

【环境与能源 / Environment and Energy】

多簇压裂裂缝竞争扩展与支撑剂铺置数值模拟

李力¹, 曾冀¹, 陈伟华¹, 郭天魁², 罗志林¹, 张亚暄²

1) 中国石油西南油气田公司工程技术研究院, 四川成都 610017; 2) 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580

摘要: 压裂过程中, 裂缝的有效支撑是影响水平井分段压裂效果的关键因素. 为提高致密油气压裂开采的效果, 需要明确多簇裂缝扩展过程中支撑剂的运移和铺置规律. 通过建立平面三维裂缝模型与支撑剂运移一体化计算模型, 模拟水平井多簇裂缝竞争扩展状态, 并对比分析不同施工参数对缝内支撑剂铺置的影响规律以进一步优化压裂施工工艺参数. 研究表明: 受到缝宽影响, 支撑剂易在缝宽较小处堆积; 受缝间应力影响, 当排量、液体黏度和簇间距增大时, 中间裂缝受到挤压, 穿透能力增强, 面积增大; 阶梯加砂方式下支撑剂在缝内呈楔形分布, 支撑剂浓度与缝宽的变化规律相同, 沿缝长均逐渐减小, 所以, 近井支撑效果较好; 受缝间应力影响, 采用高注入排量, 配合低黏度压裂液与低密度支撑剂组合注入方式, 可有效提高裂缝的支撑面积及支撑效果. 研究可为明确水平井多裂缝扩展规律及现场施工参数提供理论依据.

关键词: 油田开发; 水平井压裂; 支撑剂分布; 支撑剂运移; 裂缝扩展; 施工参数; 数值模拟

中图分类号: TE357

文献标志码: A

DOI: 10.3724/SP.J.1249.2025.02183

Numerical simulation of multi-cluster fracture competitive propagation and proppant placement

LI Li¹, ZENG Ji¹, CHEN Weihua¹, GUO Tiankui²,
LUO Zhilin¹, and ZHANG Yaxuan²

1) Research Institute of Engineering and Technology, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610017,

Sichuan Province, P. R. China

2) School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong Province, P. R. China

Abstract: In the fracturing process, the effective support of fractures is the key factor affecting the fracturing effect of horizontal wells. To improve the production efficiency of tight oil and gas fracturing, it is necessary to further clarify the migration and placement law of proppant during complex fracture propagation. The three-dimensional fracture model and proppant migration integrated calculation model were established to simulate the competitive expansion state of multiple clusters of fractures in horizontal wells, and the effects of different construction parameters on the placement of proppant in fractures were compared and analyzed to further optimize the digital fracturing process parameters. The results show that, branch fractures have a shunt effect, which reduces the flow rate of main fractures, the proppant is easy to accumulate in the smaller seam width due to the effect of the seam width, the proppant distribution in the fracture is "wedge-shaped", which is the same as that along the fracture width and length, and the near-wellbore support effect is better, and the combination injection of high injection rate, low viscosity fracturing fluid and low density proppant can effectively improve the fracture support area and support

Received: 2023-11-15; **Accepted:** 2024-04-09; **Online (CNKI):** 2024-06-21

Foundation: National Natural Science Foundation of China (52074332); PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company Scientific Research Project (20230302-11)

Corresponding author: Professor GUO Tiankui (guotiankui@126.com)

Citation: LI Li, ZENG Ji, CHEN Weihua, et al. Numerical simulation of multi-cluster fracture competitive propagation and proppant placement [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2025, 42(2): 183-191. (in Chinese)



effect.

Key words: oilfield development; horizontal well fracturing; proppant distribution; proppant migration; fracture propagation; construction parameters; numerical simulation

随着油田开发年限延长, 油气开采进入中后期, 致密油气藏逐渐成为勘探开发的重点^[1]. 由于该类储层具有致密程度较高和开发难度大等特点, 需要采用水平井分段压裂技术, 在储层中形成多条裂缝网络, 扩大油气渗流通道, 减小渗流阻力, 实现高效开采. 在水平分段压裂施工过程中, 提高压裂效果必须明确支撑剂在裂缝中的运移铺置规律^[2], 探究影响支撑剂运移的可能性因素, 以便更加科学地指导压裂施工过程.

目前, 国内外已经开展对支撑剂运移铺置的实验及理论研究. 早期主要采用平板直缝设备进行实验, 探究支撑剂颗粒在板间的运动规律^[3], 后续大多采用小型的光滑壁面模型, 研究注入速度、支撑剂粒径、裂缝粗糙程度和砂堤高度等因素与支撑剂之间的相互影响^[4-5]. 随着研究深入, 不少学者基于流体力学的数值模拟方法分析不同影响因素对支撑剂在不同裂缝中的运移沉降规律^[6-7]. 但由于大多数模拟研究都是针对已经形成的裂缝, 只能起到实验和验证的作用, 并未考虑动态裂缝扩展中支撑剂的沉降及运移规律, 因此, 研究结果与实际压裂施工存在一定差距, 难以获得准确度较高的理论指导.

本研究在水平井平面三维裂缝模型的基础上引入支撑剂运移沉降数值模型, 建立多裂缝扩展与支撑剂运移一体化计算模型, 将多裂缝起裂扩展与压裂液携砂的支撑剂运移数学模型相耦合, 实现多裂缝竞争扩展过程中的支撑剂运移铺置数值模拟.

1 数学模型

1.1 几何模型

水力压裂是利用井筒注入高压流体使岩石破裂, 驱动裂缝扩展的过程. 水平井压裂后可以形成多条水力裂缝, 在压裂过程中, 注入井下的压裂液在井口压力及重力作用下, 需要克服流动过程中井筒内的沿程摩阻及射孔位置处的射孔摩阻进入各簇裂缝, 压裂液总流量在“井筒-射孔-多裂缝”系统内形成动态分配^[8].

