科学通报 2016 年 第 61 卷 第 1 期：82 ~ 93
香山科学会议 专栏 论 文
《中国科学》杂志社
SCIENCE CHINA PRESS

第517次学术讨论会·页岩气开发中的工程科学问题

低渗透非均质砂砾岩的三维重构与水压致裂模拟

鞠杨[①②③*], 杨永明[④], 陈佳亮[④], 刘鹏[④], 戴涛[⑤], 郭迎春[⑤], ZHENG LianGe[③]

① 中国矿业大学煤炭资源与安全开采国家重点实验室, 北京 100083;
② 中国矿业大学深部岩土力学与地下工程国家重点实验室, 徐州 221116;
③ *Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley 94720, USA*;
④ 中国矿业大学(北京)力学与建筑工程学院, 北京 100083;
⑤ 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院, 东营 257015
* 联系人, E-mail: juy@cumtb.edu.cn

2015-03-25 收稿, 2015-04-12 修回, 2015-04-14 接受, 2015-05-27 网络版发表
国家杰出青年科学基金(51125017)、国家自然科学基金(51374213)、国家自然科学创新研究群体科学基金(51421003)和国家重点基础研究发展计划(2011CB201201)资助

摘要 运用μCT成像、X射线衍射等方法, 构建了考虑砂砾矿物成分与分布特征的非均质砂砾岩的三维重构模型, 采用基于连续介质的离散元程序(CDEM)模拟分析了不同水平地应力下砂砾岩水力压裂裂缝的起裂与扩展行为. 通过与均质砂岩计算结果的对比, 阐述了水平应力比变化和砾石颗粒对砂砾岩压裂裂缝起裂、扩展和空间展布的影响. 同时, 完成了非均质砂砾岩和均质砂岩物理模型的水力压裂试验, 并与数值模拟结果进行了对比. 研究表明, 砂砾岩的非均质性显著影响压裂裂缝的起裂和扩展行为. 相同应力条件下砂砾岩压裂裂缝的起裂压力小于均质砂岩起裂压力, 随水平应力比增大两者起裂压力的差异逐渐减小, 非均质性强的砂砾岩的起裂压力受水平应力比变化的影响较小. 无论非均质砂砾岩或均质砂岩, 水平应力比变化均影响压裂裂缝的空间展布和形态.

关键词 水力压裂, 裂纹扩展, 非均质结构, 砂砾岩, 三维重构

低渗透岩层水力压裂裂缝的形成机制、空间形态、扩展模式是进行低渗透油气储层压裂改造、开采设计以及提高采收率的基础和关键[1,2]. 然而, 油气储层深埋地下, 其地质构造、地应力环境与岩石物性异常复杂, 储层岩石的压裂过程“看不见、摸不着”, 压裂裂缝的形成机理、发育模式复杂多变, 探测的技术难度大、成本高, 人们难以直观地获知和准确地描述储层水力压裂的机理以及深部地质环境的影响, 对岩层压裂的效果缺乏科学准确的评判, 压裂的设计、现场实施和监测存在较大的盲目性. 这些问题导致现场实施水力压裂往往达不到预期效果, 油气资源开采成本高、采收率低、资源浪费严重、经济损失巨大. 因此, 深入研究储集层岩石水力压裂裂缝的形成机制、空间展布、扩展机理、影响因素及表征方法对于准确定量地评判水力压裂效果、有效地实施水力压裂技术、提高低渗透油气资源采收率、降低开采成本具有重要的科学意义和工程应用价值.

低渗透岩层水力压裂受到诸多因素影响, 近年来, 国内外学者运用现场或试验室试验、数值模拟及理论分析等方法开展了一系列的研究工作. 在物理试验方面, Warpinski等人[3]在20世纪80年代采用应力环装置研究了层状储层对裂缝垂向延伸的影响; 陈

引用格式: 鞠杨, 杨永明, 陈佳亮, 等. 低渗透非均质砂砾岩的三维重构与水压致裂模拟. 科学通报, 2016, 61: 82–93
Ju Y, Yang Y M, Chen J L, et al. 3D reconstruction of low-permeability heterogeneous glutenites and numerical simulation of hydraulic fracturing behavior (in Chinese). Chin Sci Bull, 2016, 61: 82–93, doi: 10.1360/N972015-00292

© 2015《中国科学》杂志社

勉等人[4]应用大尺寸真三轴水力压裂装置开展了天然岩样的水力压裂试验，分析了地应力、断裂韧性、天然裂缝等对水压裂缝形成和扩展的影响；刘洪等人[5]采用真三轴试验系统模拟了斜井、天然微裂缝、水平地应力差等因素对多裂缝形成、裂缝延伸轨迹的影响；Hosseini[6]利用线弹性断裂力学方法研究了美国Barnett页岩压裂裂缝扩展行为，分析了地应力对裂缝扩展的影响；Zhao等人[7]基于岩石动力学研究了页岩压裂复杂裂缝网络的形成机理，分析了压裂液泵率对压裂裂缝网络的影响，发现存在一个形成密集裂缝网络的最小临界压裂泵率；Li等人[8]基于三轴加载试验研究了岩石脉冲水力压裂裂缝扩展机理，分析了脉冲频率、振幅对岩石压裂裂缝形态的影响；Gu和Mohanty[9]采用二维断裂模型分析了压裂液和支撑剂对页岩水力裂缝扩展形态、裂缝倒流能力的影响. 随着低渗透油气开采研究的逐步深入，在数值模拟方面相继提出了裂缝扩展的P3D模型[10,11]、PL3D模型[12]和考虑裂缝复杂生长效应的非平面裂缝模型[13~17]；Simonson等人[18]引入裂缝高度作为压力函数，模拟了裂缝向高围压地层的扩展过程，分析了弹性能和地应力因素对裂缝周边压力梯度的影响，从裂缝压力角度解释了裂缝扩展机理；Fung等人[19]在此基础上发展了非轴对称的多层裂缝扩展模型；刘建军等人[20]建立了油水井三维水力压裂的数学模型，给出了裂纹扩展流固耦合效应的数值解法；朱君等人[21]建立了低渗透油层水力压裂三维裂缝动态扩展模型，利用有限元方法分析了三维裂缝动态形成过程；连志龙等人[22]采用ABAQUS建立了水力压裂模型，模拟了地应力、岩性和压裂液特性因素对压裂裂缝扩展的影响；张广明等人[23]采用流-固耦合单元模拟了岩石的应力渗流耦合行为，建立了三维非线性流固耦合水力压裂模型；Deng等人[24]采用三维离散元研究了不同页岩-支撑剂的相互作用关系，获得了不同支撑剂颗粒和压力水平条件下页岩压裂裂缝的空间形态特征.

上述研究对于帮助人们认识和描述水力压裂裂缝的形成机理和扩展模式具有重要意义. 然而，深部低渗透岩层复杂的地质结构、岩层的非均质性和地应力特征对裂缝扩展有重要影响，由于缺乏准确的探测手段，人们对地应力和水力压裂耦合作用下的压裂裂缝扩展过程一直缺乏准确的认识，对储层压裂裂缝空间展布形态，扩展规律及影响因素研究不足，难以建立科学的低渗透岩层渗流理论并准确预测水力压裂效果，这些问题导致不同地质条件和构造的低渗透岩层中进行水力压裂方案设计、实施水力压裂以及现场监测均存在较大的盲目性.

针对上述问题，本文以从油田现场采集的低渗透储层砂砾岩为例，运用μCT成像、电子探针和X射线衍射等方法，分析提取了砂砾岩颗粒的几何形貌、矿物成分和空间分布特征，利用自行开发的三维重构算法构建了砂砾岩非均质结构三维重构模型. 在三维重构模型的基础上，模拟分析了不同地应力水平下砂砾岩水力压裂裂缝在三维空间中的起裂和扩展行为，定量阐述了不规则、非连续的矿物颗粒、水平地应力等因素对砂砾岩裂缝三维扩展行为的影响. 同时，开展了砂砾岩相似物理模型的水力压裂试验，并与数值结果进行了对比，验证数值结果的有效性.

