

引用格式:张涛,蹇胤霖,何乐,等.压裂复杂裂缝中支撑剂输送数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2024,31(3):123-136.
ZHANG Tao, JIAN Yinlin, HE Le, et al. Numerical simulation study of proppant transport in complex hydraulic fractures[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 123-136.

压裂复杂裂缝中支撑剂输送数值模拟研究

张涛¹,蹇胤霖¹,何乐²,梁天成³,王菲¹

(1.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都610500; 2.中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业公司,四川广汉618300; 3.中国石油勘探开发研究院廊坊分院,河北廊坊065000)

摘要:在非常规储层水力压裂施工过程中,水力裂缝容易与天然裂缝交汇形成复杂裂缝,支撑剂的运移和铺置形态直接决定了储层的增产效果。为了研究支撑剂在复杂裂缝中的铺置规律,基于欧拉-欧拉方法建立了支撑剂-压裂液两相流数学模型,并利用复杂裂缝室内实验装置与数值模拟的砂堤铺置形态对比的方式进行了模型验证,结果表明,选取的模型可用于研究滑溜水在复杂裂缝内的携带支撑剂的运移铺置规律。以相似准则为基础,建立了简化的复杂裂缝平板模型,并将砂堤形态参数、砂堤面积进行归一化处理,获得了压裂液排量、黏度、支撑剂粒径、裂缝宽度以及裂缝形态对支撑剂在复杂裂缝中铺置的影响规律。结果表明:增大排量、黏度和减小粒径均有利于支撑剂向裂缝深处运移,并且排量对支缝中的砂堤形态影响最明显,但增大排量不利于支撑剂填充近井地带。缝宽的影响体现在壁面效应,在注入时间相同的情况下,当压裂液黏度从1 mPa·s增加到5 mPa·s时,主缝砂堤的归一化长度平均增加了37.9%,归一化高度平均降低了61.4%。裂缝结构越复杂,所有支缝中的支撑剂铺置面积占比越高,分流作用越大。随着复杂裂缝的支缝数量、级数以及支缝延伸长度的增大,支缝中的砂堤高度与长度均有所降低;相对于T1型裂缝,T3和T5型裂缝中的砂堤长度、高度减小最多。

关键词:水力裂缝;滑溜水压裂;两流体数值模型;支撑剂;归一化

文章编号:1009-9603(2024)03-0123-14

DOI:10.13673/j.pgrec.202307026

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Numerical simulation study of proppant transport in complex hydraulic fractures

ZHANG Tao¹, JIAN Yinlin¹, HE Le², LIANG Tiancheng³, WANG Fei¹

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2. Downhole Operation Company, China National Petroleum Corporation Chuanqing Drilling & Exploration Engineering Company Limited, Guanghan City, Sichuan Province, 618300, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang Branch, Langfang City, Hebei Province, 065000, China)

Abstract: During the hydraulic fracturing construction of unconventional reservoirs, hydraulic fractures easily intersect with natural fractures to form complex fractures. The migration and the laying form of the proppant directly determine the stimulation effect of the reservoirs. In order to study the laying rules of proppants in complex fractures, a proppant-fracturing fluid two-phase flow mathematical model was established based on the Euler-Euler method, and the dune laying shapes in complex fractures of the indoor test device and the numerical simulation were compared to verify the model. The results show that the selected Euler two-fluid numerical model can be used to study the migration and laying rules of proppants carried by slick water in complex fractures. Based on the similarity criterion, a simplified complex fracture plate model was established, and the morphological parameters and area of the dune were normalized to obtain the influence of the fracturing fluid displacement, viscosity, proppant particle size, fracture

收稿日期:2023-07-17。

作者简介:张涛(1978—),男,四川南充人,教授,硕士,从事石油工程领域固液多相流实验和数值模拟研究。E-mail:zhangt@swpu.edu.cn。

基金项目:国家能源致密油气研发中心开放课题“压裂支撑剂复杂裂缝导流能力及输送铺置机理研究”(2022-KFKT-12)。

width, and fracture morphology on proppant laying in complex fractures. The results show that increasing the displacement and viscosity and reducing the particle size is beneficial to proppant migration to the depth of the fractures, and the displacement has the most obvious impact on the shape of the dune in the branch fractures, but increasing the displacement is not conducive to proppant to fill the near-well zone. The influence of the fracture width is reflected in the wall effect. Under the same injection time, when the viscosity of the fracturing fluid increases from 1 mPa·s to 5 mPa·s, the normalized length of the main fracture dune increases by 37.9% on average, and the normalized height reduces by 61.4%. A more complex fracture structure indicates a higher proportion of proppant laying area in all branch fractures and a more significant diversion effect. As the number, series, and extension length of the branch fractures of complex fractures increase, the height and length of the dune in the branch fractures decrease; compared with the T1 type fracture, the dune in the T3 and T5 type fractures decreases the most in terms of length and height.

Key words: hydraulic fractures; slick water fracturing; two-fluid numerical model; proppant; normalization

由于常规油气资源的枯竭,非常规储层的开发日益增多,近年来,随着石油与天然气资源的深入开采,油气开采难度不断加大,压裂作业已成为一种常规增产手段^[1]。水力压裂是非常规储层开发的必要条件,主要目的在于沟通天然裂缝形成复杂裂缝网络,提高改造体积^[2],在非常规储层开发中发挥关键作用。在水力压裂过程中易发生剪切滑移和张性破坏而形成复杂裂缝^[3],而支撑剂是裂缝的“支架”,是油气流动通道的保障,有效支撑裂缝是储层改造的目标^[4]。因此有必要研究排量、压裂液黏度、支撑剂粒径,以及复杂裂缝结构对支撑剂运移和铺置的影响。

物理实验是研究支撑剂运移与铺置规律的方法,前人利用室内模拟装置对支撑剂运移与铺置规律进行了研究,SAHAI等搭建了具有不同尺寸、物理特性的室内模拟装置,并完成了支撑剂运移与铺置规律的研究^[5]。但由于物理实验能设计的工况有限且成本偏高,无法高效应用于压裂设计。XIAO等建立了由水力裂缝、天然裂缝以及两级次生裂缝构成的可视化室内裂缝模型,并分析了在不同泵注排量、压裂液黏度、支撑剂浓度和粒径等因素影响下,支撑剂在复杂裂缝中的铺置情况^[6]。沈云琦等通过室内平板裂缝携砂实验,总结出主缝和支缝内支撑剂的堆积形态有很大不同,主缝内支撑剂的堆积形态呈梯形,而支缝内支撑剂的堆积形态呈抛物线型^[7]。肖凤朝等设计了3种粒径组合方式,探究了不同组合粒径支撑剂逐级注入(先注入小粒径,后注入大粒径)和混合注入方式对于裂缝内支撑剂铺置规律的影响^[8]。

室内实验不仅昂贵和费时,且能够模拟的尺度较小。因此,前人的研究集中在数值模拟方面^[9-17]。相对于物理实验而言,数值模拟成本低、模型形式及边界条件多样,能实现更复杂的工况^[18]。目前,关于流体-颗粒两相流的数值模拟主要通过欧拉-欧

拉和CFD-DEM等方法完成^[19]。ZHANG等基于CFD-DEM模型研究了不同裂缝宽度和角度、泵排量和流体黏度条件下的两相流动规律^[20]。王雪飞等利用CFD-DEM方法建立支撑剂在迂曲裂缝中运移的数值模型,研究携砂液注入速度、压裂液砂比、支撑剂粒径等因素对迂曲裂缝中支撑剂运移铺置规律的影响^[21]。曾军胜等利用CFD-DEM方法分析了在不同裂缝交角和携砂液黏度条件下支撑剂的运移规律^[22]。GUO等利用CFD-DEM方法,考虑了裂缝壁面粗糙度,分别研究了支撑剂在粗糙、光滑裂缝中的运移规律^[19]。任岚等基于欧拉两流体模型,分析了1 300 kg/m³的低密度支撑剂在复杂裂缝中的沉降运移规律及其与常规支撑剂的区别^[23]。GONG等利用欧拉-欧拉方法研究了支撑剂在天然裂缝中的运移情况^[24]。DAYAN等基于欧拉-欧拉方法,研究了支撑剂进入天然裂缝的宏观必要条件^[25]。周德胜等采用大型可视化平板裂缝装置研究了大排量泵送时主缝内支撑剂的输送规律,并基于欧拉-欧拉方法建立了相应的数值模型,模拟了砂堤在不同时刻的铺置形态,并分析了湍流对支撑剂铺置的影响规律^[26]。ADACHI等基于欧拉-欧拉方法,将流体沿裂缝扩展方向的流动简化为一维,虽包含一些简化和假设,但仍可以在很大程度上模拟二维支撑剂运移现象,包括随流体流动的水平运动、支撑剂在各垂直单元中的沉降以及砂堤的形成^[27]。徐加祥等利用自主设计的压裂优化软件,在考虑支撑剂、携砂液及支撑剂颗粒间相互作用的基础上,建立了支撑剂在复杂裂缝网络中的运移模型,并分析了主次裂缝相交长度及次级裂缝位置对支撑剂在缝网中分布的影响^[28]。

目前关于缝内支撑剂运移铺置的研究多针对不同参数对支撑剂运移过程影响的研究,但铺砂形态缺乏量化依据。为此,基于欧拉-欧拉方法,研究支撑剂在不同类型的复杂裂缝中运移与铺置的规

律,得到不同影响因素下砂堤参数的变化,同时将砂堤参数进行归一化处理,使得数据具有可外推性。

1 压裂液-支撑剂两相流数学模型

控制方程是基于某一相的平均速度来表示的,当 m 为1时,代表压裂液;当 m 为2时,代表支撑剂。

裂缝中压裂液-支撑剂流动的连续性方程为:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_m \rho_m) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\alpha_m \rho_m U_{mi}) = 0 \quad (1)$$

含两相相互作用的动量方程为:

$$\alpha_m \rho_m \left(\frac{\partial U_{mi}}{\partial t} + U_{mj} \frac{\partial U_{mi}}{\partial x_j} \right) = -\alpha_m \frac{\partial P_1}{\partial x_i} + \frac{\partial \Sigma_{mij}}{\partial x_j} + I_{mi} + \alpha_m \rho_m g_i \quad (2)$$

