文章编号:1674-2869(2024)01-0072-07

水力压裂过程中射孔冲蚀效应的数值模拟研究

袁传澳,聂嘉龙,龙恭博*,丁后龙,张巍瀚,王萌飞,彭梓毅,王星智
武汉工程大学机电工程学院,湖北 武汉 430205

摘 要:针对水力压裂过程中射孔冲蚀效应使得射孔簇处射孔数目难以确定的问题,使用FrackOptima全三维水力压裂软件和前期研究建立的射孔冲蚀模型建立算例。通过边界元进行网格离散,使用时间步长算法进行流固耦合数值模拟,定量研究射孔冲蚀效应对裂缝最终形态、压裂液流量分布、射孔摩阻、射孔直径、流量系数、井底压力这6个压裂结果参数的影响规律。研究结果表明:传统非限流压裂过程中射孔摩阻的值和射孔冲蚀导致的摩阻瞬时动态变化较小,因此可以忽略射孔冲蚀效应;而在使用同时多簇限流压裂方法开发非常规油气的过程中,射孔摩阻的值较大且射孔冲蚀导致的摩阻瞬时动态变化较明显,所以必须考虑射孔冲蚀效应。在算例参数条件下,选取8孔/簇可以获得较合适的射孔摩阻,从而较好地平衡应力阴影效应,获得较均匀的多条裂缝发育;同时,确保井底压力在实际压裂安全范围内。

关键词:水力压裂;应力阴影效应;射孔冲蚀;射孔簇;数值模拟
中图分类号:TE357.1 **文献标志码**:A **DOI**:10.19843/j.cnki.CN42-1779/TQ.202308005

Numerical simulation of perforation erosion effects during hydrualic fracturing treatment

YUAN Chuanao, NIE Jialong, LONG Gongbo, DING Houlong, ZHANG Weihan, WANG Mengfei, PENG Ziyi, WANG Xingzhi*
School of Mechanical and Electrical Engineering, Wuhan Institute of Technology, Wuhan 430205, China

Abstract: To solve the problem that it is hard to determine perforation numbers at clusters due to the perforation erosion effects during hydraulic fracturing treatment, we set up numerical examples with a fully-three-dimensional simulator FrackOptima and a perforation erosion model established in a previous study. We investigated the effects of perforation erosion on six resulting parameters of fracturing treatment by using the boundary element method for discretization and the time-step algorithm for numerical simulation of coupled mechanics of solid and fluid. The six resulting parameters are configurations of final fractures, fracturing-fluid distribution, perforation pressure drop, perforation diameter, discharge coefficient, and downhole pressure. The results demonstrate that the effects of perforation erosion are negligible during conventional non-limited-entry treatment because both the value of perforation pressure drop and its instant change induced by perforation erosion are small, while they can not be neglected in simultaneous multi-fracture limited-entry treatment for development of unconventional reservoirs because the value of perforation pressure drop is large and its instant change induced by perforation erosion is significant. An eight-perforation per cluster produces appropriate perforation pressure drop to mitigate stress shadow effects, leading to a relatively uniform propagation of multiple fractures and ensuring downhole pressures in safe range for practical fracturing.

Keywords: hydraulic fracturing; stress shadow; perforation erosion; perforation cluster; numerical simulation

收稿日期:2023-08-11
基金项目:湖北省自然科学基金(2019CFB103);湖北省教育厅重点项目(D20201505)
作者简介:袁传澳,硕士研究生。Email:chuanao133@163.com
***通信作者**:龙恭博,博士,副教授。Email:longgongbo@163.com
引文格式:袁传澳,聂嘉龙,龙恭博,等. 水力压裂过程中射孔冲蚀效应的数值模拟研究[J]. 武汉工程大学学报,2024,46(1):72-78.