1 非均质砂砾岩的三维重构

低渗透砂砾岩样品取自山东胜利油田某油井区. 为了分析砂砾岩内部矿物颗粒的非均质性，利用物理切片、电镜扫描、电子探针和X射线衍射等试验方法，测试了3组岩芯样品，分析了矿物颗粒的形态、尺寸、空间分布、接触状态和物性等特征. 图1展示了砂砾岩样品的切片、颗粒的矿物成分及空间位置；表

表 1 砂砾岩基质与矿物颗粒的成分[a)]

Table 1 Mineral compositions of the matrix and coarse gravels of glutenites

类别	矿物种类与含量(%)				
	石英	钾长石	钠长石	方解石	白云石
基质	30.2	15.1	37.3	4.5	–
颗粒	4.0	0.8	5.4	0.5	84.5

a) 表中百分数为被测样本的体积百分比. 除表列出的成分外，其余为黏土矿物.

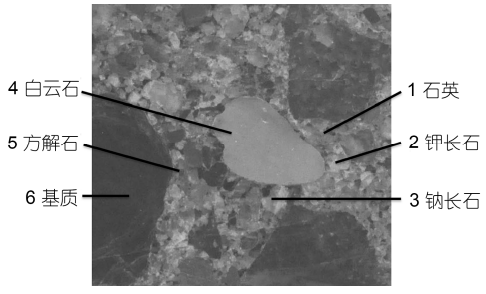


图 1 砂砾岩的矿物颗粒成分及分布

Figure 1 Image of the mineral gravels and their distribution in a glutenite sample

1列出了实测的砂砾岩矿物颗粒的主要成分.

考虑到工程现场所关注的压裂裂缝扩展与影响因素的尺度以及控制模型计算规模的需要, 本文重点关注和提取了毫米量级颗粒的几何和物性特征. 根据试验结果, 借鉴损伤力学中的代表性体元(RVE)方法[25], 将邻近具有相同矿物成分的微米颗粒进行总体平均, 形成具有相同矿物成分的毫米量级颗粒, 其中, 颗粒最大粒径为21 mm, 最小粒径为5 mm.

在此基础上, 利用电子计算机断层扫描(CT)获取砂砾岩岩芯样本的CT图, 分析了CT图中各像素点的灰度值, 得到灰度值与矿物成分之间的对应关系图, 如图2所示. 通过岩芯非均质模型重构算法和自主开发的重构程序[26,27], 建立了砂砾岩矿物颗粒成分的空间分布模型. 根据室内水力压裂试验方法, 本文模拟竖井裸眼压裂模式建立了用于水力压裂试验的非均质砂砾岩岩芯的三维重构模型, 如图3所示. 模型中的颗粒尺寸范围为5~21 mm, 与天然砂砾岩颗粒的尺寸范围一致.

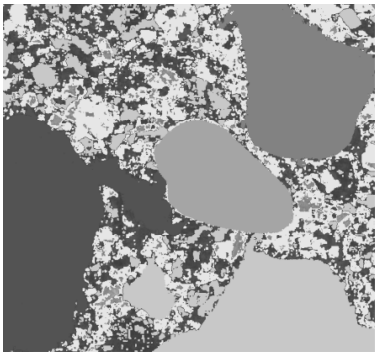


图 2 矿物颗粒成分相对应的灰度图

Figure 2 Grey-scale image of the mineral gravels

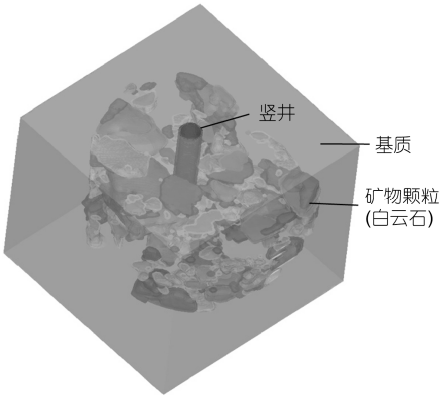


图 3 非均质砂砾岩的三维重构模型

Figure 3 3D reconstruction model of the heterogeneous glutenite sample

根据天然砂砾岩岩芯的成分试验结果, 砂砾岩颗粒的矿物成分主要是白云石, 体积含量占总体积的84.5%, 其他成分所占比重较小. 考虑重构模型的代表性以及简化计算, 模型中颗粒的矿物成分统一采用白云石; 基质由于包含比例相当的石英、钾长石和钠长石等多种矿物成分, 与砂岩矿物组成相近, 故模拟时基质的物理力学性质采用砂岩的来近似.

2 砂砾岩水力压裂数值模拟

2.1 基于连续介质的离散元法

采用中国科学院力学研究所李世海课题组开发的基于连续介质的离散元程序(CDEM)[28~30]模拟砂砾岩水力压裂过程. CDEM法将岩体视为非连续可变形单元, 单元之间通过虚拟弹簧传递相互作用力. 单元内部视为连续介质, 单元之间设接触面, 如图4所示. 单元内部按弹性计算, 接触面分边-边或面-面接触, 接触可分开. 对于面-面接触模型而言, 假设单元为弹性体, 单元之间的作用力通过法向和切向弹簧来承担, 用法向力及切向力来表示, 分别与法向和切向位移成正比关系.

可变形块体离散元的控制方程依然是运动方程, 由于考虑了块体的变形, 故运动方程为

$$\boldsymbol{M}\ddot{\boldsymbol{u}}(t)+\boldsymbol{C}\dot{\boldsymbol{u}}(t)+\boldsymbol{K}\boldsymbol{u}(t)=\boldsymbol{Q}(t), \tag{1}$$

式中, $\boldsymbol{M}$为质量矩阵, $\boldsymbol{C}$为阻尼矩阵, K为刚度矩阵,

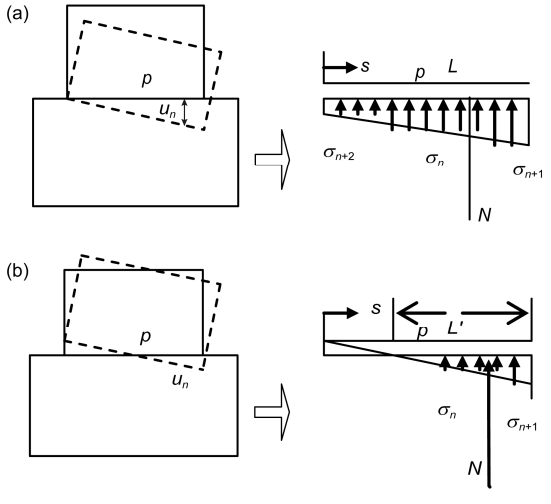


图 4 CDEM单元接触模型. (a) 边-边(面-面)接触模型(完全叠合); (b) 边-边(面-面)接触模型(部分叠合)

Figure 4 Element contact models used in CDEM. (a) Side-to-side (face-to-face) contact (completely overlapped); (b) side-to-side (face-to-face) contact (partially overlapped)

$\ddot{\boldsymbol{u}}(t)$为t时刻的加速度向量; $\dot{\boldsymbol{u}}(t)$为t时刻的速度向量, $\boldsymbol{u}(t)$为t时刻的位移向量; $\boldsymbol{Q}(t)$为载荷列阵. 采用动态松弛法求解该方程. 每个时步内的计算分为两步, 即先由刚度矩阵和节点位移求出弹性力, 再由阻尼矩阵和节点速度求出阻尼力, 最后迭加上外力用直接积分法求解式(1)所示的运动方程, 具体计算方程为

求弹性力

$$\begin{bmatrix} K_{1,1}K_{1,2}\cdots K_{1,42} \\ K_{2,1}K_{2,2}\cdots K_{2,42} \\ \cdots\ \cdots\ \cdots\ \cdots \\ K_{42,1}K_{42,2}\cdots K_{42,42} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \cdots \\ u_{42} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \cdots \\ f_{42} \end{bmatrix}, \tag{2}$$

求阻尼力

$$\begin{bmatrix} C_{1,1}C_{1,2}\cdots C_{1,42} \\ C_{2,1}C_{2,2}\cdots C_{2,42} \\ \cdots\ \cdots\ \cdots\ \cdots \\ C_{42,1}C_{42,2}\cdots C_{42,42} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \cdots \\ v_{42} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \cdots \\ f_{42} \end{bmatrix}, \tag{3}$$

迭加外力用直接积分法求解运动方程

$$\left.\begin{aligned} \alpha_i &= \frac{(f_i + f_i + f_i^{外})}{m_i}, \\ v_i &= v_i^{i-1} + \alpha_i t, \\ u_i &= v u_i^{i-1} + v_i t. \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

式(3)为通过合力求节点的加速度、速度和位移. 其中$f_i^{外}$包括边界面上的力和接触面上的力, 边界上的力由边界条件给出. 接触面上的力的求解方法可参考文献[28~30].

