

# 基于施工参数的临界出砂速率预测模型

陈志强<sup>1</sup>, 王海波<sup>1</sup>, 李凤霞<sup>1</sup>, 李远照<sup>2</sup>, 张驰<sup>2</sup>, 周彤<sup>1</sup>

1. 中国石化石油勘探开发研究院 北京 102206  
2. 中国石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 重庆 408014

通讯作者: Email: chen zhiqiang. syky@ sinopec. com

项目支持: 中国石化石油勘探开发研究院优青项目“页岩气井支撑剂回流机理与主动防治工艺研究”(YK-2022-35-3); 中国石化股份有限公司科技部项目“含气藏差异化压裂技术研究”(P20065-3); 中国石化股份有限公司科技部项目“大牛地山西组未动用储量区高效压裂关键技术”(P19019-7)

引用: 陈志强, 王海波, 李凤霞, 等. 基于施工参数的临界出砂速率预测模型[J]. 油气井测试, 2022, 31(3): 1-8.

Cite: CHEN Zhiqiang, WANG Haibo, LI Fengxia, et al. Prediction model of critical sand production rate based on fracturing operation parameters [J]. Well Testing, 2022, 31(3): 1-8.

**摘要** 水力压裂气井出砂防治仅针对生产制度控砂以及地面设备除砂, 无法预测不同压裂工艺对于出砂程度的影响。压裂防砂设计从SM模型出发, 将压裂施工参数与临界出砂速率建立联系, 形成基于压裂施工参数的临界出砂速率预测模型, 分析了压裂液黏度、泵注排量、砂液比、支撑剂密度、支撑剂粒径对于临界出砂速率的影响。结果表明: 适当提高泵注排量, 增加压裂液黏度, 选择合适的砂液比能够有效提高临界出砂速率, 防止支撑剂失稳回流。涪陵页岩气田焦石坝区块4口水平井现场应用, 压后支撑剂回流现象得到明显改善, 产气量得到有效提升, 平均单井出砂量比前期两口井减小了80.5%。该模型可指导现场压裂方案优选, 将防砂治砂前移到压裂设计阶段, 从源头上减少出砂风险。

**关键词** SM模型; 压裂参数优化; 临界出砂速率; 支撑剂; 页岩气; 支撑剂回流; 砂液比; 防砂

**中图分类号**: TE357      **文献标识码**: A      **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.03.001

## Prediction model of critical sand production rate based on fracturing operation parameters

CHEN Zhiqiang<sup>1</sup>, WANG Haibo<sup>1</sup>, LI Fengxia<sup>1</sup>, LI Yuanzhao<sup>2</sup>, ZHANG Chi<sup>2</sup>, ZHOU Tong<sup>1</sup>

1. Sinopec Exploration & Production Research Institute, Beijing 102206, China  
2. Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration & Development Co., Ltd., Chongqing 408014, China

**Abstract:** Sand control of hydraulic fracturing gas wells is realized only by virtue of production system and surface equipment, but the impacts of different fracturing processes on the degree of sand production cannot be predicted. In this paper, based on the SM model, the fracturing operation parameters were correlated with the critical sand production rate to form a prediction model of critical sand production rate based on fracturing operation parameters. The effects of fracturing fluid viscosity, pump displacement, sand-liquid ratio, proppant density and proppant particle size on the critical sand production rate were analyzed. The results show that properly increasing the pump displacement, enhancing the viscosity of fracturing fluid and selecting appropriate sand-liquid ratio can effectively improve the critical sand production rate and prevent the proppant influx. The field application in four horizontal wells in Jiaoshiba block, Fuling shale gas field, revealed that the post-frac proppant influx was controlled effectively, the gas production was enhanced effectively, and the average sand production per well was 80.5% lower than two wells fractured previously. The model can guide the optimization of site fracturing scheme and allows sand control to be considered at the fracturing design stage, so as to reduce the risk of sand production from the very beginning.

**Keywords:** SM model; optimization of fracturing parameters; critical sand production rate; proppant; shale gas; proppant reflux; sand-liquid ratio; sand control

页岩气、致密气等非常规气井开发通常采用大型水平井分段压裂技术, 支撑剂在裂缝中的有效支撑是储层改造取得成功的关键<sup>[1-3]</sup>。随着压裂工艺的不断发展, 施工规模逐渐增加, “密切割、大液量、

强加砂”成为低渗、超低渗储层有效改造的主流工艺, 同时也伴随着排液和气井生产过程中出现的支撑剂回流(出砂)现象<sup>[4-6]</sup>。排液阶段的支撑剂回流导致支撑缝长、缝宽减少, 降低了人工裂缝的导流

能力。生产阶段回流的支撑剂如果沉降在井筒,可能掩埋射孔孔眼甚至井筒;如果被携带到地面则会侵蚀油嘴、阀门等设备。这些都严重影响了压后气井的产量,增加不必要的施工作业费用。截至2020年4月,涪陵页岩气田累积出砂井45口,其中9口采用控制气井产量和安装除砂器进行防治,过度的控产限制了气井产能释放,因出砂影响气量为32万方/天。