同时多簇压裂能够有效、经济地开发我国储量巨大的非常规油气资源，从而缓解我国日益增长的油气供需矛盾。因此，成为了开发非常规油气的核心技术之一[1-3]。其工作原理如图 1 所示。图 1 中 p_s 是地面施工压力；p_h 是静液柱压力；p_μ 是井筒摩擦压力损失；p_c 是裂缝闭合压力；p_r 是射孔摩阻；p_f 是压裂液瞬时压力；p_{dh} 是井底压力；Q 是流入井内的压裂液的总体积流量；q_1、q_2 和 q_3 是压裂液分别通过 3 个射孔簇的体积流量，理想情况下，$q_1 = q_2 = q_3$。携带支撑剂的压裂液流经射孔簇时，理想情况下，在各簇均匀分布流量，使得水力裂缝在这些射孔簇处同时起裂，并较为均匀地发育，从而形成有效水力裂缝，便于在后续生产阶段从各簇较为均匀地产出油气[3]。

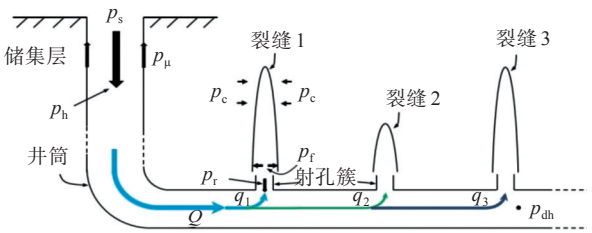

图 1　同时多簇压裂工作原理示意图

Fig. 1　Schematic diagram of simultaneous multi-fracture limited-entry fracturing treatment

但是，当多条裂缝同时发育时，每条裂缝都会造成自身周围应力场的变动，并将产生的额外压应力施加给其余裂缝，这便是应力阴影效应[3-4]。生产测井数据[4-6]表明：应力阴影效应会使约占射孔簇总数 20% 的少数射孔簇成为优先射孔簇。从该处起裂的裂缝受到的闭合压力小于在其余大部分射孔簇处起裂的裂缝所受的闭合压力。因此，大多数压裂液会经过优先射孔簇流入这一小部分裂缝中，使其优先发育。以致在生产阶段，80% 左右的油气总产量来自优先射孔簇，同时有约 30% 的射孔簇处不会产生任何油气，达不到“在各射孔簇较均匀地产出油气”的目标。

应力阴影效应对压裂结果的消极影响可以通过限流压裂方法得到有效改善[5-7]。其基本原理是通过减少射孔的数目及直径，提高图 1 中的射孔摩阻 p_r，平衡应力阴影效应，使得各条裂缝较均匀地发育[8-10]。所以，本文讨论的压裂方法是同时使用“限流”和“同时多簇”的压裂方法，即“同时多簇限流”压裂。

另一方面，在压裂过程中，大量支撑剂随着压裂液高速冲击射孔边缘，较大程度改变射孔的几何尺寸及形状[4, 8, 11]。这一物理现象称为“射孔冲蚀”。该过程如图 2 所示。

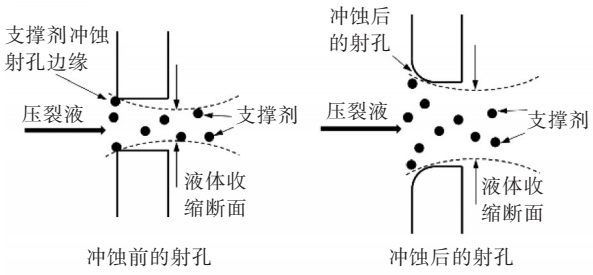

图 2　射孔冲蚀示意图

Fig. 2　Schematic view of perforation erosion

研究表明，射孔冲蚀会削弱限流压裂对应力阴影效应的改善作用，使得压裂达不到“多条裂缝均匀发育”的目的[8-10]。这种对压裂结果的消极影响也被称为射孔冲蚀效应。所以，如何选取合适的射孔数目克服应力阴影效应和射孔冲蚀效应，获得较理想的压裂结果是非常规油气研究中值得研究的问题。因此，本文使用前期建立的射孔冲蚀数值模型和全三维水力压裂软件 FrackOptima，定量研究射孔冲蚀效应下射孔数目对压裂结果的影响，为实际复杂工况条件下的同时多簇限流压裂优化设计提供理论依据。

1　射孔冲蚀数值模型

在压裂过程中，因为压裂由直径较大的井筒截面进入直径很小的射孔截面，会产生“伯努利式”的压力损失，所以采用伯努利方程来计算射孔摩阻 p_r[6-8]：

$$\begin{cases} p_{ri} = \left(\dfrac{8\rho}{\pi^2 C_{di}^2 D_i^4 {n_i}^2} \right) q_i^2 \\ Q = \sum_{i=1}^{m} q_i \end{cases} \tag{1}$$

