

文章编号: 0253-2697(2018)12-1410-11 DOI:10.7623/syxb201812009

支撑裂缝导流能力的数值模拟

朱海燕^{1,2} 沈佳栋¹ 周汉国^{1,3}

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 四川成都 610500;

2. 中国科学院力学研究所非线性力学国家重点实验室 北京 100190;

3. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心 山东东营 257000)

摘要: 裂缝导流能力一般是利用室内实验进行评价,周期长、成本高且仅能测试较短时间的裂缝导流能力。笔者通过离散元颗粒流程程序生成了真实尺寸的支撑剂颗粒,再现了微小支撑剂颗粒之间、支撑剂与裂缝面之间的高度非线性接触的物理本质。通过 CFD,计算了支撑剂簇空隙流体与支撑剂的流固耦合作用,建立了支撑裂缝的裂缝导流能力的数值模拟模型,开展裂缝闭合应力、储层弹性模量、铺砂浓度和支撑剂组合形式等对裂缝导流能力的影响规律研究,揭示了支撑裂缝导流能力的变化机理。数值模拟结果显示,裂缝导流能力与铺砂浓度和支撑剂颗粒成正比,与闭合应力以及支撑剂嵌入深度成反比。

关键词: 离散元方法;计算流体力学;裂缝导流能力;支撑裂缝;支撑剂

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Numerical simulation on propped fracture conductivity

Zhu Haiyan^{1,2} Shen Jiadong¹ Zhou Hanguo^{1,3}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China; 2. State Key Laboratory of Nonlinear Mechanics (LNM), Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China; 3. Management Center for Oil and Gas Exploration, Sinopec Shengli Oilfield Company, Shandong Dongying 257000, China)

Abstract: The fracture conductivity is mainly evaluated by laboratory experiments and characterized by long time period and high cost. In this paper, the real size of proppant particles is obtained using the discrete element method (DEM) to reproduce the physical properties of highly non-linear contacts between minor proppant particles as well as between the proppant and fracture surface. The computational fluid dynamics (CFD) is applied to calculate the fluid-solid coupling effect between the proppant and proppant-cluster interstitial fluid. A numerical simulation model is established for calculating the fracture conductivity of propped fracture. The effects of fracture closing stress, elastic modulus of reservoir formation, sanding concentration and proppant combination on fracture conductivity are studied to reveal the change mechanism of propped fracture conductivity. The numerical simulation results indicate that the fracture conductivity is in proportion to sanding concentration and proppant particles, and is inverse proportion to fracture closing stress and embedded proppant depth.

Key words: discrete element method; computational fluid dynamics; fracture conductivity; propped fracture; proppant

引用:朱海燕,沈佳栋,周汉国. 支撑裂缝导流能力的数值模拟[J]. 石油学报, 2018, 39(12):1410-1420.

Cite: ZHU Haiyan, SHEN Jiadong, ZHOU Hanguo. Numerical simulation on propped fracture conductivity[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(12):1410-1420.

水力压裂过程中,水力裂缝起裂并延伸,支撑剂随压裂液进入储层,在主裂缝内大量运移并沉降形成多层支撑剂铺置形式^[1-4]。水力压裂结束后,压裂液返排至地面,支撑剂颗粒受裂缝壁面的挤压而停留在裂缝内^[5-11]。支撑剂支撑水力裂缝,形成一条连接储层和井筒的高渗透通道。支撑裂缝的导流能力即为支撑剂充填层的渗透率乘以裂缝的宽度。

目前支撑裂缝的导流能力,仅能通过室内裂缝导

流能力实验获取。根据 API RP 61 支撑剂短期导流能力测试的标准^[12],当支撑剂导流能力的变化不超过 5% 时(通常小于 50 h),即为所测支撑剂的导流能力。Kassis 等^[13]、董光等^[14]开展的裂缝导流能力室内实验均属于支撑剂的短期导流能力。一些学者^[15-19]将支撑剂的导流能力实验时间延长至 50 h 以上发现,支撑剂的导流能力仍在持续下降。Rayson 和 Weaver^[19]发现,在任意温度条件下,随着时间的增长,支撑剂充填

基金项目:国家自然科学基金(No. 51604232, No. 51874253)和中国博士后科学基金(2017M610117, 2018T110142)资助。

第一作者及通信作者:朱海燕,男,1984 年 4 月生,2006 年获西南石油大学学士学位,2013 年获中国石油大学(北京)博士学位,现为西南石油大学副教授,主要从事石油钻采岩石力学及井下机器人钻完井系统研究工作。Email: zhuhaiyan040129@163.com

的砂岩储层渗透率均会降低。Aven 等^[15]研究温度和流体的动态流动对俄亥俄州砂岩-支撑剂成岩作用的影响发现,在 288℃ 情况下,测试时间 2~6 个月,铝基支撑剂充填裂缝渗透率下降 40%。关于解析模型与数值模拟,Li 等^[20]通过引入松散系数,建立了菱面体排列充填砂的缝宽模型,并以毛细管束模型计算裂缝渗透率与导流能力。Gao 等^[21]给出了单层、多层支撑剂的接触和嵌入模型,能够计算特定闭合应力下的支撑剂接触、嵌入和裂缝开度变化情况。Zhang 等^[22]用群体平衡概念预测破碎支撑剂的大小分布,在缝宽计算模型中考虑了支撑剂的嵌入与重排列。Neto 和 Kotousov^[23]基于分布位错法考虑了支撑剂的非线性压缩性,利用一个半解析模型来计算具有支撑剂充填的裂缝开度。Guo 等^[24]提出了考虑岩石蠕变效应的支撑剂长期嵌入模型,为支撑剂长期嵌入和导流能力的理论计算开辟了新的研究思路。Deng 等^[25]采用颗粒离散元数值模拟方法研究了不同条件下裂缝的开度变化规律,但该模型并未考虑支撑剂充填层与流体的耦合作用,不能模拟裂缝导流能力的变化规律。随着 CFD(计算流体力学)和 DEM(离散单元法)的发展,CFD-DEM 已被证实为有效的模拟颗粒与流体两相或多相流耦合模拟的方法^[26-32]。Zhang 等^[33]针对支撑剂嵌入对裂缝导流能力的影响,开展了 CFD-DEM 耦合的支撑剂嵌入数值模拟研究,揭示了支撑剂嵌入的力学机理,但其对裂缝导流能力的变化机理及影响因素研究较少。

笔者采用颗粒流离散元方法,建立实际几何尺寸的微小支撑剂颗粒,岩石离散为直径 0.15 mm 的颗粒。通过岩石 DEM 模型的岩石力学数值实验,与储层岩石实际的岩石力学进行校验,得到反应真实储层的岩石颗粒的接触、黏结参数^[25,34-35],建立了流体流经多孔介质时颗粒介质的受力模型。以达西公式与欧根方程分别确定层流与湍流下模型中的压力梯度项;对于高孔隙率情况,用 Wen-Yu 方程描述模型的压力梯度变化^[36]。其次,建立了深层高应力储层 DEM-CFD 耦合的裂缝导流能力离散元数值模拟模型,开展裂缝闭合应力、储层弹性模量、铺砂浓度、支撑剂组合形式等对裂缝导流能力的影响规律研究,揭示深层高应力储层裂缝导流能力的变化机理,为支撑剂参数的优选提供理论指导。

1 流固耦合基础理论

1.1 DEM-CFD 耦合数学模型

储层流体从裂缝内的支撑剂充填层向井眼方向流

动,某一支撑剂颗粒沿井眼方向受到的驱动力 f_{d_i} 为:

$$f_{d_i} = - \left(\frac{f_{int}}{1-\phi} + \nabla p \right) \frac{\pi}{6} d_{pi}^3 \quad (1)$$

对于密度不变的不可压缩液体,其固液两相流模型的连续性方程与 N-S 方程分别确定为^[37-38]:

$$\frac{\partial \rho_t}{\partial t} = - (\nabla \cdot \rho_t \mathbf{u}) \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho_t \mathbf{u})}{\partial t} = - \nabla p + \nabla \cdot \boldsymbol{\tau} + \rho_t \mathbf{g} + f_{int} \quad (3)$$

在 j 方向上,式(3)可表示为:

$$\rho_t \frac{Du_j}{Dt} = - \frac{\partial}{\partial x_j} p + \frac{\partial}{\partial x_k} \tau_{jk} + \rho_t g_j + f_{int_j} \quad (4)$$