固体的破坏、滑移和裂缝扩展发生在单元与单元之间的接触面上, 当满足摩尔-库仑强度条件和张拉破坏条件, 单元接触面发生分离, 以此来模拟裂缝扩展. 单元本身只发生变形, 不发生破坏. 一旦单元分离, 单元之间接触力为零. 在后续变形运动过程中, 单元节点可以分离, 即一个单元与相邻单元的接触可以分开, 单元之间的相互作用力根据单元节点的力和位移的关系求出, 每个块体的运动和变形通过单元的力和刚度矩阵求出. 单元与单元之间不需满足位移连续和变形协调要求. 最终, 单元可能达到平衡状态, 或一直运动下去, 成为动态过程.

2.2 水力压裂数值模拟

图5为基于图3砂砾岩三维重构模型而建立的竖井水力压裂的CDEM网格模型. 考虑到砂砾岩矿物颗粒几何形态复杂、跨尺度分布, 再加上砾石颗粒与基体之间复杂的交界面, 砂砾岩数值模型的网格划分面临很大困难. 为了构建CDEM可识别的、高效运算的网格模型, 本文采用整体划分网格, 根据灰度值提取矿物颗粒和基质, 同时采用四面体网格, 保证了网格的有效性和几何边界的准确性. 模型尺寸为100 mm×100 mm×100 mm, 网格单元数量为70万. 模型中央构建直径9 mm、井深50 mm的模拟水压井筒. 为了分析水平地应力对水力压裂裂缝扩展的影响, 设置了3组不同水平应力比, 最小水平应力比和最大水平应力比分别为1∶1, 1∶1.5和1∶1.9(表2). 考虑到与试验室试验结果进行对比, 根据试验室条件, 将模型计算中的最小水平应力设为10 MPa. 垂直应力设为25 MPa, 井筒水压力从0逐渐递增. 假设压裂液无滤失.

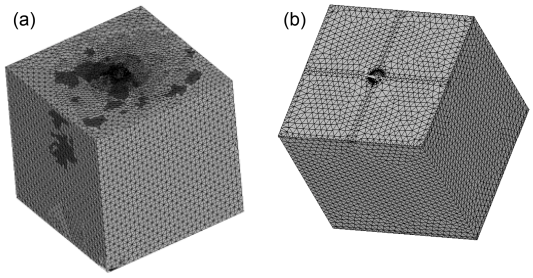


图 5 水力压裂试件的三维网格模型. (a) 非均质砂砾岩; (b) 均质砂岩
Figure 5 3D mesh model for the hydrofracturing specimens. (a) Heterogeneous glutenites; (b) homogeneous sandstones

为了输入正确的砾石颗粒和基体的物理力学参数, 本文分别开展了3组砂砾、基质的化学成分和物理力学性能的测试试验, 将实测值作为模型材料的物理力学参数带入模型计算. 表3列出了参数的实测结果.

为探查砂砾颗粒对压裂裂缝空间展布和扩展规律的影响, 又建立了均质砂岩的水力压裂模型, 用于

表 2 模拟用的地层应力
Table 2 The geostresses adopted in the simulation

地应力比 σ_h/σ_H	x方向水平最小地应力 σ_h (MPa)	y方向水平最大地应力 σ_H (MPa)	Z方向垂直地应力 σ_z (MPa)
1∶1	10	10	25
1∶1.5	10	15	25
1∶1.9	10	19	25

表 3 非均质模型计算参数
Table 3 The parameters used for the heterogeneous models

参数	E (GPa)	v	σ_t (MPa)	C (MPa)	φ (°)
基质	22.29	0.14	15	52.44	26.13
颗粒	43.80	0.11	25	100	50

对比分析. 均质砂岩模型的尺寸同样为100 mm×100 mm×100 mm, 单元网格数量37万, 网格为四面体, 模型如图5(b)所示. 材料参数与非均质模型中的基体材料参数一致(表2). 地层应力条件、加载模式、边界条件均与砂砾岩模型的相同. 图6和7分别给出了非均质砂砾岩和均质砂岩模型水力压裂的模拟计算结果.

计算结果表明, (1) 水平应力比(σ_h/σ_H)变化对非均质砂砾岩的裂缝起裂压力值影响不大, 但对均质砂岩的裂缝起裂压力值有较大的影响. 3种水平应力条件下非均质砂砾岩的起裂压力约为24 MPa(图8), 裂纹起裂后沿砾石颗粒的边缘扩展, 未出现裂缝穿越砾石颗粒的现象; 而均质砂岩的裂缝起裂压力值随水平应力比增大而减小(图8). 相同水平应力比(σ_h/σ_H)条件下, 均质砂岩的裂缝起裂压力较非均质砂砾岩的起裂压力大. 随水平应比(σ_h/σ_H)增大, 均质砂岩与非均质砂砾岩起裂压力之间的差异逐渐减小.

(2) 无论非均质砂砾岩还是均质砂岩, 水平应力比(σ_h/σ_H)变化对压裂裂缝在沿平行井筒方向和垂直井筒方向上的空间展布和形态均有较大影响. 水平应力比σ_h/σ_H<1∶1.5时, 裂缝的空间展布较复杂, 扩展呈现较多分叉, 趋向于形成空间缝网, 如图6和7上排结果所示; 当水平应力比σ_h/σ_H>1∶1.5时, 压裂起裂和空间扩展基本沿平行最大主应力方向的平面扩展, 试件表面形成一条沿平行最大主应力方向扩展

