

引用格式: 李小刚, 何建冈, 杨兆中, 等. 基于离散元法的压裂裂缝特征研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(3): 348-357.

LI Xiaogang, HE Jiangan, YANG Zhaozhong, et al. Fracture characteristics based on discrete element method[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(3): 348-357.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.03.010

基于离散元法的压裂裂缝特征研究

李小刚¹, 何建冈¹, 杨兆中¹, 易良平^{1,2}, 黄刘科^{3,4}, 杜博迪¹, 张景强¹

(1. 西南石油大学油气藏地质与开发国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学机电工程学院, 四川 成都 610500;
3. 西南石油大学土木工程与测绘学院, 四川 成都 610500; 4. 同济大学地下建筑与工程系, 上海 200092)

摘要: 为了探究弱面发育页岩压裂裂缝特征, 基于三维块体离散元方法, 建立考虑层理弱面和天然裂缝弱面的页岩储集层压裂裂缝扩展模型, 分析了不同施工排量、压裂液黏度、层理抗拉强度和天然裂缝内聚力下的压裂裂缝特征。研究表明: 高排量泵注和高压压裂液黏度能够减少近井筒层理对水力裂缝的限制, 增加水力裂缝穿层能力, 当压裂液黏度达到 10 mPa·s 时, 水力裂缝能够连续穿过 6 条层理; 与天然裂缝连通的层理, 其抗拉强度不是影响自身开启的主要因素; 天然裂缝内聚力越大, 其抗剪强度越大, 开启程度越低。当井筒周围发育层理和天然裂缝时, 通过提高前置液阶段排量、增大压裂液黏度, 可以促使水力裂缝充分延伸; 对于容易形成简单双翼裂缝的页岩储层, 在前置液阶段泵注适量酸液, 可以溶解天然裂缝填充物, 从而达到降低天然裂缝内聚力, 增加其开启程度, 提高裂缝复杂度的效果。

关键词: 页岩; 层理; 天然裂缝; 裂缝扩展; 离散元

中图分类号: TE371

文献标识码: A

Fracture characteristics based on discrete element method

LI Xiaogang¹, HE Jiangan¹, YANG Zhaozhong¹, YI Liangping^{1,2}, HUANG Liuke^{3,4}, DU Bodi¹, ZHANG Jingqiang¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. School of Mechanical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;
3. School of Civil Engineering and Geomatics, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;
4. Department of Geotechnical Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China)

Abstract: In order to explore the characteristics of fracturing fractures of shale with weak plane development, a fracture propagation model of shale reservoirs taking the weak plane of bedding and natural fractures into account is established by the three dimension discrete element method to analyze characteristics of fracturing fractures under different injection rates, fracturing fluid viscosity, bedding tensile strength and natural fracture cohesion. The research results show that the high-displacement injection and high fracturing fluid viscosity can reduce the restriction of near-wellbore bedding on hydraulic fractures and increase the ability of hydraulic fractures to penetrate layers. The hydraulic fractures can continuously pass through six beddings when the fracturing fluid viscosity is increased to 10 mPa·s. The tensile strength of the bedding connected to the natural fracture is not the main factor affecting its own opening. The greater the natural fracture cohesion is, the greater the natural fracture shear strength and the lower the degree of opening of natural fracture will be. When bedding and natural fractures develop near the wellbore, the hydraulic fractures can be fully extended by increasing the injection rates and the fracturing fluid viscosity in the early stage. For shale which is easy to form simple double-wing fractures, pumping an appropriate amount of acid in the early stage can dissolve the natural fracture filler, so as to reduce the natural fracture cohesion, increase its opening degree, and improve the complexity of fractures.

Keywords: shale; bedding; natural fracture; fracture propagation; discrete element method

收稿日期: 2022-03-29。

第一作者简介: 李小刚(1981—), 男, 博士, 教授, 本刊第一届青年编委, 从事油气增产改造理论、技术和非常规天然气开发研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: swpuadam@126.com

通信作者简介: 易良平(1991—), 男, 博士, 助理研究员, 从事油气增产改造理论、技术和非常规天然气开发研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学, 邮政编码: 610500。E-mail: ylpfrac@163.com

基金项目: 四川省科技计划项目“页岩压裂的损伤力学特征研究”(2020JJDJQ0059); 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学)开放基金资助项目“基于相场理论的页岩地层压裂裂缝三维延伸数值模型与定量调控方法研究”(PLC20210314)。

页岩油气资源丰富,实现其有效开发是保障国家能源安全的重要支撑^[1-6]。天然裂缝和层理等弱面发育是页岩储层典型地质特征^[7-10],对压裂裂缝扩展有一定的影响。当前,国内外学者使用相场法^[11-12]、离散元^[13-15]、有限元^[16-17]、边界元^[18]等数值模拟方法,针对弱面发育页岩储层水力裂缝扩展规律开展了大量研究,发现天然裂缝密度、强度、倾角等特征参数影响裂缝网络的形成;水力裂缝在层理界面处的延伸行为受层理间距、强度等约束。但是,上述研究多考虑单一弱面,很少有研究同时考虑层理弱面和天然裂缝弱面,而离散元方法因其自身特点在处理不连续问题上有独到优势^[19]。因此,采用三维块体离散元方法(3-Dimension Distinct Element Code,简称3DEC)对焦石坝地区页岩储层开展压裂裂缝扩展数值模拟实验,重点探究施工排量、压裂液黏度、层理抗拉强度和天然裂缝内聚力对压裂裂缝特征的影响,以期为增大页岩储层改造效果提供理论指导。

1 三维块体离散元方法

3DEC是世界范围内第一款以非连续介质力学模拟作为目标,采用离散元法作为基本理论进行定制开发并商业化的三维分析程序,特别适用于因不连续界面导致变形和破坏现象的机制性研究,是岩体变形、破坏等力学分析常用的数值方法^[20-21]。