对于压裂液-支撑剂流动,相间动量^[29]交换可表示为:

$$I_{2i} = -I_{1i} = -\beta_{21}(U_{2i} - U_{1i} - U_{di}) \quad (3)$$

采用GIDASPOW 曳力模型^[30]对相间相互作用进行描述:

$$\beta_{21} = \begin{cases} \frac{3}{4} C_D \frac{\rho_1 \alpha_1 \alpha_2 |U_{1i} - U_{2i}|}{d_2} \alpha_1^{-2.65} & \alpha_1 \geq 0.8 \\ \frac{150 \alpha_2 (1 - \alpha_1) \mu_1}{\alpha_1 d_2^2} + \frac{1.75 \rho_1 \alpha_2 |U_{1i} - U_{2i}|}{d_2} & \alpha_1 < 0.8 \end{cases} \quad (4)$$

其中:

$$C_D = \begin{cases} \frac{24}{Re_2} \left[1 + 0.15 (Re_2)^{0.687} \right] & Re_2 < 1000 \\ 0.44 & Re_2 \geq 1000 \end{cases} \quad (5)$$

$$Re_2 = \frac{\rho_1 d_2 \alpha_1 |U_{2i} - U_{1i}|}{\mu_1} \quad (6)$$

压裂液湍流模型采用 Standard $k-\varepsilon$ 双方程进行描述:

$$\alpha_1 \rho_1 \left[\frac{\partial k_1}{\partial t} + U_{1i} \frac{\partial k_1}{\partial x_i} \right] = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\alpha_1 \frac{\mu_1'}{\sigma_k} \frac{\partial k_1}{\partial x_i} \right) + \alpha_1 \tau_{1ij} \frac{\partial U_{1i}}{\partial x_j} + \Pi_{k_1} - \alpha_1 \rho_1 \varepsilon_1 \quad (7)$$

$$\alpha_1 \rho_1 \left[\frac{\partial \varepsilon_1}{\partial t} + U_{1i} \frac{\partial \varepsilon_1}{\partial x_i} \right] = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\alpha_1 \frac{\mu_1'}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon_1}{\partial x_i} \right) + \alpha_1 \frac{\varepsilon_1}{k_1} \times \left(C_{1\varepsilon} \tau_{1ij} \frac{\partial U_{1i}}{\partial x_j} - \rho_1 C_{2\varepsilon} \varepsilon_1 \right) + \Pi_{\varepsilon_1} \quad (8)$$

其中:

$$\tau_{1ij} = 2\mu_1' S_{1ij} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \left(\rho_1 k_1 + \mu_1' \frac{\partial U_{1i}}{\partial x_i} \right) \quad (9)$$

$$S_{1ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_{1i}}{\partial x_j} + \frac{\partial U_{1j}}{\partial x_i} \right) \quad (10)$$

$$\mu_1' = \rho_1 C_{1\mu} \frac{k_1^2}{\varepsilon_1} \quad (11)$$

$$\Pi_{k_1} = \beta_{21} [k_{12} - 2k_1 + (U_{2i} - U_{1i}) U_{di}] \quad (12)$$

$$\Pi_{\varepsilon_1} = C_{3\varepsilon} \frac{\varepsilon_1}{k_1} \Pi_{k_1} \quad (13)$$

压裂液湍流模型中的常数与单相流动湍流模型中使用的常数相同,但模型引入了新的常数 $C_{3\varepsilon}$ ^[29]。

支撑剂湍流模型采用 k_2-k_{12} 方程,其表达式为:

$$\alpha_2 \rho_2 \left[\frac{\partial k_2}{\partial t} + U_{2j} \frac{\partial k_2}{\partial x_j} \right] = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\alpha_2 \rho_2 K_2' \frac{\partial k_2}{\partial x_i} \right) + \alpha_2 \rho_2 \tau_{2ij} \frac{\partial U_{2i}}{\partial x_j} + \Pi_{k_2} - \alpha_2 \rho_2 \varepsilon_2 \quad (14)$$

$$\alpha_2 \rho_2 \left[\frac{\partial k_{12}}{\partial t} + U_{2j} \frac{\partial k_{12}}{\partial x_j} \right] = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\alpha_2 \rho_2 \frac{v_{12}'}{\sigma_k} \frac{\partial k_{12}}{\partial x_i} \right) + \alpha_2 \rho_2 \tau_{12ij} \left(\frac{\partial U_{2i}}{\partial x_j} + \frac{\partial U_{1j}}{\partial x_i} \right) + \Pi_{k_{12}} - \alpha_2 \rho_2 \varepsilon_{12} \quad (15)$$

其中:

$$k_2 = (1/2) u'_{2i} u'_{2i}, k_{12} = \langle u'_{1i} u'_{2i} \rangle, \Theta_2 = (2/3) k_2^{[29]} \quad (16)$$

湍流交换项 Π_{k_2} 和 $\Pi_{k_{12}}$ 描述如下:

$$\Pi_{k_2} = -\alpha_2 \rho_2 \frac{1}{\tau_{12}^x} (2k_2 - k_{12}) \quad (17)$$

$$\Pi_{k_{12}} = -\alpha_2 \rho_2 \frac{1}{\tau_{12}^x} [(1 + X_{21}) k_{12} - 2k_1 - 2X_{21} k_2] \quad (18)$$

其中:

$$X_{21} = \frac{\alpha_2 \rho_2}{\alpha_1 \rho_1} \quad (19)$$

耗散率 ε_2 取决于支撑剂颗粒非弹性碰撞:

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{2} \frac{(1 - e^2)}{\tau_2^c} \frac{2}{3} k_2 \quad (20)$$

k_{12} 方程中的耗散项 ε_{12} 解释了由压裂液黏性作用引起的相关性损失:

$$\varepsilon_{12} = k_{12} / \tau_{12}' \quad (21)$$

支撑剂应力张量及压力定义如下:

$$\tau_{2ij} = v_2' \left(S_{2ij} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial U_{2i}}{\partial x_i} \right) - \left(P_2 - \lambda_2 \frac{\partial U_{2i}}{\partial x_i} \right) \delta_{ij} \quad (22)$$

$$P_2 = \alpha_2 \rho_2 2/3 k_2 [1 + 2\alpha_2 g_0 (1 + e)] \quad (23)$$

径向分布函数定义为:

$$g_0 = \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_2^{\max}} \right)^{1/3} \right]^{-1} \quad (24)$$

剪切黏度和体积黏度定义为:

$$v_2' = v_2^{\text{kin}} + v_2^{\text{col}} \quad (25)$$

$$\lambda_2 = 5/3v_2^{\text{col}} \quad (26)$$

$$v_2^{\text{kin}} = 2/3 \left[k_{12}\eta_{21} + k_2(1 + \zeta_c\alpha_2g_0) \right] \tau_2 \quad (27)$$

$$v_2^{\text{col}} = 4/5\alpha_2g_0(1 + e) \left(v_2^{\text{kin}} + d_2 \sqrt{\frac{2k_2}{3\pi}} \right) \quad (28)$$

有效扩散系数 K_2^i 用其动力学贡献 K_2^{kin} 和碰撞贡献 K_2^{col} 表示, 则有:

$$K_2^i = K_2^{\text{kin}} + K_2^{\text{col}} \quad (29)$$

其中:

$$K_2^{\text{kin}} = 2/3 \left[9/10k_{12}\eta_{21} + k_2(1 + \varpi_c\alpha_2g_0) \right] \left(\frac{9}{5\tau_{12}^x} + \frac{\xi_c}{\tau_c^c} \right)^{-1} \quad (30)$$

$$K_2^{\text{col}} = 6/5\alpha_2g_0(1 + e) \left(K_2^{\text{kin}} + 5/9d_2 \sqrt{\frac{2k_2}{3\pi}} \right) \quad (31)$$

边界条件包括进、出口以及壁面边界条件。进口边界给出两相的速度和相分数, 出口边界指定两相表压值为 0。压裂液在壁面采用无滑移边界条件, 壁面处法向速度为 0。支撑剂颗粒的切向速度和温度则根据 Johnson-Jackson 模型计算^[31]。则有:

$$\frac{v_{12}}{|v_{12}|} \cdot (\tau_k + \tau_f) \cdot \mathbf{w} + \frac{\phi\pi\rho_2\alpha_2g_0\sqrt{\Theta_2}}{2\sqrt{3}\alpha_2^{\text{max}}} v_{12} + (\mathbf{w} \cdot \tau_f \cdot \mathbf{w}) \tan\delta_w = 0 \quad (32)$$

$$\kappa_2 \frac{\partial\Theta_2}{\partial x} = \frac{\phi\pi|v_2|\rho_2\alpha_2g_0\sqrt{\Theta_2}}{2\sqrt{3}\alpha_2^{\text{max}}} - \frac{\sqrt{3}\pi\rho_2\alpha_2g_0(1 - e_w^2)\sqrt{\Theta_2}}{4\alpha_2^{\text{max}}} \Theta_2 \quad (33)$$

2 几何模型及数值模拟模型验证

2.1 几何模型

受岩石脆性矿物组分、不连续界面几何形态、物理力学性质、地质环境以及施工参数等因素影响, 压裂缝网扩展规律及空间分布形态难以准确预测^[32]。当裂缝延伸压力低于地层破裂压力时, 人工压裂诱导型动态裂缝相对而言易于形成^[33]。根据前人的研究工作对裂缝形态进行简化^[34], 同时考虑计算资源的限制, 基于相似准则, 分别建立了 T1—T5 共 5 种不同形态的小尺度复杂裂缝简化模型(图 1)。

2.2 物理模拟实验方案设计

目前大排量滑溜水压裂工艺已成为非常规油气资源开发的主要手段^[35]。根据页岩压裂设计方案, 压裂施工现场的主体施工排量为 8~16 m³/min, 假设进行压裂时开启三簇射孔, 且在近井地带以直缝形态向前延伸, 裂缝高度取 15~40 m, 裂缝宽度取 2~10 mm, 基于实际裂缝结构参数和物理模拟实验装置结构参数, 利用相似准则将现场施工排量 Q_{site} 转换为物理模拟实验排量 Q_{exp} ^[36]。