水力压裂气井出砂防治是一项系统工程,贯穿于气井生产的整个生命周期,需要压裂设计防砂、生产制度控砂、地面设备除砂综合考虑,否则就可能陷入“头痛医头、脚痛医脚”的困境。目前国内外相关研究大多只针对生产制度控砂以及地面设备除砂,通过减小生产压差,以牺牲产量为代价降低出砂程度,或者增加地面除砂设备,以高成本来削弱出砂的影响,对于压裂设计防砂相关报道较少也缺乏相应的理论模型,因此在工程上进行压裂设计时难以针对出砂风险进行评估,阻碍了方案优化与压裂材料优选,无法从源头上防止支撑剂回流。

支撑剂回流机理研究可以追溯到上世纪70年代,Hall等<sup>[7]</sup>认为流体作用力导致的井筒附近砂拱失稳是油气井是否出砂的关键,液体流速越快,砂拱保持稳定的能力越弱。Stimlab协会<sup>[8]</sup>基于实验结果总结了经验公式,提出支撑剂稳定区的概念,分析了支撑缝宽、颗粒尺寸、闭合应力等对于支撑剂临界回流速率的影响。Andrew等<sup>[9]</sup>在Stimlab经验模型的基础上建立了PFW模型,该模型提出闭合应力的持续增加不一定有利于控制支撑剂回流,当闭合应力超过支撑剂强度极限后,支撑剂会发生破碎,进而更容易发生回流。Javier. M等<sup>[10]</sup>基于经验模型和理论分析提出了半解析模型,认为支撑剂失稳回流过程在物理上可分为两个阶段,填充层结构失稳(支撑剂充填层因流体冲刷作用而导致整体结构失稳)与松散颗粒回流(流体携带失稳后松散的支撑剂颗粒发生运移)。随着测试设备与计算机技术的日益发展,有学者从颗粒尺度考虑出砂过程涉及的流固耦合机理以及砂拱失稳机制。刘先珊等<sup>[11]</sup>采用离散单元法有效模拟了出砂过程中的渗流及流-固耦合效应,发现相同条件下流量越大,颗粒间平行黏结破坏越多,颗粒转动越大,失去黏结约束的颗粒也越多,出砂量就越大,为出砂量预测及出砂控制提供新的研究思路。陈志强等<sup>[12]</sup>采用离散单元法与格子 Boltzmann 方法耦合模拟出砂过

程,更加准确捕捉流固耦合作用,分析了颗粒胶结强度对于出砂过程的影响。宁伏龙等<sup>[13]</sup>介绍了离散单元法在水合物开采储层出砂问题中的应用,给出了构建水合物出砂模型的核心要素。

上述研究对于确定临界生产压差(速率)、明晰支撑剂失稳回流机理提供了重要的依据与方法,但都没有将压裂施工参数(排量、砂液比、压裂液黏度)与支撑剂回流临界速率建立联系,无法预测不同压裂工艺对于出砂程度的影响。因此分析支撑剂失稳回流主控因素,建立基于压裂施工参数的临界出砂速率预测模型,可指导现场压裂方案优选,进而将防砂治砂前移到压裂设计阶段,从源头上减少出砂风险。

## 1 模型建立

Semi-Mechanistic 模型由 Javier M 等提出,给出了临界出砂速率与缝宽、支撑剂尺寸、闭合应力、液体黏度之间的关系,相比于其他经验模型(Stimlab模型、PFW模型),该模型与室内实验以及现场数据吻合更好,同时能够考虑闭合压力对于支撑剂破碎的影响,因此将基于 SM 模型建立压裂施工参数与临界出砂速率关系。

### 1.1 Semi-Mechanistic 模型(SM 模型)

SM 模型将支撑剂失稳回流过程在物理上分为两个阶段<sup>[14]</sup>(图1),支撑剂充填层因流体冲刷作用而导致整体结构失稳(填充层结构失稳)以及流体携带失稳后松散的支撑剂颗粒发生运移(松散颗粒回流)。根据支撑剂失稳回流物理机制,将支撑剂充填层能够抵御的压降梯度(流速)分为两个部分:(1)闭合压力和缝宽(即裂缝作用)所抵御的压降梯度,此部分用以保持充填层的整体稳定;(2)由颗粒和流体特性(重力、黏滞作用等)引起的压降梯度,此部分用以阻碍松散颗粒运移。

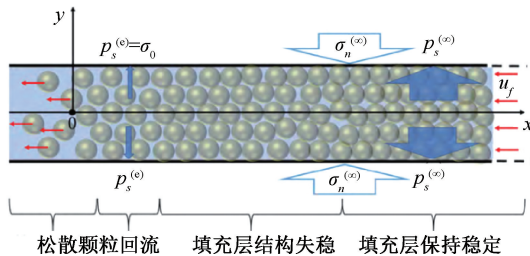


图1 支撑剂失稳回流示意图

Fig.1 Schematic diagram of proppant reflux

SM 模型将以上两个压力降进行求和,得到支撑剂充填层能够保持稳定的临界压力梯度  $F_{sta}$ , 其

数学表达式为

$$F_{sta} = W_T \exp \left[ -0.5 \left( \frac{\ln(p) - a'}{S_T} \right)^2 \right] + F_{FV} \quad (1)$$