1.1 基本方程

在离散元法中,单元之间需要满足力学方程和运动方程^[22]。

1) 力学方程

首先提出一个“叠合”的概念,它是一种在进行计算时的假设量(图1)。块体单元之间的法向力 F_n 定义为法向“叠合” u_n 与法向刚度系数 k_n 的乘积,即:

$$F_n = k_n u_n \quad (1)$$

式中: F_n 为法向力,单位N; k_n 为法向刚度系数,单位N/m; u_n 为法向“叠合”,单位m。

如果两个离散单元之间边界相互“叠合”,则有两个边一角接触,此时块体所受剪切力与其移动情况和加载途径有关,所以块体之间剪切力 ΔF_s 定义为相对位移 u_s 和切向刚度系数 k_s 的乘积,即:

$$\Delta F_s = k_s u_s \quad (2)$$

式中: ΔF_s 为剪切力,单位N; k_s 为切向刚度系数,单位

N/m; u_s 为相对位移,单位m。

2) 运动方程

变形块内部离散为有限差分四面体单元,单元上的网格点运动方程表示为:

$$\ddot{u}_i = \frac{\int_s \sigma_{ij} n_j ds + F_i}{m} + g \quad (3)$$

式中: \ddot{u}_i 为节点的加速度,单位 m/s^2 ;s为节点处块体表面积,单位 m^2 ; σ_{ij} 为节点处应力张量,单位Pa; n_j 为表面的法向单位; F_i 为合外力,单位N; m 为块体质量,单位kg; g 为重力加速度,单位 m/s^2 。

为了实现非线性问题求解,变形块体本构关系以增量形式表示,方程如下所示:

$$\Delta \sigma_{ij}^e = \lambda \Delta \varepsilon_v \delta_{ij} + 2\nu \Delta \varepsilon_{ij} \quad (4)$$

式中: $\Delta \sigma_{ij}^e$ 为应力张量的弹性增量,单位Pa; λ 和 ν 为拉梅常数; $\Delta \varepsilon_v$ 为体积应变增量; $\Delta \varepsilon_{ij}$ 为应变增量; δ_{ij} 为克罗内克函数。

1.2 流动方程

1) 流体流动方程

裂缝内流体流动符合N-S方程。当两个面近似平行非渗透面,且流体为不可压缩流体时,N-S方程可以简化为雷诺方程,流量表示为:

$$q = -\frac{a^3 \rho g \phi}{12\mu} \quad (5)$$

式中: q 为流量,单位 m^3/s ;a为裂缝宽度,单位m; ρ 为流体密度,单位 kg/m^3 ; μ 为流体黏度,单位 $Pa \cdot s$; ϕ 为水头高度,单位m。

2) 流固耦合方程

裂缝内的流体压力作用于裂缝面上会引起裂缝面变形。有效应力原理常被用于考虑流体作用下固体变形的计算。其中,有效应力可以表示为:

$$\sigma'_n = \sigma_n - \alpha p \quad (6)$$

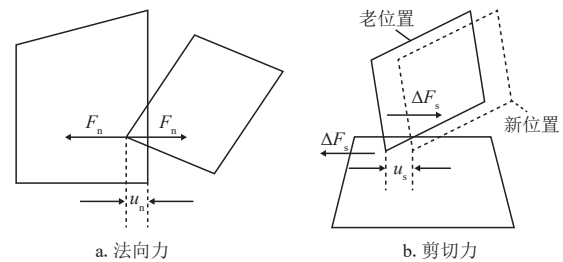


图1 离散元作用力示意图
Fig. 1 Force diagram of discrete element

式中: σ_n' 为有效应力, 单位 Pa; σ_n 为总法向应力, 单位 Pa; α 为有效应力系数; p 为流体压力, 单位 Pa。

力学变形会对流体压力造成影响。裂缝内微可压缩流体连续性方程为:

$$q = -\frac{\delta a}{\delta t} - \frac{a}{K} \frac{\delta p}{\delta t} \quad (7)$$

式中: K 为流体体积模量, 单位 Pa; t 为时间, 单位 s。

联立(5)和(7), 得到流固耦合方程, 即:

$$\frac{\delta p}{\delta t} = \frac{pKa^2}{12\mu} - \frac{K}{a} \frac{\delta a}{\delta t} \quad (8)$$

2 页岩压裂裂缝扩展数值模型

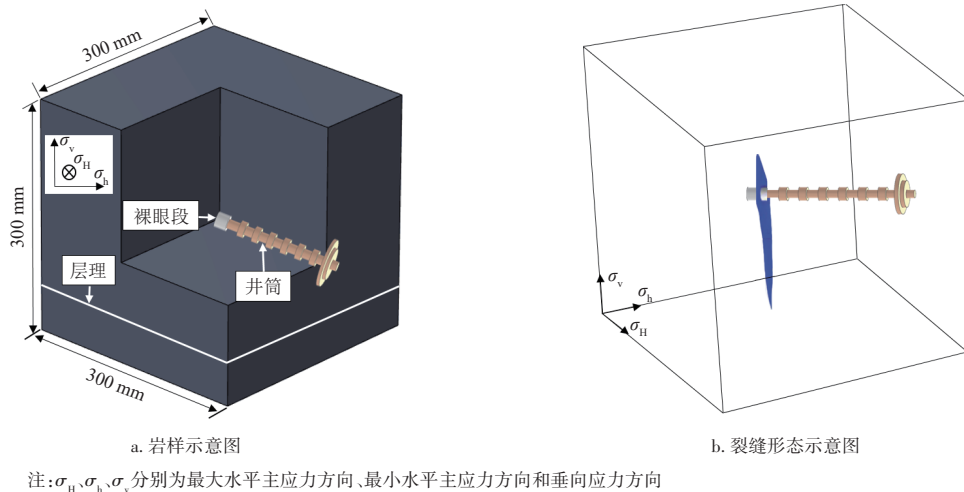
2.1 方法验证

采用三维块体离散元方法对 HOU 等^[23]开展的页

岩压裂物理模拟实验进行数值模拟, 对比数模与物模实验结果, 以验证方法可靠性。

物理实验模型(图 2a)是一个大小为 300 mm×300 mm×300 mm 的正方体, 底部发育一条层理。井筒平行于层理且沿最小水平主应力方向, 长度为 130 mm, 下部为 40 mm 裸眼段, 最大水平主应力、最小水平主应力和垂向应力分别设置为 20、8、25 MPa, 压裂模拟实验注入液体排量和黏度^[23]分别设置为 30 mL/min 和 60 mPa·s。从图 2b 可知, 水力裂缝穿过层理并向下延伸。

针对页岩样品, 采用三维块体离散元方法建立三维压裂数值模型(图 3a), 开展数值模拟。数值模型大小、施工参数和应力与物理实验保持一致。岩石杨氏模量^[24]、泊松比和抗拉强度分别设置为 32.44 GPa、