基于雷诺相似原理, 实验装置与实际裂缝应满足:

$$Re_{\text{exp}} = Re_{\text{site}} \quad (34)$$

$$\left(\frac{\rho_1 v_1 d}{\mu_1} \right)_{\text{exp}} = \left(\frac{\rho_1 v_1 d}{\mu_1} \right)_{\text{site}} \quad (35)$$

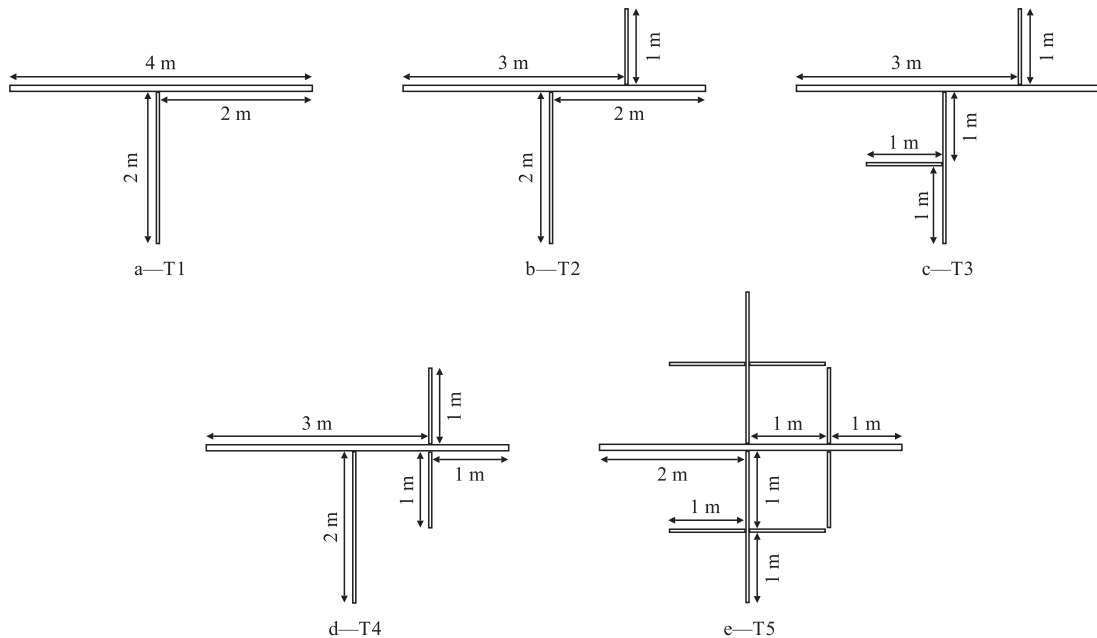


图 1 复杂裂缝简化模型

Fig.1 Model of complex fractures

为了保证物理模拟实验裂缝内的流动与现场裂缝内的流动相似,实验中使用的流体物性与裂缝宽度应保持一致。根据物理模拟实验装置的结构参数和现场裂缝几何参数,(35)式可简化为:

$$(v_1 d)_{\text{exp}} = (v_1 d)_{\text{site}} \quad (36)$$

$$Q_{\text{exp}} = \frac{0.31}{h_{\text{site}} + 0.01} Q_{\text{site}} \quad (37)$$

经过换算,现场的主体施工排量范围相当于室内实验的20~40 L/min,在室内实验验证数值模拟模型时,根据上述换算结果,将物理模拟实验排量设定为30 L/min。

2.3 数值模拟模型的实验验证

采用室内平板裂缝支撑剂输送实验装置验证数值模拟模型的有效性。室内装置采用有单支缝的三维可视化平板裂缝(图2),其几何参数如下:主缝长、宽、高分别为4 000,10,300 mm,支缝长、宽、高分别为1 000,4,300 mm,主缝与支缝的夹角为30°,在主缝入口面上均匀分布着3个直径为10 mm的圆形射孔,主缝和支缝的出口面上同样均匀分布着3个相同的圆形射孔。

数值模拟的平板裂缝模型的几何尺寸与平板裂缝装置保持一致(图3),长、宽、高方向分别设置520,40,2个网格节点;在左壁面上分布着3个相同的等距入口,其高度为0.01 m,宽度为0.01 m,在右壁面上分布着3个相同的等距出口。在选取的欧拉-欧拉模型中:固相颗粒简化为拟流体,其他关于颗粒的物性参数采用Gidaspow 曳力模型中的本构关系,所有参数通过一阶迎风格式进行离散,最大残差设置为 10^{-3} ,数值求解方法选择相间耦合的Simple算法;数值模拟的入口速度由实验排量换算得到,为1.67 m/s,流体黏度为2.3 mPa·s,支撑剂粒径设置为40/70目中的平均粒径,为0.3 mm。

实验结果表明,砂堤的堆积主要分为砂堤高度增长段、砂堤长度增长段以及整个砂堤长度不变时高度升高段3个阶段(图4)。首先是砂堤高度增长段,支撑剂在裂缝入口处前端沉降形成砂堤,且随着压裂液的继续泵注,砂堤高度逐渐升高,直至达到平衡高度;其次是砂堤长度增长段,砂堤前部达到平衡高度后,压裂液中的支撑剂颗粒越过砂堤,向砂堤尾部继续沉降,增长砂堤的长度。当整个砂堤长度不再增长,而从初始达到平衡高度的砂堤位置继续向后推进,直至整个裂缝板内砂堤形态基本不发生变化。

数值模拟的输入参数及几何尺寸均与室内实

验保持一致,对比数值模拟结果与室内实验结果发现,两者模拟的砂堤剖面及平衡砂堤参数基本一致,但数值模拟得到的砂堤高度略高于室内实验形成的,其原因为:室内实验中压裂液需经过整套装置的各种管线,增加了整个过程的流动阻力,减小了压裂液进入裂缝时的流速;而数值模拟中设定的入口流速恒定,压裂液进入裂缝时排量越小,砂堤平衡高度越高。虽然两者在支撑剂运移时间上存在差异,但考虑到支撑剂颗粒在实际运移中存在颗

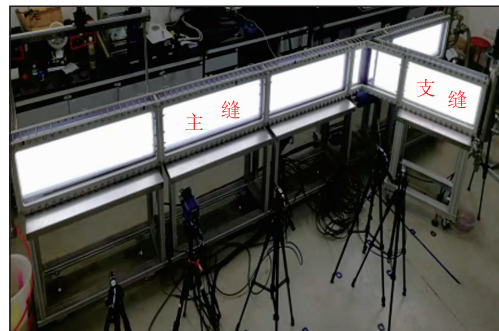


图2 三维可视化平板裂缝

Fig.2 Three-dimensional and visual flat plate fractures

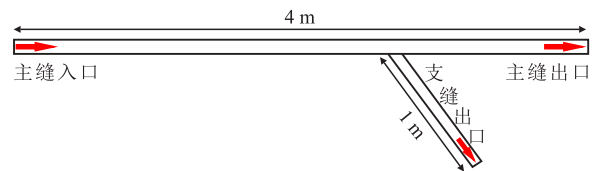


图3 平板裂缝几何模型

Fig.3 Flat fracture geometry

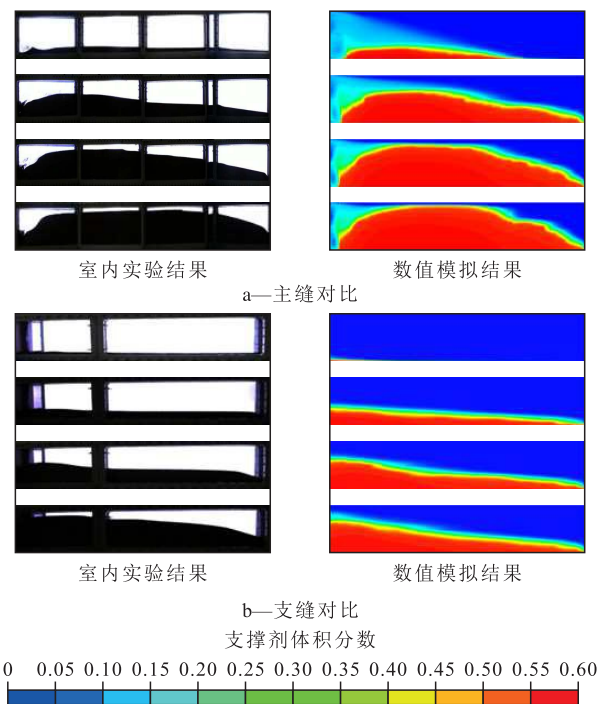


图4 复杂裂缝室内实验结果与数值模拟结果对比

Fig.4 Comparison of indoor test and numerical simulation results of complex fractures

粒间相互作用力、壁面效应等因素,可以认为所建立的压裂液-支撑剂两相流数值模型能较准确地描述支撑剂在裂缝中的运移铺置规律。

为了量化描述支撑剂砂堤的铺置过程,消除不同因素之间的量纲影响,使得数据具有可比性和可外推性,引入砂堤归一化高度、砂堤归一化长度和砂堤归一化面积3个无量纲参数,分别为:

$$NDH = \frac{H_{DR}}{H_{FR}} \times 100\% \quad (38)$$

$$NDL = \frac{L_{DR}}{L_{FR}} \times 100\% \quad (39)$$

$$NDA = \frac{A_{DR}}{A_{FR}} \times 100\% \quad (40)$$

实验验证中砂堤的铺置阶段可被量化描述为3个阶段:①主要表现为砂堤高度增加,NDH值为0~82%。②主要表现为砂堤高度增加,NDH值为82%~91%。③砂堤整体高度增加,直至达到平衡高度,NDH值在91%以上。

3 不同参数对复杂裂缝中支撑剂铺置的影响

考虑不同参数对复杂裂缝支撑剂铺置的影响,包括排量、压裂液黏度、支撑剂粒径、缝宽、裂缝形态。

从微观的角度出发,影响砂堤铺置形态的因素是支撑剂颗粒的运动,而支撑剂颗粒在裂缝中的运动形式主要为以下几种:压裂液携带运移、沉降(分为自由沉降和受阻沉降)、滚动以及流化作用,支撑剂在裂缝中的运移是共同作用的结果,以流化拖拽和输送为主^[37],输入参数的变化主要通过改变支撑剂颗粒的运动形式影响砂堤铺置形态。