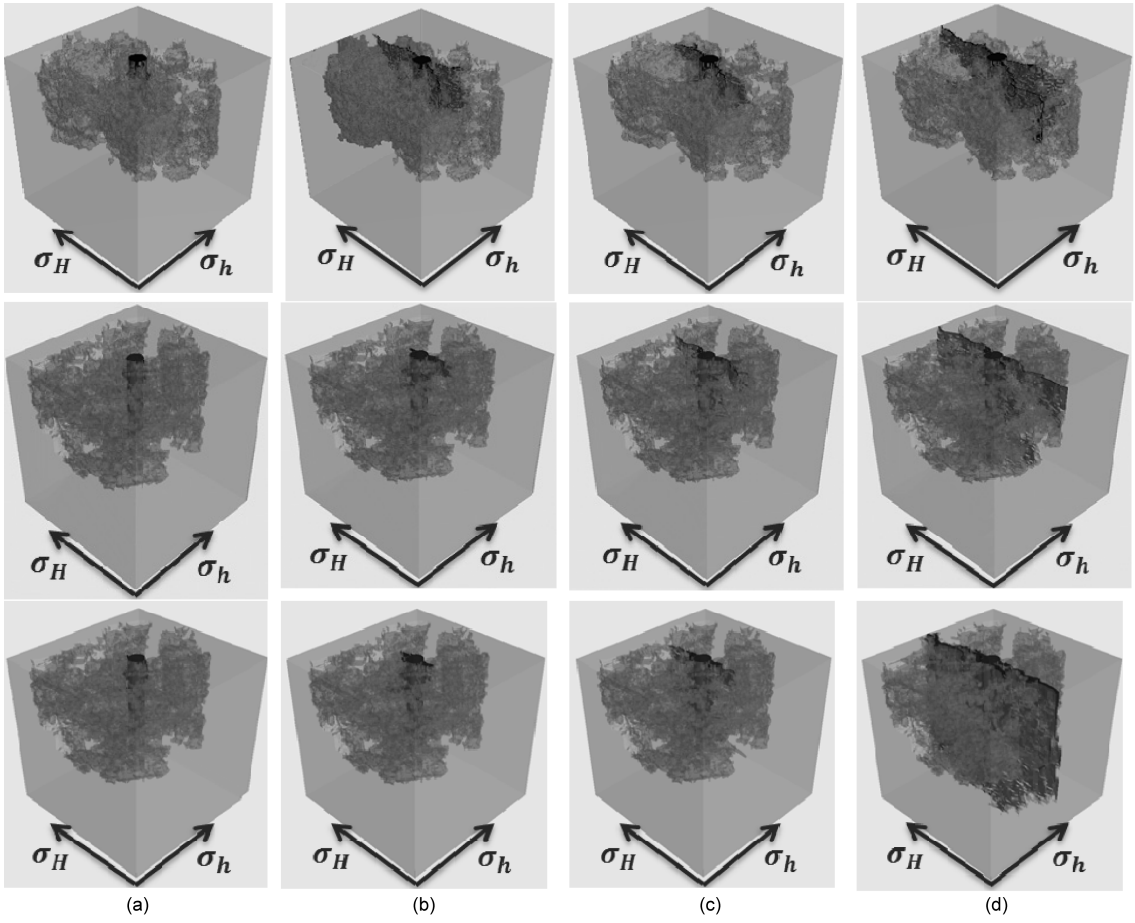


图 6 非均质砂砾岩水力压裂不同时刻的裂缝扩展与空间展布. (a) 裂缝起裂; (b) 裂缝发育; (c) 裂缝扩展; (d) 裂缝贯通. 上排到下排分别表示不同水平应力比的结果, 水平应力比分别为 1∶1(σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5(σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), 1∶1.9(σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa). 图中灰色部分为基体, 深灰色部分为矿物颗粒, 黑色部分为压裂裂缝, 中间圆筒为竖井井筒

Figure 6 The growth patterns and spatial distributions of hydrofracturing cracks in heterogeneous glutenites at various loading stages. (a) Crack initiation; (b) crack growth; (c) crack propagation; (d) crack connection. The rows from top to bottom represent the results at various stress ratios: 1∶1 (σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5 (σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), and 1∶1.9 (σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa), respectively. The gray part in the images refers to the matrix, the dark gray part stands for the gravels, the black part means the cracks, and the vessel in the middle represents the drilling borehole in hydrofracturing

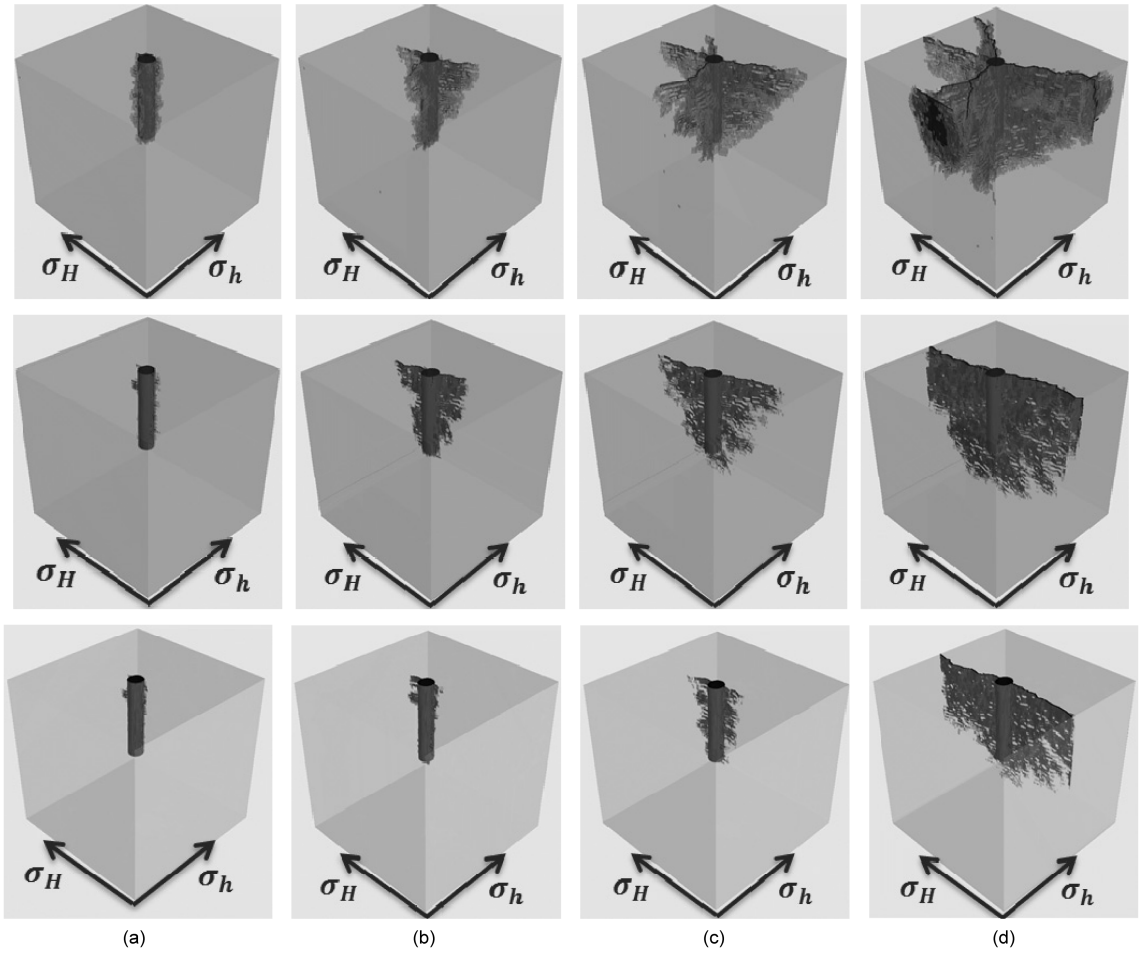


图 7 均质砂岩水力压裂不同时刻的裂缝扩展与空间展布. (a) 裂缝起裂; (b) 裂缝发育; (c) 裂缝扩展; (d) 裂缝贯通. 上排到下排分别表示不同水平应力比的结果, 水平应力比分别为 1∶1(σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5(σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), 1∶1.9(σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa). 图中灰色部分为基体, 深灰色部分为压裂裂缝, 中间圆筒为竖井井筒

Figure 7 The growth patterns and spatial distributions of hydrofracturing cracks in homogeneous sandstones at various loading stages. (a) Crack initiation; (b) crack growth; (c) crack propagation; (d) crack connection. The rows from top to bottom represent the results at various stress ratios: 1∶1 (σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5 (σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), and 1∶1.9 (σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa), respectively. The gray part in the images refers to the matrix, the dark gray part stands for the cracks, and the vessel in the middle represents the drilling borehole in hydrofracturing

的主裂缝. 而且, 相比非均质砂砾岩, 均质砂岩的裂缝面更为光滑、平直.

3 水力压裂模型试验

为了检验数值模拟的有效性和准确性, 采用相似模型材料制备了非均质砂砾岩的物理模型, 进行了不同水平应力比下模型的真三轴水力压裂和CT扫描试验. 采用模型材料是为了突出考察砂砾颗粒的大小、分布和水平应力比等因素变化对压裂裂缝起裂和扩展的影响, 忽略天然储层岩石其他因素(如颗粒成分、不同岩性、热熟度、夹杂等)变化对结果的影响, 避免多因素混合导致对压裂裂缝的起裂和扩展机理认识不清.