对于动力黏度为常数的不可压缩流体,有

$$\tau_{jk} = \mu_t \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_k} + \frac{\partial u_k}{\partial x_j} - \frac{2}{3} \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \delta_{jk} \right) \approx \mu_t \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_k} + \frac{\partial u_k}{\partial x_j} \right) \quad (5)$$

因此式(4)可改写为:

$$\rho_t \frac{Du_j}{Dt} = - \frac{\partial}{\partial x_j} p + \frac{\partial}{\partial x_k} \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_k} \right) + \rho_t g_j + f_{int_j} \quad (6)$$

对于低孔隙率情况 ($\phi \leq 0.8$),压力梯度由欧根方程得到^[39]:

$$\nabla p_j = \left[150 \frac{(1-\phi)^2}{d_p^2 \phi^2} \mu_t + 1.75 \frac{(1-\phi)}{d_p \phi} \rho_t |\bar{v}_j - u_j| \right] (\bar{v}_j - u_j) \quad (7)$$

对于高孔隙率情况 ($\phi \geq 0.8$),压力梯度由 Wen & Yu 方程得到^[36]:

$$\nabla p_j = \frac{3}{4} \rho_t C_D \frac{(1-\phi) \phi^{-2.7}}{d_p} |\bar{v}_j - u_j| (\bar{v}_j - u_j) \quad (8)$$

其中,拖曳系数 C_D 为:

$$C_D = \begin{cases} \frac{24}{Re} (1 + 0.15 Re^{0.687}), & Re \leq 1000 \\ 0.44, & Re \geq 1000 \end{cases} \quad (9)$$

$$Re = \frac{\phi |\bar{v}_j - u_j| \bar{d}_p}{\mu_t} \quad (10)$$

单位体积内流体与支撑剂颗粒的相互作用力为:

$$f_{int_j} = \beta_{int_j} (\bar{v}_j - u_j) \quad (11)$$

流固摩擦系数 β_{int_j} 在欧根方程中表示为^[39]:

$$\beta_{int_j} = 150 \frac{(1-\phi)^2}{d_p^2 \phi} \mu_t + 1.75 \frac{(1-\phi)}{d_p} \rho_t |\bar{v}_j - u_j| \quad (12)$$

$$\phi \leq 0.8$$

在 Wen & Yu 方程中^[36]:

$$\beta_{int_j} = \frac{3}{4} \rho_t C_D \frac{(1-\phi) \phi^{-1.7}}{d_p} |\bar{v}_j - u_j| \quad \phi \geq 0.8 \quad (13)$$

1.2 裂缝导流能力计算步骤

对于流体与支撑剂颗粒在流场中的相互作用行为

可用上述建立的颗粒受力模型来描述,但支撑剂颗粒受力后颗粒之间的相互作用行为以及由此带来的对流体压力梯度的影响无法用此模型计算,还需要动量方程与力一位移关系求解。迭代步骤为(图1):

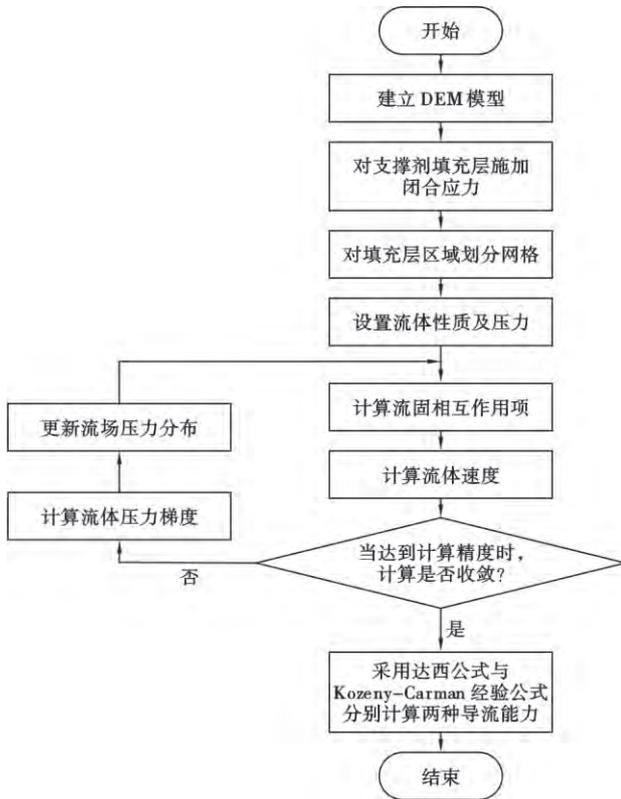


图1 基于 DEM-CFD 模型的裂缝导流能力计算流程

Fig. 1 Flow chart for calculating fracture conductivity based on DEM-CFD models

①设置 DEM 模型长度、宽度、高度及裂缝初始宽度,建立上下岩板的岩石颗粒和支撑剂颗粒几何模型;②设置裂缝闭合应力并施加于上下岩板,支撑剂充填层被压实于裂缝内,记录并输出缝宽数据;③将支撑剂颗粒导入 CFD 模型中,限制所有支撑剂颗粒的位移,设置 x 、 y 、 z 三个方向的流场网格数量、流体密度、黏度和流场进、出口的压力;④由连续性方程式(2)和 N-S 方程式(3)记录流场流速、流量和压力梯度,更新流场压力;⑤由式(1)计算颗粒驱动力,再以相同方式求得流场流速分布,比较两次流场,直到满足精度要求;⑥根据满足要求的压力梯度计算驱动力,将驱动力返回到 DEM 模型中,由牛顿第二定律建立力与位移的关系,求得支撑剂颗粒的重新分布;⑦支撑剂颗粒的位移引起颗粒之间的相互作用,采用动量定理更新支撑剂颗粒的应力场;⑧若此时累计计算时长等于或大于下一时步步长,则返回⑤进入下一时步的 CFD 模型计算;否则继续由牛顿第二定律与动量定理计算支撑

剂颗粒的位移变化及应力场,直至时步数达到预定步数;⑨采用达西公式计算模拟渗透率,采用 Kozeny-Carman 经验公式计算 Kozeny-Carman 渗透率^[38],再用式(14)分别计算模拟导流能力与 Kozeny-Carman 导流能力:

$$K = kw_f \quad (14)$$

DEM 数值模拟计算量较大,这决定了其通常采用显式迭代方式来保证运算速度^[40]。本文 DEM-CFD 模拟过程同样采用显式迭代方法。数值模拟的临界时间步长采用^[41]:

$$\Delta t_{\text{crit}} = \sqrt{m_{\text{tot}}/K_{\text{tot}}} \quad (15)$$

每一时步的步长应不超过临界时步长 Δt_{crit} ,通常取安全系数 0.8,即临界时步长的 4/5 作为模拟的时步长。

在划分网格时,应使每个网格内至少包含 10 个颗粒,并根据整个模型的大小合理设置网格数量,从而保证计算该网格流速的准确性。笔者采用达西公式计算模拟渗透率:

$$k = \frac{q\mu_f}{A\Delta p} \quad (16)$$

采用 Kozeny-Carman 经验公式计算 Kozeny-Carman 渗透率:

$$k = \frac{d_p^2 \phi^3}{180(1-\phi)^2} \quad (17)$$

再采用式(14)分别计算模拟导流能力与 Kozeny-Carman 导流能力:

达西公式主要适用于层流,即雷诺数小于 10 的流动^[38]。笔者模拟了流体在支撑剂孔隙间的流动,满足层流条件。而 Kozeny-Carman 公式是基于达西公式的半经验公式,将介质的孔隙度与渗透率相联系^[38],因此 Kozeny-Carman 公式同样适用于本文的导流能力计算。

1.3 裂缝导流能力流固耦合模型的建立

根据 DEM-CFD 耦合模型计算流程(图1),建立了裂缝导流能力预测的流固耦合模型(图2)。如图 2(a)所示,均匀铺设的蓝色颗粒组成岩板模型,其间充满的黄色颗粒是支撑剂,绿色网格代表 CFD 流体单元。模型长宽均为 12 mm,上下岩板均为 2.85 mm。在一些压裂设计中缝宽设计值为 2.54~11.68 mm^[42],取胜利油田 X23 井通道压裂设计的裂缝宽度 6 mm。为模拟在地应力的作用下压裂裂缝逐渐闭合、支撑剂被挤压于岩层间的过程,模型水平方向的 4 个面已加上墙体以避免颗粒逃逸,此时模型外侧颗粒施加了位移为零的边界条件。当岩层模型的上下两岩板被施加相同大小的地应力时,上下岩层彼此趋近并挤压支撑剂,被压实的支撑剂充填层支撑裂缝