3.1 排量

排量是一个关键的输入参数,影响颗粒在裂缝内的运移行为和砂堤铺置形态。在压裂液黏度为2.5 mPa·s、粒径为0.28 mm的条件下,以T1型裂缝为基础,分别对排量为8, 12, 16 L/min进行了支撑剂运移与铺置的模拟,得到了140 s不同排量下支撑剂的铺置情况。排量为8 L/min时,支撑剂在近井区域堆积较多,到达支缝时,因阻力作用,悬浮区域的支撑剂迅速沉降;排量为12 L/min时,近井区域的砂堤高度接近平衡高度,主缝和支缝中的砂堤长度明显增大;排量为16 L/min时,近井区域的未填充区域明显增大,主缝中的砂堤到达平衡高度,且砂堤长度已增长至远端(图5)。

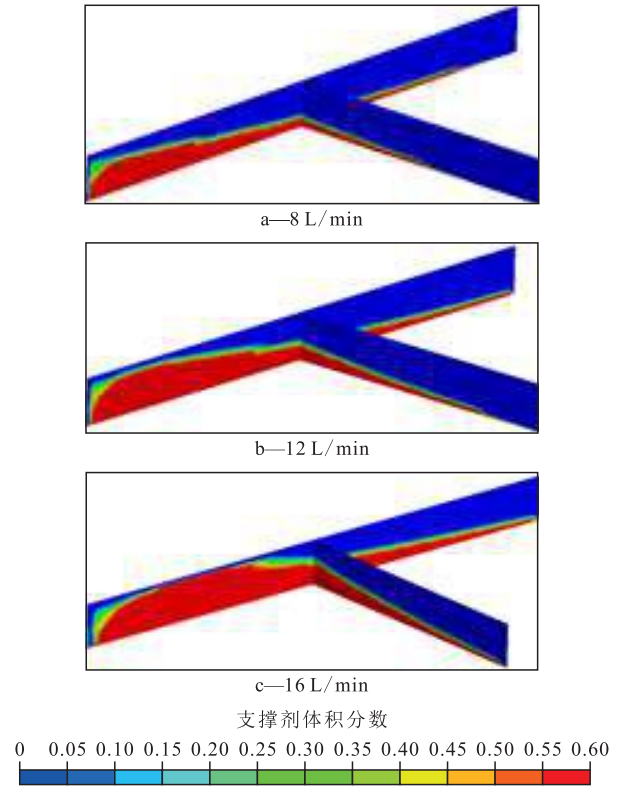


图5 140 s不同排量下支撑剂的铺置情况
Fig.5 Proppant laying under different displacements at 140 s

在铺砂时间相同的情况下,排量越大,主缝和支缝中的归一化砂堤长度和高度均越大,这说明排量与砂堤长度、高度均呈正相关(图6)。此外,砂堤主缝的归一化长度平均增加了34.3%,归一化高度平均增加了56.8%;砂堤支缝的归一化长度平均增加了292.7%,归一化高度平均增加了174.9%,这说明增加排量对砂堤形态的影响明显,因此在压裂施工中宜采用大排量的泵注方案让更多的缝网区域得到填充。

3.2 黏度

黏度是压裂液的一个重要性质,是表征压裂液携砂能力的指标,对支撑剂颗粒沉降和运移有重要影响。在排量为16 L/min、支撑剂粒径为0.28 mm的情况下,以T1型裂缝为基础,分别模拟压裂液黏度为1, 2.5, 5 mPa·s共3种工况下压裂液黏度对支撑剂分布和运移的影响。

模拟了50 s时不同压裂液黏度下的铺砂情况,黏度为1 mPa·s时,近井区域的砂堤高度较大,接近平衡高度,砂堤长度较短,仅到达交汇处;黏度为2.5 mPa·s时,近井区域的砂堤高度降低,同时支撑剂在主缝及支缝中的运移距离有所增加,但近井区域的未填充区域增大;黏度为5 mPa·s时,砂堤高度最低,支撑剂运移距离最远(图7)。

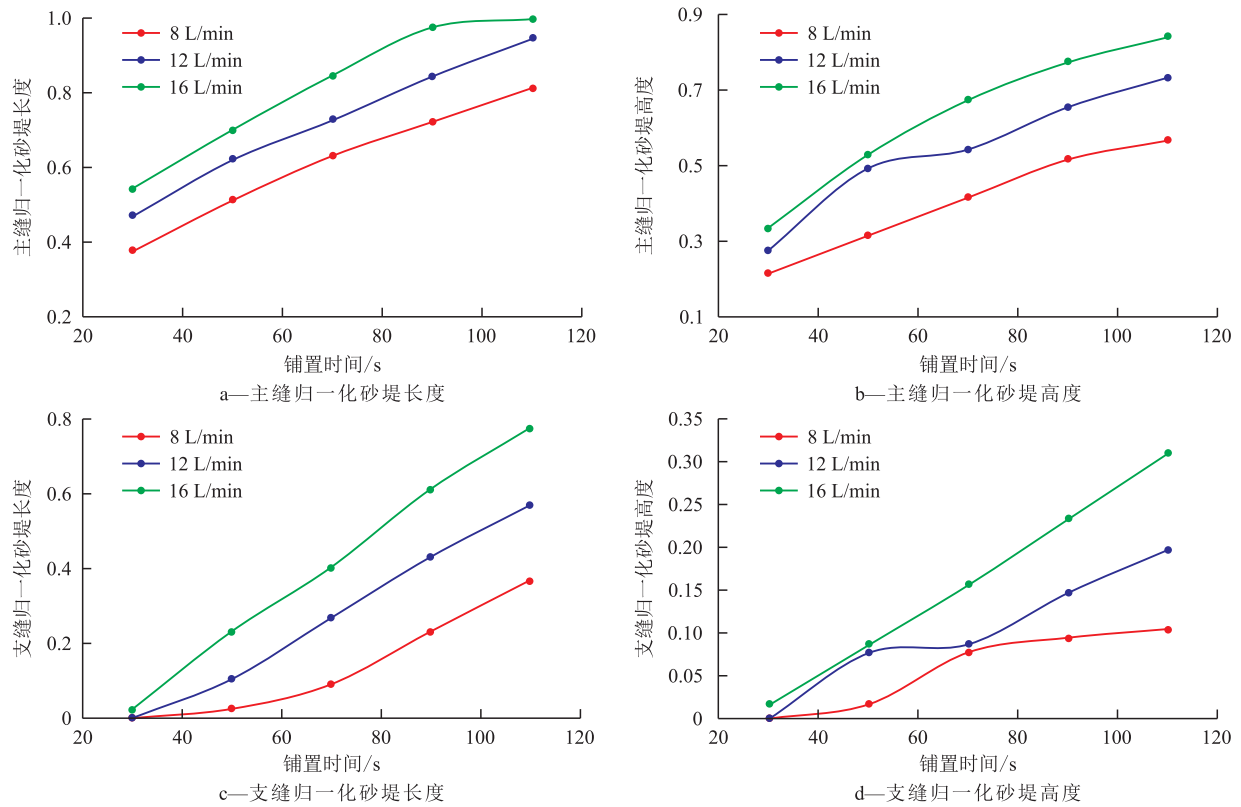


图6 排量对归一化砂堤长度和高度的影响
Fig.6 Effect of displacement on height and length of normalized dune

当黏度增加时,砂堤的归一化长度增加、高度降低(图8),当压裂液黏度从1.0 mPa·s增加到5.0 mPa·s时,砂堤的归一化长度平均增加了37.9%,归

一化高度平均降低了61.4%,这说明黏度对砂堤高度的影响要大于对砂堤长度的影响。此外,当黏度增大时,由于压裂液携带能力增强,所以沉降在射孔侧砂堤坡面的支撑剂颗粒容易被涡结构卷积起来,并由后续注入的压裂液重新携带至裂缝深处,因此砂堤沉降剖面角会随着黏度的增大而减小。压裂液黏度从1.0 mPa·s增加到5.0 mPa·s时,砂堤沉降剖面角平均减小了86.5%(图9a);同时,沉降剖面角的减小会造成近井地带的未填充区域扩大,因此高黏度压裂液不适合支撑剂填充近井地带。

在铺置的初期,压裂液黏度越大,支缝内的砂堤铺置面积越小,随着支撑剂的继续注入,低黏度情况下的铺置面积反而较大。当黏度较低时,压裂液的携带能力较低,砂堤能较快增长至平衡高度,而随着支撑剂颗粒的继续注入,裂缝交汇处的砂堤高度也增长至平衡高度,砂堤顶部与裂缝顶部此时形成了一条高速通道则支缝砂堤铺置面积就增长较快;当黏度较大时,由于压裂液本身携带能力较大,主缝中的砂堤高度较为缓慢。所以高黏度情况增长较为平缓,低黏度情况增长变化较大(图9b)。

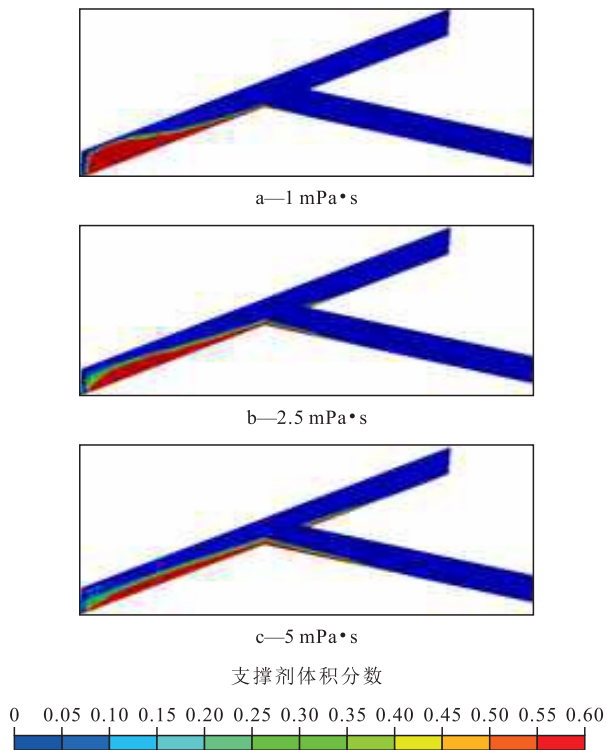


图7 50 s不同压裂液黏度下支撑剂的铺置情况
Fig.7 Proppant laying under different fracturing fluid viscosities at 50 s