其中  $W_T = 1\,422.5 \exp(-1.048\,3W_r)$

$$S_T = 0.000\,03S_{MAX} + 0.223\,68$$

$$F_{FV} = 1.365 \times 10^7 \frac{\mu_f v_f}{K_f}$$

式中:  $W_T$  为无量纲缝宽比(缝宽与支撑剂直径比值);  $S_T$  为支撑剂名义屈服强度, MPa;  $F_{FV}$  为失稳后松散的支撑剂颗粒发生流化对应的压力降, MPa;  $p$  为闭合压力, MPa;  $a'$  为常数, 取 7.7172;  $S_{MAX}$  为填充层渗透率减小为无应力状态下的 15% 所对应的闭合应力, MPa;  $K_f$  为填充层渗透率,  $m^2$ ;  $\mu_f$  为流体黏度,  $Pa \cdot s$ ;  $v_f$  为流化速率,  $m/s$ 。

SM 模型中给出的流化速率计算过程较复杂, 涉及参数众多, 采用流化速率的近似解, 当颗粒雷诺数  $Re_p$  较小时 ( $Re_p < 20$ ), Ergun 公式中的黏性力占主导, 惯性力项可以忽略, 得到流化速率为

$$v_f = \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_f) g}{1\,650\mu} \quad (2)$$

式中:  $d_p$  为支撑剂颗粒直径,  $m$ ;  $\rho_p$ 、 $\rho_f$  为支撑剂颗粒密度与液体密度,  $kg/m^3$ 。

当颗粒雷诺数  $Re_p$  较大时 ( $Re_p > 1\,000$ ), Ergun 公式中的惯性力占主导, 黏性力项可以忽略, 得到流化速率为

$$v_f^2 = \frac{d_p (\rho_p - \rho_f) g}{24.5\rho_f} \quad (3)$$

得到流化速率后, 可计算松散颗粒运移需要的压裂降  $F_{FV}$ 。最终对应的临界出砂速率通过公式 (1) 与达西定律联合求解得到。

## 1.2 支撑剂失稳回流主控因素分析

根据 SM 模型可以对支撑剂失稳回流主控因素进行分析。图 2 显示了裂缝缝宽与支撑剂粒径对于临界出砂速率的影响, 其中图 2a 中支撑剂直径 0.64 mm 密度 3 200  $kg/m^3$ , 流体动力黏度 1.0  $mPa \cdot s$ , 密度 1 000  $kg/m^3$ , 改变缝宽观察不同闭合压力下临界出砂速率的变化; 图 2b 中缝宽 1.28 mm, 支撑剂密度 3 200  $kg/m^3$ , 流体动力黏度 1.0  $mPa \cdot s$ , 密度 1 000  $kg/m^3$ , 改变支撑剂粒径观察不同闭合压力下临界出砂速率的变化。发现缝宽的影响需要与支撑剂粒径综合考量, 缝宽比(缝宽与支撑剂直径比值)增大将直接导致充填层稳定性能的减弱, 且当缝宽比大于 6 时, 充填层抵御流体拖曳作用的能力

将变的非常弱, 很小的流速或者压降梯度就能引起颗粒发生回流。缝宽对于临界出砂速率的影响主要体现在夹持作用下支撑剂填充结构整体失稳部分, 因此闭合压力越大, 缝宽对于临界出砂速率的影响越明显。

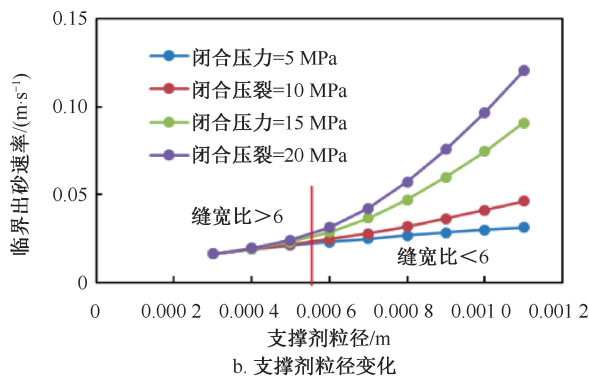
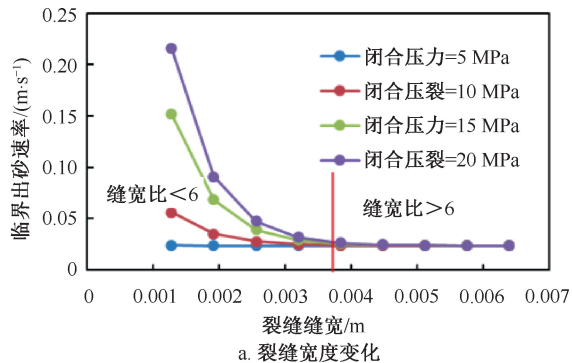


图 2 缝宽对于临界出砂速率的影响  
Fig. 2 Effect of fracture width on critical sand production rate

图 3 显示了不同缝宽比下, 闭合压力对于临界出砂速率的影响, 由于两侧壁面对于支撑剂颗粒的夹持与挤压作用, 随着闭合压力的增加, 颗粒间最大静摩擦力增加, 临界流速逐渐增大, 当闭合压力超过支撑剂的抗压强度时, 支撑剂发生破碎, 临界出砂流速降低, 因此临界出砂速率随着闭合压力的增加整体呈现先增加后减少的趋势。