1.2 岩石变形模型

采用三维位移不连续模型计算岩石变形^[9]. 平

面裂缝扩展剪切位移不连续量为 0, 因此, 缝内压力与裂缝宽度^[10]可描述为

$$p_f - \sigma_0 = \int_{A(t)} G(x - x', y - y', z - z') w(x', y', z') dA \quad (1)$$

其中, p_f 为缝内流体压力, 单位: MPa; σ_0 为远场地应力, 单位: MPa; $A(t)$ 为裂缝扩展时间 t 时已开启裂缝的面积, 单位: m^2 ; w 为裂缝宽度, 单位: m ; (x', y', z') 为源点; (x, y, z) 为场点; G 为格林函数^[10],

$$G = \frac{E}{8\pi(1 - \nu^2)} \frac{1}{[(x - x')^2 + (y - y')^2 + (z - z')^2]^{1.5}} \quad (2)$$

其中, E 为杨氏模量, 单位: MPa; ν 为泊松比.

1.3 缝内流动方程

假定裂缝内支撑剂流动符合泊肃叶流动特征, 则流体流动的本构方程为

$$\mathbf{q} = -\frac{w^3 \times 10^9}{12\mu} \nabla p_f \quad (3)$$

其中, $\mathbf{q}$ 为单位长度体积流量矢量, 单位: m^2/s ; μ 为流体黏度, 单位: $mPa \cdot s$.

流体在缝内流动的连续性方程为

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{q} + \frac{2C_1}{\sqrt{t - t_0}} = \delta(x - x_{in,k}, y - y_{in,k}) Q_k \quad (4)$$

其中, $k = 1, 2, \dots, N$, 为裂缝条数; C_1 为滤失系数, 单位: $m/min^{0.5}$; Q_k 为裂缝 k 的入口流量, 单位: m^3/s ; t_0 为开始滤失的时间, 单位: s ; $(x_{in,k}, y_{in,k})$ 为裂缝 k 的进液点位置; δ 为狄拉克函数, 单位: m^{-2} .

1.4 井筒条件

对于多簇压裂, 压裂液流经井筒和射孔进入各簇裂缝, 裂缝进液量受到“井筒-射孔-裂缝”的整体影响. 各簇井底压力为

$$p_w = p_{p,k} + p_{t,k} + p_{in,k}, \quad k = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

其中, $p_{t,k}$ 为 k 条裂缝井筒内流体流动的摩擦阻力, 单位: MPa; $p_{p,k}$ 为 k 条裂缝对应的射孔摩阻, 单位: MPa; $p_{in,k}$ 为 k 条裂缝的入口压力, 单位: MPa.

射孔摩阻^[11]为

$$p_{p,k} = \frac{0.807\rho Q_k^2}{n^2 d^4 K^2} \quad (6)$$

其中, ρ 为压裂液密度, 单位: kg/m^3 ; n 为射孔孔眼数; d 为射孔孔眼直径, 单位: m ; K 为孔眼流量系数.

同时, 各簇分流量满足质量守恒, 即

$$Q_T = \sum_{i=1}^N Q_{in,i} \quad (7)$$

其中, Q_T 为各簇裂缝流量总和, 单位: m^3/s ; $Q_{in,i}$ 为 i 条裂缝流量, 单位: m^3/s .

1.5 压裂扩展条件

当裂缝尖端应力强度因子满足岩石断裂韧性时, 岩石破裂, 裂缝发生扩展. 但该条件仅仅适用于裂缝在韧性主导区扩展的情况, 现场施工过程中, 裂缝扩展一般是由黏度机制主导^[12]. 为此, 采用流体黏度的尖端渐进解作为判断裂缝是否扩展的条件, 裂缝发生扩展的临界条件^[13]为

$$\lim_{r \rightarrow 0} w_c = \left[\left(\sqrt{\frac{32r}{\pi}} \frac{K_{IC}}{E'} \right)^3 + \frac{24 \times 3^{2.5} \mu r^2}{E'} \frac{dx}{dt} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (8)$$

其中, w_c 为临界缝宽, 单位: m ; K_{IC} 为岩石 I 型断裂韧性, 单位: $\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$; E' 为平面应变杨氏模量, 单位: MPa ; r 为距离裂缝尖端的距离, 单位: m .

1.6 支撑剂运移

支撑剂在裂缝内的分布状态是压裂液流体与支撑剂固体颗粒相互作用的结果. 本研究采用传统的连续介质力学方法, 将携砂液流动视为固液两相流动, 考虑携砂液由泊肃叶流动向达西流动的转化、裂缝内砂堵和支撑剂的重力沉降等过程, 建立描述支撑剂运移的控制方程. 支撑剂的质量守恒方程为

$$\frac{\partial w(x, y, t) \varphi'}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{q}_p(x, y, t) = \varphi_0 Q(t) \delta(x, y) \quad (9)$$

$$\varphi' = \frac{\varphi}{\varphi_m} \quad (10)$$

其中, $\mathbf{q}_p$ 为缝内支撑剂流量矢量, 由对流项和重力沉降项组成^[14],

$$\mathbf{q}_p = B \frac{w}{a} \left[\hat{Q}_p(\varphi', \frac{w}{a}) \mathbf{q} - \frac{a^2 w}{12 \mu} \Delta \rho g \hat{G}_p(\varphi', \frac{w}{a}) \right] \quad (11)$$

其中, B 为阻塞函数; a 为支撑剂半径, 单位: m ; φ 为支撑剂体积分数; $\Delta \rho$ 为注入的压裂液密度与支撑剂密度之差; φ_m 为最大容许体积分数, 参照 Dvontov 模型^[13]此处取 $\varphi_m = 0.585$; φ' 为支撑剂体积分数与 φ_m 的比值; φ_0 为初始时刻注入支撑剂的体积分数. $\hat{Q}_p$ 和 $\hat{G}_p$ 分别描述压裂液携带支撑剂流动与支撑剂因自身重力出现沉降的两种现象.