[图 2(b)]。为了达到更高的计算效率,在建立裂缝导流能力预测模型的过程中,删去了岩石层颗粒,并将支撑剂颗粒固定^[35][图 2(c)、图 2(d)]。此时支撑剂颗粒的边界条件是位移为 0 的边界条件。在整个支撑剂颗粒簇上,沿水平方向的两个方向各为 10 个

流体单元长度,竖直方向上,支撑剂充填层设置 2 个流体单元长度。覆盖支撑剂颗粒簇的流体单元数为 200,模型中的流体单元总数是 576。由于支撑剂颗粒被固定而无法运动,流动模型可被认为是流体流经多孔介质。

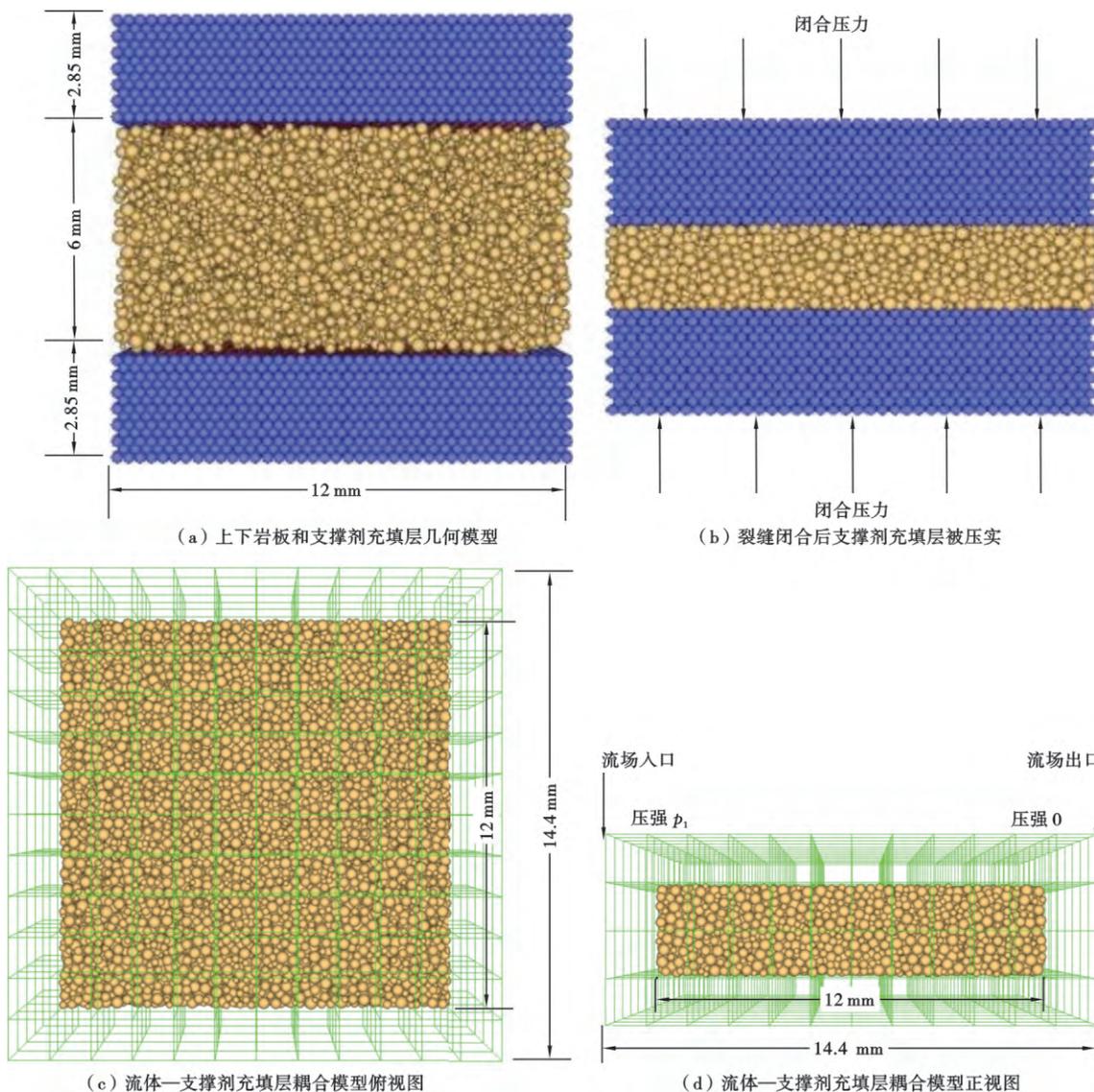


图 2 裂缝导流能力预测模型
Fig. 2 Prediction model of fracture conductivity

对垂直水平方向的 4 个侧面设置滑动边界条件,将左侧边界的流体压强设置为 p_1 ,将右侧边界的流体压强设置为 0,流体性质与流场参数见表 1。通过设置流动的计算时间,可将模型出口处的流量维持在某一稳定值。根据达西定律与 Kozeny-Carman 方程分别计算渗透率,从而根据 DEM 模拟所得的闭合缝宽分别计算模拟的导流能力与 Kozeny-Carman 导流能力。Kozeny-Carman 导流能力及实验测得的导流能力均被用于下文校验支撑剂微观参数的可靠性。

表 1 流体性质及流场参数
Table 1 Fluid properties and flow parameters

| 参数 | 数值 |
|--|--------|
| 密度/($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$) | 1 000 |
| 动力黏度/($\text{Pa}\cdot\text{s}$) | 0. 001 |
| 入口压强/Pa | 100 |
| 出口压强/Pa | 0 |
| 流场压力梯度/($\text{Pa}\cdot\text{m}^{-1}$) | 8 333 |

1.4 模型参数校验

1.4.1 宏观岩石力学参数校验

取自胜利油田 X33 井垂深为 3 253. 8 m 的井下岩心,加工成 9 个直径为 25 mm、高度为 50 mm 的小岩心柱。采用美国 GCTS 公司的 RTR-1000 岩石三轴力学测试系统,开展围压为 30 MPa 的三轴岩石力学实验,得到岩石弹性模量为 28. 6~40. 9 GPa,泊松比为 0. 25~0. 28,抗压强度为 200. 7~230. 2 MPa。

为确保模型岩板具有与储层岩石相同的宏观力学性质,需要通过三轴模拟实验来选取合适的模型微观参数。采用 DEM 建立直径为 25 mm、高度为 50 mm 的圆柱体,模拟数值实验标准岩样。在圆柱外表面施加 30 MPa 围压,上下两底面施加垂向压力,开展模拟岩样的三轴模拟实验。选取不同类型的微观参数,反复进行数值试验,以使得模拟实验得到的应力—应变曲线与室内三轴实验结果基本相同(图 3)。表 2 为 3 组

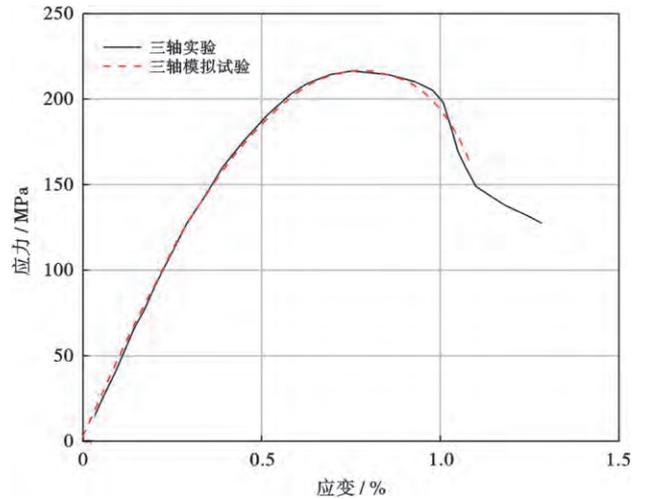


图 3 三轴实验与 DEM 模拟三轴实验的应力—应变关系
Fig. 3 Stress-strain relationship of triaxial test and DEM simulation triaxial test