注: σ_H 、 σ_h 、 σ_v 分别为最大水平主应力方向、最小水平主应力方向和垂向应力方向

图2 岩样及裂缝形态

Fig. 2 Rock sample and fracture morphology

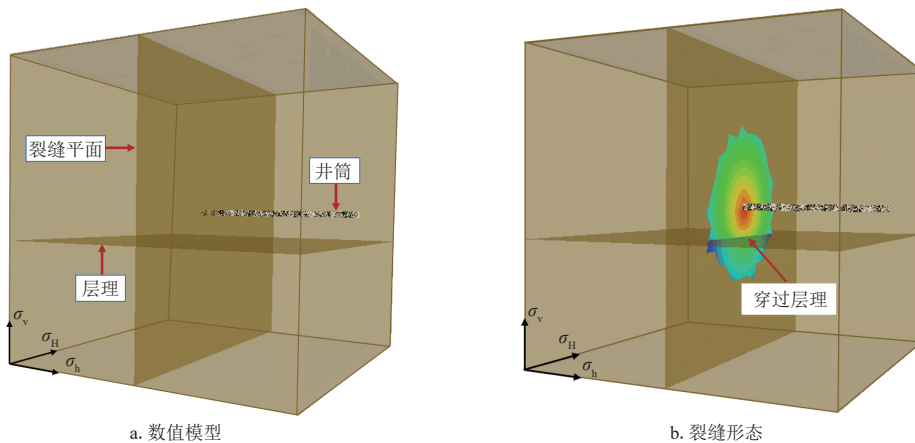


图3 压裂数值模型及裂缝形态

Fig. 3 Fracturing numerical model and fracture morphology

0.23和103.78 MPa;层理内聚力、内摩擦角和抗拉强度分别设置为8.93 MPa、 31.22° 和4.71 MPa。从图3b可知,水力裂缝直接穿过层理,裂缝形态与物模实验结果一致。对比数值模拟和物理模拟破裂阶段部分压力曲线(图4),发现两者总体变化趋势相似,数模实验破裂压力为20.52 MPa,比物模实验破裂压力高1.53 MPa,这是因为数值模型没有考虑压裂液滤失和岩样内部可能存在的微裂隙。因此,用三维块体离散元方法模拟页岩压裂裂缝扩展是可靠的。

2.2 模型建立

以涪陵页岩气田焦石坝目标区为背景,建立页岩压裂裂缝扩展数值模型(图5)。该模型在 x 、 y 、 z 方向分别长80 m,宽80 m,高40 m,井筒沿最小水平主应力方向(y 方向)设置。研究区层理发育,采用等效方式将层理近似为压前“显式”的层理弱面^[25],层理间距设置为4 m。为了表征页岩中发育的天然裂缝,

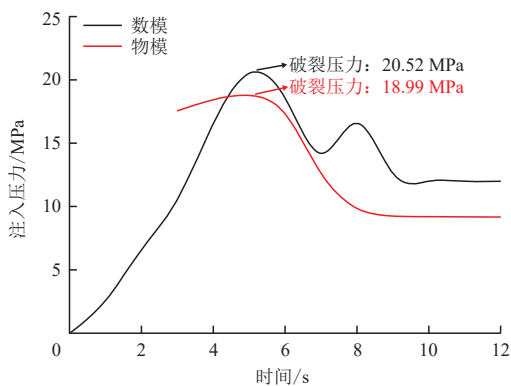


图4 数模实验和物模实验压力曲线对比
Fig. 4 Comparison of pressure curves between numerical and physical models

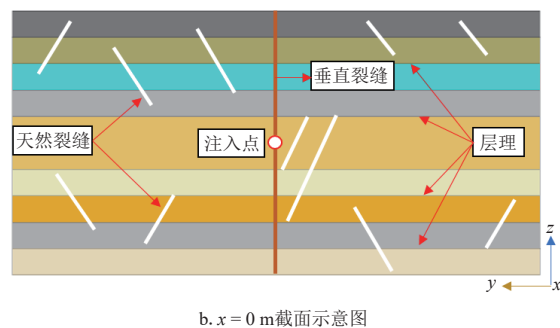
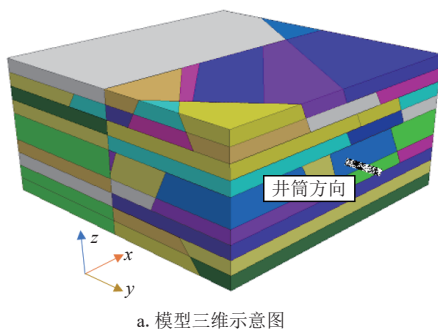


图5 页岩压裂数值模型
Fig. 5 Numerical models of shale fracturing

采用离散裂缝网络(DFN)建模技术,设置两组离散高角度天然裂缝,在模型中随机分布。由于页岩层理发育,因此,将其视为横观各向同性材料,并结合焦石坝地区页岩地质特征,赋予模型基本参数^[25],岩石密度、杨氏模量、泊松比和剪切模量分别设置为 $2\ 600\text{ kg/m}^3$ 、35/30 GPa、0.20/0.18和13 GPa;最大水平主应力、最小水平主应力、垂向应力和孔隙压力分别设置为56、50、58、40 MPa;天然裂缝内聚力、内摩擦角、抗拉强度和倾角分别设置为2 MPa、 27° 、1 MPa和 70° ;层理内聚力、内摩擦角和抗拉强度分别设置为3 MPa、 36° 和3 MPa。

3 页岩压裂裂缝扩展影响因素研究

基于页岩压裂裂缝扩展数值模型,开展了16组数值模拟实验,分析了施工排量、压裂液黏度、层理抗拉强度和天然裂缝内聚力对压裂裂缝形态和裂缝面积的影响。

3.1 施工排量的影响

为探究施工排量对压裂裂缝扩展的影响,在其他模型参数不变条件下,模拟得到不同施工排量下压裂裂缝扩展结果(图6),并对水力裂缝与弱面相交作用结果进行统计,得到水力裂缝、层理和天然裂缝各自扩展面积和比例(图7)。

低排量泵注时,水力裂缝被层理捕获,导致缝高受抑制,裂缝发生转向,降低了储层纵向改造效果(图6a、图6b)。在造缝液规模相同时,施工排量增大,水力裂缝在缝高突破同时激活部分穿过的层理,裂缝形态从简单“工”字形逐渐转变为复杂“丰”字