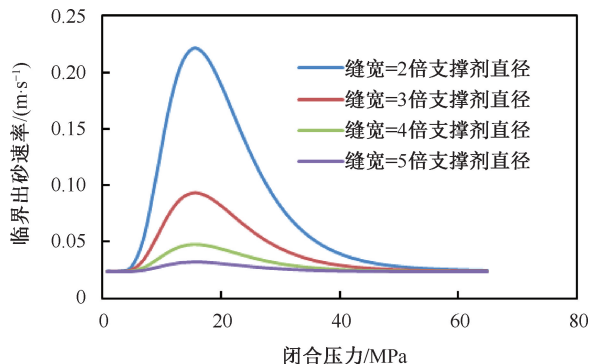
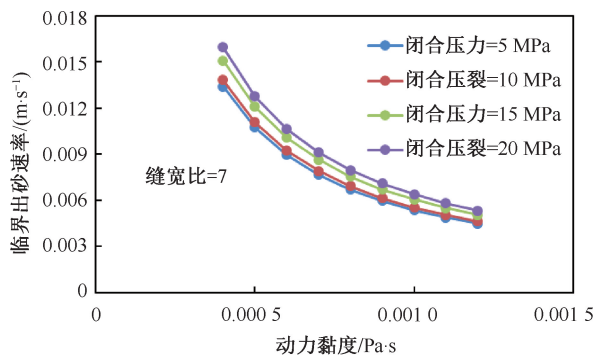


图 3 闭合压力对于临界出砂速率的影响  
Fig. 3 Effect of closing pressure on critical sand production rate

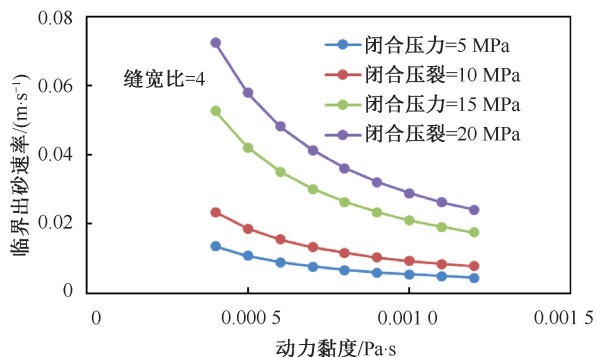


当缝宽比大于5时,填充层结构稳定性较差,抵御流体拖曳作用的能力大幅降低,此时对应的临界出砂速率整体较低,闭合应力对于临界出砂速率的影响可以忽略不计。

流体黏度对于支撑剂填充层临界出砂速率的影响如图4所示。图4a对应的缝宽比为7,图4b对应的缝宽比为4,整体上流体黏度越大,对应的临界出砂速率越小,且缝宽比较小时(图4b),闭合应力越大,流体黏度的影响越明显。流体黏度对于填充层结构失稳以及松散颗粒回流都有影响,在填充层结构失稳阶段,由达西定律可知,流体黏度越低,产生相同压力降需要的临界流速越大;在松散颗粒回流阶段,流体黏度越低,产生相同拖曳力,需要的临界流速越大;因此整体而言,流体黏度越小,对应的临界出砂速率越大,且闭合压力越大,黏度的影响越明显,但随着缝宽比增加(缝宽比=7),填充层开始失稳,闭合压力的影响逐渐减弱,可以忽略不计。



a. 缝宽比为7



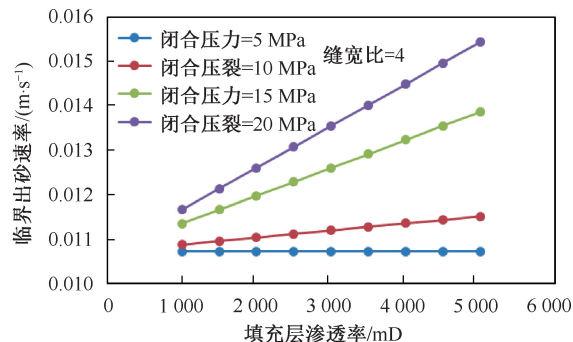
b. 缝宽比为4

图4 流体黏度对于临界出砂速率的影响

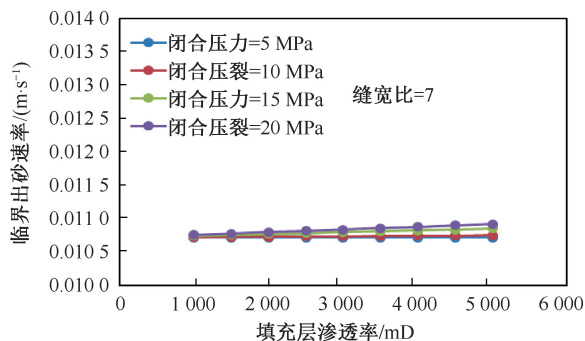
Fig.4 Effect of fluid viscosity on critical sand production rate

填充层渗透率对于临界出砂速率的影响主要体现在填充层结构失稳部分(图5),由达西定律可知,渗透率越大,产生相同压力降所需要的流速越大,最终对应的临界出砂流速也越高,但随着缝宽

比增加(缝宽比=7),填充层开始失稳,渗透率影响逐渐较小。



a. 缝宽比为4



b. 缝宽比为7

图5 填充层渗透率对于临界出砂速率的影响

Fig.5 Effect of filling layer permeability on critical sand production rate

综上所述,支撑剂失稳回流过程在物理上可分为两个阶段,填充层结构失稳以及松散颗粒回流,基于该物理机制建立的SM模型可以有效预测不同因素对于临界出砂速率的影响,通过参数敏感性分析得到缝宽比(缝宽与支撑剂直径比值)与闭合应力为出砂主控因素,其次为流体黏度与填充层渗透率。