2 数值模拟结果

本研究采用有效支撑比例为目标函数, 探究了多簇压裂裂缝竞争扩展过程中施工排量、压裂液黏度、支撑剂粒径和密度等因素对缝内砂浓度分布的影响. 其中, 有效支撑比例即储层内有效支撑面积与裂缝总面积之比. 储层内有效支撑面积为储层内支撑剂浓度大于 0.1% 的支撑面积.

图 1 为地应力剖面示意图. 其中, 储层厚度为 40 m; 水平井段深度为 4 km, 且水平段位于储层中部; 储层岩石 $E = 34 \text{ GPa}$; $\nu = 0.25$; σ_h 为最小水平应力.

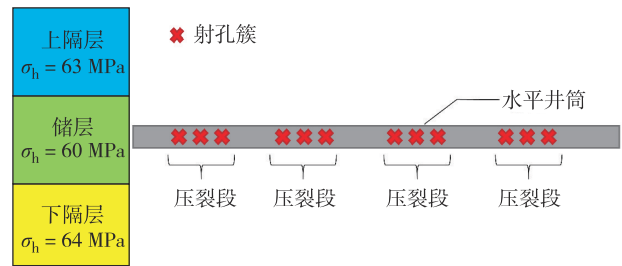


图1 地应力剖面示意图

Fig. 1 Schematic diagram of *in-situ* stress profile. The blue and yellow boxes are cap rock, the green box is pay layer, and the red cross is perforation cluster.

裂缝施工的可变参数为: 单段 3~6 条裂缝; 缝间距 15、10、8 和 6 m; 单簇射孔数为 6、8、10、12 和 16; 射孔孔径为 12 mm; 排量为 6、8、10 和 12 m^3/min ; 压裂液黏度为 5、10、30 和 100 $\text{mPa} \cdot \text{s}$; 支撑剂密度为 1.8×10^3 、 2.2×10^3 、 2.6×10^3 、 3.0×10^3 和 $3.2 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$; 支撑剂粒径为 75、150、300、450 和 600 μm ; 以现场作业参数为依据, 选取常用压裂施工参数为可变参数进行分析.

2.1 施工排量影响

选取排量为 6、8、10 和 12 m^3/min 进行施工, 对应裂缝内支撑剂体积分数分布和支撑效果如图 2, 其中, 图 2(b) 是以 6 m^3/min 排量为例, 展示裂缝内支撑剂的分布, 8、10 和 12 m^3/min 排量下的结果请扫描论文末页二维码查看补充材料图 S1.

由图 2(a) 和图 S1 可以看出, 随着排量增加, 受应力干扰, 中间裂缝的穿透能力增强, 呈“凸”字形, 且随着排量增大, 缝中注入液体体积增多, 缝长增加, 扩大了改造区域. 另外, 施工排量增

大, 缝内携砂液流速增大, 支撑剂受到液体流速的影响, 重力对沉降的影响降低, 因此, 在较大的施工排量下, 支撑剂能够被携砂液运送至较远区域, 使其在缝中分布更加均匀。

图 2(b) 为不同排量对应裂缝的支撑效果。由图 2(b) 可知, 随着施工排量增加, 有效支撑面积增加, 排量增大 1 倍时, 有效支撑比例增大 6.7%。结合图 2 和图 S1 可知, 采用大排量施工时, 支撑剂容易进入裂缝端部, 并没有在裂缝端部小缝宽区域产生高体积分数砂带; 而在低排量情况下, 裂缝端

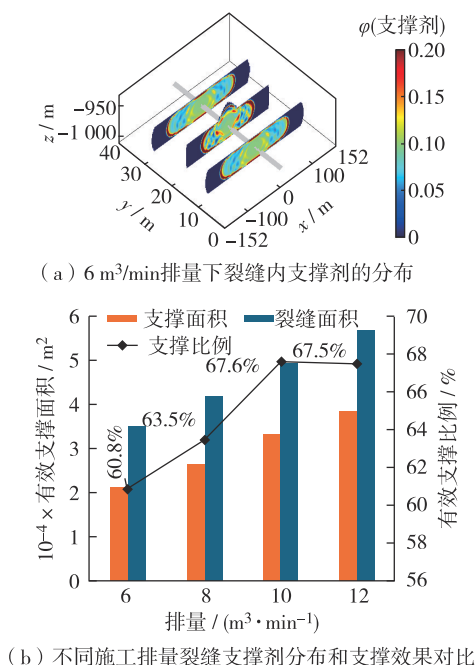


图 2 施工排量对缝内支撑剂分布的影响

Fig. 2 The influence of construction displacement on the distribution of proppant cracks. (a) Distribution of fractured sand concentration under displacements of 6 m³/min. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of crack support effects at different construction discharge rates. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

部缝宽较小区域产生高体积分数砂带, 阻碍了后续携砂液深入裂缝端部, 导致裂缝尖端部分缺乏有效支撑, 其中, 有效支撑比降低。

2.2 液体黏度

水力压裂作业时, 液体黏度对裂缝扩展过程具有重要影响, 不同黏度压裂液携砂性能差距较大, 液体黏度越大, 其携砂能力越强, 缝内携砂液体动力学稳定。本研究施工液体黏度选取 5、10、30 和 100 mPa·s。