表 2 校验后的 X23 井岩样 DEM 模型参数

Table 2 Calibrated DEM microscale parameters for the X23 sample

| 组号 | 宏观 | | | 接触颗粒 | | | | | | 平行黏结 | | | | | | |
|-----|--------------|------|--------------|--------------|------|---|---|------|------------------------------|--------------|------|--|--|----------------|----------------|----------|
| | 杨氏模量/ GPa | 泊松比 | 抗压强度/ MPa | 表观模量/ GPa | 刚度比 | 法向刚度/ (10 ⁶ N·m ⁻¹) | 切向刚度/ (10 ⁶ N·m ⁻¹) | 摩擦系数 | 密度/ (kg·m ⁻³) | 表观模量/ GPa | 刚度比 | 法向刚度/ (10 ¹³ N·m ⁻¹) | 切向刚度/ (10 ¹³ N·m ⁻¹) | 法向黏结 强度/MPa | 切向黏结 强度/MPa | 半径 系数 |
| I | 30.0 | 0.28 | 204.6 | 5.2 | | 8.2 | 3.1 | | | 5.2 | | 4.5 | 1.7 | | | |
| II | 35.0 | 0.28 | 206.6 | 6.0 | 2.65 | 9.5 | 3.6 | 0.5 | 2650 | 6.0 | 2.65 | 5.3 | 2 | 38 | 38 | 1 |
| III | 40.0 | 0.28 | 207.1 | 6.9 | | 10.9 | 4.1 | | | 6.9 | | 6.1 | 2.3 | | | |

不同弹性模量分析所对应的微观参数,以校验岩样的微观参数。

图 4 对比了页岩三轴实验破坏结果与 DEM 数值模拟破坏结果。图 4(a)中试样下半部分出现 45° 裂缝,并沿此裂缝破坏。图 4(b)中蓝色表示岩石颗粒;黑色表示法向黏结键的断裂;红色表示切向黏结键的断裂,黏结键的断裂可视为微裂缝的出现^[43]。在三轴数值模拟中,DEM 模型出现类似的破坏方式,模型下半部分呈现 45° 的黏结键断裂区,表明岩石模型在该区域破坏。

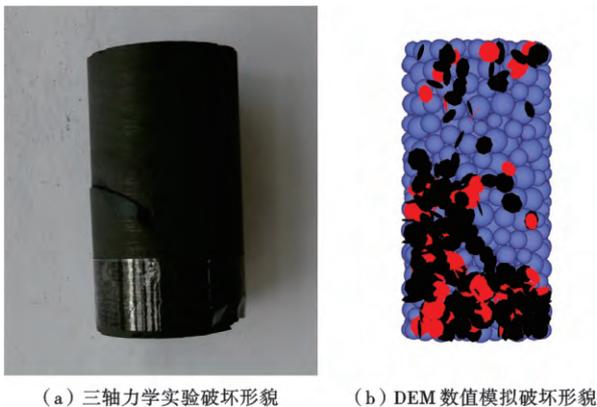


图 4 岩石三轴力学实验结果与 DEM 模拟结果对比
Fig. 4 Comparison between experiment result and DEM simulation result

1.4.2 支撑剂充填层微观参数选择

采用 X23 井垂深 3 253. 5 m 处的 $\phi 100$ mm 全直径岩心,加工出 3 块 API 标准形状岩板(长为 178 mm,宽为 38 mm,两端倒圆弧直径为 38 mm)。采用 40/70 目陶粒(86 MPa),铺置浓度为 3 kg/m²。根据 API RP 61 导流能力测试标准,FCES-100 导流能力评估装置被用于测定支撑剂填充层的短期导流能力。实验重复 3 次,裂缝平均导流能力—闭合应力的曲线见图 5。

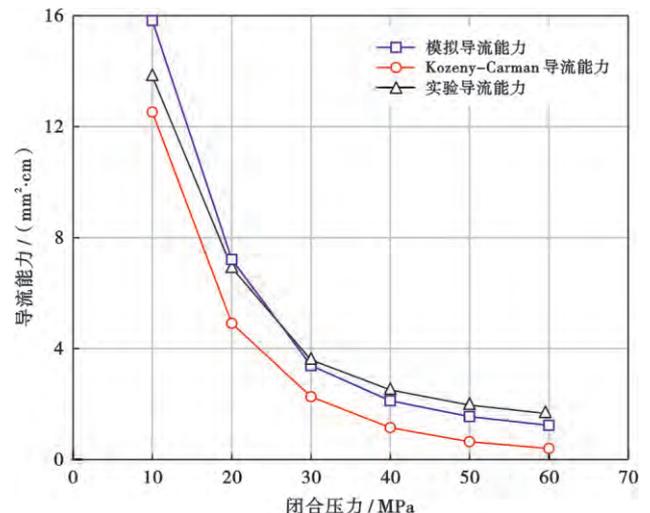


图 5 X23 岩样导流能力—闭合应力曲线
Fig. 5 Fracture conductivity-closing stress curves for X23 rock sample

将校验得到的岩石微观参数代入模型,流体压差设为 100 Pa,试算模型导流能力,并将其与 Kozeny-Carman 导流能力和室内物理模型实验的导流能力值对比(图 5),从而确定 40/70 目支撑剂充填层的微观参数(表 3)。随着裂缝闭合应力的增加,裂缝导流能力逐渐降低。由 Kozeny-Carman 经验公式计算得到的裂缝导流能力最小,采用校验模型模拟得到的导流能力—闭合应力曲线与实验的导流能力—闭合应力曲线则较为接近。

根据方程:

$$k_n = 4RE_c, k_s = \frac{k_n}{k_n/k_s} \quad (18)$$

当表观模量相同时,颗粒的接触刚度与颗粒尺寸成正比

表 3 数值模型中 3 种不同尺寸支撑剂的微观参数

| 支撑剂尺寸/ 目 | 支撑剂直径/ mm | 表观模量/ MPa | 刚度比 | 法向刚度/ (10 ³ N·m ⁻¹) | 切向刚度/ (10 ³ N·m ⁻¹) | 摩擦 系数 | 密度/ (kg·m ⁻³) |
|-------------|--------------|--------------|-----|---|---|----------|------------------------------|
| 40/70 | 0.21~0.42 | 9.84 | 1 | 6.2 | 6.2 | 0.5 | 2650 |
| 30/50 | 0.30~0.60 | 9.84 | 1 | 8.9 | 8.9 | 0.5 | 2650 |
| 20/40 | 0.42~0.84 | 9.84 | 1 | 12.4 | 12.4 | 0.5 | 2650 |

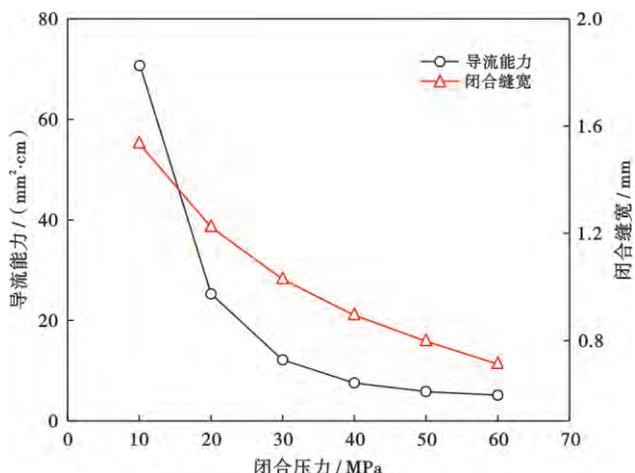


图 6 裂缝缝宽与导流能力随闭合应力的变化曲线
Fig. 6 Evolution of fracture aperture and conductivity under different closing stress

加载初期模型内支撑剂颗粒受力较小,支撑剂充填层孔隙空间较大,颗粒在受力时易发生相对位移而被压缩,缝宽快速下降;随着闭合应力的逐渐增大,模型的孔隙率越来越小,支撑剂颗粒接触紧密,不易发生位移,相应地裂缝缝宽减少量也逐渐变少。由于支撑剂充填层被迅速压实,其孔隙率和渗透率快速降低,裂缝导流能力在较小的闭合应力下显著下降。随闭合应力的增大,支撑剂充填层逐渐被压实,裂缝导流能力降低的趋势逐渐变缓。