### 1.3 基于施工参数的临界出砂速率预测模型

压裂中改变施工排量、携砂液黏度以及支撑剂密度能有效调整支撑剂的沉降速度以及运移距离,从而改善支撑剂的铺置形态,减小出砂风险,但目前理论模型都未将压裂施工参数与临界出砂速率建立联系,阻碍了压裂方案的对比与优化。因此,基于SM模型建立考虑施工参数的临界出砂速率预测方法,可指导压裂设计,从源头上防止支撑剂回流。

支撑剂在裂缝中的铺置模式呈现“先沉降后运移”的特点,即支撑剂首先在裂缝入口处发生沉降,形成砂堤,随着沉降量增加,砂堤高度逐渐增大,压裂液在裂缝中的过流面积减小、流速增加,此时压

裂液将携带砂堤上部支撑剂向远处运移,当压裂液流速达到某一临界值后(平衡流速),颗粒沉降量与压裂液携带运移量达到平衡,此时砂堤高度不再增加,该高度称为平衡砂堤高度。

压裂完成后支撑剂将以平衡高度在裂缝中铺置,同时在闭合压力作用下支撑剂被逐渐挤压,填充层厚度逐渐减小,高度增加,假设支撑剂可以填满整个裂缝高度,通过支撑剂体积守恒可以得到闭合压力下裂缝的填充宽度(图6)。

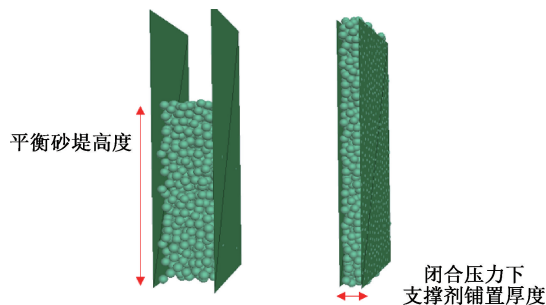


图6 支撑剂挤压闭合过程示意图

Fig. 6 Proppant extrusion and closure process

压裂施工参数决定平衡砂堤高度,通过平衡砂堤高度可以计算闭合应力下支撑剂有效填充宽度,将该缝宽代入 SM 模型(公式(1)),可得到压裂参数对于临界出砂速率的影响。

确定砂堤高度的关键是确定平衡流速( $V_{DC}$ ),根据 Thomas 经验公式<sup>[15]</sup>,非牛顿流体修正雷诺数( $N_{Re}$ )为

$$N_{Re} = \frac{d\rho_1 \sqrt{gd_p \left( \frac{\rho_p}{\rho_1} - 1 \right)}}{\mu} \quad (4)$$

平衡流速( $V_{DC}$ )为

$$\frac{V_{DC}}{\sqrt{gd_p \left( \frac{\rho_p}{\rho_1} - 1 \right)}} = 1.85C^{0.1536} (1 - C)^{0.3456} \times \left( \frac{d_p}{d} \right)^{-0.378} N_{Re}^{0.09} \quad (5)$$

式中: $\mu$  为流体黏度,  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $\rho_1$  为液体密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\rho_p$  为支撑剂密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $d$  为水平井筒直径,  $\text{m}$ ;  $d_p$  为支撑剂粒径,  $\text{m}$ ;  $C$  为砂液比;  $N_{Re}$  为非牛顿流体修正雷诺数;  $g$  为重力加速度,  $\text{m}/\text{s}^2$ 。根据经验公式(4)(5),可以得到采用不同粒径的支撑剂、不同压裂液类型和排量,对应的平衡流速  $V_{DC}$ 。

根据平衡流速,结合后期模拟的缝宽、缝高,可推导出平衡条件下砂堤高度( $H_{DC}$ )

$$H_{DC} = h_0 - Q/(w \times V_{DC}) \quad (6)$$

$$w_{DC} = \frac{w \times H_{DC}}{h_0} \quad (7)$$

式中: $h_0$  为压裂软件模拟的缝高,  $\text{m}$ ;  $Q$  为压裂液排量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;  $w$  为缝宽,  $\text{m}$ 。  $w_{DC}$  为支撑缝宽,  $\text{m}$ 。  $w_{DC}$  代入 SM 模型(公式(1))可得不同压裂参数下对应的临界出砂速率。

## 2 影响因素分析

对影响临界出砂速率的不同施工参数进行分析,可为优化压裂方案、支撑剂、压裂液材料优选提供指导。

### 2.1 压裂液黏度的影响

压裂液黏度对于临界出砂速率的影响如图7所示,闭合压力分别为 5 MPa、10 MPa、15 MPa、20 MPa。结果显示,随着压裂液黏度的增加,临界出砂速率逐渐提高,且闭合应力越大,压裂液黏度的影响越明显。主要原因为高黏压裂液可使支撑剂运移性更好,压裂液黏度越高,支撑剂铺置长度越长,相同砂量、缝宽、缝高条件下,支撑剂平衡高度越低,支撑剂有效支撑厚度越窄,对应的临界出砂流速也越大,越不容易出砂<sup>[16-20]</sup>。任岚等<sup>[21]</sup>采用计算流体力学模拟液得到类似结论,采用高黏度压裂液更容易将支撑剂铺置到裂缝远端,对应的支撑剂平衡高度也越低。