式（1）中：q_i 是通过第 i 个射孔簇的压裂液体积流量；Q 是压裂液总体积流量；ρ 是压裂液密度；n_i 是第 i 个射孔簇处的射孔数目；C_{di} 是第 i 个射孔簇的流量系数，它代表射孔入口处的几何形状（图 2）对射孔摩阻的影响[11]；D_i 是第 i 个射孔簇的射孔直径；p_{ri} 是第 i 个射孔簇处的射孔摩阻；m 是射孔簇总数。所有物理量的单位均为国际单位制单位。式（1）中，在计算射孔摩阻 p_r 的众多物理量里，流量系数 C_d 和射孔直径 D 都会因为支撑剂对射孔的冲蚀作用而不断地同时变大，很难做到精确控制[11]。

Crump 等[4]的实验研究表明冲蚀过程由 2 个阶段构成：（1）冲蚀开始后，C_d 立刻快速变大，导致射孔摩阻 p_r 迅速下降。同时，D 也在缓慢地增大，但是 C_d 的快速增大占主导地位；（2）当 C_d 增大到某一特定常数 C_d^{max}（通常在 0.9 左右）后，就保持不变，而 D 继续缓慢地增大。

为了量化C_d和D的同时增大，相关研究[5-10]建立了许多传统射孔冲蚀模型。根据建模理论基础的不同，可将它们分为两类。第一类模型假设射孔直径D在冲蚀过程中为已知量[5]或常数[6]。由于这一假设不符合“在冲蚀过程中D是一个不断增大的未知量”的物理事实，因此文献[7-8]提出了更接近物理事实的“两阶段”理论假设作为第二类模型的建模理论基础：冲蚀第一阶段中，C_d增大而D保持不变；当C_d增大到某一常数C_d^{max}后进入第二阶段。在该阶段中C_d保持不变，D开始增大。以该“两阶段”理论为建模基础，文献[9-10]进一步扩展了第二类模型，考虑了前置液阶段压裂液黏度、压裂液流量的变化率等因素对冲蚀过程的影响。然而，本文的前期研究文献[11]表明：上述C_d和D交替增大的理论假设是不合理的。

上述传统模型的主要缺点是因为建模理论基础回避了C_d和D在冲蚀过程中同时增大的物理事实，较大幅度地简化了对射孔冲蚀过程的量化表征。针对这一问题，本文的前期研究建立了能够量化表征C_d和D同时增大的模型[11]：

$$\frac{\mathrm{d}D}{\mathrm{d}t}=\alpha C v^2 \tag{2}$$

$$\frac{\mathrm{d}C_d}{\mathrm{d}t}=\beta C v^2\left(1-\frac{C_d}{C_d^{max}}\right) \tag{3}$$

式中，最大流量系数C_d^{max}是一个取值0.6到0.95之间的常数；$(1-C_d/C_d^{max})$这一项是非线性拟合方法中的饱和函数项，用来量化表征冲蚀过程中C_d增大到C_d^{max}便保持不变的变化特征。C和v分别是支撑剂浓度和压裂液流速。因此，Cv^2代表了支撑剂的动能。该模型认为：C_d和D的冲蚀变化率与支撑剂的动能Cv^2成正比。这和相关冲蚀实验结果相符。正比例系数α和β是2个相互独立的实验参数，它们的值可以通过文献[11]中的拟合方法确定。

该模型能够对C_d和D的同时增大进行计算，因此能够对射孔冲蚀的动态过程进行较精细的量化表征[12]。由于其物理意义比传统模型更明确（冲蚀率和支撑剂动能成正比），在数学表达上更简洁，一旦确定了α和β的值，可以很方便地使用该模型定量研究射孔冲蚀效应。目前，国内外众多科研机构和大型石油公司都选择该模型对限流压裂[12]、酸化压裂[13]、桥塞射孔联作压裂[14]、超临界CO_2压裂[15]等多种不同类型压裂过程中的射孔冲蚀效应进行量化表征。

2 射孔冲蚀效应的数值模拟计算

2.1 FrackOptima压裂软件简介

采用课题组和华裔学者徐冠水教授课题组联合研发的压裂软件FrackOptima，建立相关算例进行数值模拟计算。该软件已在壳牌、中国石油勘探开发研究院等国内外大型石油公司得到了实际应用[11, 16-17]。该软件的具体技术细节、相关方程见文献[17]。