3.3 粒径

颗粒是支撑剂的关键属性,影响支撑剂在裂缝

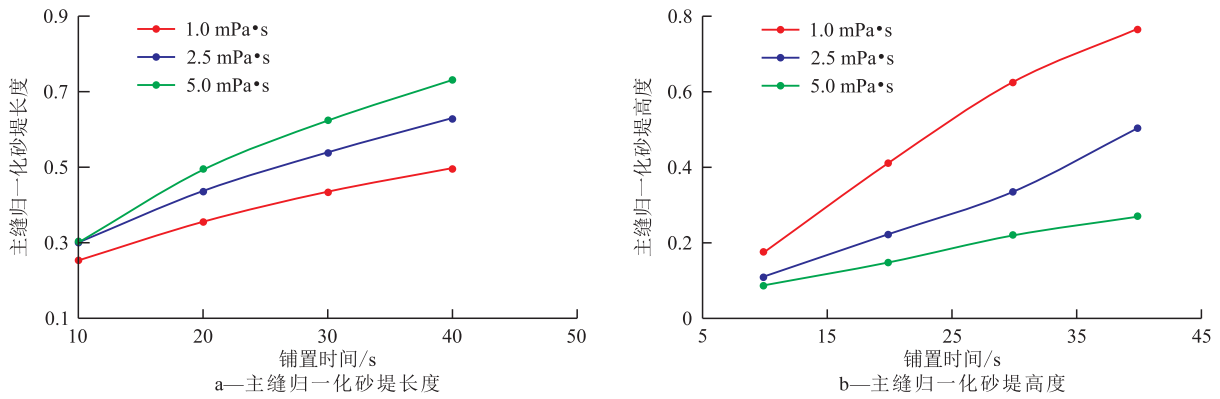


图8 压裂液黏度对主缝归一化砂堤高度和长度的影响
Fig.8 Effect of viscosity on height and length of normalized dune

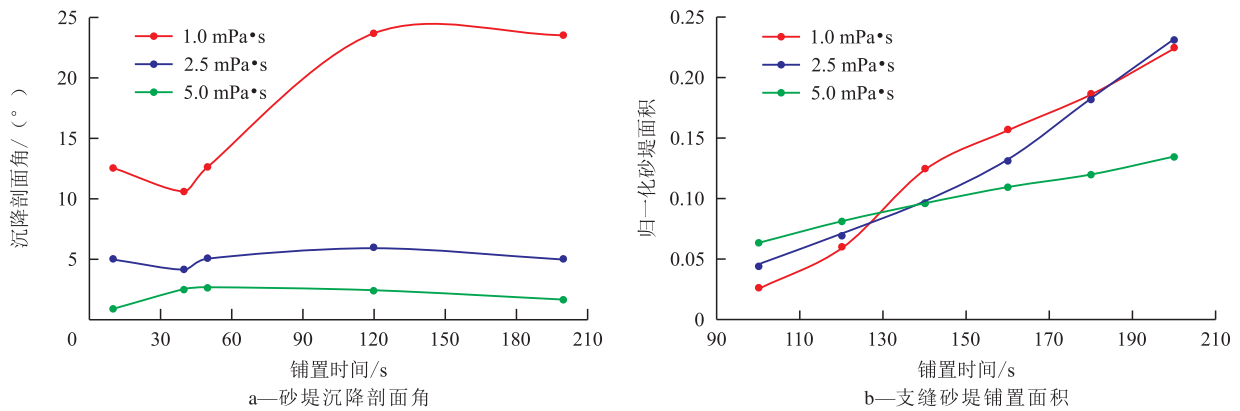


图9 压裂液黏度对砂堤沉降剖面角和支缝砂堤铺置面积的影响
Fig.9 Effect of viscosity on settlement profile angle and laying area of dune in branch fractures

中的运移和沉降。在排量为16 L/min、压裂液黏度为2.5 mPa·s的情况下,以T1型裂缝为基础,分别对粒径为0.165和0.28 mm的支撑剂进行了模拟。图10为40 s不同粒径下支撑剂的铺置情况:较大粒径形成的砂堤高度高于小粒径的,但小于小粒径颗粒形成的砂堤长度,这是因为大粒径颗粒沉降速度较快,容易在缝高方向上堆积;当粒径减小时,颗粒沉降速度降低,一部分颗粒的运动形式由沉降转变为压裂液携带运移,因此小粒径颗粒容易运移至裂缝深处,其砂堤长度也较大。

当粒径从0.165 mm增加到0.280 mm时,主缝中的归一化砂堤长度平均降低了14.4%,归一化砂堤高度平均增加了120.9%;支缝砂堤的归一化长度平均降低了50.4%,归一化高度平均降低了26.2%。一方面,这说明支撑剂粒径对砂堤高度的影响是正相关,对砂堤长度的影响是负相关;另一方面,说明粒径对砂堤高度的影响大于对砂堤长度的影响(图11)。此外,在铺置时间达到90 s之前,大粒径颗粒在支缝中所形成的砂堤高度小于小粒径颗粒,但是在铺置时间达到90 s之后发生了转变(图11d),这是因为大粒径颗粒在主缝中的水平运移能力较低,

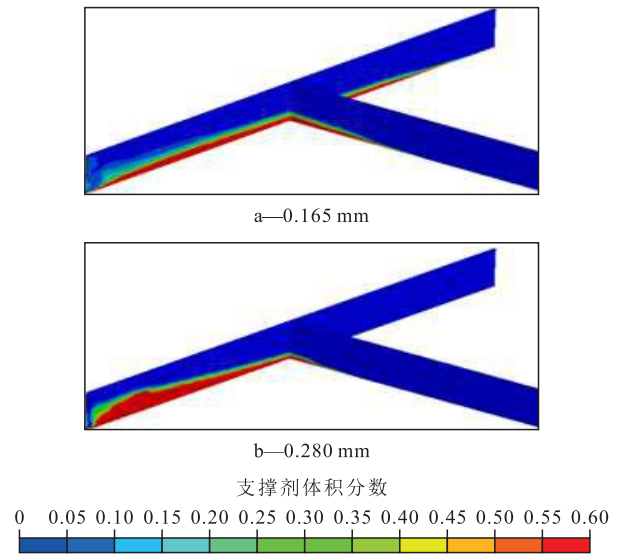


图10 40 s不同粒径下支撑剂的铺置情况
Fig.10 Proppant laying under different particle sizes at 40 s

但根据对NDL的定义以及对铺置阶段的归纳可知,在铺置时间为90 s时,大粒径颗粒所形成的砂堤NDL值在80%左右,这说明此时的砂堤已经接近平衡高度,所以在砂堤顶部与裂缝顶部之间便形成了一个高速流动通道,所以此时大粒径颗粒能较快的进入支缝,并在支缝底部迅速堆积,其所形成的砂

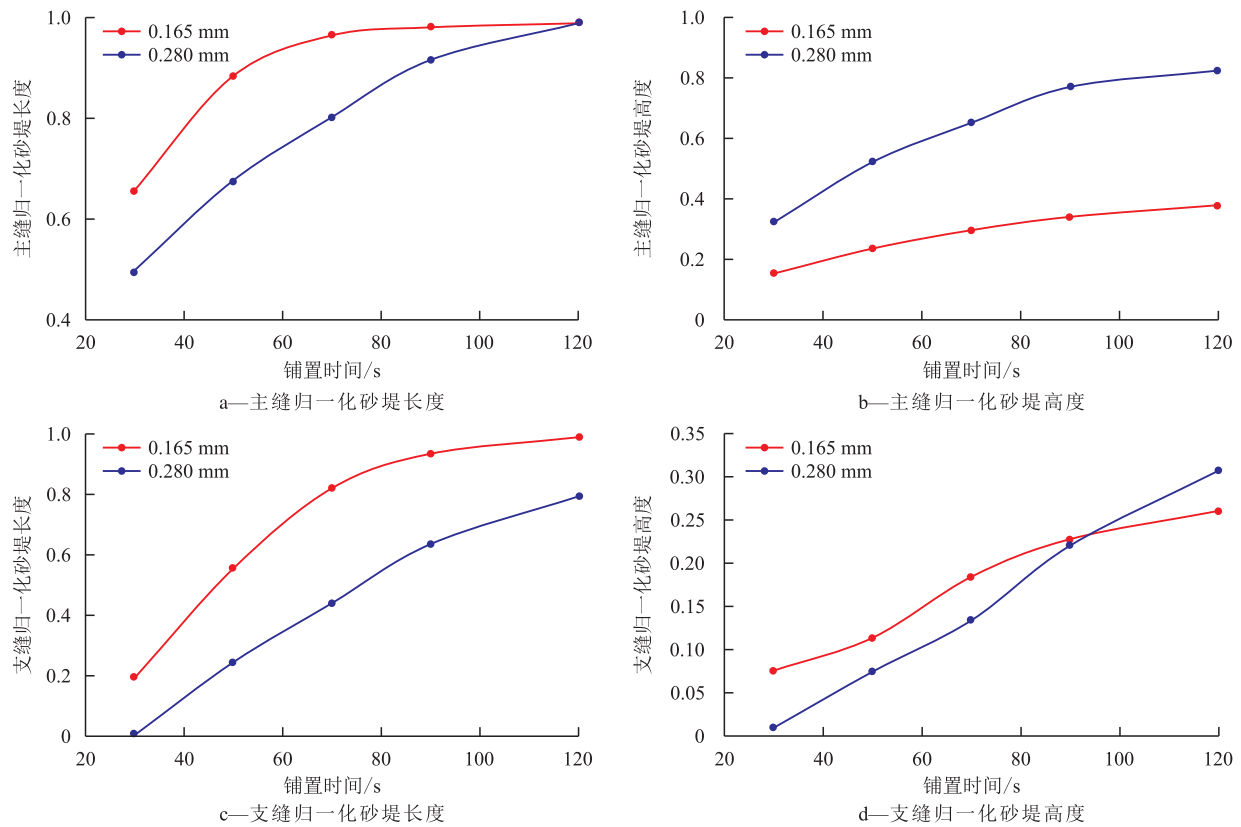


图 11 支撑剂粒径对归一化砂堤长度和高度的影响

Fig.11 Effect of particle size on height and length of normalized dune

堤高度便逐渐超过小粒径。

3.4 缝宽

支撑剂颗粒在裂缝中沉降时,裂缝的壁面效应将会对支撑剂颗粒的沉降速度造成影响,表现为阻止其沉降;当支撑剂颗粒在裂缝中运动时,会受到壁面效应的影响,缝宽越小,壁面效应越明显^[38],所以支撑剂颗粒受到壁面的拉拽作用越大,同时支撑剂颗粒与壁面的碰撞次数增多,造成支撑剂颗粒的速度方向与流体微团的速度方向的夹角增大,则支撑剂颗粒的沉降速度降低、水平运移速度也降低。