形,说明增大施工排量可以提高裂缝复杂度(图6d)。从裂缝面积及其比例曲线图可知(图7),施工排量增大,水力裂缝面积和比例增大,层理面积和比例减小,天然裂缝保持稳定。上述现象说明施工排量对压裂裂缝延伸形态有重要影响,增大施工排量有助于促进水力裂缝扩展,阻止造缝液进一步激活层理,且不影响天然裂缝开启。因此,对于层理发育页岩储层,采用大排量泵注是促使压裂裂缝突破近井筒层理束缚,提升储层改造效果的重要举措,压裂后水力裂缝可以得到更好延伸。

3.2 压裂液黏度的影响

压裂液黏度分别设置为1、5、10、15 mPa·s,其

他参数保持一致,模拟结果见图8—图10。

压裂液黏度较低时,水力裂缝激活邻近层理,大量压裂液进入其中,沿最小水平主应力方向延伸(图8a、图8b);同时由于层理分流作用,水力裂缝缝长仅15 m,缝高仅24.5 m,降低了缝控储量,影响储层改造效果(图10)。当压裂液黏度提高到10 mPa·s和15 mPa·s时,水力裂缝连续穿过6条层理,说明高黏压裂液可以提高水力裂缝穿层能力。在造缝液规模恒定条件下,压裂液黏度增大,水力裂缝和层理面积增大,天然裂缝面积减小(图9a)。以水力裂缝为例,其缝长和缝高随压裂液黏度增大而增大,缝宽随压裂液黏度增大而减小(图10),说明高黏压裂液可以获得更大渗流面积,而非更大渗流体积。从裂缝

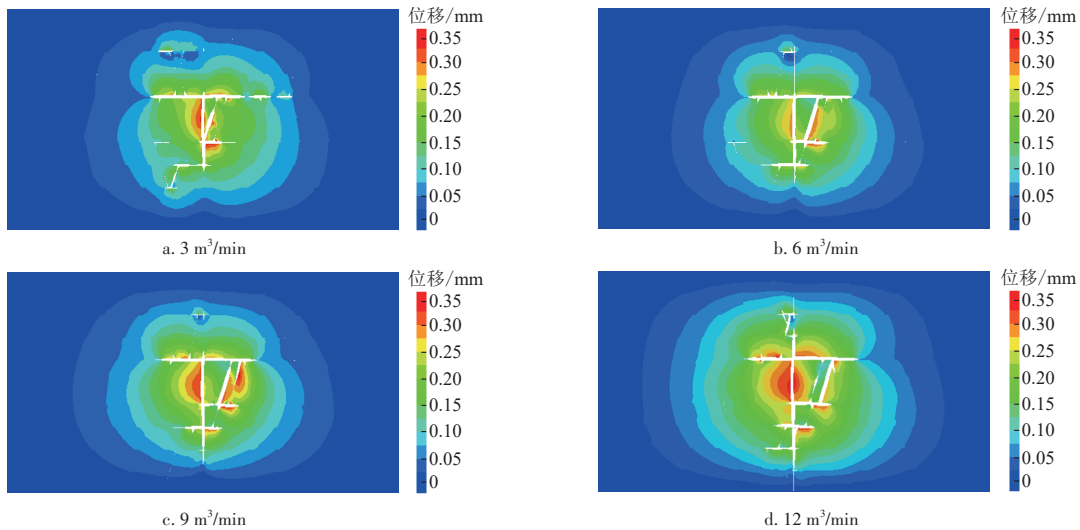


图6 不同施工排量下 $x=0$ m 截面处裂缝形态

Fig. 6 Fracture morphology of section at $x=0$ m under different construction displacement

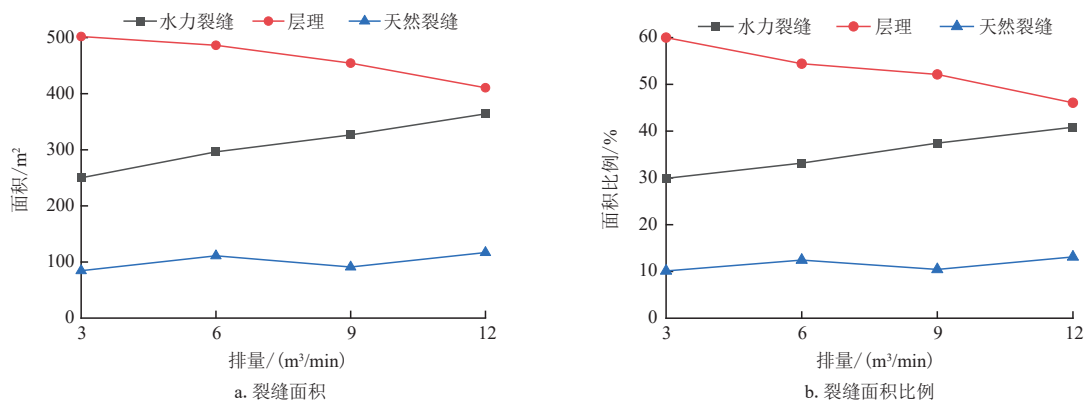


图7 不同施工排量下裂缝面积及面积比例

Fig. 7 Fracture area and ratio under different construction displacement

面积比例图可知(图9b),增大压裂液黏度,水力裂缝面积比例显著增大,层理面积和天然裂缝面积比例显著减小,说明高黏压裂液有利于水力裂缝扩展,但会抑制层理和天然裂缝开启。因此,提高压裂液黏度能够降低层理对水力裂缝缝长和缝高的限制,提升其穿层能力。对于层理和天然裂缝共同发育页岩储层,建议前置液阶段采用高黏压裂液促进水力裂缝延伸,后续降低黏度适当沟通层理和天然裂缝,从而达到增加裂缝复杂度的效果。