图 3 为不同黏度压裂液形成裂缝支撑剂的分布 (由于版面限制, 此处以黏度为 5 mPa·s 为例, 展示裂缝内支撑剂的分布, 黏度为 10、30 和 100 mPa·s 的分布结果请扫描论文末页二维码查看补充材料图 S2) 和对应裂缝支撑效果。图 3(a) 中支撑剂在裂缝底部聚集沉降, 使得该区域支撑剂体积分数较高, 随着压裂液黏度增大, 支撑剂受高黏度流体的携带作用, 所受浮力远大于自身的重力, 支撑剂更容易悬浮在液体中, 使其在裂缝内分布更为均匀 (图 S2)。

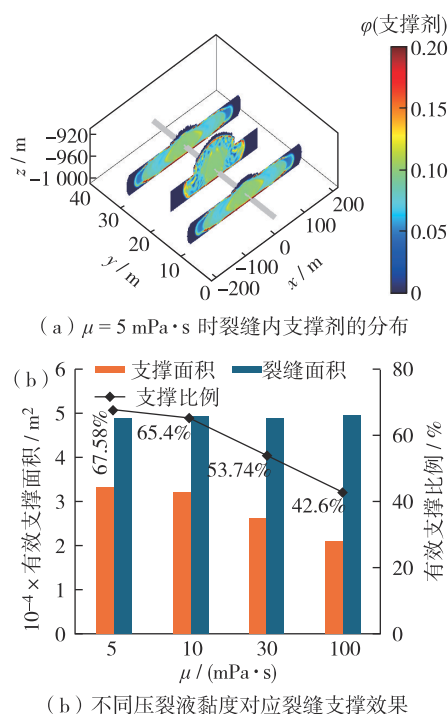


图 3 压裂液黏度对裂缝内支撑剂分布的影响

Fig. 3 The influence of fracturing fluid viscosity on the distribution of proppant in fractures. (a) Distributions of fractured sand concentration corresponding to different fracturing fluid viscosities with $\mu = 5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different fracturing fluid viscosities. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

图 3(b) 为不同压裂液黏度对裂缝的支撑效果。低黏度情况下, 在裂缝端部小缝宽区域也会有支撑剂并形成有效支撑, 有效支撑比例较高; 而高黏度情况下, 支撑剂不容易进入裂缝端部, 使裂缝端部小缝宽区域缺乏支撑, 有效支撑面积减小。由于裂缝在上隔层扩展面积较大, 高黏度液体形成了大面积无效支撑区域, 导致对应的有效支撑比例较低。

此外, 低黏度液体携砂过程中, 支撑剂发生沉降, 在沉降沙堤与上部流体间存在过渡层, 在过渡层内有支撑剂发生滚动流动, 而这种现象在高黏度液体中几乎不会出现。

2.3 支撑剂粒径

由Stokes公式^[15]可知, 液体黏度、支撑剂粒径和支撑剂密度均会影响沉降时间, 其中, 支撑剂粒径对沉降时间的敏感性最高。

$$v_{\text{settle}}^p = \frac{2a^2(\rho_p - \rho_f)g}{9\mu} \quad (12)$$

其中, v_{settle}^p 为缝内支撑剂沉降速度, 单位: m/s; ρ_p 为支撑剂密度, 单位: kg/m³; ρ_f 为流体密度, 单位: kg/m³;

选取常见的5种支撑剂粒径(600、450、300、150和75 μm), 研究不同粒径对支撑剂分布的影响和支撑效果(图4)。其中, 图4(a)以粒径为600 μm为例, 展示支撑剂在裂缝内的分布, 粒径为450、300、150和75 μm时的分布情况请扫描论文末页二维码查看补充材料图S3。

支撑剂粒径越小, 缝内携砂液体动力学越稳定, 小粒径支撑剂受低黏度滑溜水的携带作用影响不易发生沉降, 因此支撑剂在裂缝内分布更为均匀。图4(a)中, 支撑剂仅分布在近井地带半径约70 m范围内, 且在圆周边界上有高浓度砂带沉积; 图S3中, 随着支撑剂粒径变小裂缝底部虽有明显支撑剂沉降聚集, 但缝内支撑剂分布更均匀。因此, 采用小粒径支撑剂可以增大有效支撑面积, 提高支撑效果。

图8为不同粒径支撑剂对应裂缝支撑效果及支撑面积。粒径为75 μm的支撑剂形成的裂缝支撑面积远远高粒径为600 μm的支撑剂, 且有效支撑比例为600 μm支撑剂的3倍。小粒径支撑剂可进入裂缝端部小缝宽区域, 提高裂缝支撑面积并形成有效支撑; 而大尺寸支撑剂不容易进入裂缝端部, 容易造成裂缝端部小缝宽区域缺乏支撑, 降低压裂效果。

2.4 支撑剂密度

支撑剂密度越低, 缝内携砂液体动力学越稳定, 低密度支撑剂受低黏度滑溜水的携带作用影响不易发生沉降, 因此在近井地带半径约70 m范围内支撑剂体积分数较高, 可达到15%。以支撑剂密度为1.8 × 10³ kg/m³为例, 展示密度对支撑剂在裂缝中分布的影响, 如图5(a), 支撑剂仅分布在近井