另一方面，图1所示的压裂过程中各部分压力满足下列方程[7]：

$$p_{dh}=p_s+p_h-p_\mu-p_r \tag{4}$$

该方程也是FrackOptima的核心方程之一。本文将式(1)~式(3)代入式(4)中的p_r即可计算冲蚀导致的C_d和D的同时增大对压裂其余各部分压力的影响，进而计算压裂液流量分布等压裂参数随之产生的变化。

2.2 算例参数

根据实际工况[5-7]，设置如表1和表2所示的算例基本参数。

表1 算例基本参数取值

Tab. 1 Basic parameters of numerical examples

储集层物性参数			
杨氏模量 / GPa	泊松比	韧性 / ($MPa\cdot m^{0.5}$)	滤失系数 / ($m/s^{0.5}$)
35	0.25	1.5	5×10^{-5}
射孔物性参数			
直径 / mm	初始C_d	C_d^{max}	每簇孔数
10	0.6	0.9	12
流体物性参数			
黏度 / (Pa·s)		密度 / (kg/m^3)	
0.1		1 010	
支撑剂物性参数			
直径 / mm		密度 / (kg/m^3)	
0.4		2 600	
井筒物性参数			
直径 / mm	粗糙度	网格尺寸 / m	
150	0	10（水平）×5（垂直）	

表2 压裂液泵送时间

Tab. 2 Pumping schedule of fracturing fluid

流量 / (m^3/s)	持续时间 / min	支撑剂浓度 / (kg/m^3)
0.16	20	0
0.16	10	64.10
0.16	10	131.58
0.16	10	202.70
0.16	10	277.78
0.16	10	357.14
0.16	10	441.18
0.16	10	530.30
0.16	10	625.00

算例研究的水平井同时多簇压裂基本结构如图 3 所示。其中 40 m 厚的储集层被束缚在 2 层 400 m 厚的应力屏障层中。竖直实线代表储集层和屏障层的地应力，其中储集层处的地应力 σ_r=30 MPa，上下应力屏障层处的地应力 σ_b=40 MPa，二者相差 10 MPa。这样可以有效控制裂缝在垂直缝高方向上的发育，生成缝高为常数的佩金斯-科恩 - 诺德根（Perkins-Kern-Nordgren，PKN）形裂缝[18]，便于后期对裂缝形态进行比较。射孔簇间距 d=15 m。本文算例假设：储集层是均匀各向同性的弹性介质；压裂液是黏度为常数的牛顿流体；支撑剂是圆度为 1 的球形颗粒；每个射孔簇的孔数相同；压裂液在单个射孔簇的多个射孔均匀分布。前期研究表明，网格尺寸在水平和垂直方向上分别选择 10 m 和 5 m 能够在该参数条件下确保数值模拟的稳定性和准确性[11]。前期研究还表明，在上述支撑剂物性参数条件下，α=1.07×10^{-13}（m^2·s/kg），β=1.08×10^{-8}（m·s/kg）[11]。同时，本文对于每一个射孔冲蚀算例都给出一个不考虑冲蚀的算例进行对比。该对比算例取 α=β=0，其余参数和冲蚀算例取值相同。

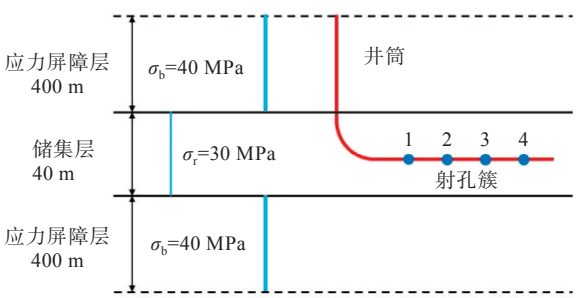

图 3　压裂基本结构示意图

Fig. 3　Schematic diagram of fracturing treatment

3　结果与讨论

本文重点研究射孔数对射孔冲蚀效应和压裂结果的影响。图 4~图 6 展示了压裂结束后，每簇射孔数分别为 48、12、8 的各簇裂缝图。图 4~图 6 中从上到下 4 条裂缝分别代表从射孔簇 1~4 起裂的 4 条裂缝。图中还显示了各条裂缝的缝宽分布和缝长，并通过它们来定量表征裂缝形态。