3.3 层理抗拉强度的影响

在数值模拟中层理强度通常由抗拉强度和抗剪强度共同表征,为了探究层理抗拉强度对裂缝扩展

的影响,设置抗拉强度分别为1、3、5、7 MPa,其他参数保持一致,模拟结果见图11—图13。

从图11可知,在不同层理抗拉强度下,裂缝形态无明显变化,说明层理抗拉强度对裂缝形态无显著影响。随着层理抗拉强度增大,水力裂缝和天然裂缝面积增大,层理面积减小,其幅度均不超过8%,说明层理抗拉强度影响裂缝扩展,但非主要因素(图12)。考虑到实验过程中开启的天然裂缝与层理连通,设置一组对照实验,对照实验不考虑天然裂缝,且其他条件与上述实验保持一致,绘制层理破裂云图(图13)。从图13可知,天然裂缝存在时,层理破裂类型以剪切破裂为主;反之,层理破裂类型以拉张破裂为主,说明天然裂缝促使层理破裂类型倾向于剪

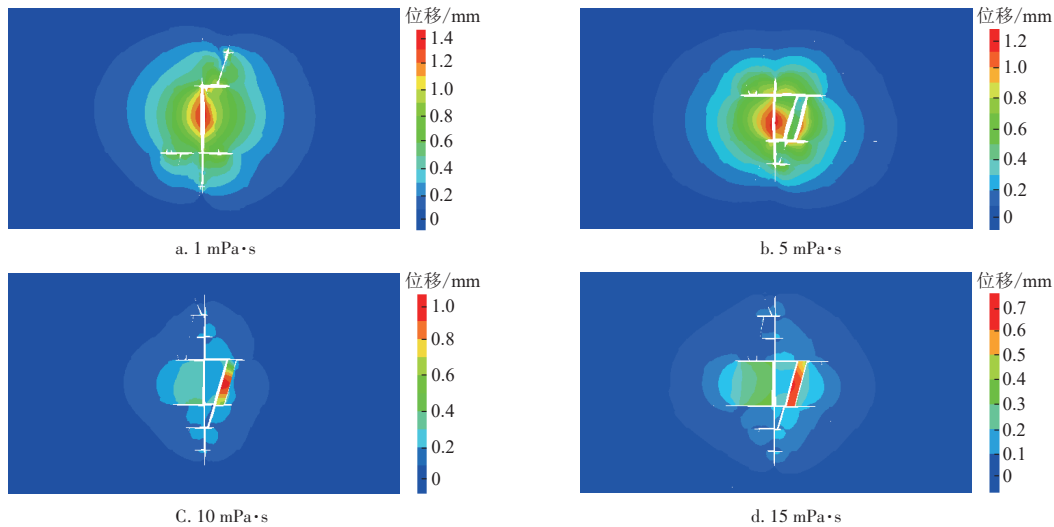


图8 不同压裂液黏度下 $x=0$ m截面处裂缝形态

Fig. 8 Fracture morphology of section at $x=0$ m under different fracturing fluid viscosity

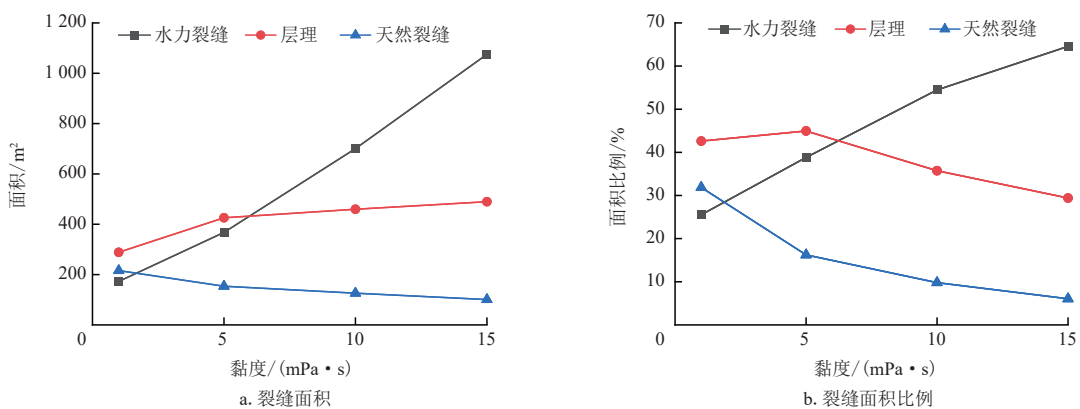


图9 不同压裂液黏度下裂缝面积及其面积比例

Fig. 9 Fracture area and ratio under different fracturing fluid viscosity

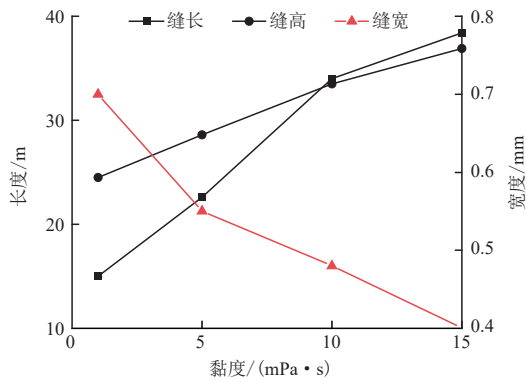


图10 不同压裂液黏度下水力裂缝参数
Fig. 10 Parameter of hydraulic fracture under different fracturing fluid viscosity

切破裂。因此,对于连通天然裂缝的层理,抗剪强度是影响层理开启的主要强度因素,而非抗拉强度。

3.4 天然裂缝内聚力的影响

天然裂缝内聚力是表征其抵抗外来剪切作用的重要参数。为了研究天然裂缝内聚力对裂缝扩展的影响,设置内聚力分别为1、3、5、7 MPa,其他参数保持一致,模拟结果见图14和图15。

从图14可知,不同天然裂缝内聚力情况下,模型均开启两条天然裂缝,且裂缝形态一致,说明内聚力与天然裂缝开启数量和裂缝形态无关。从图15可知,天然裂缝内聚力从1 MPa增加到7 MPa,水力裂