2.2 储层弹性模量

采用 3 kg/m² 的 20/40 目支撑剂,岩石弹性模量

比。因此尺寸较大的支撑剂的法向、切向刚度也较大;在模拟中,对 20/40 目和 30/50 目支撑剂设定了不同的法向与切向刚度以切合物理实际(表 3)。

2 裂缝导流能力的影响因素

2.1 裂缝闭合应力

采用 3 kg/m² 的 20/40 目支撑剂,岩石弹性模量为 40 GPa 时,裂缝导流能力与缝宽随闭合应力的变化规律见图 6 所示。

裂缝导流能力 K 等于裂缝宽度 w_f 和支撑剂充填层渗透率 k_f 的乘积,而裂缝宽度 w_f 可以表示为:

$$w_f = w_0 - w_p - w_e \quad (19)$$

分别为 30 GPa,35 GPa,40 GPa 时,裂缝导流能力和支撑剂嵌入深度的变化规律见图 7 所示。随着闭合应力的增大,裂缝导流能力与岩石弹性模量成正比。由式(19)所示,裂缝闭合应力、支撑剂铺置浓度、支撑剂颗粒微观力学参数一定时,裂缝宽度主要受支撑剂的嵌入深度所决定。支撑剂嵌入岩石颗粒的问题实际上是一个圆球(支撑剂颗粒)与多个圆球(岩石)之间的赫兹接触问题。当支撑剂的强度参数略小于或等于岩石的强度参数时,支撑剂颗粒难以嵌入岩石内部,从而降低支撑剂颗粒的嵌入程度。Deng 等^[24]指出,支撑剂颗粒的弹性模量为 34.48 GPa,泊松比为 0.21。因此,裂缝导

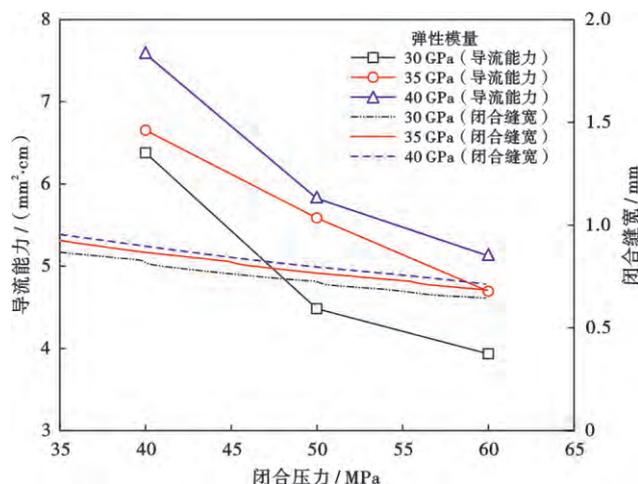


图 7 不同储层弹性模量时裂缝的导流能力与闭合缝宽
Fig. 7 Fracture conductivity and closing fracture aperture for different formation elastic moduli

流能力与岩石弹性模量成正比,与支撑剂的嵌入深度成反比。图7中支撑剂嵌入的数值模拟结果证实了这一结论。但当岩石弹性模量较高,支撑剂弹性模量较小,其弹性模量数值差异较大时,支撑剂相当于夹持在钢板内,容易发生支撑剂颗粒的破碎。

由不同岩石模量下、 3 kg/m^2 的 20/40 目支撑剂时,闭合缝宽与支撑剂嵌入量的变化(图8)可知,较大的岩石模量使得支撑剂不易嵌入岩层,嵌入量也较小,从而保证较大的闭合缝宽并提高了导流能力;相反,在岩石模量较小或者在页岩水化使得岩石模量降低的情况下,由于支撑剂易嵌入裂缝面,其支撑作用表现较差,不利于保持有效的导流能力。

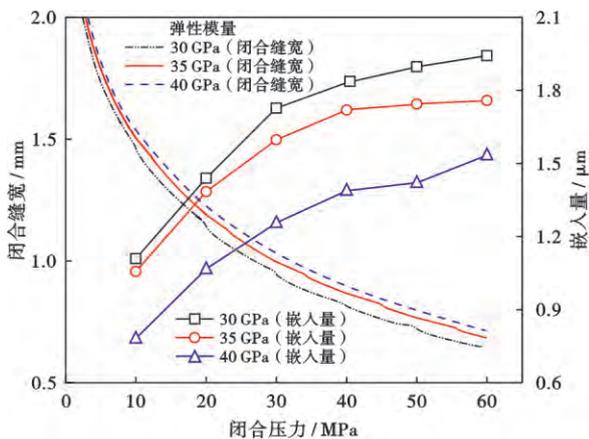


图8 不同储层模量时闭合缝宽与支撑剂嵌入量

Fig. 8 Fracture aperture and proppant embedment for different shale moduli

2.3 铺砂浓度

采用 40/70 目支撑剂、岩石弹性模量为 30 GPa 时,裂缝导流能力和闭合宽度的变化规律如图9所示。相同的裂缝闭合应力下, 9 kg/m^2 铺砂浓度的裂缝导流能力最大, 6 kg/m^2 次之, 3 kg/m^2 铺砂浓度的导流能力最小。裂缝闭合应力小于 30 MPa 时, 3种铺砂浓度裂缝导流能力的差异较大。当闭合应力高于 50 MPa 时, 3种铺砂浓度时裂缝导流能力的差异趋于稳定, 3 kg/m^2 和 6 kg/m^2 铺砂浓度的裂缝导流能力相差不大, 9 kg/m^2 铺砂浓度的略大。由此可见,较大的支撑剂浓度在水力压裂中有更明显的支撑裂缝的作用,能带来更高的裂缝导流能力。X23 井现场压裂时,可考虑选择 6 kg/m^2 以上铺砂浓度。

2.4 支撑剂组合形式

岩石弹性模量为 30 GPa、支撑剂铺置浓度为 3 kg/m^2 时,支撑剂组合形式对裂缝导流能力和缝宽变化规律的影响如图10所示。大粒径支撑剂其孔隙相对比较大,流体较易通过,因此导流能力相应的比粒径小的支

撑剂高。3种不同粒径支撑剂在闭合应力较低时,导流能力差别较大。随着闭合应力增加,支撑剂充填层被压实,各种支撑剂导流能力的差距也逐渐减小。当闭合压裂增加到 40 MPa 时,3种组合形式的支撑剂导流能力差距趋于稳定。当闭合应力增加到 50 MPa 以后,三者之间的差距逐渐趋于稳定,30/50 目和 40/70 目支撑剂组合形式的裂缝导流能力相差不大,20/40 目支撑剂的导流能力略大。20/40 目支撑剂组合是该储层保持裂缝高导流能力的较优化组合。

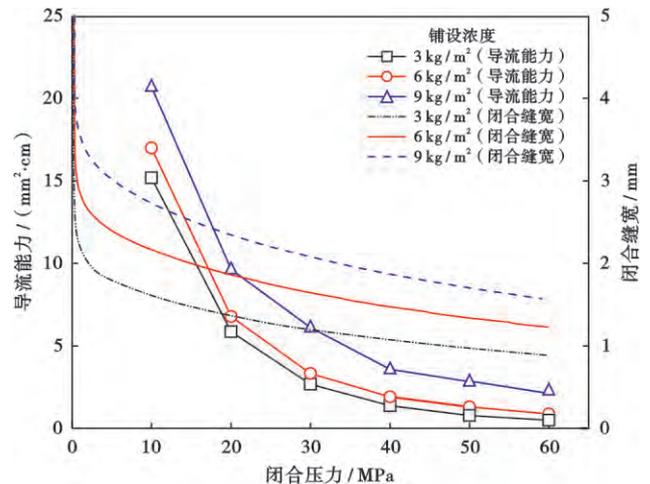


图9 支撑剂铺置浓度对裂缝导流能力和闭合缝宽的影响规律

Fig. 9 Effect of proppant concentration on the fracture conductivity and closing fracture aperture