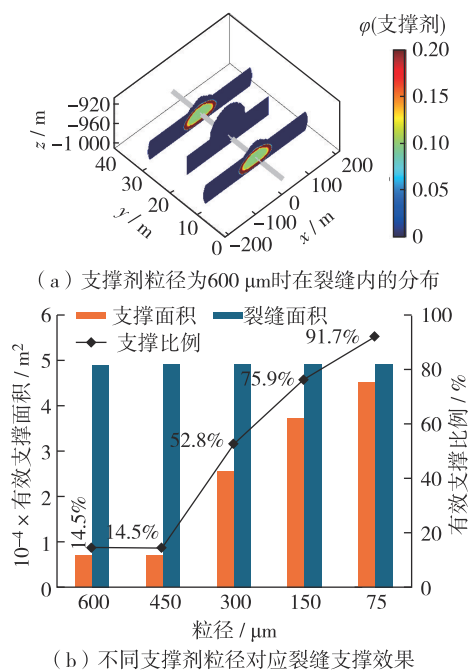


图4 支撑剂粒径对其在裂缝内分布的影响

Fig. 4 The influence of proppant particle size on the distribution of proppant in cracks. (a) Distribution of fractured sand concentration corresponding to different proppant particle sizes with 600 μm. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different proppant ratios. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

地带半径约70 m范围内, 且在圆周边界有较多支撑剂沉积。采用低密度支撑剂时, 裂缝底部有明显支撑剂堆积, 缝内支撑剂分布不均匀。支撑剂密度分别为2.6 × 10³ kg/m³和3.2 × 10³ kg/m³时对应的分别裂缝内支撑剂分布请扫描论文末页二维码查看补充材料图S4。对比图S4模拟结果可知, 随着支撑剂密度增加, 有效支撑面积和支撑比例变化不明显。由于各簇裂缝内携砂液流量较大, 且流速较高, 因此支撑剂随携砂液流动时的沉降作用差别不明显, 故采用不同密度支撑剂时, 支撑剂的分布形态都较为接近。相比两端裂缝, 中间簇裂缝内流速较小, 可以看出当支撑剂密度较高时更容易在近井区域发生沉降, 而低密度时支撑剂主要在裂缝前端聚集。

此外, 低黏度滑溜水压裂液携带高密度支撑剂流经井筒水平段时, 在重力作用下高密度支撑剂容易克服流体携带的升力, 从而沉降在直井段与水平段的弯管处或水平段内堵塞炮眼。

图 5(b)为不同密度支撑剂对应裂缝的支撑效果. 不同密度支撑剂产生的裂缝其支撑面积和支撑比例差异较小, 说明目前高排量为 $10 \text{ m}^3/\text{min}$ 时压裂作业情况下, 支撑剂密度对支撑面积的影响不大, 因此改变支撑剂密度对提高裂缝的支撑效果无效.

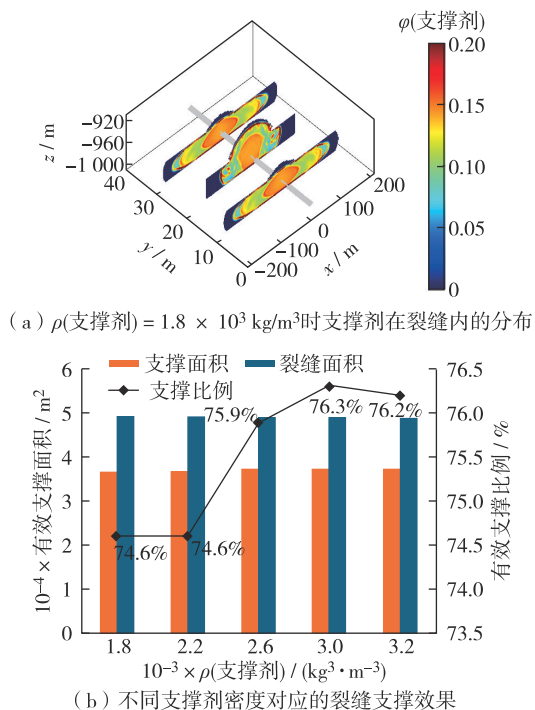


图 5 支撑剂密度对其在裂缝内分布的影响

Fig. 5 The influence of proppant particle density on the distribution of proppant in cracks. (a) Concentration distribution of fractured sand corresponding to different proppant densities with $1.8 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different proppant densities. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

2.5 加砂方式

加砂方式主要包含阶梯加砂、段塞加砂、阶梯慢提加砂、阶梯快提加砂和恒浓度加砂等, 实际作业中通常采用段塞式注入和阶梯式连续加砂. 本研究对比常见加砂方式下的支撑剂分布规律, 各情况下支撑剂用量保持一定, 阶梯加砂的结果如图 6. 不同加砂方式对应支撑剂分布情况请扫描论文末页二维码查看补充材料图 S5.

对比图 6(a)和图 S5 可发现, 段塞式加砂对应裂缝内支撑剂分布较不连续, 间歇性注入会导致裂缝内支撑剂出现间隔性堆积, 砂堆间的间隔距离与

段塞的间隔时间有关. 近井地带裂缝由于支撑剂在停泵后被携砂液运送至远井地区, 出现支撑不足的现象, 支撑效果较差. 采用阶梯式连续注入支撑剂时, 开始注入阶段与后期注入阶段支撑剂浓度差别较大, 初始浓度低而后期浓度高, 可以有效避免注入初期大量支撑剂在裂缝前端堆积而后期停泵导致近井缺少支撑的问题, 进而提高裂缝的支撑效果.