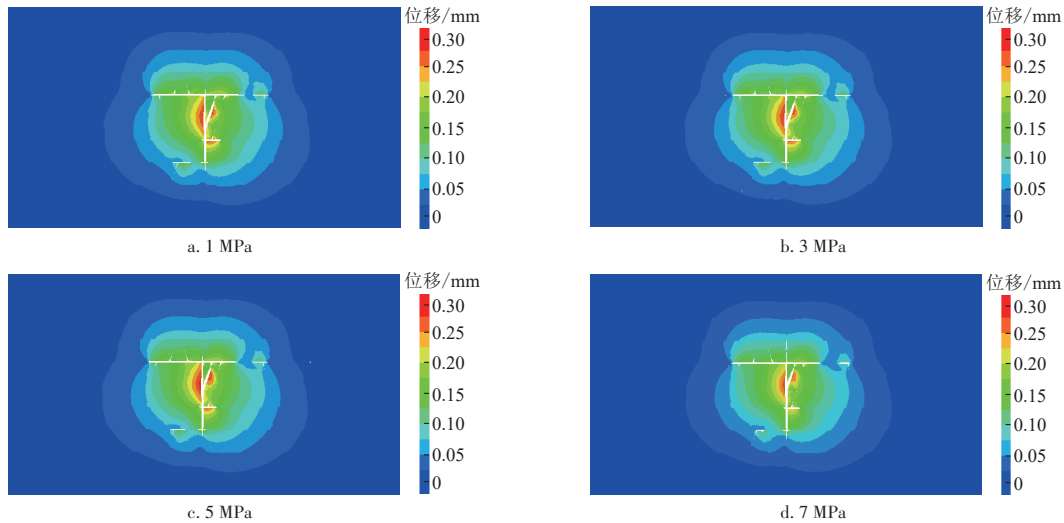


图11 不同层理抗拉强度下x=0 m截面处的裂缝形态
Fig. 11 Fracture morphology of section at x=0 m under different bedding tensile strength

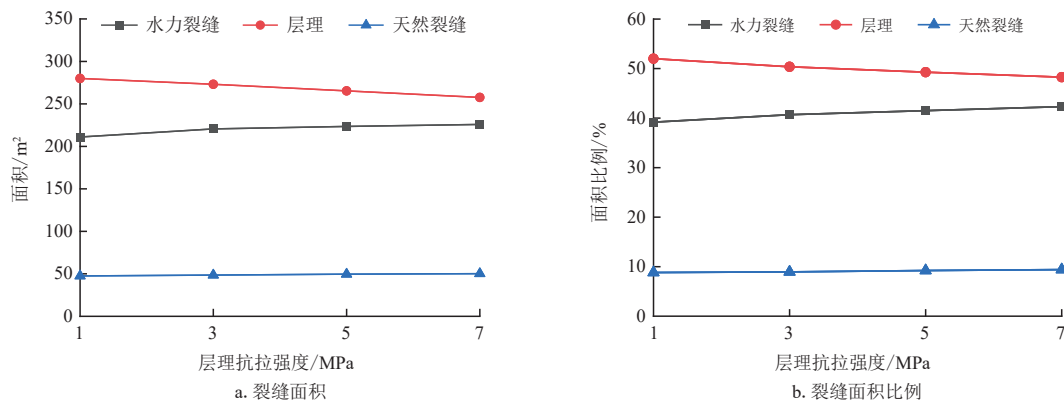


图12 不同层理抗拉强度下裂缝面积及其面积比例
Fig. 12 Fracture area and ratio under different bedding tensile strength

缝面积增长4%,层理面积增长1%,天然裂缝面积减小55%,说明天然裂缝内聚力主要影响天然裂缝开启,对水力裂缝和层理作用不明显。内聚力不影响天然裂缝开启数量,但影响其开启程度,内聚力越

大,天然裂缝开启程度越低,难以形成复杂缝网。因此,对于容易形成简单双翼裂缝的深层页岩,为了增加裂缝复杂度,提高渗流面积,建议针对天然裂缝充填物类型选择相应前置酸液,用以溶解充填物,降低天然裂缝充填程度,从而达到降低天然裂缝内聚力,增加天然裂缝开启程度的效果。

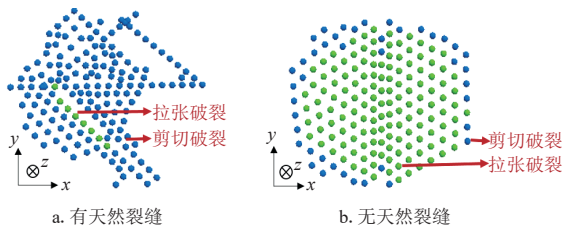


图13 不同条件下层理破裂类型对比
Fig. 13 Comparison of bedding rupture type under different conditions

4 结论

1) 施工排量越大,压裂液造主缝能力越强。低施工排量下,水力裂缝容易被层理捕获,影响储层纵向改造。因此,对于层理发育页岩储层,为了促使水力裂缝充分扩展,建议使用大排量泵注工艺。

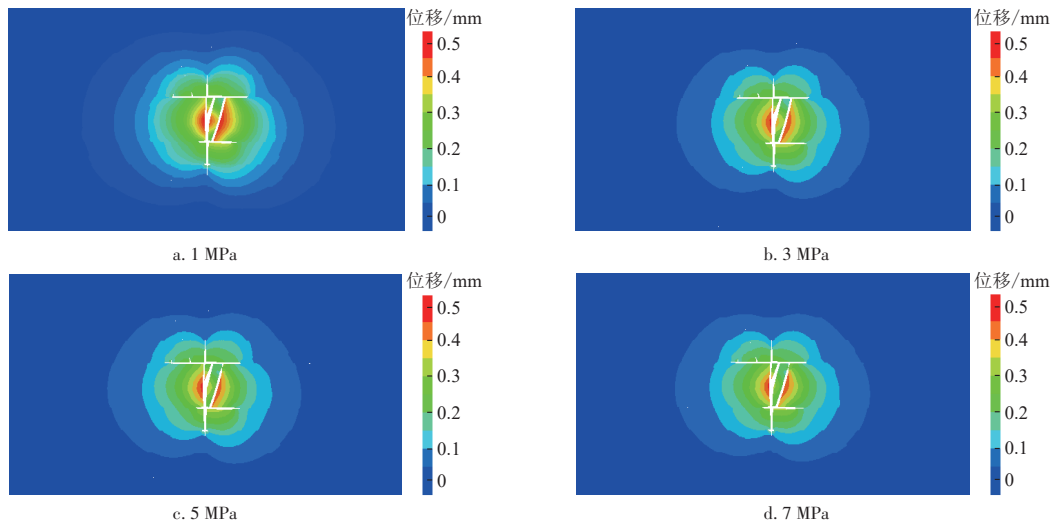


图14 不同天然裂缝内聚力下 $x=0$ m截面处的裂缝形态
Fig. 14 Fracture morphology of section at $x=0$ m under different natural fracture cohesion