因为缝宽的变化会导致入口面积的变化,所以为了保持入口速度这一无关变量不变,在注入速度为 1.11 m/s、压裂液黏度为 2.5 mPa·s、支撑剂颗粒直径为 0.28 mm 的情况下,以 T1 型裂缝为基础,分析了主缝/支缝分别为 4 mm/2 mm, 6 mm/3 mm, 8 mm/4 mm 的 3 种宽度组合。图 12 为 60 s 不同缝宽下支撑剂的铺置情况:当缝宽逐渐增大时,砂堤高度越低,砂堤长度越长,这说明缝宽对砂堤高度的影响与对砂堤长度的影响相反;此外,在大缝宽条件下,支撑剂在近井地带填充效果较差,所以大缝宽条件并不适合支撑剂填充近井地带。当缝宽从 4 mm/2 mm 增加到 8 mm/4 mm,主缝内的砂堤长度增加了 15.1%,砂堤高度降低了 34.3%,这说明缝宽的改变,对砂堤

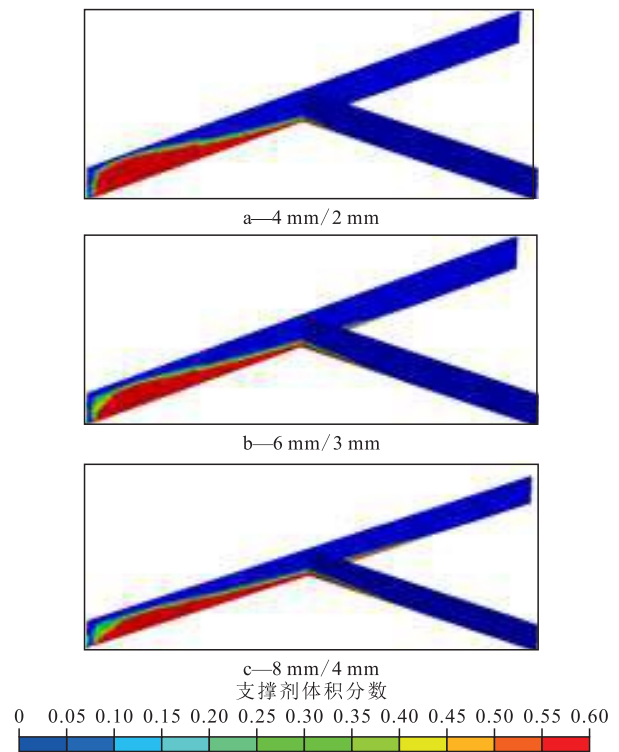


图 12 60 s 不同主缝/支缝缝宽下支撑剂的铺置情况
Fig.12 Proppant laying under different fracture widths at 60 s

高度的影响较大;支缝内的砂堤长度增加了 65%,砂堤高度降低了 9.2%,这说明缝宽对支缝内砂堤长度的影响远超过对砂堤高度的影响(图 13)。

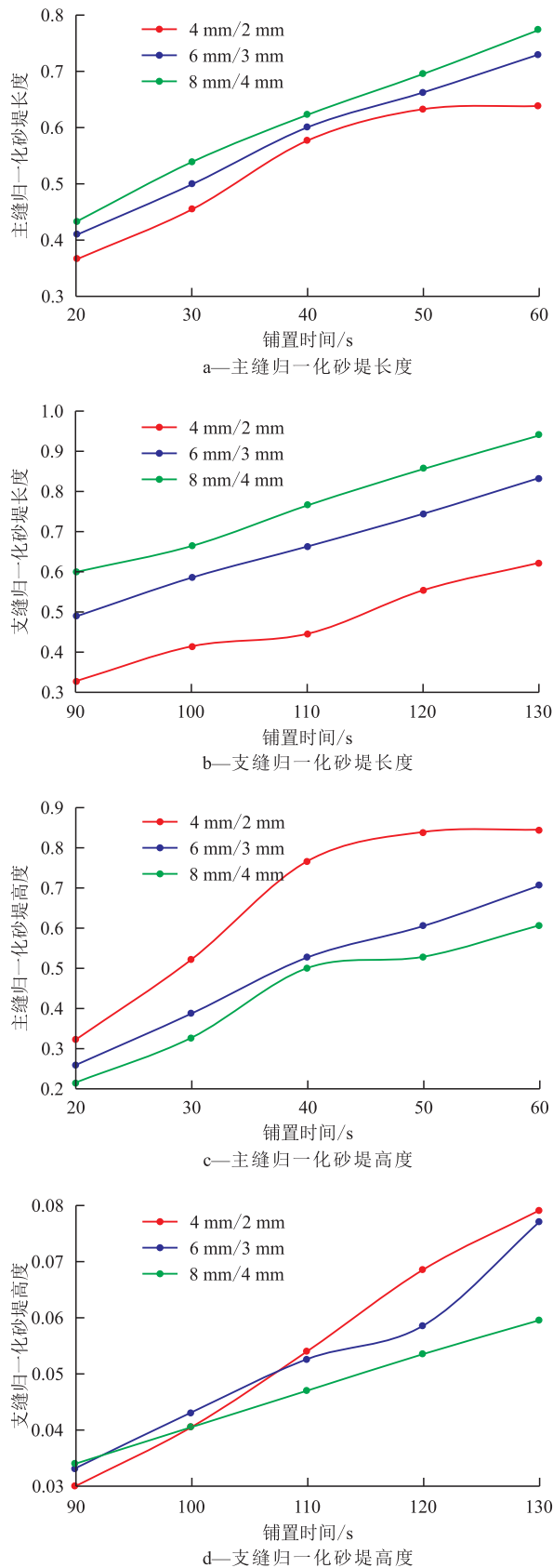


图 13 主缝/支缝缝宽对归一化砂堤长度和高度的影响
Fig.13 Effect of fracture width on height and length of normalized dune

3.5 裂缝形态

为了研究不同复杂程度的裂缝中支撑剂的运

移与分布,在排量为 16 L/min、压裂液黏度为 2.5 mPa·s、支撑剂颗粒直径为 0.28 mm 的情况下,分别对 T1—T5 这 5 种裂缝形态分别进行了数值模拟。图 14 为 120 s 不同裂缝形态下的支撑剂铺置情况:复杂裂缝结构的不同对主缝中的砂堤铺置形态无明显影响;T1, T2 型裂缝所表示的裂缝结构的差别在于一级支缝的数量不同, T2 和 T3 型裂缝所表示的裂缝结构的差别在于是否具有二级支缝,而 T5 型裂缝相对于其他 4 种复杂裂缝的形态最复杂。由此可知,一级支缝数量越多,支撑剂在支缝中的运移距离越短,而二级支缝的存在与否对支撑剂在支缝中的运移无明显影响(图 15)。

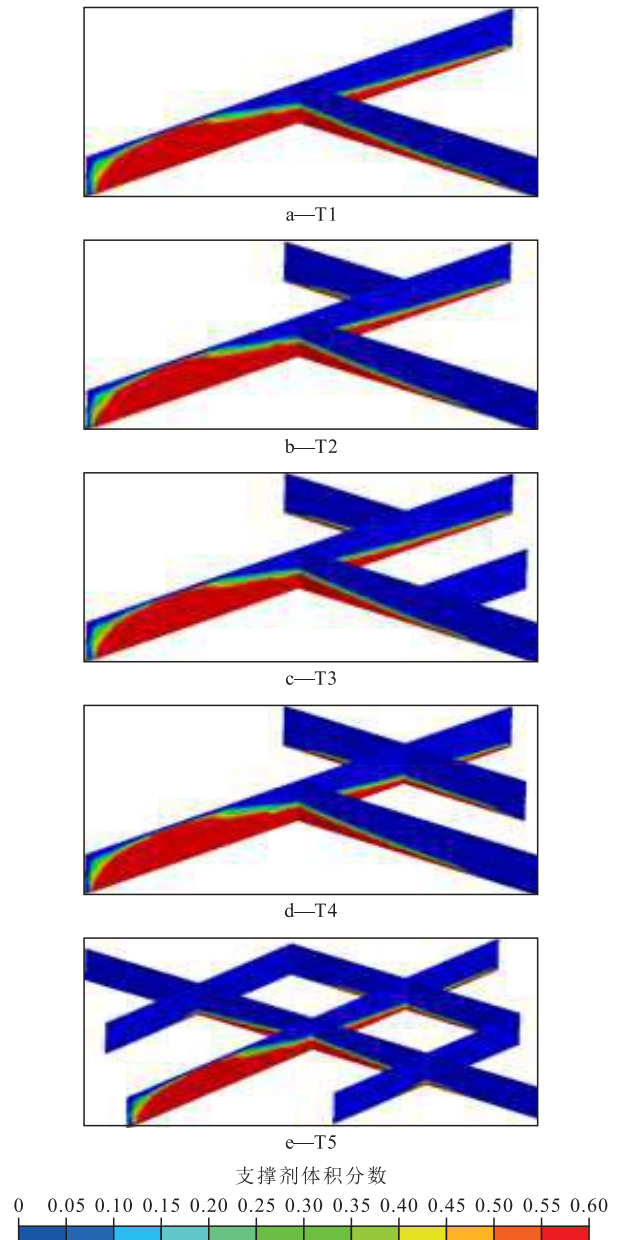


图 14 120 s 不同裂缝形态下的支撑剂铺置情况
Fig.14 Proppant laying under different fracture morphologies at 120 s