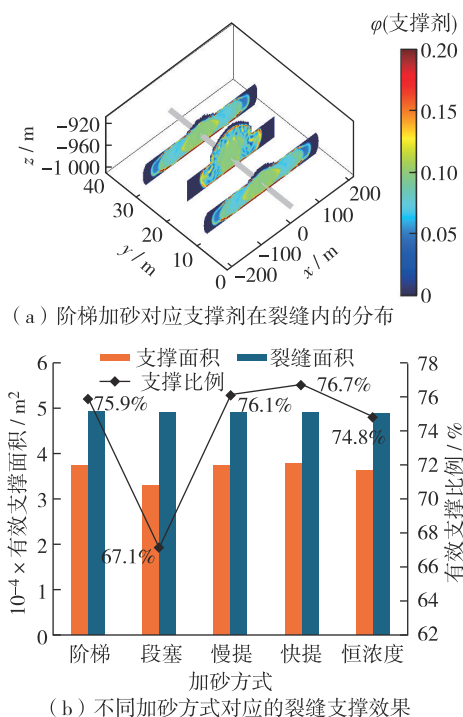


图 6 阶段加砂法对应的裂缝内支撑剂的分布和支撑效果

Fig. 6 (a) Step-by-step sand addition correspond to the fractured sand concentration distribution. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different sand addition methods. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

停泵后由于存在续流作用, 采用阶梯式加砂时, 井筒附近区域支撑剂浓度较低, 但裂缝内其他区域支撑剂体积分数沿缝长逐渐减小. 依据油气层渗流力学圆形地层中油气径向流动特点可以推断裂缝内流体由地层流向井筒的过程中, 其主要摩阻产生于井筒附近区域, 因此可以通过提高近井区域裂缝支撑效果度进而降低近井区域油气流动阻力. 而采用阶梯式连续加砂时, 裂缝近井区域的支撑剂体积分数较高而远井地区浓度较低符合渗流理论, 从而减小流动损失, 提高开采效果.

图 6(b)为不同加砂方式下裂缝的有效支撑比例及有效支撑面积. 对比模拟结果可以发现, 不同加

砂方式所形成的裂缝有效支撑比例与有效支撑面积相差较小,且在模拟时间内,段塞加砂与阶梯连续加砂两种加砂方式均未造成缝内砂堵。

若出现砂堵问题,连续加砂方式下更容易在近井区域出现砂堵,段塞加砂下更容易在裂缝远端出现砂堵,因此出现缝内砂堵后,段塞式加砂方式更容易提高缝内支撑面积。若不存在缝内砂堵,连续加砂时支撑剂为连续性分布,符合近井浓度高、远井浓度小的楔形分布,压裂效果更好。

2.6 单段簇数

单段簇数越多,缝间距越小,缝间应力干扰作用越强,可能导致中间裂缝出现不开启、不进液和缺乏支撑的问题。本研究设置排量为 $12 \text{ m}^3/\text{min}$, 45 m 段长下每段分别设 3、4、5 和 6 簇。

由于版面限制,仅以 3 簇为例展示对应裂缝宽度分布,如图 7(a),4、5 和 6 簇对应列宽分布结果请扫描论文末页二维码查看补充材料图 S6。由图 7(a)和图 S6 可见,在裂缝簇数越多、簇间距越小的情况下,缝间应力干扰作用越强,中间裂缝由于受

到两侧裂缝的挤压作用,缝宽比两侧更小,但裂缝面积总体增大。簇数越多,中间部分裂缝受应力干扰作用越强,缝长方向上的扩展受到抑制,平均缝高随着裂缝间距的缩小而增大。若裂缝距离进一步缩小,则可能会产生“花瓣形”和“八字形”等错综复杂裂缝形态。

图 7(b)为不同簇数对裂缝的支撑效果。由图 7(b)可见,随着簇数增加,裂缝宽度在缝长方向上减小迅速,支撑剂难以深入裂缝远端,运移距离变短,支撑面积减小,当簇数由 3 增至 6 时有效支撑比例降低 12.7%;在单段 4、5 和 6 簇裂缝条件下,裂缝前部会形成砂带,最高体积分数可达 50% 以上。

2.7 单簇孔数

单簇射孔孔数对井底施工压力有极大影响,同时也影响着裂缝进液与支撑剂运移。在 3 簇裂缝条件下,分别设置单簇孔数为 6、8、10、12 和 16,分析不同孔数对裂缝扩展形态的影响。图 8(a)为单簇孔数为 6 时对应裂缝砂浓度分布(其余孔数对应