3.1 物理模型制备

根据天然砂砾岩岩芯的强度、弹性模量、泊松比等参数的实测结果, 采用水泥砂浆制备非均质砂砾岩模型的基体和均质砂岩, 原材料配比: 水灰比(W/C)为0.2, 水泥991.3 g/m^3, 砂111 g/m^3, 减水剂24.7 g/m^3. 根据砂砾岩颗粒成分分析试验结果, 采用密度和硬度与此相似的硅灰石颗粒作为非均质砂砾岩模型中的砾石颗粒, 砾石颗粒的尺寸(等效粒径)及数量严格参照岩芯的实测值来确定, 颗粒尺寸-数量特性曲线如图9所示.

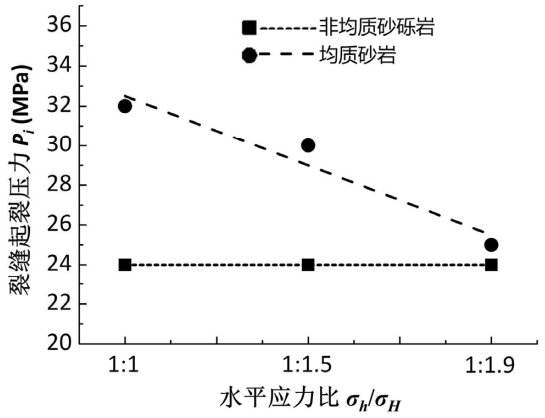


图 8 模拟得到的非均质砂砾岩、均质砂岩的起裂压力与水平应力比的关系

Figure 8 Simulation results of the relationships between initiation pressure and horizontal stress ratio of the heterogeneous glutenites and the homogeneous sandstones

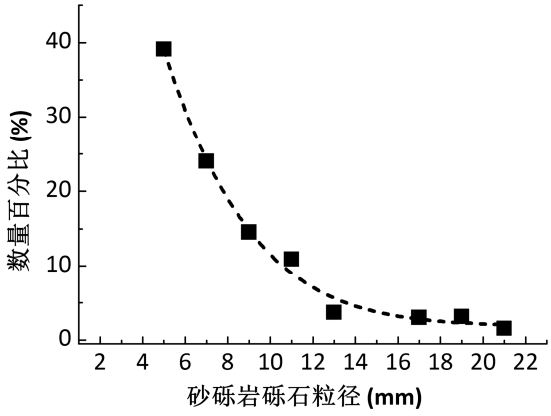


图 9 天然砂砾岩砾石粒径-数量分布曲线

Figure 9 Distribution of quantity *vs* size of coarse gravels in natural glutenite cores

为了验证砂砾岩物理模型与天然砂砾岩物理力学性质的相似程度，制作了100 mm×100 mm×100 mm的立方体试块，测试了模型试件的单轴抗压强度、弹性模量和泊松比等基本的力学参数；同时，利用氦气法和压力脉冲衰减法测量了模型的孔隙度和渗透率. 表4列出的模型及天然砂砾岩岩芯试验结果的对比. 测试表明，模型的抗压强度、弹性模量、泊松比、孔隙度和渗透率和天然非均质砂砾岩相比具有较好的一致性.

3.2 砂砾岩物理模型水力压裂试验

基于上述配比分别制备了3组非均质砂砾岩模型和3组均质砂岩模型，均为100 mm×100 mm×100 mm的立方体. 上部中心位置嵌入竖直水压井筒，根据现场压裂的比例进行缩减，井筒直径为10 mm，长度为35 mm. 压裂试验条件和加载方式与前述数值模拟保持一致. 开展了3组不同水平应力比的压裂试验. 图10为所采用的水力压裂三轴加载装置，其中，*x*，*y*方向为水平应力加载方向，*z*方向施加垂直荷载，模型试件置于加载装置中心. 图11和12分别给出了均质砂岩和非均质砂砾岩模型压裂后的表面裂缝、压裂曲线和基于CT扫描图像重构获得的裂缝三维形态. 图13绘出了实测的不同水平应力比下均质砂岩模型和非均质砂砾岩模型的起裂压力变化结果.

试验表明，(1) 水平应力比(σ_h/σ_H)变化对均质砂岩模型的裂缝起裂压力影响较大，随水平应力比增大，起裂压力呈线性降低. 水平应力比变化对非均质砂砾岩模型的起裂压力影响较小. 相同水平应力比条件下，均质砂岩模型的起裂压力较非均质砂砾岩模型的起裂压力高(图13). 此规律与数值模拟结果相一致.

表 4 砂砾岩物理模型的力学性质

Table 4 Mechanical properties of the physical model of glutenites

样品编号	抗压强度 (MPa)	弹性模量 (GPa)	泊松比	孔隙度 (%)	渗透率 (10^{-15} m^2)
1#	90.85	32.06	0.14	13.40	0.047
2#	98.50	29.59	0.16	13.30	0.049
物理模型均值	94.67	30.82	0.15	13.35	0.048
砂砾岩实测值	116.00	22.97	0.14	13.20	0.037

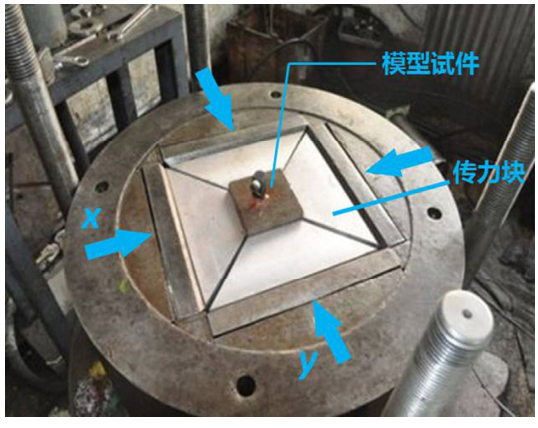


图 10 (网络版彩色)岩芯水力压裂三轴加载装置

Figure 10 (Color online) True-triaxial testing apparatus for hydrofracturing of rocks