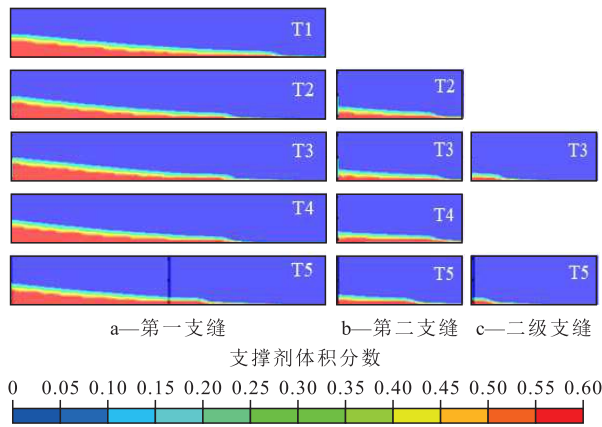


图 15 120 s 不同裂缝形态下支缝的支撑剂铺置情况
Fig.15 Proppant laying in branch fracture under different fracture morphologies at 120 s

为了定量化表征砂堤在整个复杂裂缝中的铺置面积并且使不同结构之间具有可比性,用砂堤铺置总面积/复杂裂缝总面积(左右壁面面积)定义一种归一化砂堤面积。从纵向来看,T1—T5型裂缝,裂缝结构越复杂,归一化砂堤面积越小,并且从T1—T5型裂缝,归一化砂堤面积分别减少了14%,4.2%,4.6%,39%;从横向来看,达到同一水平的归一化砂堤面积所需的时间也不同,裂缝结构越复杂,所需施工时间越长(图 16a)。在模拟的铺置时间内,T1—T5型裂缝的支缝支撑剂平均占比分别为10.6%,11.3%,12.5%,13.5%,18.9%(图 16b);这说明裂缝结构越复杂,所有支缝支撑剂占比越高,同时也说明分流作用越大。从单条裂缝中砂堤面积占砂堤总面积来看,无论是哪种结构的裂缝,第一支缝总是大于第二支缝,这是第二支缝距离井筒较远,压裂液的携带能力减小所致;除了T5型裂缝,其他裂缝结构的主缝占比均无明显区别,这是因为无论是支缝级数、数量,还是支缝长度,T5型裂缝均更大,分流节点较多,因此对主缝的分流作用最明显(图 17)。

4 结论

复杂裂缝室内实验与数值模拟的砂堤铺置形态基本吻合,表明建立的压裂液-支撑剂两相流数学模型可用于研究压裂液在复杂缝内的携带支撑剂的运移铺置规律,并且根据相似原理,建立了一种页岩气压裂支撑剂铺置形态的表征方法。增加压裂液的黏度有利于支撑剂向裂缝深处运移,从而让支撑剂铺置得更均匀。在注入时间相同的情况下,当压裂液黏度从1 mPa·s增加到5 mPa·s时,主缝砂堤的NDL值平均增加了37.9%,NDH值平均降低了

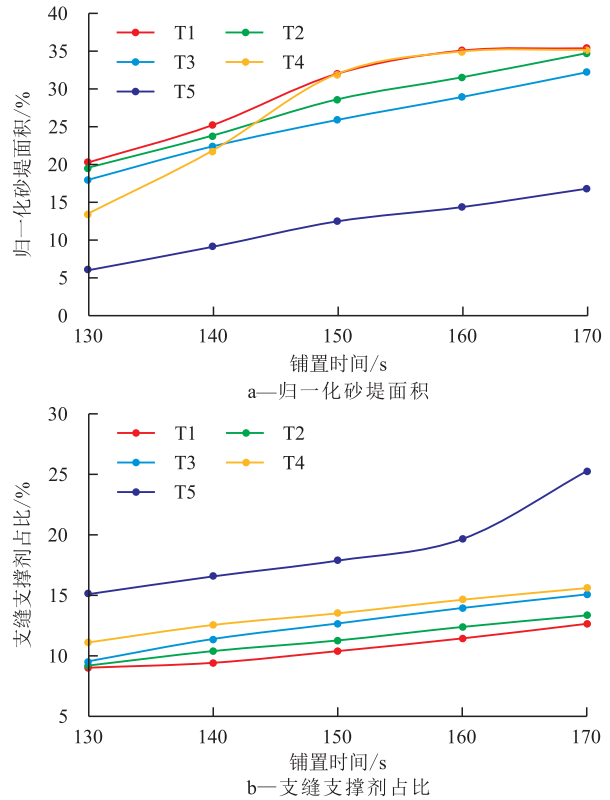


图 16 归一化砂堤面积和支缝支撑剂占比
Fig.16 Normalized dune area and percentage of proppant in branch fractures

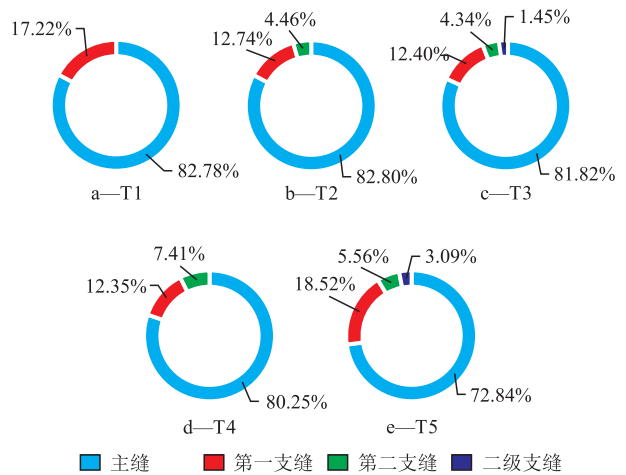


图 17 120 s 主缝和各级支缝中支撑剂铺置面积所占比例
Fig.17 Percentage of laying area of proppant in main and branch fractures at 120 s

61.4%。

在滑溜水压裂液的携带下,增大排量和选用小粒径支撑剂均有利于支撑剂向裂缝深处运移,但增大排量不利于支撑剂填充近井地带,并且大粒径支撑剂能使近井地带较快地达到砂堤平衡高度;缝宽对支撑剂运移的影响主要体现在壁面效应,缝宽越小,壁面效应越明显,越不利于支撑剂向裂缝深处运移。裂缝结构越复杂,越不利于支撑剂的运移铺

置。裂缝结构的不同对主缝中的砂堤铺置形态无明显影响,但随着复杂裂缝的支缝数量、级数以及支缝延伸长度的增大,支缝中的砂堤高度与长度均有所降低;相对于T1型裂缝,T3和T5型裂缝中的砂堤长度、高度减小最多,证明支缝对主缝的分流作用最大。

符号解释

A_{FR}, A_{DR} —— 裂缝侧视面积、砂堤侧视面积, m^2 ;
 $C_{1\mu}, C_{1e}, C_{2e}, C_{3e}$ —— 湍流模型中的经验常数,分别取值为0.09, 1.44, 1.92, 1.2;
 C_D —— 曳力系数;
 d —— 水力直径, m ;
 d_2 —— 支撑剂颗粒粒径, m ;
 e —— 支撑剂颗粒间碰撞恢复系数;
 e_w —— 支撑剂颗粒与壁面碰撞的恢复系数;
 g_0 —— 支撑剂颗粒径向分布函数;
 g_i —— 重力加速度, m/s^2 ;
 h_{site} —— 现场裂缝实际高度, m ;
 H_{FR}, H_{DR} —— 裂缝高度、砂堤高度, m ;
 i, j, k —— 空间方向和爱因斯坦求和约定的指标;
 I_{mi} —— 相间动量交换项;
 k_m —— m 相的湍流动能, m^2/s^2 ;
 k_{12} —— 相间相互作用的湍流动能, m^2/s^2 ;
 K_2' —— 有效扩散系数;
 K_2^{kin}, K_2^{col} —— 有效扩散系数的动力学、碰撞贡献;
 L_{FR}, L_{DR} —— 裂缝长度、砂堤长度, m ;
 m —— 下标1代表压裂液, 2代表支撑剂;
 NDH, NDL, NDA —— 砂堤归一化高度、归一化长度和归一化面积, %;
 P_1 —— 压裂液压力, Pa ;
 P_2 —— 支撑剂压力, Pa ;
 Q_{exp}, Q_{site} —— 实验、现场尺度的排量, $m^3/min, L/min$;
 Re_2 —— 支撑剂颗粒雷诺数;
 Re_{exp}, Re_{site} —— 实验、现场尺度的流动雷诺数;
 S_{mij} —— m 相的平均应变率张量, s^{-1} ;
 t —— 时间坐标, s ;
 u'_{mi} —— 平均速度波动, m/s ;
 U_i —— 速度矢量, m/s ;
 U_{mi}, U_{mj} —— m 相在 i, j 方向的速度矢量, m/s ;
 U_{di} —— 相间滑移速度, m/s ;
 ν_2' —— 支撑剂剪切黏度, $Pa \cdot s$;
 ν_{12}' —— 密度加权平均的湍流黏度, $Pa \cdot s$;
 ν_2^{kin}, ν_2^{col} —— 支撑剂颗粒剪切黏度的动力学、碰撞贡献;
 ν_{12} —— 支撑剂颗粒与壁面间的滑移速度矢量, m/s ;
 w —— 壁面内法向矢量;
 x —— 空间标量坐标, m ;
 x_i, x_j —— i, j 方向的空间方向, m ;