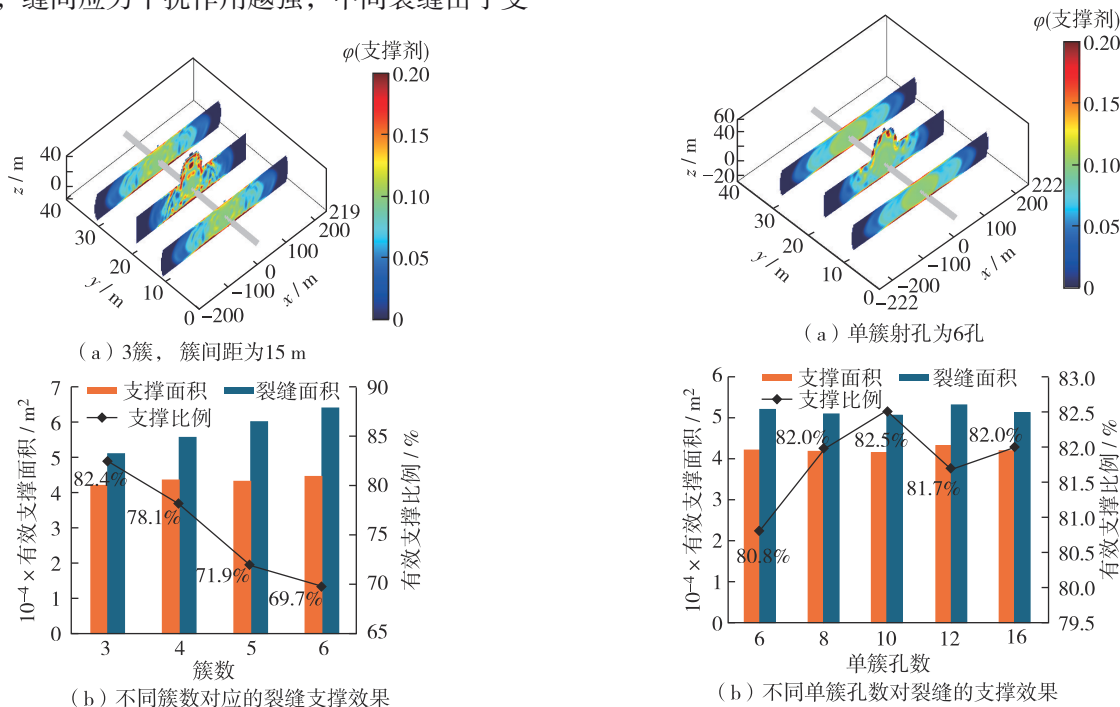


图7 簇数对裂缝内支撑剂分布的影响

Fig. 7 The influence of cluster number on the distribution of proppant in cracks. (a) 3 clusters with a cluster spacing of 15 m correspond to the distribution of crack widths. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different cluster numbers. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

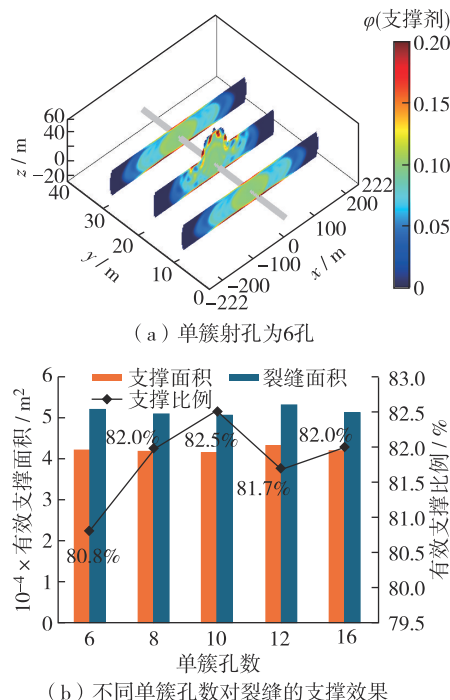


图8 单簇孔数对裂缝内支撑剂的分布的影响

Fig. 8 The influence of the number of single cluster pores on the distribution of proppant in cracks. (a) 6 holes in single cluster pore correspond to the fractured sand concentration distribution. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different number of holes. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

结果请扫描论文末页二维码查看补充材料图 S7), 由图 8 和图 S7 可见, 孔数对裂缝扩展形态影响不大, 但对缝内支撑剂运移和浓度分布有影响。

图 8(b) 为不同单簇孔数裂缝支撑效果。由图 8(b) 可见, 当射孔数从 6 增至 16 时, 有效支撑比例提高了 1.2%, 且近井地带浓度增大, 沉降更明显。总体来说, 单簇孔数对裂缝扩展、支撑剂运移影响不大。若是段内地应力存在非均质现象, 则要考虑限流压裂。

2.8 砂比

选用恒定浓度加砂分析不同砂比 ($V(\text{支撑剂}):V(\text{压裂液})$) 下缝内支撑剂运移铺置情况。为便于分析其影响规律, 地应力差设置较大, 裂缝不穿层。图 9(a) 是砂比为 4% 时对应裂缝内支撑剂的分布 (由于版面限制, 砂比为 6%、8%、10% 和 12% 时对应的裂缝内支撑剂分布请扫描论文末页二维码查看补充材料图 S8), 由图 9(a) 和图 S8 可见, 裂缝宽度云图呈椭圆形分布, 砂比的变化对裂缝形态影响较小。

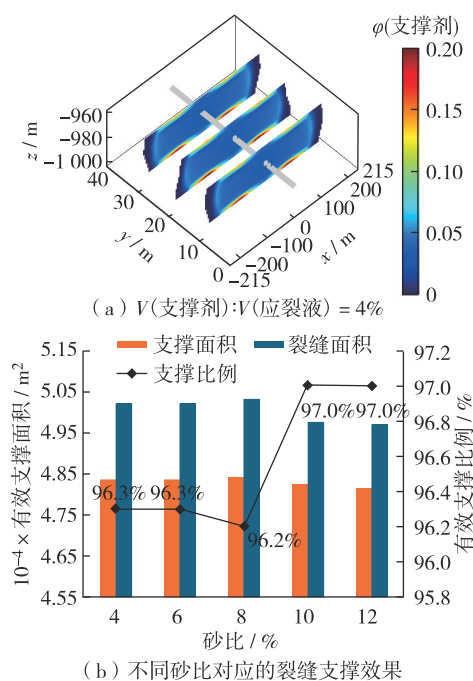


图 9 砂比对裂缝内支撑剂分布的影响

Fig. 9 The influence of the sand ratios on the distribution of proppant in cracks. (a) 4% sand ratios correspond to fractured sand concentration distribution. The colormap indicates the proppant concentration. (b) Comparison of fracture support effects with different sand ratios. The orange bar is the value of propped-area, the cyan bar is the value of fracture area, and the dot-line is propped-ratio.