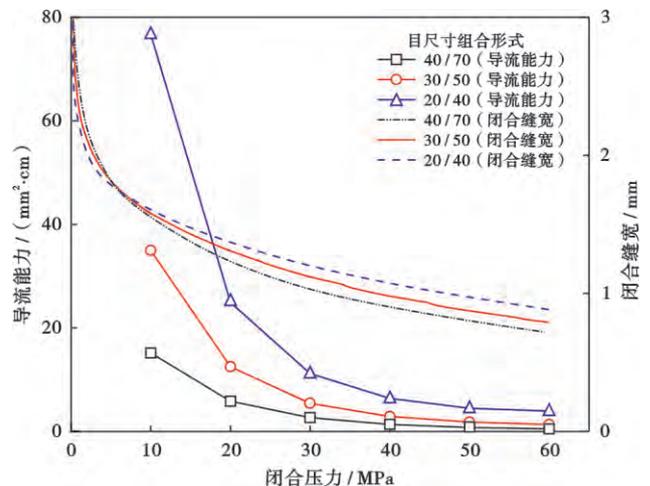


图10 支撑剂尺寸组合形式对裂缝导流能力和缝宽的影响规律

Fig. 10 Effect of proppant size combination on the fracture conductivity and fracture aperture

图11为岩石模量 30 GPa、采用 3 kg/m^2 铺砂浓度时,不同组合形式的支撑剂对裂缝宽度和支撑剂嵌入量的影响。粒径较大的支撑剂保留了更大的缝宽,但由于其与裂缝面的接触面积小于小粒径颗粒的接触面积,因此产生了较大的嵌入量。可见 20/40 目支撑剂

在出现较大嵌入量的同时保证了裂缝的有效宽度,使得闭合宽度仍大于 30/50 目及 40/70 目。因此,大粒径组合形式的支撑剂有利于保持有效的裂缝导流特性。

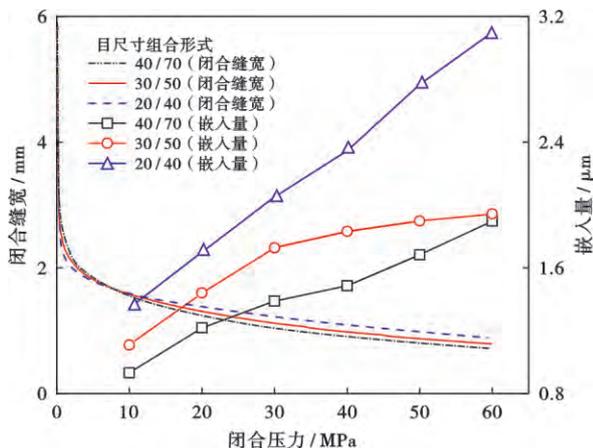


图 11 支撑剂尺寸组合形式对裂缝宽度和嵌入量的影响规律

Fig. 11 Effect of proppant size combination on the fracture aperture and proppant embedment

3 DEM-CFD 模型与解析模型的对比

为了验证 DEM-CFD 导流能力模型的准确性,将 Gao 等^[21]、Li 等^[20]的裂缝导流能力解析模型与该模型进行对比。根据 Gao 等^[21],裂缝导流能力的表达式为:

$$K = (\omega_0 - \alpha) \frac{\phi r^2}{8\tau^2} \quad (20)$$

其中,

$$\alpha = 0.122\omega_0 p^{\frac{2}{3}} \cdot$$

$$\left\{ C_1^{\frac{2}{3}} + \frac{D_1}{\omega_0} \left[(C_1 + C_2)^{\frac{2}{3}} - C_1^{\frac{2}{3}} \right] \right\} + D_2 \frac{p}{E_2} \quad (21)$$

$$\phi = \frac{0.26\omega_0 - 2\beta}{\omega_0 - 2\beta} \quad (22)$$

$$r = \frac{(\omega_0 - 2\beta)(2\sqrt{3} - 3)}{6\omega_0} D_1 \quad (23)$$

$$\tau = \left[0.5 \left(\frac{\omega_0 - 2\beta}{\omega_0} \right)^2 + 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (24)$$

C_1 、 C_2 、 β 的计算如下:

$$C_1 = \frac{1 - \gamma_1^2}{E_1} \quad (25)$$

$$C_2 = \frac{1 - \gamma_2^2}{E_2} \quad (26)$$

$$\beta = 0.122\omega_0 \left(p \frac{1 - \gamma_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (27)$$

式(20)一式(27)中,各基本参数取值保持与本文 DEM-CFD 模型参数相同,即初始缝宽 ω_0 为 6 mm,闭合

应力 p 为 0~60 MPa,支撑剂直径 D_1 为 0.315 mm(40/70 目支撑剂的中值粒径),岩板厚度 D_2 为 2.85 mm,支撑剂杨氏模量 E_1 为 9.84 MPa,支撑剂泊松比 γ_1 为 0.2,岩石杨氏模量 E_2 为 35 GPa,岩石泊松比 γ_2 为 0.28。根据 Li 等^[20],裂缝导流能力的表达式为:

$$K = (1 - \eta) \omega_f \frac{\phi r^2}{8\tau^2} \quad (28)$$

其中,缝宽 ω_f 与孔喉半径 r 计算式为:

$$\omega_f = \omega_0 - (n - 1)\delta_2 - \delta_3 \quad (29)$$

$$r = \frac{\sqrt{3}}{3} (2R - \delta_1) - R \quad (30)$$

参数 δ_1 、 δ_2 、 δ_3 的表达式为:

$$\delta_1 = 2.08 \left[R^3 p^2 \left(\frac{1 - \gamma_1^2}{E_1} \right)^2 \right]^{\frac{1}{3}} \quad (31)$$

$$\delta_2 = 3.78 \left[R^3 p^2 \left(\frac{1 - \gamma_1^2}{E_1} \right)^2 \right]^{\frac{1}{3}} \quad (32)$$

$$\delta_3 = 1.89 \left[R^3 p^2 \left(\frac{1 - \gamma_1^2}{E_1} + \frac{1 - \gamma_2^2}{E_2} \right)^2 \right]^{\frac{1}{3}} \quad (33)$$

式(28)一式(33)中,各基本参数与本文 DEM-CFD 模型参数相同:破碎率 η 为 0,孔隙度采用本文数值模拟测得的孔隙度,迂曲度 τ 为 1.33(原文给定值),支撑剂半径 R 为 0.1575 mm,铺砂浓度为 6 kg/m²(颗粒层数 n 为 21),闭合应力 p 为 0~60 MPa,支撑剂杨氏模量 E_1 为 9.84 MPa,支撑剂泊松比 γ_1 为 0.2,岩石杨氏模量 E_2 为 35 GPa,岩石泊松比 γ_2 为 0.28。

图 12 为 Gao 模型^[21]、Li 模型^[20]和本文 DEM-CFD 模型的裂缝导流能力结果对比分析。本文数值模拟结果与实验结果吻合较好。在裂缝闭合应力小于 30 MPa 时,解析模型结果与实验结果差距较大。Gao 解析模型在裂缝闭合应力大于 30 MPa 后准确度较高, Li 模型的计算结果在裂缝闭合应力大于 50 MPa 后准确度较高。

在裂缝闭合应力较小时,解析模型的计算结果与实验结果差距较大;在闭合应力较大时,解析模型计算结果与实验结果较接近。这是由于解析模型以赫兹接触理论为基础,只能考虑颗粒接触的正压力作用,没有考虑颗粒滚动引起的摩擦效应。在裂缝闭合应力较小时,支撑剂充填层被快速压实,空间位置和受力状态不停变化,颗粒间的滚动摩擦效应起主导作用,而解析模型恰恰无法考虑这一效应。随着裂缝闭合应力增加,支撑剂颗粒的空间位置基本稳定,摩擦效应减弱,颗粒的正压力接触作用占主导,因此此时解析模型结果与实验结果比较接近。所建立的 DEM-CFD 数值模型综合考虑了颗粒的摩擦系数、切向刚度、法向刚度等参数,既能描述支撑剂在闭合应力较小时的摩擦效应,也

能描述在较大闭合应力作用下的接触作用,因此始终与实验结果保持一致。因此,DEM-CFD 导流能力预测模型可以用于不同储层地应力的裂缝导流能力计算,而解析模型则更适应于地应力较大时的裂缝导流能力预测。