X_{21} —— 两相各自密度与体积分数乘积的比值;
 Σ_{mij} —— m 相的有效应力张量, Pa ;
 α_m —— m 相的体积分数;
 α_2^{max} —— 最大填充率, 取值为0.62;
 β_{21} —— 动量交换系数;
 δ_{ij} —— 单位矩阵;
 δ_w —— 壁面摩擦角, deg ;
 ε_m —— m 相的湍流耗散率, m^2/s^2 ;
 ε_{12} —— k_2-k_{12} 方程中的耗散项, m^2/s^2 ;
 η_{21} —— 弛豫时间比值;
 Θ_2 —— 颗粒拟温度, m^2/s^2 ;
 τ_2^c —— 颗粒碰撞时间尺度, s ;
 τ_{1ij} —— 压裂液相的雷诺应力张量, Pa ;
 τ_{2ij} —— 支撑剂相的雷诺应力张量, Pa ;
 τ_{12ij} —— 液相或固相的雷诺应力张量, Pa ;
 τ_2 —— 特征耗散时间尺度, s ;
 τ_{12}^x —— 颗粒弛豫时间尺度, s ;
 τ_{12}^t —— 涡、粒子相互作用时间尺度, s ;
 τ_k, τ_f —— 颗粒动力学碰撞和摩擦在壁面产生的剪切应力张量, Pa ;
 κ_2 —— 颗粒脉动能能量传导系数;
 λ_2 —— 支撑剂体积黏度, $Pa \cdot s$;
 μ_1 —— 流体运动黏度, m^2/s ;
 μ_1' —— 涡流黏度, N/m^2 ;
 Π_{km}, Π_{e_1} —— 相间湍流交换项;
 $\Pi_{k_2}, \Pi_{k_{12}}$ —— k_2-k_{12} 方程中的相互作用项;
 ρ_m —— m 相的密度, kg/m^3 ;
 σ_{mij} —— 黏性应力张量, Pa ;
 σ_k, σ_e —— 常数, 取值分别为1.0和1.3;
 ϕ —— 反射系数;
 ω_c, ζ_c —— 取决于颗粒间碰撞恢复系数的常数。

参考文献

- [1] 黄熠, 陈浩东, 郑浩鹏, 等. 套管偏心对压裂井水泥环力学完整性的影响研究[J]. 中国海上油气, 2022, 34(6): 135-141.
HUANG Yi, CHEN Haodong, ZHENG Haopeng, et al. Influence of casing eccentricity on mechanical integrity of cement sheath in fractured wells [J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(6): 135-141.
- [2] 张凤琼, 肖晖, 陈依, 等. 川东地区凉高山组致密砂岩压裂工艺优选研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 117-125, 152.
ZHANG Fengqiong, XIAO Hui, CHEN Yi, et al. Study on fracturing technology optimization of tight sandstone in Liang-gaoshan Formation in eastern Sichuan area [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 117-125, 152.
- [3] 彭欢, 马辉运, 彭钧亮, 等. 页岩复杂裂缝支撑剂铺置实验装置的研制及应用[J]. 钻采工艺, 2020, 43(S1): 76-80.
PENG Huan, MA Huiyun, PENG Junliang, et al. Development and application of experiment equipment for proppant placement

- in complex fractures of shale [J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(S1): 76-80.
- [4] 雷群,翁定为,才博,等.中国石油勘探压裂技术进展、关键问题及对策[J].*中国石油勘探*,2023,28(5):15-27.
LEI Qun, WENG Dingwei, CAI Bo, et al. Progress, key challenges and countermeasures of reservoir stimulation technology of PetroChina [J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(5): 15-27.
- [5] SAHAI R R, MISKIMINS J L, OLSON K E. Laboratory results of proppant transport in complex fracture systems [C]. Texas, USA: SPE, 168579-MS, 2014.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 肖凤朝,张士诚,李雪晨,等.组合粒径+滑溜水携砂铺置规律及导流能力——以吉木萨尔页岩油储层为例[J].*大庆石油地质与开发*,2023,42(6):167-174.
XIAO Fengchao, ZHANG Shicheng, LI Xuechen, et al. Placement law and flow conductivity of sand-carrying combined particle sizes + slickwater: Taking Jimsar shale oil reservoir as an example [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(6): 167-174.
- [9] 程正华,艾池,张军,等.胶结型天然裂缝对水力压裂裂缝延伸规律的影响[J].*新疆石油地质*,2022,43(4):433-439.
CHENG Zhenghua, AI Chi, ZHANG Jun, et al. Influences of cemented natural fractures on propagation of hydraulic fractures [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022, 43(4): 433-439.
- [10] GONG F, BABADAGLI T, HUANG H, et al. Resolved CFD-DEM simulation of proppant aggregating and bridging mechanisms in a narrowing fracture[J].*Powder Technology*,2024, 437(15): 119548.
- [11] ZHOU M, YANG Z, XU Z, et al. CFD-DEM modeling and analysis study of proppant transport in rough fracture [J]. *Powder Technology*,2024,436:119461.
- [12] AKHSHIK S, RAJABI M. Simulation of proppant transport at intersection of hydraulic fracture and natural fracture of wellbores using CFD-DEM[J].*Particuology*,2022, 63: 112-124.
- [13] VEGA F G, CARLEVARO C M, SÁNCHEZ M, et al. Stability and conductivity of proppant packs during flowback in unconventional reservoirs: A CFD-DEM simulation study [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 201: 108381.
- [14] ADACHI J, SIEBRITS E, PEIRCE A, et al. Computer simulation of hydraulic fractures [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007, 44(5): 739-757.
- [15] BORONIN S A, OSIPTSOV A A. Two-continua model of suspension flow in a hydraulic fracture [C]. Moscow: *Doklady physics*. SP MAIK Nauka/Interperiodica, 2010, 55: 199-202.
- [16] 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): 3 542-3 552.
- [17] ROOSTAEI M, NOURI A, FATTAHPOUR V, et al. Numerical simulation of proppant transport in hydraulic fractures [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 163: 119-138.
- [18] GUO T, WANG X, LI Z, et al. Numerical simulation study on fracture propagation of zipper and synchronous fracturing in hydrogen energy development [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(11): 5 270-5 285.
- [19] GUO T K, LUO Z L, ZHOU J, et al. Numerical simulation on proppant migration and placement within the rough and complex fractures [J]. *Petroleum Science*, 2022, 19(5): 2 268-2 283.
- [20] ZHANG T, LI C, SHI Y B, et al. Numerical simulation of proppant directly entering complex fractures in shale gas [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 107: 104792.
- [21] 王雪飞,王素玲,侯峰,等.基于CFD-DEM方法的迂曲裂缝中支撑剂运移关键影响因素分析[J].*特种油气藏*,2022,29(6): 150-158.
WANG Xuefei, WANG Suling, HOU Feng, et al. Analysis on key influencing factors of proppant migration in tortuous fractures based on CFD-DEM Method [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(6): 150-158.
- [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] 任岚,林辰,林然,等.复杂裂缝中低密度支撑剂铺置数值模拟[J].*大庆石油地质与开发*,2021,40(6):52-61.
REN Lan, LIN Chen, LIN Ran, et al. Numerical simulation of the low-density proppant placement in complex fractures [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(6): 52-61.
- [24] GONG F, GUO T, SUN W, et al. Evaluation of geothermal energy extraction in Enhanced Geothermal System (EGS) with multiple fracturing horizontal wells (MFHW) [J]. *SPE*, 2020, 151: 1 339-1 351.
- [25] DAYAN A, STRACENER S M, CLARK P E. Proppant transport in slickwater fracturing of shale gas formations [C]. Alberta, Canada: SPE, 2010, 62(10): 56-59.
- [26] 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.
- [27] ADACHI, SIEBRITS, PEIRCE, et al. Computer simulation of hydraulic fractures [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007, 44(5): 739-757.
- [28] 徐加祥,希尔艾力伊米提,杨立峰,等.支撑剂在非贯穿型裂缝网络中的输送特征模拟[J].*断块油气田*,2022,29(4):

- 532-538.
XU Jiayang, YIMITI Xieraili, YANG Lifeng, et al. Simulation of proppant transportation characteristics in non-penetrating fracture network [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(4): 532-538.
- [29] SIMONIN O. Continuum modelling of dispersed two-phase flows combustion and turbulence in two-phase flows [J]. *Lecture Series—Von Karman Institute of Fluid Dynamics*, 1996, 2: 1-47.
- [30] GIDASPOW D, BEZBURUAH R, DING J. Hydrodynamics of circulating fluidized beds, kinetic theory approach [R]. Chicago, USA, Department. of Chemical Engineering, 1991: 75-82.
- [31] BENYAHIA S, SYAMLAL M, O'BRIEN T, et al. Evaluation of boundary conditions used to model dilute, turbulent gas/solids flows in a pipe [J]. *Powder Technology*, 2005, 156(2/3): 62-72.
- [32] 魏海峰. 非均质性页岩水力压裂裂缝扩展形态研究进展[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(4): 156-166.
WEI Haifeng. Research progress on fracture propagation patterns of hydraulic fracturing in heterogeneous shale [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(4): 156-166.
- [33] 梁卫卫, 党海龙, 刘滨, 等. 特低渗透油藏注水诱导动态裂缝实验及数值模拟[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 566-575.
LIANG Weiwei, DANG Hailong, LIU Bin, et al. Experiment and numerical simulation of water injection induced dynamic fractures in ultra-low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 566-575.
- [34] SAHAI R, MOGHANLOO R G. Proppant transport in complex fracture networks-A review [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 182: 106199.
- [35] 任洪达, 董景锋, 高靓, 等. 新疆油田玛湖砂岩储层自悬浮支撑剂现场试验[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 513-518.
REN Hongda, DONG Jingfeng, GAO Jing, et al. Field test of self-suspending proppant at Mahu sandstone reservoir in Xinjiang Oilfield [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 513-518.
- [36] LI NIANYIN, LI JUN, ZHAO LIQIANG, et al. Laboratory testing and numeric simulation on laws of proppant transport in complex fracture systems [C]. Beijing: SPE, 181822-MS, 2016.
- [37] 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.
- [38] 温庆志, 翟恒立, 罗明良, 等. 页岩气藏压裂支撑剂沉降及运移规律实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 19(6): 104-107.
WEN Qingzhi, ZHAI Hengli, LUO Mingliang, et al. Study on proppant settlement and transport rule in shale gas fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 19(6): 104-107.

编辑 单体珍