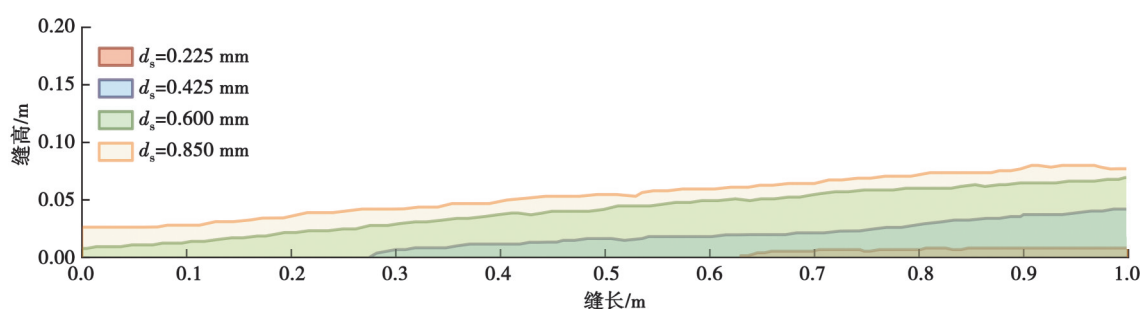


图19 不同支撑剂粒径下的砂堤形貌图

Fig. 19 Morphology of sand bank under different proppant particle size

可以看出,当支撑剂粒径增加时,由于重力的作用,颗粒的沉降速率增加,从而使砂堤前沿距裂缝起始点的间距变小。支撑剂粒径越大,砂堤越高。另外,由于支撑剂颗粒尺寸大,在压裂时,对携砂率要求很高。其次,支撑剂的密度对其在裂隙中的运移和分布具有显著的作用。在一定的流体流变参数、注入速率、砂粒浓度、支撑剂粒径等条件下,使支撑剂密度发生变化,分别设置为  $1\,480\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $1\,800\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $2\,150\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ 、 $2\,560\text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ 。支撑剂在裂缝内的分布状况如图20和图21所示。随着支撑剂密度的增大,进入裂缝内的支撑剂含量增加,形成的砂堤平衡高度增加。

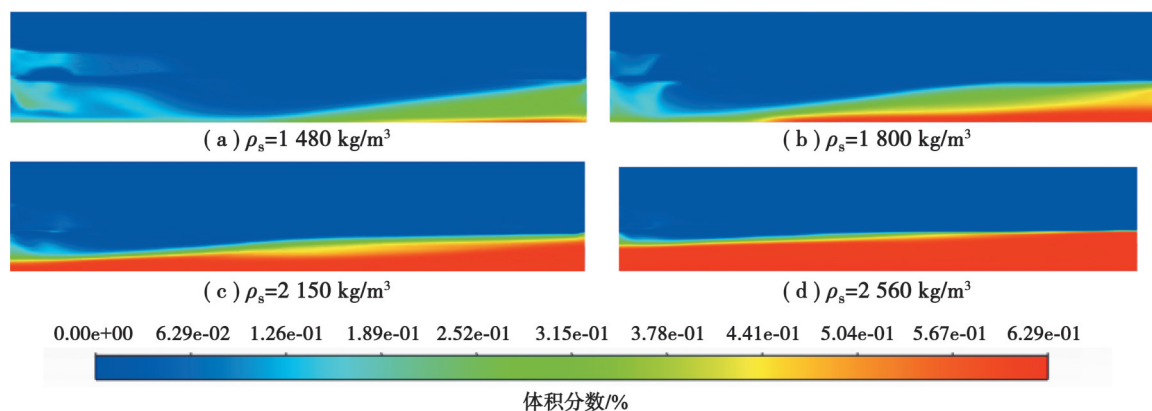


图 20 不同支撑剂密度下的砂堤形貌图

Fig. 20 Sand bank topography at different proppant densities

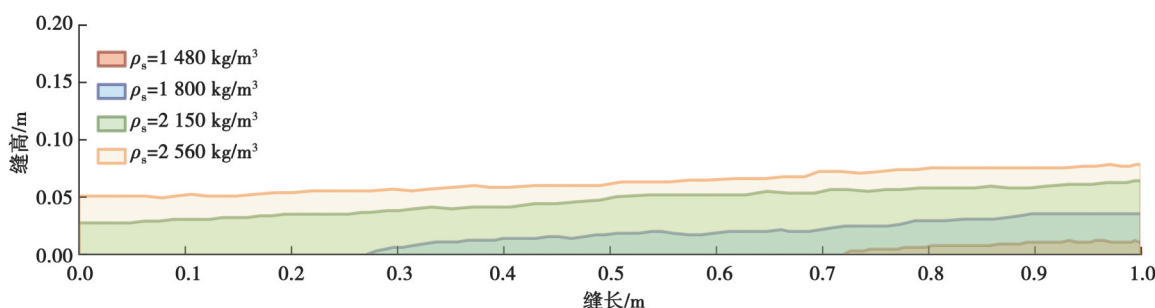


图 21 不同支撑剂密度下的固相体积分布云图

Fig. 21 Cloud map of solid phase volume distribution at different proppant densities

由图可知,支撑剂密度越高,支撑剂受力越大,其沉降速率越快,在裂隙附近快速沉降,最终形成砂堤。同时,当支撑剂浓度增加时,砂堤前缘距裂隙进口的间距变短,砂堤堆积高度增加,到达平衡高度所需的时间也随之缩短。研究表明,随着支撑剂密度的增加,裂隙形成所需的临界流速也随之增大。