图 9(b) 为不同砂比对应裂缝支撑效果。如图 9(b) 所示, 施工过程中砂比由 4% 提高到 12%, 支撑比例略微提高, 这是由于大量的支撑剂运移到裂缝端部小缝宽区域发生聚集成团, 造成砂堵风险, 使得高体积分数支撑剂无法进一步运移到裂缝远端; 当砂比高于 10% 时, 在裂缝端部容易形成高浓度砂带, 出现砂堵, 阻碍裂缝进一步扩展, 因此施工过程中采用 10% 以下的平均砂比更优。

3 结 论

支撑剂容易在裂缝宽度急剧减小的凹陷位置积聚沉积。

1) 支撑剂随携砂液的运动距离受到多裂缝内宽度分布控制, 支撑剂容易在裂缝宽度急剧减小的凹陷位置积聚沉积。

2) 受缝间应力影响, 排量、液体黏度和簇间距增大时, 中间裂缝受到挤压, 其穿透能力增强, 裂缝面积较大。

3) 缝宽沿缝长方向呈楔形分布, 段塞加砂方式易在裂缝前部小缝宽区域聚集, 形成高浓度砂带, 导致支撑比例降低约 15%; 而阶梯加砂方式支撑剂在缝内呈楔形分布, 近井支撑效果好。

4) 采用低黏度滑溜水进行压裂, 簇间距 10 ~ 15 m (3 簇), 当排量大于 $12 \text{ m}^3/\text{min}$ 时, 裂缝更易发生穿层, 采用低密度支撑剂组合注入 (第 1 级支撑剂为粒径为 $75 \mu\text{m}$ 、支撑剂和压裂液体积比为 6% ~ 8%; 第 2 级支撑剂粒径为 $150 \mu\text{m}$ 、支撑剂和压裂液体积比为 8% ~ 10%) 裂缝支撑效果最佳。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (52074332); 中国石油西南油气田公司科研资助项目 (20230302-11)

作者简介: 李力 (lili01@petrochina.com.cn), 中国石油西南油气田公司工程技术研究院工程师。研究方向: 储层改造研究。

引 文: 李力, 曾冀, 陈伟华, 等. 多簇压裂裂缝竞争扩展与支撑剂铺置数值模拟[J]. 深圳大学学报理工版, 2025, 42(2): 183-191.

参考文献 / References:

- [1] 胡东风, 魏志红, 李宇平, 等. 四川盆地东南部地区复杂构造带深层页岩气勘探进展与突破[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 35-44.
- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LI Yuping, et al. Deep shale gas exploration in complex structure belt of the southeastern Sichuan Basin: progress and breakthrough

- [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 35-44. (in Chinese)
- [2] 张矿生, 张同伍, 吴顺林, 等. 不同粒径组合支撑剂在裂缝中运移规律模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(6): 72-77.
- ZHANG Kuangsheng, ZHANG Tongwu, WU Shunlin, et al. Simulation of proppant transport in fracture with different combinations of particle size [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 72-77. (in Chinese)
- [3] SCHOLS R S, VISSER W. Proppant bank buildup in a vertical fracture without fluid loss [C]// SPE European Spring Meeting. Richardson, USA: OnePetro, 1974: SPE-4834-MS.
- [4] HUANG Hai, BABADAGLI T, LI Huazhou, et al. A visual experimental study on proppants transport in rough vertical fractures [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2020, 134: 104446.
- [5] ALOTAIBI M, MISKIMINS J. Power law correlation for slickwater proppant dune height [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. Richardson, USA: OnePetro, 2019: SPE-194309-MS.
- [6] 田雨. 组合裂缝中支撑剂运移铺置规律研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2018.
- TIAN Yu. Study on the migration and placement of proppant in combined fractures [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2018. (in Chinese)
- [7] ZHANG Guodong, LI Mingzhong, GUTIERREZ M. Simulation of the transport and placement of multi-sized proppant in hydraulic fractures using a coupled CFD-DEM approach [J]. Advanced Powder Technology, 2017, 28(7): 1704-1718.
- [8] CHEN Ming, GUO Tiankui, ZOU Yushi, et al. Numerical simulation of proppant transport coupled with multi-planar-3D hydraulic fracture propagation for multi-cluster fracturing [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2022, 55(2): 565-590.
- [9] 陈铭. 水平井分段多簇压裂多裂缝竞争扩展数值模拟研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- CHEN Ming. Numerical simulation of multi-fracture competitive growth in multi-stage and multicluster fracturing of a horizontal well [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2020. (in Chinese)
- [10] SHOU K J. A higher order three-dimensional displacement discontinuity method with application to bonded half-space problems [D]. Minneapolis: University of Minnesota, 1993.
- [11] CRUMP J B, CONWAY M W. Effects of perforation-entry friction on bottomhole treating analysis [J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40(8): 1041-1048.
- [12] 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.
- [13] DONTSOV E V, PEIRCE A P. A non-singular integral equation formulation to analyse multiscale behaviour in semi-infinite hydraulic fractures [J]. Journal of Fluid Mechanics, 2015, 781: R1.
- [14] 杨鹏, 张士诚, 邹雨时, 等. 井平台多井压裂裂缝扩展、支撑剂运移规律与参数优化[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(5): 1065-1073.
- YANG Peng, ZHANG Shicheng, ZOU Yushi, et al. Fracture propagation, proppant transport and parameter optimization of multi-well pad fracturing treatment [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(5): 1065-1073. (in Chinese)
- [15] VALKÓ P, ECONOMIDES M J. Hydraulic fracture mechanics [M]. Chichester: Wiley, 1995.

【中文责编: 晨兮; 英文责编: 天澜】



补充材料