图 4 表明，每簇射孔数 n=48 条件下的压裂已不属于“限流”压裂的范畴。此时，强烈的应力阴影效应使得位于四簇内部的 2 号簇和 3 号簇无法获得压裂液流量分配。绝大部分压裂液流经位于四簇外部的 1 号簇和 4 号簇，导致裂缝仅在这 2 处发育。由式（1）可知，n 值很大会导致射孔摩阻过小，无法抑制裂缝阴影效应，因此射孔冲蚀对压裂的影响不大，即图 4（a）和图 4（b）中裂缝尺寸差别很小。

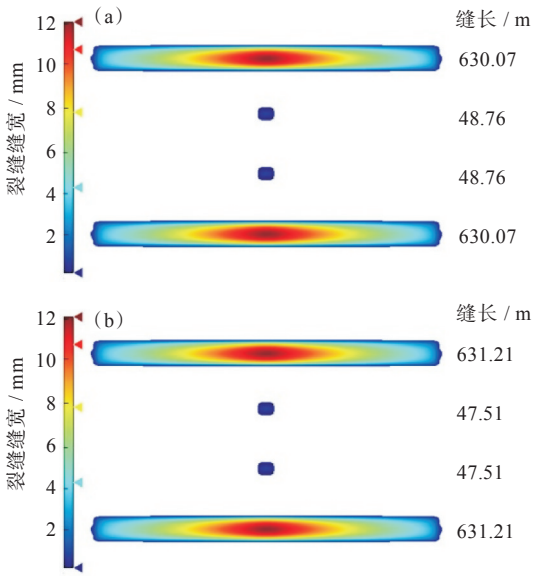

图 4　48 孔/簇时 FrackOptima 计算得到的裂缝图：（a）不考虑冲蚀，（b）考虑冲蚀

Fig. 4　Fractures obtained by FrackOptima at n=48: (a) without erosion, (b) with erosion

图 5 表明，当 n 从 48 减少到 12 时，压裂属于“限流”压裂范畴。根据式（1），n 值变小，射孔摩阻增大，能够较好地抑制裂缝阴影效应，促使 4 条裂缝较均匀地发育。但是射孔冲蚀效应也随之变得较为明显。对比图 5（a）和图 5（b）裂缝的缝长和缝宽分布可以发现，冲蚀使得裂缝发育不均匀的情况更加明显。

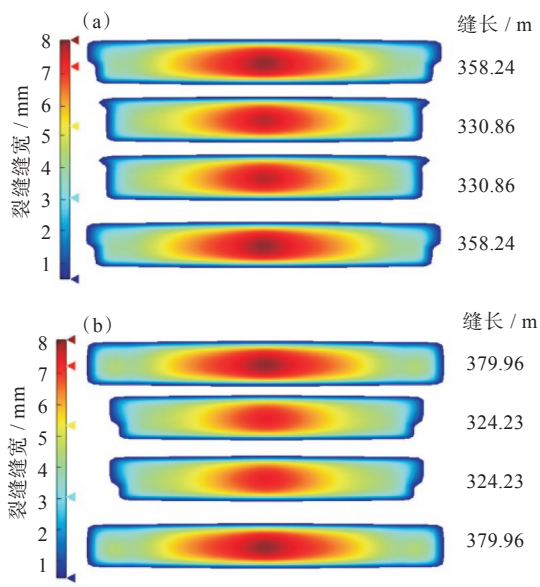

图 5　12 孔/簇时 FrackOptima 计算得到的裂缝图：（a）不考虑冲蚀，（b）考虑冲蚀

Fig. 5　Fractures obtained by FrackOptima at n=12: (a) without erosion, (b) with erosion