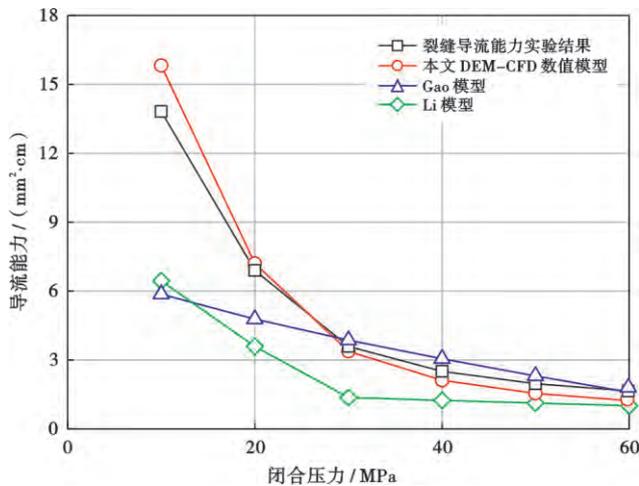


图 12 裂缝导流能力模型与 DEM-CFD 数值模型的对比

Fig. 12 Comparison of fracture conductivity analytical models and DEM-CFD numerical model

支撑剂在裂缝内受到储层的挤压、地层流体压力以及支撑剂颗粒之间的相互作用,受力状态较为复杂,很难使用简单的理论模型来精确描述。储层岩石的塑性、流体—岩石的流固耦合作用、支撑剂颗粒之间的相互作用和支撑剂与岩石颗粒之间的接触等,均是计算裂缝导流能力必须考虑的因素。离散元数值模拟方法,能够描述小尺寸支撑剂颗粒的几何状态和力学行为,通过建立地层岩石和支撑剂以及支撑剂和支撑剂之间的接触模型,将 CFD 和支撑剂充填层的力学行为相耦合,求解裂缝导流能力。笔者所建立起来的裂缝导流能力数值模拟方法可量化地快速优选支撑剂参数。

所建立的模型并未考虑支撑剂颗粒的破碎以及储层岩石的流变作用。四川重庆涪陵页岩气储层埋深普遍超过 3 km,部分已达到 5 km,裂缝闭合应力高达 80 MPa,在长期高应力状态下支撑剂极易嵌入页岩或被压碎^[44]。支撑剂的嵌入和破碎会降低裂缝内支撑剂充填层的渗透率和有效支撑裂缝宽度,进而显著降低裂缝导流能力,致使页岩气产量持续快速下降。同时,对中国涪陵^[45]、美国 Eagle Ford、Barnett 等典型页岩气田的生产历史研究发现,页岩气井的产量和储层压力在生产 1~2 a 后迅速下降,致使裂缝闭合应力显著增大,进一步加剧了支撑剂的嵌入或破碎。若压裂设计时仍以裂缝的短期导流能力为依据,则会导致优选

出的支撑剂只适用于储层压力变化不大的生产初期,而不能满足页岩气井长期稳产的需求。因此,需要引入支撑剂的破碎和岩石的流变性等因素预测裂缝的长期导流能力。通过导流能力实验获取支撑剂的破碎率,从而修正模型的闭合缝宽,并对岩石颗粒设置蠕变模型以模拟岩石流变性。

4 结 论

(1) 以欧根方程确定层流中的压力梯度项,建立了井下流体流经支撑剂充填层时的动力学模型;通过岩石颗粒—支撑剂充填层—岩石颗粒的离散元接触数值模拟,得到闭合应力条件下裂缝的缝宽,结合达西公式,实现对支撑裂缝导流能力的数值模拟定量求解。

(2) 针对胜利油田 X23 井区开展了支撑裂缝导流能力的数值模拟研究。随着裂缝闭合应力的增大,裂缝缝宽和裂缝导流能力先急剧减小,随后趋于稳定。当储层岩石的弹性模量大于支撑剂的弹性模量时,支撑剂难以嵌入岩石,裂缝导流能力与岩石弹性模量成正比。铺砂浓度为 9 kg/m² 时的裂缝导流能力最大,6 kg/m² 次之,3 kg/m² 铺砂浓度的导流能力最小。20/40 目支撑剂的导流能力最大,30/50 目次之,40/70 目最小。

(3) 当裂缝闭合应力大于 50 MPa 时,3 种铺砂浓度和 3 种支撑剂组合形式的裂缝导流能力均趋于稳定。现场压裂时,如果从裂缝导流能力的角度考虑,胜利油田 X23 井区应考虑选择 20/40 目支撑剂组合和 6 kg/m² 以上的铺砂浓度。

(4) 将其他解析模型与 DEM-CFD 数值模型对比发现,DEM-CFD 模型适用于计算不同地应力大小储层的裂缝导流能力,而解析模型更适用于计算地应力较高时的裂缝导流能力。

致谢 感谢同济大学张丰收教授在离散元数值模拟与流固耦合计算方面提供的软件与技术支持。

符号注释: f_{d_i} —颗粒 i 受到的驱动力, N; f_{int} —每单元体积内颗粒与流体之间的作用力, Pa/m; d_{p_i} —颗粒 i ($i=1, n_p$) 的直径 (n_p 为颗粒数量), m; ϕ —颗粒的孔隙率; ∇p —流体压力梯度, Pa/m; t —流动时间, s; \bar{d}_p —颗粒平均直径, m; u —流体速度, m/s; τ —黏性应力张量, Pa/m; g —重力加速度, m/s²; ρ_l —流体密度, kg/m³; u_j —流体在 j ($j=x, y, z$) 方向上的速度, m/s; u_k —流体在 k ($k=x, y, z$) 方向上的速度, m/s; u_l —流体在 l ($l=x, y, z$) 方向上的速度, m/s; x_j — j 方向上的长度, m; x_k — k 方向上的长度, m; x_l — l 方向上的长度, m; τ_{jk} —黏性应力张量的分量, Pa/m; δ_{jk} —黏性应

力张量的单位分量, Pa/m; ∇p_j —流体在 j 方向上的压力梯度, Pa/m; f_{int_j} — j 方向上每单元体积内颗粒与流体之间的作用力, Pa/m; g_j — j 方向上的重力加速度分量, m/s^2 ; \bar{v}_j —颗粒在 j 方向上的平均速度, m/s; C_D —拖曳系数; Re —雷诺数; μ_f —流体动力黏度, $Pa \cdot s$; β_{int_j} —流固摩擦系数, $Pa \cdot s/m^2$; q —流量, mm^3/s ; k —渗透率, mm^2 ; A —渗流截面积, mm^2 ; Δp —压降, Pa/mm; p_1 —流场入口压强, Pa; K —导流能力, $\mu m^2 \cdot cm$; ω_f —即时缝宽, mm; Δt_{crit} —临界时间步长, s; m_{tot} —颗粒质量之和, kg; K_{tot} —颗粒刚度之和, N/m; k_n —法向刚度, N/m; k_s —切向刚度, N/m; E_c —表观模量, Pa; ω_0 —裂缝未闭合时的宽度, mm; ω_p —支撑剂充填层被压缩的厚度, mm; ω_c —支撑剂嵌入岩石的深度, mm; α —缝宽变化量, mm; r —孔喉半径, μm ; τ —迂曲度; p —闭合应力, MPa; D_1 —支撑剂直径, mm; D_2 —岩板厚度, mm; E_1 —支撑剂杨氏模量, MPa; γ_1 —支撑剂泊松比; E_2 —岩石杨氏模量, MPa; γ_2 —岩石泊松比; η —破碎率; R —支撑剂半径, mm; n —颗粒层数; $C_1, C_2, \beta, \delta_1, \delta_2, \delta_3$ —中间参数。