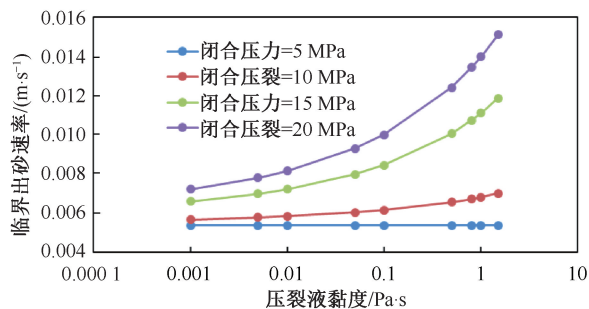


图7 压裂液黏度对于临界出砂速率影响

Fig. 7 Effect of fracturing fluid viscosity on critical sand production rate

为了验证当前模型的有效性,选取涪陵页岩气田焦石坝区块四口水平井进行现场应用,四口水平井地质参数、水平段长度基本相当,处于同一平台,可比性较强。其中焦页 A-1HF、焦页 A-2HF 井压裂液以低黏滑溜水为主,黏度为 3  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ,压后平均单井出砂量为 81.7  $\text{m}^3$ 。焦页 A-3HF、焦页 A-4HF 根据本模型研究成果,对压裂液黏度进行优化提高到 8~12  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ,压后支撑剂回流现象得到明显改善,

平均单井出砂量为  $16 \text{ m}^3$ , 相比于前期两口井减小了 80.5%, 同时产气量也得到一定程度的提升, 说明了当前模型的可靠性, 可以用来进一步探究不同压裂参数对于支撑剂回流的影响。

## 2.2 泵注排量的影响

选取 10 个不同的施工排量 ( $5 \sim 20 \text{ m}^3/\text{min}$ ) 研究其对于临界出砂速率的影响, 如图 8 所示, 增加施工排量有助于提高临界出砂速率, 压裂后形成的支撑剂填充结构也更不容易发生回流, 且闭合压力越高, 泵注排量对于临界出砂速率的影响越明显。因为随着施工排量的增加, 压裂液流速增大, 达到平衡流速 ( $V_{\text{DC}}$ ) 对应的砂堤平衡高度越低, 因此支撑剂铺置得越远、有效支撑厚度越窄, 对应的临界出砂流速也越大, 越不容易出砂。

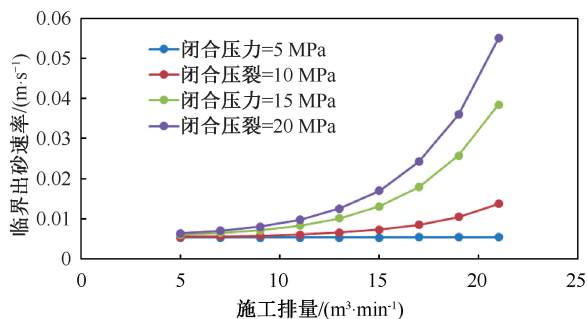


图 8 施工排量对于临界出砂速率影响

Fig. 8 Effect of pump displacement on critical sand production rate

## 2.3 砂液比的影响

图 9 分析了不同砂液比对于支撑剂临界出砂速率的影响。结果显示砂液比越大, 对应的临界出砂速率越小, 压裂完成后填充结构越容易出砂。由于砂液比越大, 支撑剂越容易发生沉降, 达到临界流速对应的砂堤平衡高度越高, 相同条件下, 支撑剂铺置得越近, 有效支撑厚度越宽, 结构稳定性越差, 对应的临界出砂流速越小, 因此更容易出砂。

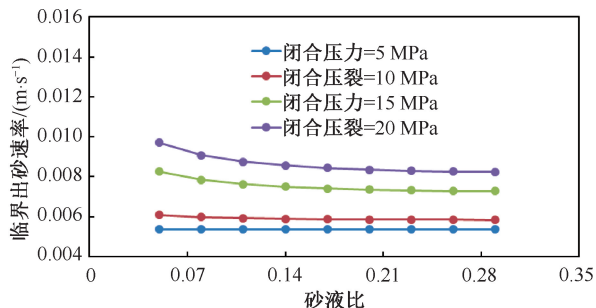


图 9 砂液比对于临界出砂速率影响

Fig. 9 Effect of liquid-sand ratio on critical sand production rate

图 9 中斜率相较图 7、图 8 更为平缓, 因此砂液比对于临界出砂速率影响的敏感性小于压裂液黏度与施工排量。

## 2.4 支撑剂密度的影响

支撑剂密度对于临界出砂速率的影响如图 10。相较于其他参数, 支撑剂密度的影响更为复杂, 呈现非单调变化, 高闭合应力下, 低密度支撑剂对应的临界出砂速率较高, 更不易发生回流, 但随着支撑剂密度的增大, 临界出砂速率呈现先降低后升高的趋势。原因在于支撑剂密度对于临界出砂速率的影响主要取决于两个因素: (1) 支撑剂颗粒密度越小, 沉降速度越慢, 被输送的距离越远, 有效支撑缝长越长, 最终对应的支撑缝宽越窄, 填充结构越不容易发生失稳, 不易出砂, 因此在填充层结构失稳阶段, 支撑剂密度越小, 临界出砂流速越大; (2) 在松散颗粒回流阶段, 支撑剂颗粒密度越小, 失稳后松散的颗粒越容易被输运, 因此对应的临界出砂流速越小。