图6则表明，当n从12继续减少到8时，根据式(1)，n值进一步变小，射孔摩阻进一步增大，能够更加有效地抑制应力阴影效应，促使4条裂缝更为均匀地发育。

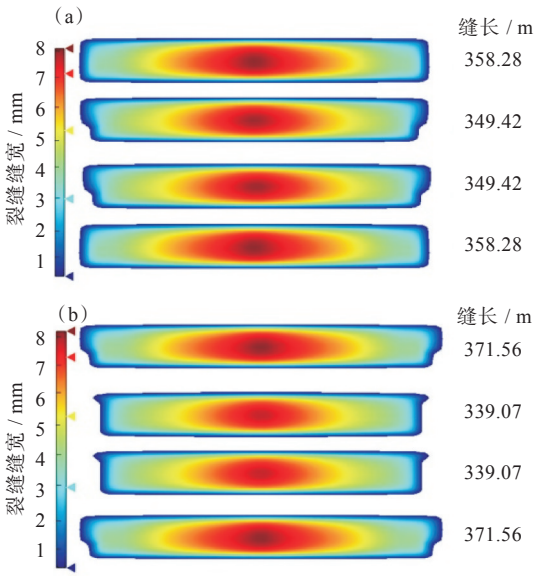

图6 8孔/簇时FrackOptima计算得到的裂缝图：(a)不考虑冲蚀，(b)考虑冲蚀

Fig. 6 Fractures obtained by FrackOptima at n=8: (a) without erosion, (b) with erosion

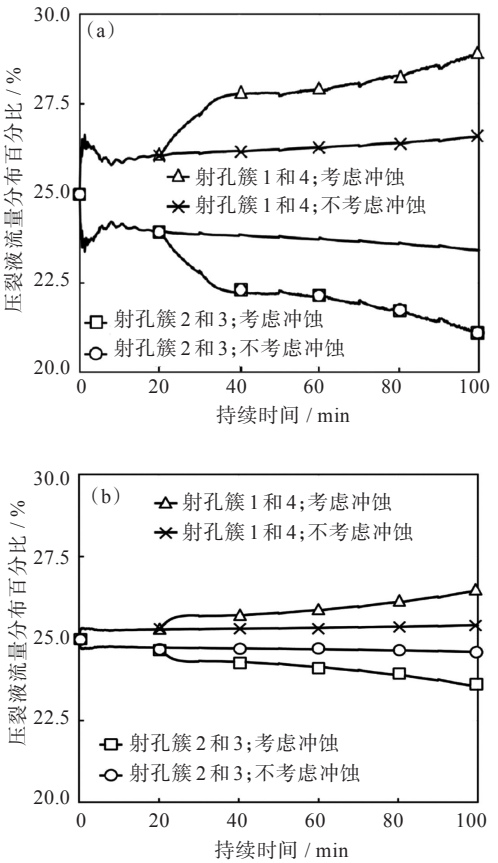

图7 压裂液流量分布百分比：(a) n=12，(b) n=8

Fig. 7 Percentage distribution of fracturing fluid flow: (a) n=12, (b) n=8

图7显示的是压裂液在4个射孔簇的流量分布百分比。由于对称性，1号簇和4号簇的流量分布相同，2号簇和3号簇的流量分布相同。理想情况下，压裂液应在四簇完全平均分布，体现在分布百分比图中，4个簇的流量分布曲线应重合在值为25%的水平线上。因此，4个簇的流量分布曲线越收敛于25%，表明压裂液分布越均匀。所以，图7清晰地表明，射孔数越少，射孔摩阻越大，其克服应力阴影的效果越好，压裂液分布也就越均匀。此外，对比图7和图8中不考虑冲蚀和考虑冲蚀的曲线可以发现，射孔冲蚀会使得曲线发散，即使得压裂液分布不均匀的情况更加明显。而射孔数越少，射孔冲蚀对流量分布的负面影响越弱。

图8显示的是n=8，12，48时，各簇射孔摩阻随时间的变化规律。

图8(c)表明，当采用非“限流”压裂开发常规油气时，因为射孔数较大，射孔摩阻的值很小，其瞬时动态变化也较小，所以可以忽略不计。但是图8(a)和图8(b)表明，当使用“限流”压裂开发非常规油气时，射孔摩阻的值较大，其瞬时动态变化也较明显，不能忽略不计射孔摩阻。