参 考 文 献

- [1] HUBBERT M K, WILLIS D G. Mechanics of hydraulic fracturing [J]. Transactions of Society of Petroleum Engineers of AIME, 1957, 210: 153-168.
- [2] 朱海燕, 邓金根, 刘书杰, 等. 定向射孔水力压裂起裂压力的预测模型[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 556-562.
ZHU Haiyan, DENG Jin'gen, LIU Shujie, et al. A prediction model for the hydraulic fracture initiation pressure in oriented perforation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 556-562.
- [3] ZHU Haiyan, DENG Jin'gen, JIN Xiaochun, et al. Hydraulic fracture initiation and propagation from wellbore with oriented perforation[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2015, 48(2): 585-601.
- [4] 刘奎, 王宴滨, 高德利, 等. 页岩气水平井压裂对井筒完整性的影响[J]. 石油学报, 2016, 37(3): 406-414.
LIU Kui, WANG Yanbin, GAO Deli, et al. Effects of hydraulic fracturing on horizontal wellbore for shale gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(3): 406-414.
- [5] HAMMOND P S. Settling and slumping in a Newtonian slurry, and implications for proppant placement during hydraulic fracturing of gas wells[J]. Chemical Engineering Science, 1995, 50(20): 3247-3260.
- [6] WEAVER J D, RICKMAN R D, LUO Hongyu, et al. A study of proppant Formation reactions[R]. SPE 121465, 2009.
- [7] BARREE R D, CONWAY M W. Experimental and numerical modeling of convective proppant transport (includes associated papers 31036 and 31068)[J]. Journal of Petroleum Technology, 1995, 47(3): 216-222.
- [8] DAYAN A, STRACENER S M, CLARK P E. Proppant transport in slickwater fracturing of shale gas formations[R]. SPE 125068, 2009.
- [9] 李海涛, 卢宇, 谢斌, 等. 水平井多段分簇射孔优化设计[J]. 特种油气藏, 2016, 23(3): 133-135.
LI Haitao, LU Yu, XIE Bin, et al. Multi-Stage clustering perforation optimization in horizontal well[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 133-135.
- [10] 管保山, 梁利, 程芳, 等. 压裂返排液取水应用技术[J]. 石油学报, 2017, 38(1): 99-104.
GUAN Baoshan, LIANG Li, CHENG Fang, et al. Application of recycling technology for fracturing flowback fluid[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(1): 99-104.
- [11] ZHU Haiyan, SHEN Jiadong, ZHANG Fengshou, et al. DEM-CFD modeling of proppant pillar deformation and stability during the fracturing fluid flowback[J]. Geofluids, 2018, 2018: 3535817.
- [12] American Petroleum Institute. Recommended practices for evaluating short term proppant pack conductivity; API RP 61 [S]. Washington, DC: American Petroleum Institute, 1989.
- [13] KASSIS S, SONDERGELD C H. Fracture permeability of gas shale; effect of roughness, fracture offset, proppant, and effective stress[R]. SPE 131376, 2010.
- [14] 董光, 邓金根, 朱海燕, 等. 煤层水力压裂裂缝导流能力实验评价[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(8): 2049-2052.
DONG Guang, DENG Jin'gen, ZHU Haiyan, et al. Experimental evaluation on conductivity of hydraulic fracture in CBM wells[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(8): 2049-2052.
- [15] AVEN N K, WEAVER J, LOGHRY R, et al. Long-term dynamic flow testing of proppants and effect of coatings [R]. SPE 165118, 2013.
- [16] RAYSONI N, WEAVER J D. Long-term proppant performance [R]. SPE 150669, 2012.
- [17] WEN Qingzhi, ZHANG Shicheng, WANG Lei, et al. The effect of proppant embedment upon the long-term conductivity of fractures [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 55(3/4): 221-227.
- [18] RENKES I, ANSCHUTZ D, SUTTER K, et al. Long term conductivity vs. point specific conductivity[R]. SPE 184814, 2017.
- [19] RAYSON N, WEAVER J. Improved understanding of proppant-formation interactions for sustaining fracture conductivity[R]. SPE 160885, 2012.
- [20] LI Haitao, WANG Ke, XIE Jiang, et al. A new mathematical model to calculate sand-packed fracture conductivity [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35: 567-582.
- [21] GAO Yuanping, LV Youchang, WANG Man, et al. New mathematical models for calculating the proppant embedment and fracture conductivity[R]. SPE 155954, 2012.
- [22] ZHANG Junjing, ZHU Ding, HILL A D. A new theoretical method to calculate shale fracture conductivity based on the population balance equation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 134: 40-48.
- [23] NETO L B, KOTOUSOV A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2013, 61: 223-230.
- [24] GUO Jianchuan, LIU Yuxuan. Modeling of proppant embedment;

- elastic deformation and creep deformation[R]. SPE 157449, 2012.
- [25] DENG Shouchun, LI Haibo, MA Guowei, et al. Simulation of shale-proppant interaction in hydraulic fracturing by the discrete element method[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2014, 70: 219-228.
- [26] LUO Kun, WU Fan, YANG Shiliang, et al. CFD-DEM study of mixing and dispersion behaviors of solid phase in a bubbling fluidized bed[J]. *Powder Technology*, 2015, 274: 482-493.
- [27] AKBARZADEH V, HRYMAK A N. Coupled CFD-DEM of particle-laden flows in a turning flow with a moving wall[J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2016, 86: 184-191.
- [28] FRIES L, ANTONYUK S, HEINRICH S, et al. DEM-CFD modeling of a fluidized bed spray granulator[J]. *Chemical Engineering Science*, 2011, 66(11): 2340-2355.
- [29] ZHOU Hao, YANG Yu, WANG Lingli. Numerical investigation of gas-particle flow in the primary air pipe of a low NOx swirl burner-The DEM-CFD method[J]. *Particuology*, 2015, 19: 133-140.
- [30] ZENG Junsheng, LI Heng, ZHANG Dongxiao. Numerical simulation of proppant transport in hydraulic fracture with the up-scaling CFD-DEM method[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 264-277.
- [31] SUN Rui, XIAO Heng. SediFoam: A general-purpose, open-source CFD-DEM solver for particle-laden flow with emphasis on sediment transport[J]. *Computers & Geosciences*, 2016, 89: 207-219.
- [32] ZHAO Jidong, SHAN Tong. Coupled CFD-DEM simulation of fluid-particle interaction in geomechanics[J]. *Powder Technology*, 2013, 239: 248-258.
- [33] ZHANG Fengshou, ZHU Haiyan, ZHOU Hanguo, et al. Discrete-element-method/computational-fluid-dynamics coupling simulation of proppant embedment and fracture conductivity after hydraulic fracturing[J]. *SPE Journal*, 2017, 22(2): 632-644.
- [34] CUNDALL P A. A computer model for simulating progressive large scale movements in blocky rock systems[C]//Proceedings of the Symposium of the International Society for Rock Mechanics. France; Society for Rock Mechanics, 1971.
- [35] CUNDALL P A, STRACK O D L. A discrete numerical model for granular assemblies[J]. *Géotechnique*, 1979, 29(1): 47-65.
- [36] WEN C, YU Y. Mechanics of fluidization[J]. *Chemical Engineering Progress*, Symposium Series, 1966, 62(1): 100-111.
- [37] FURTNEY J, ZHANG F, HAN Y. Review of methods and applications for incorporating fluid flow in the discrete element method[M]//ZHU P, DETOURNAY C, HART R, NELSON M. Continuum and distinct element numerical modeling in geomechanics. Minneapolis: Itasca Consulting Group, 2013.
- [38] BEAR J. Dynamics of fluids in porous media[M]. New York: American Elsevier Publishing, 1972.
- [39] SHIMIZU Y. Fluid coupling in PFC2D and PFC3D[C]//Proceedings of the 2nd International PFC Symposium in Numerical Modeling in Micromechanics. Kyoto, Japan; sn, 2004.
- [40] LISIAK A, GRASSELLI G. A review of discrete modeling techniques for fracturing processes in discontinuous rock masses[J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2014, 6(4): 301-314.
- [41] O'SULLIVAN C, BRAY J D. Selecting a suitable time step for discrete element simulations that use the central difference time integration scheme[J]. *Engineering Computations*, 2004, 21(2/4): 278-303.
- [42] MCDANIEL R R, HOLMES D V, BORGES J, et al. Determining propped fracture width from a new tracer technology[R]. SPE 119545, 2009.
- [43] MA Yifei, HUANG Haiying. DEM analysis of failure mechanisms in the intact Brazilian test[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2018, 102: 109-119.
- [44] 徐壮, 石万忠, 翟刚毅, 等. 涪陵地区页岩总孔隙度测井预测[J]. *石油学报*, 2017, 38(5): 533-543.
- XU Zhuang, SHI Wanzhong, ZHAI Gangyi, et al. Well logging prediction for total porosity of shale in Fuling area[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(5): 533-543.
- [45] 舒逸, 陆永潮, 刘占红, 等. 海相页岩中斑脱岩发育特征及对页岩储层品质的影响——以涪陵地区五峰组—龙马溪组一段为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(12): 1371-1380.
- SHU Yi, LU Yongchao, LIU Zhanhong, et al. Development characteristics of bentonite in marine shale and its effect on shale reservoir quality: a case study of Wufeng Formation to Member 1 of Longmaxi Formation, Fuling area[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(12): 1371-1380.

(收稿日期 2017-07-04 改回日期 2018-08-23 编辑 宋 宁)