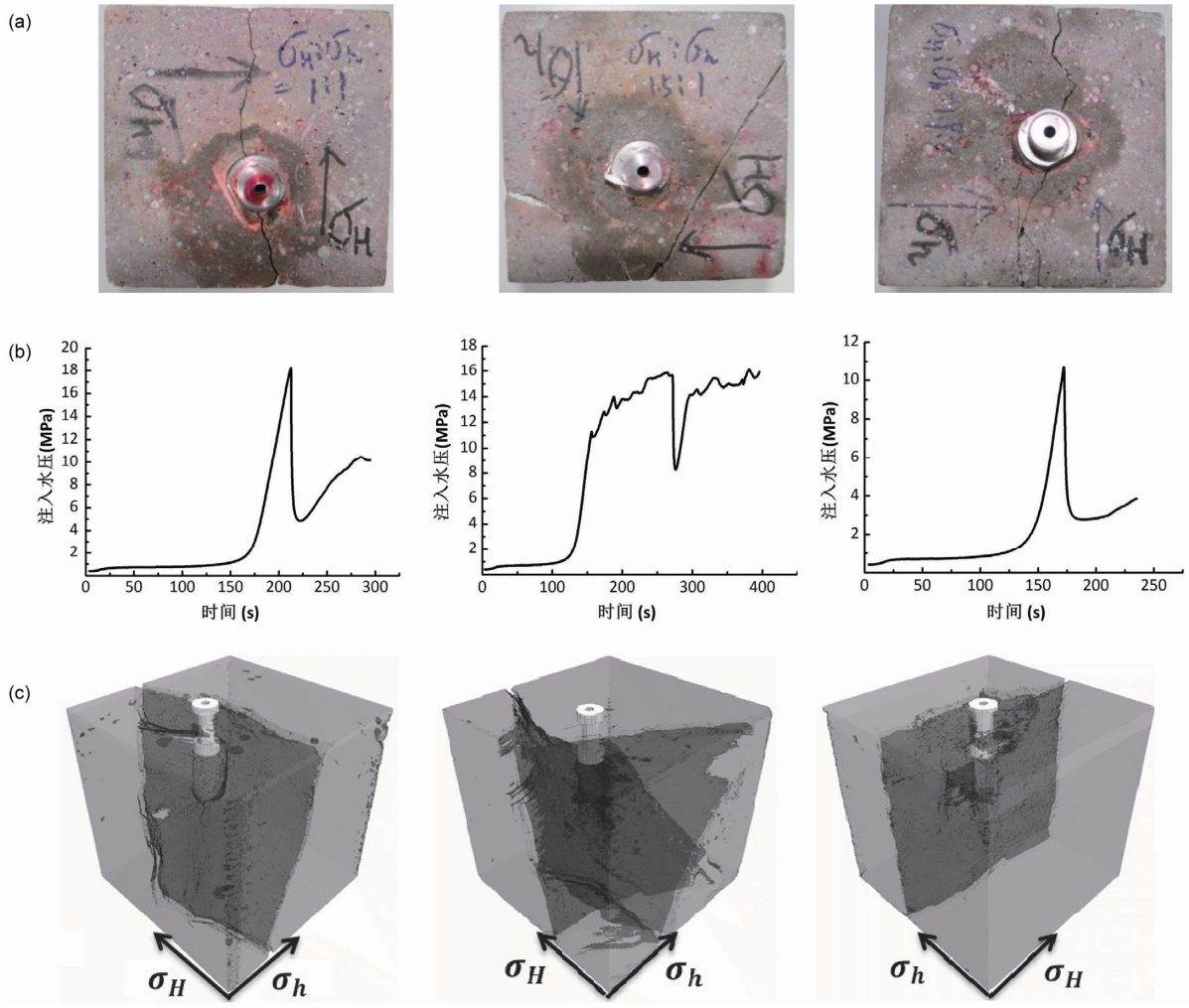


图 11 (网络版彩色)均质砂岩模型压裂后的表面裂缝(a)、压裂曲线(b)和基于CT扫描图像重构获得的裂缝三维形态(c). 每行图从左至右水平应力比σ_h/σ_H分别等于 1∶1(σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5(σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), 1∶1.9(σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa). 重构图像中灰色部分为基体, 黑色部分为压裂裂缝

Figure 11 (Color online) Appearance of the hydrofracturing cracks on the specimen surfaces (a), hydrofracturing pressure curves (b), and 3D morphology of hydrofracturing cracks based on CT images and reconstruction techniques (c) of the homogeneous sandstones. The horizontal stress ratios, σ_h/σ_H, for the results from left to right in each row are 1∶1 (σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5 (σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), and 1∶1.9 (σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa). The gray part in the 3D reconstructed images refers to the matrix, and the black part represents the hydrofracturing cracks

(2) 水平应力比变化显著影响压裂裂纹的扩展和空间展布, 无论是均质砂岩模型还是非均质砂砾岩模型, 裂缝基本沿着最大主应力方向扩展. 水平应力比σ_h/σ_H<1∶1.5时, 压裂过程中井筒周围沿平行井筒方向和垂直井筒方向上多处起裂, 出现交叉缝网(图11和12); 当水平应力比σ_h/σ_H>1∶1.5时, 压裂起裂和空间扩展基本沿平行最大主应力方向的平面扩展, 试件表面形成一条沿平行最大主应力方向扩展的主裂缝. 试验观察显示, 矿物颗粒导致砂砾岩模型的裂缝面更为扭曲, 裂缝大都沿着颗粒与基质的交界面扩展. 而均质砂岩模型的裂缝趋向于平直. 压裂起裂、扩展和空间展布特征与数值模拟结果相一致.

(3) 对比发现, 不同水平应力比下非均质砂砾岩的压力曲线存在多个峰值, 表明压裂过程试件内部在不同位置处出现多次开裂, 形成空间缝网; 而均质砂岩仅在水平应力比(σ_h/σ_H)等于1.5时出现2次较大的峰值, 分别对应试件上2条分叉裂缝. 该结果体现出内部不均匀分布颗粒对压裂裂缝起裂和扩展的影响.

需要指出的是, 尽管砂砾岩重构模型数值模拟和物理模型试验得到了一致的压裂裂缝的起裂、扩展

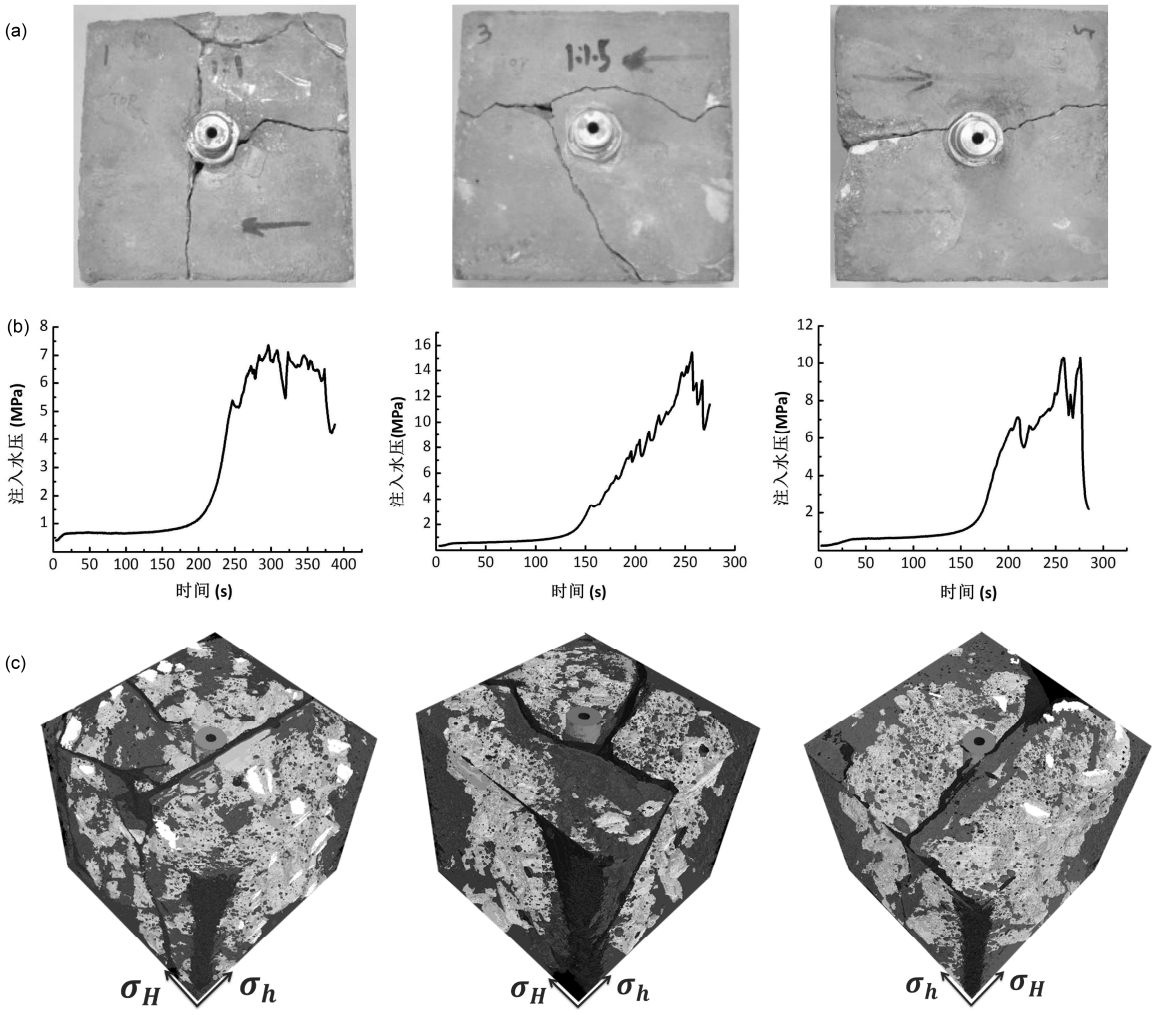


图 12 (网络版彩色)非均质砂砾岩模型压裂后的表面裂缝(a)、压裂曲线(b)和基于CT扫描图像重构获得的裂缝三维形态(c). 每行图从左至右水平应力比σ_h/σ_H分别等于 1∶1(σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5(σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), 1∶1.9(σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa). 重构图像中白灰色部分为砂砾颗粒, 深灰色部分为基体, 黑色部分为压裂裂缝