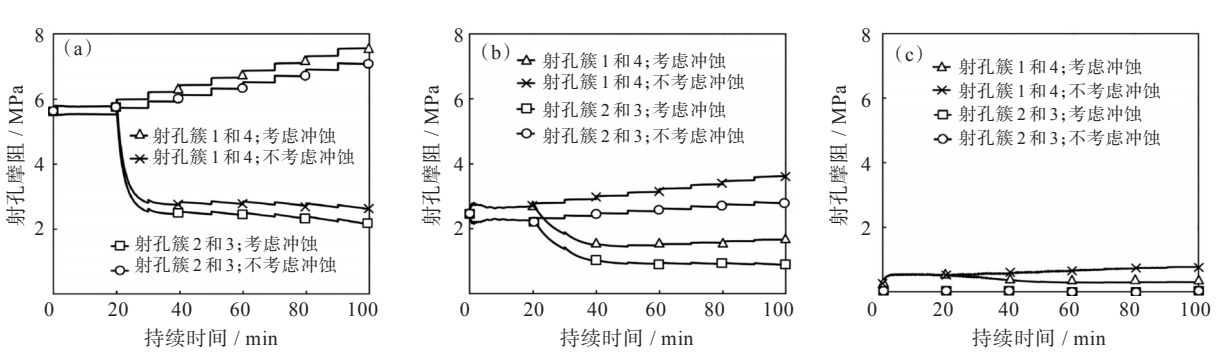

图8 压裂过程中的射孔摩阻变化：(a) n=8，(b) n=12，(c) n=48

Fig. 8 Changes of perforation drop during fracturing: (a) n=8, (b) n=12, (c) n=48

图9展示了不同孔数条件下的压裂过程中，射孔直径D和流量系数C_d的变化过程。该模型可以同时计算D和C_d在压裂过程的瞬时变化。

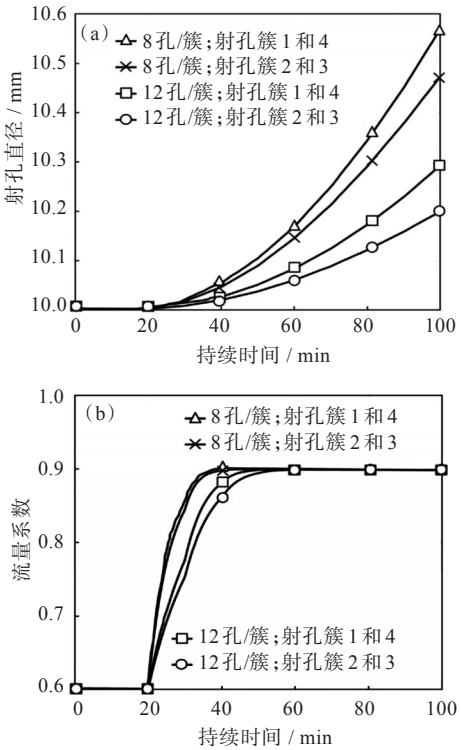

图9　压裂过程中射孔直径的变化(a)和流量系数的变化(b)

Fig. 9　Changes of perforation diameter (a) and discharge coefficient (b) in fracturing treatment

图9可以清晰地量化表征不同孔数条件下，射孔冲蚀效应的强弱。当射孔数较少时，射孔直径和流量系数的变化率都要大于射孔数较多时二者的变化率。这表明，射孔数少时，不仅射孔摩阻增大，射孔冲蚀效应也会变得明显。

另一方面，图10展示了压裂过程中n为8和12时井底压力的变化。为了施工安全，一般将井底压力控制在48 MPa以内[11]。当n=8时，即使不考虑冲蚀，井底压力也不会超过48 MPa。因此，综合上述算例结果，在上述算例参数条件下，选择8孔/簇有望获得较满意的压裂效果。

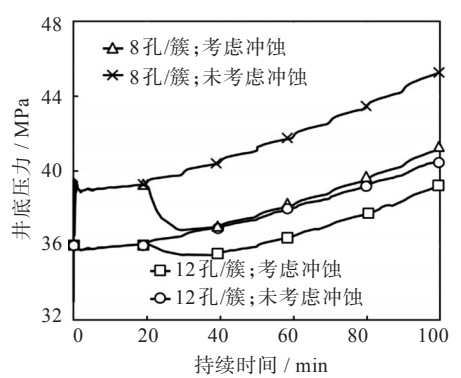

图10　压裂过程中的井底压力变化

Fig. 10　Changes of downhole pressure during fracturing

4　结　论

为了解决同时多簇限流压裂过程中射孔冲蚀效应使得射孔簇处射孔数目难以确定的问题，本文使用前期研究得到的射孔冲蚀模型和全三维水力压裂软件FrackOptima，经过数值计算，得到如下结论：