综上所述,在压裂过程中,应选用颗粒粒径及密度较小的支撑剂,例如选用密度更小的陶粒代替石英砂作为支撑剂。能起到更好的支撑剂铺置效果<sup>[13-14]</sup>。

## 4 结 论

可视化平板裂隙实验结果表明,采用 Euler-granular 颗粒动力学模拟方法,结合 Cross 本构方程,可以较为准确地描述纳米改性 VES 流体支撑剂颗粒在地层裂隙中的运移特性。

1) 多孔介质孔隙度越大,裂隙壁面滤失量越大,而支撑剂体积分数随多孔介质孔隙度的增大而减小。

2) 在考虑裂隙壁面滤失的情况下,增大零剪切黏度和流变指数,减小松弛时间可降低砂堤高度,增加裂隙入口到砂堤前缘距离,提高携砂效果。砂堤的高度随支撑剂密度、粒度的增加而增大。为避免砂堵,宜选择密度和粒径较小的支撑剂。

3) 随着支撑剂浓度增加,裂隙内携砂液密度增大,砂堤平衡高度随之增加。在低砂浓度时,增加砂浓度可显著提高砂堤高度,但当砂浓度达到一定程度后,由于颗粒间的团聚现象,砂浓度对砂堤高度的敏感度变低。

文中主要关注多孔介质中长方体裂隙内支撑剂在裂隙中运移的规律,包括多孔介质孔隙度、流体流变参数、注入排量、支撑剂浓度以及支撑剂物性参数等。后续将重点研究裂隙壁面粗糙度对支撑剂滚动阻力的影响,以及双分支裂隙内的支撑剂分流规律,为复杂裂隙压裂设计提供依据,并在实际油气开采工程中进行验证。



## 参考文献

- [1] 曲占庆, 黄德胜, 杨阳, 等. 气藏压裂裂缝导流能力影响因素实验研究[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 390-393.  
Qu Z Q, Huang D S, Yang Y, et al. Experimental research on influence factors of fracture conductivity in gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 390-393. (in Chinese)
- [2] Wang Z G, Wang S Z, Xu L, et al. Extremely slow settling behavior of particles in dilute wormlike micellar fluid with broad spectrum of relaxation times[J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2020, 41(5): 639-647.
- [3] Li N Y, Li J, Zhao L Q, et al. Laboratory testing and numeric simulation on laws of proppant transport in complex fracture systems[C]//SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference. August 24-26, 2016. Beijing, China. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE 181822-MS.
- [4] 王治国, 张恒, 蔺靖杰, 等. 表面活性剂虫状胶束流体中颗粒沉降负尾迹模拟[J]. 过程工程学报, 2020, 20(6): 638-645.  
Wang Z G, Zhang H, Lin J J, et al. Simulation of negative wake of particle settling in surfactant wormlike micellar fluid[J]. The Chinese Journal of Process Engineering, 2020, 20(6): 638-645. (in Chinese)
- [5] Boyer J, Maley D, O'Neil B. Chemically enhanced proppant transport[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. October 27-29, 2014. Amsterdam, Netherlands. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014: SPE 170640-MS.
- [6] Bokane A, Jain S, Deshpande Y, et al. Transport and distribution of proppant in multistage fractured horizontal wells: a CFD simulation approach[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. September 30-October 2, 2013. New Orleans, Louisiana, USA. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE 166096-MS.
- [7] Kern L R, Perkins T K, Wyant R E. The mechanics of sand movement in fracturing[J]. Journal of Petroleum Technology, 1959, 11(7): 55-57.
- [8] Wang Z G, Wang S Z, Xu L, Dou Y H, Su X H. Extremely Slow Settling Behavior of Particles in Dilute Wormlike Micellar Fluid with Broad Spectrum of Relaxation Times[J]. Journal of Dispersion Science and Technology, 2020, 41(5): 639-647.
- [9] Schols R S, Visser W. Proppant bank buildup in a vertical fracture without fluid loss[C]//SPE European Spring Meeting. May 29-30, 1974. Amsterdam, Netherlands. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1974: SPE 4834-MS.
- [10] 温庆志, 胡蓝霄, 翟恒立, 等. 滑溜水压裂裂缝内砂堤形成规律[J]. 特种油气藏, 2013, 20(3): 137-139, 158.  
Wen Q Z, Hu L X, Zhai H L, et al. Study on the rule of forming sand bank in fractures of slick-water fracturing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(3): 137-139, 158. (in Chinese)
- [11] 王治国, 蔺靖杰, 郭姜汝, 等. 基于 Cross 本构方程的裂缝内清洁压裂液支撑剂铺置行为数值模拟[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2021, 36(3): 42-49.  
Wang Z G, Lin J J, Guo J R, et al. Numerical simulation of proppant transport behavior in clean fracturing fluid in crack based on cross constitutive model[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science), 2021, 36(3): 42-49. (in Chinese)
- [12] 王治国, 王树众, 孙晓, 等. OTAC/NaSal 虫状胶束流体微观结构与线性黏弹性[J]. 力学学报, 2013, 45(6): 854-860.  
Wang Z G, Wang S Z, Sun X, et al. The microstructure and linear viscoelasticity of otac/nasal wormlike micelles[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2013, 45(6): 854-860. (in Chinese)
- [13] 潘林华, 张烨, 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 L H, Zhang Y, Wang H B, 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. (in Chinese)
- [14] 徐暖筑, 徐宁. 基于 FLUENT 的支撑剂裂缝内输送沉降模拟[J]. 天然气与石油, 2013, 31(3): 46-49.  
Xu N Z, Xu N. Simulation of proppant transport and settlement in fracture based on FLUENT[J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(3): 46-49. (in Chinese)

(编辑 陈移峰)