Figure 12 (Color online) Appearance of the hydrofracturing cracks on the specimen surfaces (a), hydrofracturing pressure curves (b), and 3D morphology of hydrofracturing cracks based on CT images and reconstruction techniques (c) of the heterogeneous glutenites. The horizontal stress ratios, σ_h/σ_H, for the results from left to right in each row are 1∶1 (σ_h=10 MPa, σ_H=10 MPa), 1∶1.5 (σ_h=10 MPa, σ_H=15 MPa), and 1∶1.9 (σ_h=10 MPa, σ_H=19 MPa). The white gray part in the 3D reconstructed images refers to the coarse gravels, the dark gray part represents the matrix, and the black part means the hydrofracturing cracks

和空间展布规律, 但对比发现, 裂缝起裂压力值的数值模拟结果与试验结果之间存在不小差距, 模拟结果约为物理模型试验结果的2倍. 究其原因, 作者认为可能主要有以下几方面. (1) 重构模型的材料参数与物理模型之间仍存在一定的差距. 数值模型中的材料参数是按照天然砂砾岩中的颗粒和基体矿物成分实测结果来取值的, 尽管物理模型也是按照该结果来选配材料制备的, 但由于材料类型和制备工艺上的差别, 物理模型的材料参数值低于数值模型的取值(表5). 此外, 物理模型中模拟砂砾的硅灰石颗粒的强度和空间位置与数值模型之间的差异也会造成一定的偏差. (2) 数值模型与物理模型的三轴加载条件存在一定的差距. 数值模型可以通过调整加载的边界条件和加载方式来实现理想的真三轴加载, 而物理模型试验中, 由于试件表面平整度、试件侧面与设备加载端面之间难以消除的摩擦力、传力块的不均匀挤压等诸多因素的影响, 会导致试件中的应力分布不均匀, 降低了压裂裂缝的起裂压力.

此外, 由于试验用的三轴加载装置最大水平应力上限的限制, 本文数值模拟和模型试验的最大水

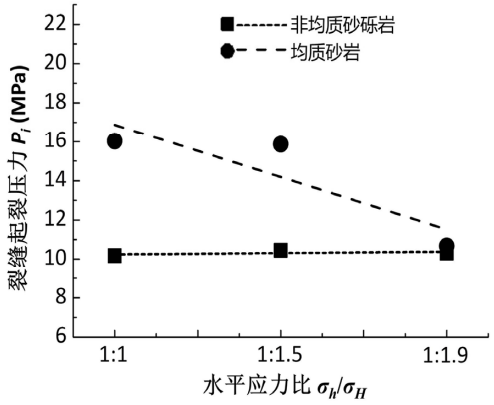


图 13 物理模型试验得到的非均质砂砾岩、均质砂岩的起裂压力与水平应力比的关系

Figure 13 Modeling test results of the relationships between initiation pressure *vs* horizontal stress ratio of the heterogeneous glutenites and the homogeneous sandstones

平应力仅20 MPa, 未进一步分析较大埋深储层的水平地应力的影响, 从本次数值模拟和模型试验中发现的水力压裂裂缝起裂、扩展和空间展布规律是否适用于更大的地应力水平储层尚待进一步验证. 作者正在进行更大水平地应力、更多参数的物理模型试验来检验基于重构模型的压裂数值模拟分析的准确性.

4 结论

本研究构建了考虑砂砾颗粒矿物成分与分布特征的低渗透非均质砂砾岩的三维重构模型, 同时制备了非均质砂砾岩的物理模型. 通过数值模拟和物理模型试验分析了不同水平应力条件下低渗透砂砾岩水力压裂裂缝在三维空间中的起裂和扩展规律, 阐述了水平应力比的变化和砾石颗粒对砂砾岩压裂裂缝起裂、扩展和空间展布特征的影响. 主要有以下发现.

(1) 砂砾岩的非均质性显著影响压裂裂缝的起裂和扩展行为. 砂砾颗粒导致砂砾岩内部存在较多弱面, 导致水力压裂裂缝的起裂压力较低, 相比之下, 均质砂岩的裂缝起裂压力相对较高. 随水平应比(σ_h/σ_H)增大, 均质砂岩与非均质砂砾岩起裂压力之间的差异逐渐减小.

(2) 非均质性强的砂砾岩的起裂压力受水平应力比(σ_h/σ_H)变化的影响较小, 均质砂岩的起裂压力受水平应力比变化的影响较大, 随着水平应力比的增大, 起裂压力逐渐降低.

(3) 不同水平应力比下砂砾岩的压力曲线存在多个峰值, 表明压裂过程试件内部在不同位置处出现多次开裂, 易形成连通缝网. 这体现了内部非均质颗粒对压裂裂缝起裂和扩展的影响.

(4) 无论非均质砂砾岩还是均质砂岩, 水平应力比变化对压裂裂缝在沿平行井筒方向和垂直井筒方向上的空间展布和形态均有较大影响. 水平应力比(σ_H/σ_h)小于1.5时, 裂缝的空间展布较复杂, 扩展呈现较多分叉, 趋向于形成空间缝网; 当水平应力比(σ_H/σ_h)高于1.5时, 裂缝起裂和空间扩展基本沿平行最大主应力方向的平面扩展, 试件表面形成一条沿平行最大主应力方向扩展的主裂缝. 相比非均质砂砾岩, 均质砂岩的裂缝面更为光滑、平直.

致谢 衷心感谢中国石油大学(北京)金衍教授、陈勉教授对完成本文水力压裂试验所提供的指导和帮助. 同时, 感谢中国科学院力学研究所李世海课题组提供的技术支持与帮助.

参考文献

1 Chen M, Zhou J, Jin Y, et al. Experimental study on fracturing features in naturally fractured reservoir (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2008, 29: 431–434 [陈勉, 周健, 金衍, 等. 随机裂缝性储层压裂特征试验研究. 石油学报, 2008, 29: 431–434]

2 Du C L, Ji C S, Luo T Y, et al. Forming mechanism and influence factors of multiple-hydraulic fractures (in Chinese). Spec Oil Gas Reserv, 2006, 5: 19–21 [杜成良, 姬长生, 罗天雨, 等. 水力压裂多裂缝产生机理及影响因素. 特种油气藏, 2006, 5: 19–21]

3 Warpinski N R, Clark J A, Schmidt R A, et al. Laboratory investigation on the effect of *in-situ* stress on hydraulic fracture containment. Soc Petrol Eng J, 1982, 22: 55–66

4 Chen M, Pang F, Jin Y. Experiments and analysis on hydraulic fracturing by a large-size triaxial simulator (in Chinese). Chin J Rock Mech Eng, 2000, 19: 868–872 [陈勉, 庞飞, 金衍. 大尺寸真三轴水力压裂模拟与分析. 岩石力学与工程学报, 2000, 19: 868–872]

5 Liu H, Luo T Y, Wang J H, et al. Simulation experiment and study of multi-fractures formation in hydraulic fracturing (in Chinese). Drill Prod Technol, 2009, 32: 38–40 [刘洪, 罗天雨, 王嘉淮, 等. 水力压裂多裂缝起裂模拟试验与分析. 钻采工艺, 2009, 32: 38–40]