(1) 当使用传统“非限流”压裂方法时，射孔摩阻的值很小，其瞬时动态变化也较小，所以可以忽略射孔冲蚀对压裂结果的影响。但是，当使用“同时多簇限流”压裂开发非常规油气时，射孔摩阻的值较大，其瞬时动态变化也较明显，因此必须考虑射孔冲蚀对压裂结果的影响。

(2) 在同时多簇限流压裂过程中，当每簇射孔数较少时，可以得到较大的射孔摩阻，从而较好地平衡应力阴影效应，同时射孔冲蚀效应对压裂液流量分布的负面影响也较弱，使得多条裂缝较均匀地同时发育。但是孔数过少会导致射孔摩阻过大，从而提高井底压力。而为了施工安全，必须控制井底压力。因此，在算例参数条件下，选取8孔/簇较为适宜。

参考文献

[1] 宋岩，李卓，姜振学，等. 非常规油气地质研究进展与发展趋势[J]. 石油勘探与开发，2017，44(4)：638-648.

[2] 贾承造，郑民，张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发，2012，39(2)：129-136.

[3] 赵金洲，陈曦宇，李勇明. 水平井分段多簇压裂模拟分析及射孔优化[J]. 石油勘探与开发，2017，44(1)：117-124.

[4] 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.

[5] WILLINGHAM J D，TAN H C，NORMAN L R. Perforation friction pressure of fracturing fluid slurries [C]//SPE Rocky Mountain Regional / Low Permeability Reservoirs Symposium. Richardson：SPE，1993：479-491.

[6] EL-RABBA A M，SHAH S N，LORD D L. New perforation pressure-loss correlations for limited-entry fracturing treatments[J]. SPE Production & Facilities，

1999,14(1):63-71.

[7] CRAMER D D. The application of limited-entry techniques in massive hydraulic fracturing treatments [C]// SPE Production Operations Symposium. Richardson:SPE,1987:29-46.

[8] ROMERO J, MACK M G, ELBEL J L. Theoretical model and numerical investigation of near-wellbore effects in hydraulic fracturing[J]. SPE Production & Facilities, 2000,15(2):76-82.

[9] 郭建春,杨立君,赵金洲,等.压裂过程中孔眼摩阻计算的改进模型及应用[J].天然气工业,2005,25(5):69-71.

[10] 刘合,张广明,张劲,等.油井水力压裂摩阻计算和井口压力预测[J].岩石力学与工程学报,2010,29(增刊1):2833-2839.

[11] LONG G B,LIU S X,XU G S,et al. A perforation-erosion model for hydraulic-fracturing applications [J]. SPE Production & Operations,2018,33(4):770-783.

[12] CRAMER D, FRIEHAUF K, ROBERTS G, et al. Integrating distributed acoustic sensing, treatment-pressure analysis and video-based perforation imaging to evaluate limited-entry-treatment effectiveness[J]. SPE Production & Operations, 2020, 35(4): 730-755.

[13] PANDEY V J, BURTON R C, CAPPS K. Real-time analysis of formation-face pressures in acid-fracturing treatments [J]. SPE Production & Operations,2020,35(4):910-928.

[14] YI S, WU C H, SHARMA M M. Optimization of plug-and-perforate completions for balanced treatment distribution and improved reservoir contact [J]. SPE Journal,2020,25(2):558-572.

[15] CAI C,KANG Y,WANG X C,et al. Mechanism of supercritical carbon dioxide (SC-CO_2) hydro-jet fracturing[J]. Journal of CO_2 Utilization, 2018, 26: 575-587.

[16] ZHAI Z Y,FONSECA E,AZAD A,et al. A new tool for multi-cluster & multi-well hydraulic fracture modeling [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Richardson:SPE,2015:600-610.

[17] WONG S W,GEILIKMAN M,XU G S. Interaction of multiple hydraulic fractures in horizontal wells[C]// SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition. Richardson:SPE,2013:1-10.

[18] 龙恭博,徐明皓,吴浩宇,等.基于FrackOptima的PKN型水力裂缝数值模拟分析[J].武汉工程大学学报,2023,45(1):101-105.

本文编辑:霍淑利