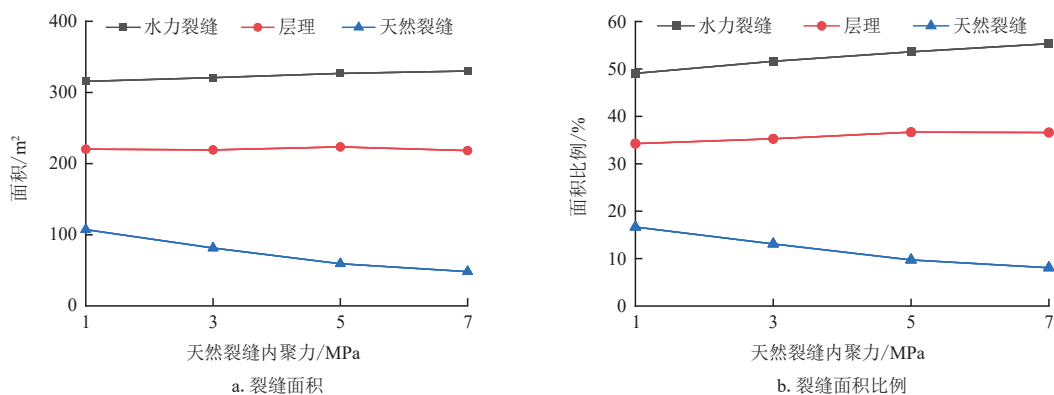


图15 不同天然裂缝内聚力下裂缝面积及其面积比例
Fig. 15 Fracture area and ratio under different natural fracture cohesion

2) 压裂液黏度越大,层理和天然裂缝开启程度越低,水力裂缝穿层能力越强。低黏压裂液进入层理和天然裂缝,会影响水力裂缝扩展,降低缝控储量。因此,为了提高储层改造效果,建议前置液阶段使用高黏压裂液突破层理和天然裂缝束缚。

3) 与天然裂缝连通情况下,层理主要破裂类型为剪切破裂,此时层理抗拉强度不是影响裂缝扩展和层理开启的主要因素。因此,在研究层理对页岩压裂裂缝扩展影响时,除了考虑层理自身特征参数,天然裂缝位置分布及开启程度同样需要关注。

4) 内聚力是影响天然裂缝扩展的关键因素,内聚力越大,天然裂缝开启程度越低。对于容易形成简单双翼裂缝的页岩储层,建议在前置液阶段泵注适量酸液,降低天然裂缝内聚力,以此增加压裂改造过程中天然裂缝的开启程度,达到提高裂缝复杂度,增大渗流面积的效果。

参考文献

- [1] 赵金洲,任岚,蒋廷学,等.中国页岩气压裂十年:回顾与展望[J].天然气工业,2021,41(8):121-142.
ZHAO Jinzhou, REN Lan, JIANG Tingxue, et al. Ten years of gas shale fracturing in China: Review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 121-142.
- [2] 张烈辉,何晓,李小刚,等.四川盆地页岩气勘探开发进展、挑战及对策[J].天然气工业,2021,41(8):143-152.
ZHANG Liehui, HE Xiao, LI Xiaogang, et al. Shale gas exploration and development in the Sichuan Basin: Progress, challenge and countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 143-152.
- [3] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1-14.
- [4] 张莉娜,刘欣,张耀祖.基于正交试验设计的页岩气藏压裂敏感性分析[J].非常规油气,2021,8(5):77-86.
ZHANG Lina, LIU Xin, ZHANG Yaozu. Fracturing sensitivity analysis of shale gas reservoir based on orthogonal experimental design[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(5): 77-86.
- [5] 王光付,李凤霞,王海波,等.四川盆地非常规气藏地质-工程一体化压裂实践与认识[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1221-1237.
WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Application of an integrated geology-reservoir engineering approach to fracturing in unconventional gas reservoirs, Sichuan Basin and some insights[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1221-1237.
- [6] 周庆凡.页岩油气资源评价基本问题的讨论[J].石油与天然气地质,2022,43(1):26-33.
ZHOU Qingfan. Discussion on key issues of shale oil/gas resource assessment[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 26-33.
- [7] 蒲春生,郑恒,杨兆平,等.水平井分段体积压裂复杂裂缝形成机制研究现状与发展趋势[J].石油学报,2020,41(12):1734-1743.
PU Chunsheng, ZHENG Heng, YANG Zhaoping, et al. Research status and development trend of the formation mechanism of complex fractures by staged volume fracturing in horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1734-1743.
- [8] 侯冰,常智,武安安,等.吉木萨尔凹陷页岩油密切割压裂多簇裂缝竞争扩展模拟[J].石油学报,2022,43(1):75-90.
HOU Bing, CHANG Zhi, WU An'an, et al. Simulation of competitive propagation of multi-fractures on shale oil reservoir multi-clustered fracturing in Jimsar sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 75-90.
- [9] 付海峰,才博,修乃岭,等.含层理储层水力压裂缝高延伸规律及现场监测[J].天然气地球科学,2021,32(11):1610-1621.
FU Haifeng, CAI Bo, XIU Nailong, et al. The study of hydraulic fracture vertical propagation in unconventional reservoir with beddings and field monitoring[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11): 1610-1621.
- [10] 施振生,赵圣贤,赵群,等.川南地区下古生界五峰组-龙马溪组含气页岩岩心裂缝特征及其页岩气意义[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1087-1101.
SHI Zhensheng, ZHAO Shengxian, ZHAO Qun, et al. Fractures in cores from the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin and their implications for shale gas exploration[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1087-1101.
- [11] YI L P, WAISMAN H, YANG Z Z, et al. A consistent phase field model for hydraulic fracture propagation in poroelastic media[J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2020, 372: 113396.
- [12] YI L P, YANG C X, CHEN R, et al. Phase field model for hydraulic fracture propagation in porous medium and numerical simulation analysis of hydraulic fracture propagation in a layered reservoir[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2021, 14(16): 1-25.
- [13] ZHENG Y X, LIU J J, ZHANG B H. An investigation into the effects of weak interfaces on fracture height containment in hydraulic fracturing[J]. Energies, 2019, 12(17): 3245.
- [14] 张丰收,吴建发,黄浩勇,等.提高深层页岩裂缝扩展复杂程度的工艺参数优化[J].天然气工业,2021,41(1):125-135.
ZHANG Fengshou, WU Jianfa, HUANG Haoyong, et al. Technological parameter optimization for improving the complexity of hydraulic fractures in deep shale reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 125-135.
- [15] CHONG Z, KAREKAL S, LI X, et al. Numerical investigation of hydraulic fracturing in transversely isotropic shale reservoirs based on the discrete element method[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 46: 398-420.
- [16] 杨兆中,张丹,易良平,等.多层叠置煤层压裂裂缝纵向扩展模型与数值模拟[J].煤炭学报,2021,46(10):3268-3277.
YANG Zhaozhong, ZHANG Dan, YI Liangping, et al. Longitudinal propagation model of hydraulic fracture and numerical simulation in multi-layer superimposed coalbed[J].