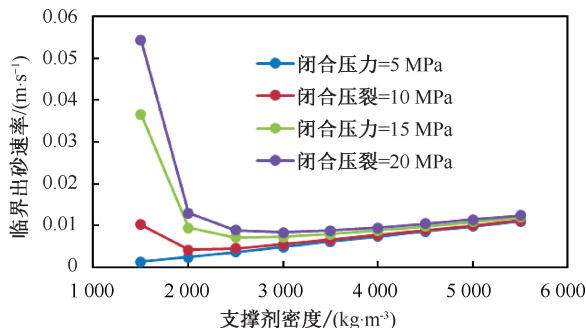


图 10 支撑剂密度对于临界出砂速率影响

Fig. 10 Effect of proppant density on critical sand production rate

当闭合压力较小时 (5 MPa), 裂缝面的夹持作用可以忽略不计, 支撑剂填充结构稳定性差, 因素 (2) 占优, 失稳回流主要是流体黏滞力大于颗粒重力导致的疏散颗粒运移, 颗粒密度越大, 越不容易被液体携带, 对应的临界出砂流速也越大, 因此呈现单调关系; 当闭合压力增加后 (20 MPa), 支撑剂密度较低时, 因素 (1) 占优, 低密度支撑剂由于被携带的距离远, 对应的有效填充缝变窄, 填充层结构稳定性大幅增加, 对应的临界出砂速率较高; 随着颗粒密度的增加, 因素 (2) 发挥作用, 高密度颗粒导致较高的携带流速, 最终呈现非单调变化趋势。因此低密度支撑剂具有沉降速度慢、有效支撑缝隙长等特性, 能够有效地减小出砂风险。

## 2.5 支撑剂粒径的影响

支撑剂粒径对于临界出砂速率的影响如图 11。



高闭合应力下,小颗粒支撑剂对应的临界出砂速率较高,更不易发生回流,但随着支撑剂尺寸的增大,临界出砂速率呈现先降低后升高的趋势。同样,支撑剂粒径对于临界出砂速率的影响也体现在两个方面:(1)填充层结构失稳阶段:支撑剂颗粒越小,被输送的距离越远,对应的支撑缝宽越窄,填充结构越不容易发生失稳,不易出砂;(2)松散颗粒回流阶段:支撑剂颗粒越小,失稳后松散的颗粒越容易被输运,容易出砂。

当闭合压力较小时(5 MPa),填充结构松散,因素(2)占优,出砂主要是流体黏滞力大于颗粒重力导致的疏散颗粒运移,因此颗粒尺寸越大,越不容易被液体携带,对应的临界出砂速率也越大,呈现单调关系。当闭合压力增加后(20 MPa),因素(1)发生作用,较窄的填充裂缝在高闭合应力下稳定性强,不容易发生失稳,对应的临界出砂速率提高,因此整体上支撑剂粒径对于临界出砂速率的影响呈现非单调变化。

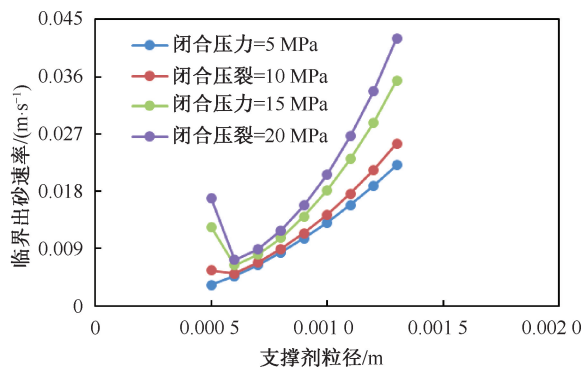


图 11 支撑剂粒径对于临界出砂速率影响

Fig. 11 Effect of proppant particle size on critical sand production rate

### 3 结论

(1) 支撑剂失稳回流过程在物理上可分为填充层结构失稳以及松散颗粒回流。基于该物理机制建立的 SM 模型可以有效预测不同因素对于临界出砂速率的影响,通过参数敏感性分析得到缝宽比与闭合应力为出砂主控因素,其次为流体黏度与填充层渗透率。

(2) 针对支撑剂在裂缝中的铺置模式,基于 SM 模型建立考虑施工参数的临界出砂速率预测方法,分析了不同施工参数对临界出砂速率的影响,对于优化压裂方案,支撑剂、压裂液材料优选具有指导意义。

(3) 低密度支撑剂相比于常规支撑剂在裂缝中

整体铺置效果更好,分布更均匀,对应的临界出砂速率高,因此更不容易出砂,同时适当地提高泵注排量,增加压裂液黏度,选择合适的砂液比能够有效提高临界出砂速率,进而从源头上防止支撑剂回流。