6 Hosseini M S. On the linear elastic fracture mechanics application in Barnett shale hydraulic fracturing. In: 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. San Francisco: American Rock Mechanics Association, 2013, 3: 2087–2094
7 Zhao H F, Chen H, Liu G H, et al. New insight into mechanisms of fracture network generation in shale gas reservoir. J Petrol Sci Eng, 2013, 110: 193–198
8 Li Q G, Lin B Q, Zhai C. The effect of pulse frequency on the fracture extension during hydraulic fracturing. J Nat Gas Sci Eng, 2014, 21: 296–303
9 Gu M, Mohanty K K. Effect of foam quality on effectiveness of hydraulic fracturing in shales. Int J Rock Mech Min Sci, 2014, 70: 273–285
10 Advani S H, Lee J K. Finite element model simulations associated with hydraulic fracturing. Soc Petrol Eng J, 1982, 22: 209–218
11 Settari A, Cleary M P. Development and testing of a pseudo-three-dimensional model of hydraulic fracture geometry. SPE Production Eng, 1986, 1: 449–466
12 Vandamme L, Curran J H. A three-dimensional hydraulic fracturing simulator. Int J Num Meth Eng, 1989, 28: 909–927
13 Hossain M M, Rahman M K. Numerical simulation of complex fracture growth during tight reservoir stimulation by hydraulic fracturing. J Petrol Sci Eng, 2008, 60: 86–104
14 Dong C Y, de Pater C J. Numerical implementation of displacement discontinuity method and its application in hydraulic fracturing. Comput Meth Appl Mech Eng, 2001, 191: 745–760
15 Dong C Y, de Pater C J. Numerical modeling of crack reorientation and link-up. Adv Eng Software, 2002, 33: 577–587
16 Garcia J G, Teufel L W. Numerical simulation of fully coupled fluid-flow geomechanical deformation in hydraulically fractured reservoirs. In: SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2005. 211–215
17 Rungamornrat J, Wheeler M F, Mear M E. A numerical technique for simulating non-planar evolution of hydraulic fractures. SPE Annual Tech Conf Exhib, 2005. 3813–3821
18 Simonson E R, Abou-Sayed A S, Clifton R J. Containment of massive hydraulic fractures. Soc Petrol Eng J, 1978, 18: 27–32
19 Fung R L, Vilayakumar S, Cormack D E. Calculation of vertical fracture containment in layered formations. SPE Form Eval, 1987, 2: 518–522
20 Liu J J, Feng X T, Pei G H. Study on mathematical model of three dimensional hydraulic fracturing (in Chinese). Chin J Rock Mech Eng, 2003, 22: 2042–2046 [刘建军, 冯夏庭, 裴桂红. 水力压裂三维数学模型研究. 岩石力学与工程学报, 2003, 22: 2042–2046]
21 Zhu J, Ye P, Wang S L, et al. 3D numerical simulation of fracture dynamic propagation in hydraulic fracturing of low-permeability reservoir (in Chinese). Acta Petrol Sin, 2010, 31: 119–123 [朱君, 叶鹏, 王素玲, 等. 低渗透储层水力压裂三维裂缝动态扩展数值模拟. 石油学报, 2010, 31: 119–123]
22 Lian Z L, Zhang J, Wang X X, et al. Simulation study of characteristics of hydraulic fracturing propagation (in Chinese). Rock Soil Mech, 2009, 30: 169–174 [连志龙, 张劲, 王秀喜, 等. 水力压裂扩展特性的数值模拟研究. 岩土力学, 2009, 30: 169–174]
23 Zhang G M, Liu H, Zhang J, et al. Three-dimensional finite element numerical simulation of horizontal well hydraulic fracturing (in Chinese). Eng Mech, 2011, 28: 101–106 [张广明, 刘合, 张劲, 等. 水平井水力压裂的三维有限元数值模拟研究. 工程力学, 2011, 28: 101–106]
24 Deng S C, Li H B, Ma G W, et al. Simulation of shale-proppant interaction in hydraulic fracturing by the discrete element method. Int J Rock Mech Min Sci, 2014, 70: 219–228
25 Lemaitre J, Desmorat R. Engineering Damage Mechanics. Berlin: Springer-Verlag, 2005
26 Sun H F, Yang Y M, Ju Y, et al. Numerical analysis of deformation, failure and energy release mechanisms of fractured coal rock under unloading conditions (in Chinese). J China Coal Soc, 2014, 39: 258–272 [孙华飞, 杨永明, 鞠杨, 等. 开挖卸荷条件下煤岩变形破坏与能量释放的数值分析. 煤炭学报, 2014, 39: 258–272]
27 Ju Y, Zheng J T, Yang Y M, et al. Fractal reconstruction and analysis software of rock pore strcucture (in Chinese). Beijing: The National Copyright Administration of the People's Republic of China, Copyright Registration No: 2012SR081154 [鞠杨, 郑江韬, 杨永明, 等. 岩石孔隙结构的分形重构与分析软件. 北京: 中华人民共和国国家版权局, 著作权登记号: 2012SR081154]
28 Wang Y N, Zhao M H, Li S H, et al. Stochastic structural model of rock and soil aggregates by continuum-based discrete element method. Sci China Ser E Eng Mater Sci, 2005, 48: 95–106
29 Li S H, Zhao M H, Wang Y N, et al. A new numerical method for dem-block and particle mode. Int J Rock Mech Min Sci, 2004, 41: 436–436
30 Li S H, Zhou D, Wang J, et al. Key problem of engineering geomechanics in hydroelectric energy exploitation (in Chinese). Sci Sin Phys Mech Astron, 2013, 43: 1602–1616 [李世海, 周东, 王杰, 等. 水电能源开发中的关键工程地质体力学问题. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2013, 43: 1602–1616]

3D reconstruction of low-permeability heterogeneous glutenites and numerical simulation of hydraulic fracturing behavior

JU Yang[1,2,3], YANG YongMing[4], CHEN JiaLiang[4], LIU Peng[4], DAI Tao[5], GUO YingChun[5] & ZHENG LianGe[3]

[1] *State Key Laboratory of Coal Resources and Safe Mining, China University of Mining and Technology, Beijing 100083, China;*
[2] *State Key Laboratory for Geomechanics and Deep Underground Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, China;*
[3] *Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley CA 94720, USA;*
[4] *School of Mechanics and Civil Engineering, China University of Mining and Technology, Beijing 100083, China;*
[5] *Geological Scientific Research Institute, SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying 257015, China*

Based on microfocus computed tomography (μCT) imaging and X-ray diffraction techniques, a three-dimensional (3D) reconstruction model for heterogeneous glutenites was established by taking into account the mineral compositions and distribution characteristics of gravel particles. We employed the continuum-based discrete element method (CDEM) to simulate and analyze the initiation and propagation behavior of hydrofracturing cracks of heterogeneous glutenites subjected to various horizontal geostresses. The influences of various horizontal stress ratios and the characteristics of gravel particles on the initiation, growth, geometry, and spatial distribution of hydrofracturing cracks in heterogeneous glutenites were evaluated by comparing the properties of fractures with the simulation results of homogeneous sandstones. Additionally, we conducted a series of hydrofracturing experiments with physical models of the heterogeneous glutenites and homogeneous sandstones and compared the experimental data to the simulation results. Findings showed that the heterogeneity of glutenites significantly affects the hydrofracturing crack initiation and growth behavior. For identical geostress, the initiation pressure for hydrofracturing of heterogeneous glutenites was lower than that of homogeneous sandstones. The difference in initiation pressure between the heterogeneous glutenites and homogenous sandstones gradually decreased with an increase in the horizontal stress ratio, but overall, the change in the horizontal stress ratio had little effect on the initiation pressure for hydrofracturing of heterogeneous glutenites. The data from this investigation also indicate that for both heterogeneous glutenites and homogeneous sandstones, changes in the horizontal stress ratio can have an apparent impact on the spatial distribution and morphology of hydrofracturing cracks.

hydraulic fracturing, cracks growth, heterogeneous structure, glutenite, 3D reconstruction

doi: 10.1360/N972015-00292