- Journal of China Coal Society, 2021, 46(10): 3268-3277.
- [17] SUN C, ZHENG H, LIU W D, et al. Numerical simulation analysis of vertical propagation of hydraulic fracture in bedding plane[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 232: 107056.
- [18] TANG H Y, LIANG H P, ZHANG L H, et al. Fully 3D simulation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs using displacement discontinuity method[J]. SPE Journal, 2022, 27(3): 1648-1670.
- [19] 李明耀, 贺甲元, 苏业旺. 页岩油气水力压裂的关键力学问题和数值计算方法[J]. 科技导报, 2016, 34(23): 32-42.
LI Mingyao, HE Jiayuan, SU Yewang. Key mechanical problems and numerical methods of hydraulic fracture in shale [J]. Science & Technology Review, 2016, 34(23): 32-42.
- [20] CUNDALL P A. Formulation of a three-dimensional distinct element model—Part I. A scheme to detect and represent contacts in a system composed of many polyhedral blocks[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1988, 25(3): 107-116.
- [21] HART R, CUNDALL P A, LEMOS J. Formulation of a three-dimensional distinct element model—Part II. Mechanical calculations for motion and interaction of a system composed of many polyhedral blocks[J]. International journal of rock mechanics and mining sciences & Geomechanics abstracts, 1988, 25(3): 117-125.
- [22] 路艳军. 煤岩体积压裂机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
LU Yanjun. Mechanism researches of stimulated reservoir volume in coal seams[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [23] HOU B, ZHANG R X, ZENG Y J, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and propagation in deep shale formation with high horizontal stress difference[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 170: 231-243.
- [24] HENG S, LI X Z, LIU X, et al. Experimental study on the mechanical properties of bedding planes in shale[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 76: 103161.
- [25] 周彤, 王海波, 李凤霞, 等. 层理发育的页岩气储集层压裂裂缝扩展模拟[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 1039-1051.
ZHOU Tong, WANG Haibo, LI Fengxia, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in laminated shale reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 1039-1051.
- (编辑 徐佩)

(上接第295页)

- [12] SUN Y P, WEI L N, DAI C L, et al. The carbonic acid-rock reaction in feldspar/dolomite-rich tight sand and its impact on CO₂-water relative permeability during geological carbon storage[J]. Chemical Geology, 2021, 584: 120527.
- [13] 李新勇, 吴恒川, 房好青, 等. 微观结构差异对碳酸盐岩酸蚀损伤的影响[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(2): 188-193.
LI Xinyong, WU Hengchuan, FANG Haoqing, et al. Effects of microstructural differences on acid erosion damage of carbonate rocks[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(2): 188-193.
- [14] 兰天庆, 马媛媛, 贡同, 等. 超临界状态CO₂封存技术研究进展[J]. 应用化工, 2019, 48(6): 1451-1455.
LAN Tianqing, MA Yuanyuan, GONG Tong, et al. Research progress on supercritical CO₂ storage technology[J]. Applied Chemical Industry, 2019, 48(6): 1451-1455.
- [15] IGLESIAS R S, KETZER J M, MARASCHIN A J, et al. Characterization and modeling of CO₂-water-rock interactions in Hygiene Sandstones(Upper Cretaceous), Denver Basin, aimed for carbon dioxide geological storage[J]. Greenhouse Gases: Science and Technology, 2018, 8(4): 781-795.
- [16] JIA B, CHEN Z L, XIAN C G. Investigations of CO₂ storage capacity and flow behavior in shale formation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109659.
- [17] 李会元. 废弃油气藏CO₂埋存过程中盖层完整性的评价[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
LI Huiyuan Evaluation of caprock integrity during CO₂ burial of abandoned oil and gas reservoirs[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [18] IZGEC O, DEMIRAL B, BERTIN H, et al. CO₂ injection into saline carbonate aquifer formations I: Laboratory investigation [J]. Transport in Porous Media, 2008, 72(1): 1-24.
- [19] 张星, 毕义泉, 汪庐山, 等. 黏土矿物膨胀机理及防膨研究现状[J]. 精细石油化工进展, 2014, 15(5): 39-43.
ZHANG Xing, BI Yiquan, WANG Lushan, et al. Research status of clay mineral expansion mechanism and expansion prevention[J]. Advances in Fine Petrochemical Industry, 2014, 15(5): 39-43.
- [20] 李四海, 马新仿, 张士诚, 等. CO₂-水-岩作用对致密砂岩性质与裂缝扩展的影响[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(3): 312-318.
LI Sihai, MA Xinfang, ZHANG Shicheng, et al. Effects of CO₂-water-rock action on properties and fracture propagation of tight sandstone[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 312-318.
- [21] 吴春正, 薛海涛, 卢双舫, 等. 几种常见矿物的油-水-矿物接触角测量及其讨论[J]. 现代地质, 2018, 32(4): 842-849.
WU Chunzheng, XUE Haitao, LU Shuangfang, et al. Oil-water-mineral contact angle measurement and discussion of several common minerals[J]. Modern Geology, 2018, 32(4): 842-849.
- [22] 崔强, 程永锋, 鲁先龙, 等. 强风化岩中挖孔基础抗拔试验及荷载位移曲线模型参数研究[J]. 岩土力学, 2018, 39(12): 4597-4604.
CUI Qiang, CHENG Yongfeng, LU Xianlong, et al. Uplift test of excavated foundation in strongly weathered rock and study on load displacement curve model parameters[J]. Rock and Soil Mechanics, 2018, 39(12): 4597-4604.
- (编辑 尹淑容)