致谢:感谢中国石化股份有限公司科技部项目(P20065-3)、(P19019-7)对本研究的支持。

### 参考文献

- [1] 蒋廷学,卞晓冰,左罗,等. 非常规油气藏体积压裂全生命周期地质工程一体化技术[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 297-304.  
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, ZUO Luo, et al. Whole lifecycle geology-engineering integration of volumetric fracturing technology in unconventional reservoir [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 297-304.
- [2] 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.
- [3] 曾波,王星皓,黄浩勇,等. 川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 77-84.  
ZENG Bo, WANG Xinghao, HUANG Haoyong, et al. Key technology of volume fracturing for deep shale gas horizontal wells in South Sichuan [J]. Petroleum Drilling Technology, 2020, 48(5): 77-84.
- [4] 徐国伟,邹国庆,朱绕云. 库车凹陷博孜超深凝析气藏加砂压裂技术[J]. 油气井测试, 2020, 29(6): 50-54.  
XU Guowei, ZOU Guoqing, ZHU Raoyun. Sand fracturing technology for Bozi ultra deep condensate gas reservoir in Kuqa depression [J]. Well Testing, 2020, 29(6): 50-54.
- [5] 李小益. 涪陵页岩气井出砂机理研究及合理工作制度确定[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(11): 153-154.  
LI Xiaoyi. Study on sand production mechanism and determination of reasonable working system of fuling shale gas well [J]. China Petroleum and Chemical Industry Standards and Quality, 2020, 40(11): 153-154.
- [6] 任斌,刘国良,张冕,等. 苏里格气田加纤维压裂技术的应用研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(1): 121-128.  
REN Bin, LIU Guoliang, ZHANG Mian, et al. Application of fiber fracturing technology in Sulige gas field [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science), 2014, 36(1): 121-128.
- [7] HALL C D, HARRISBERGER W H. Stability of sand arches:

- a key to sand control[J]. Journal of Petroleum Technology, 1970, 22(7):821-829.
- [8] Stimlab Consortium Reports, 1962-2002.
- [9] ANWDREWS J S, KJORHOLT H. Rock mechanical principles help predict proppant flowback from hydraulic fractures, SPE 47382.
- [10] JAVIER M, CANON, DIEGO J, et al. Avoiding proppant flowback in tight-gas completions with improved fracture design. SPE 84310.
- [11] 刘先珊, 许明. 基于三维流-固耦合模型的油井出砂细观机制研究[J]. 岩土力学, 2013, 34(8): 2363-2370.  
LIU Xianshan, XU Ming. Study on meso mechanism of oil well sand production based on three-dimensional fluid solid coupling model [J]. Geotechnical Mechanics, 2013, 34 (8): 2363-2370.
- [12] CHEN Zhiqiang, XIE Chiyu, CHEN Yu, et al. Bonding strength effects in hydro-mechanical coupling transport in granular porous media by pore-scale modeling. Computation, 2016, 4(1): 4- 15.
- [13] 宁伏龙, 窦晓峰, 孙嘉鑫, 等. 水合物开采储层出砂数值模拟研究进展[J]. 石油科学通报, 2020, 5(2): 182-203.  
NING Fulong, DOU Xiaofeng, SUN Jiaxin, et al. Research Progress on Numerical Simulation of reservoir sand production in hydrate mining [J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5 (2): 182-203.
- [14] DIMITRY C, LUDMILA B, LULDASHEVA A, et al. Proppant flowback: can we mitigate the risk? SPE 199748 MS
- [15] 岳泉. 页岩气支撑剂铺置影响因素探讨[J]. 石化技术, 2019, 26(12): 206-207.  
YUE Quan. Discussion on influencing factors of shale gas proppant placement [J]. Petrochemical Technology, 2019, 26 (12): 206-207.
- [16] 张林强. 支撑剂在滑溜水中沉降规律探讨[J]. 当代化工, 2017, 46(4): 711-714.  
ZHANG Linqiang Discussion on the settlement law of proppant in slippery water [J]. Contemporary Chemical Industry, 2017, 46 (4): 711-714.
- [17] 杜涛, 姚奕明, 蒋廷学, 等. 可逆交联聚合物压裂液流变及悬砂性能研究[J]. 应用化工, 2015, 44(10): 1788-1790.
- DU Tao, YAO Yiming, JIANG Tingxue, et al. Study on rheology and suspended sand properties of reversible crosslinked polymer fracturing fluid [J]. Applied Chemical Industry, 2015, 44 (10): 1788-1790.
- [18] 温庆志, 李杨, 徐希, 等. 水力压裂单缝中常用压裂液携砂性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 123-126.  
WEN Qingzhi, LI Yang, XU Xi, et al. Evaluation of sand carrying performance of common fracturing fluids in hydraulic fracturing single fracture [J]. Oil and Gas Geology and Recovery, 2015, 22 (4): 123-126.
- [19] 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, 2012, 19(6): 104-107.  
WEN Qingzhi, ZHAI Hengli, LUO Mingliang, et al. Experimental study on settlement and migration law of fracturing proppant in shale gas reservoir [J]. Oil and Gas Geology and Recovery, 2012, 19 (6): 104-107.
- [20] 王雷, 张士诚. 支撑剂回流及其在裂缝内分布影响因素研究[J]. 新疆石油天然气, 2012, 8(2): 60-68.  
WANG Lei, ZHANG Shicheng. Study on Influencing Factors of proppant reflux and its distribution in fractures [J]. Xinjiang Petroleum and Natural Gas, 2012, 8 (2): 60-68.
- [21] 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 low density proppant placement in complex fractures [J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2021, 40(6): 52-61.

编辑 方志慧

第一作者简介: 陈志强, 男, 1991年出生, 博士, 工程师, 2020年毕业于清华大学动力工程及工程热物理专业, 现主要从事储层改造、微观渗流模拟、流固耦合模拟等工作。电话: 010-56608043, 18810909103, Email: chenzhiqiang.syky@sinopec.com。通信地址: 北京市昌平区沙河镇中石化科学研究中心, 邮政编码: 102206。