

引用格式:周鑫,刘向君,丁乙,等.考虑隔层效应的水力裂缝与天然裂缝相交模拟[J].油气藏评价与开发,2022,12(3):515-525.

ZHOU Xin, LIU Xiangjun, DING Yi, et al. Simulation of intersecting hydraulic fractures with natural fractures considering layer barrier effect[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 515-525.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.03.014

考虑隔层效应的水力裂缝与天然裂缝相交模拟

周鑫^{1,2},刘向君^{1,2},丁乙^{1,2},梁利喜^{1,2},刘叶轩^{1,2}

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500;2. 西南石油大学,四川 成都 610500)

摘要:目前,水力压裂是开采页岩油气的关键性技术。压裂缝扩展过程中会遇天然裂缝,遇天然裂缝后的压裂缝扩展特征对压裂缝网形成有明显影响,从而影响最终压裂改造效果,因此,需要针对压裂缝遇天然裂缝开展研究。基于ABAQUS软件,考虑裂缝扩展形式及张性破坏,模拟在隔层效应下的二维水力裂缝与天然裂缝相交过程,并考虑不同应力差、相交角度、储隔层应力差以及储隔层弹性模量差对水力裂缝行为的影响。模拟结果表明,在隔层效应下,裂缝的破裂程度和开启效果会更好,且随着应力差的增加,天然裂缝的开启效果越差,直至水力裂缝穿过天然裂缝。当相交角度较小时,隔层效应对裂缝扩展路径没有影响,天然裂缝仅开启上部分,裂缝的张开程度更好,随着相交角度的增加,天然裂缝的开启效果更好,当相交角度为90°时,水力裂缝直接穿过天然裂缝。随着储隔层间应力差的增加,相交点处孔隙压力增大,天然裂缝开启的效果越好,当层间应力差超过某一值时,水力裂缝将穿过天然裂缝。储隔层间弹性模量差越大,地层抗扰动性越强,相交点处孔隙压力越大,两者相互作用下决定了裂缝的扩展行为,当层间弹性模量差较小或较大时,天然裂缝的开启效果更好。

关键词:水力压裂;储隔层效应;水力裂缝;天然裂缝;数值模拟

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Simulation of intersecting hydraulic fractures with natural fractures considering layer barrier effect

ZHOU Xin^{1,2}, LIU Xiangjun^{1,2}, DING Yi^{1,2}, LIANG Lixi^{1,2}, LIU Yexuan^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: At present, the hydraulic fracturing is a key technology for shale oil and gas exploitation. The natural fractures will be encountered in the process of compression fracture propagation, and the propagation characteristics of compression fractures after the encounter of natural fractures have a significant impact on the formation of compression fracture network, thus affecting the final fracturing effect. Therefore, it is necessary to conduct the researches on the encounter of compression fractures with natural fractures. Based on the ABAQUS software, the intersecting process of two-dimensional hydraulic fracture and natural fracture under the condition of interlayer effect is simulated, by considering the fracture propagation form and tensile failure. Meanwhile, the influences of different stress differences, intersecting angles, stress differences of reservoir isolation and strength differences of reservoir on hydraulic fracture behavior are considered. The simulation results show that the fracture degree and opening effect are better under the interlayer effect, and the opening effect of natural fracture is worse with the increase of stress difference until the hydraulic fracture passes through the natural fracture. When the intersection angle is small, the interlayer effect has no effect on the fracture propagation path, and only the upper part of the natural fracture is opened, but the opening degree of the fracture is better. With the increase of the intersection angle, the opening effect of the natural fracture is better. When the intersection angle is 90°, the hydraulic fracture directly passes through the natural fracture. With the increase of interlayer stress difference, pore pressure at

收稿日期:2021-07-09。

第一作者简介:周鑫(1997—),男,在读博士研究生,从事岩石力学及井眼轨迹优化方面的研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:965373272@qq.com

the intersection point increases, and the opening effect of natural fractures is better. When the interlayer stress difference exceeds a certain value, hydraulic fractures will pass through natural fractures. The larger the elastic modulus difference between reservoirs, and the stronger the formation resistance to disturbance, the larger the pore pressure at the intersection point will be, which determines the propagation behavior of fractures. When the elastic modulus difference between reservoirs is small or large, the opening effect of natural fractures is better.

Keywords: hydraulic fracturing; reservoir isolation effect; hydraulic fracture; natural fracture; numerical simulation

进入21世纪,全球非常规油气资源的发掘掀起了一股浪潮,中国非常规油气资源储量较大^[1-3]。水力压裂技术经过多年的发展和不断完善,已经成为了页岩气规模开采的关键性技术^[4-5]。页岩作为一种沉积岩,由于具有埋深较深、地质构造复杂以及高地应力环境等特点,其天然裂缝较为发育^[6]。天然裂缝中也存在着游离态的气体,有数据表明,约有55%的游离气的产出归功于天然裂缝的活化^[7]。因此,储层气体的产出效率也取决于天然裂缝缝网的活化程度。

国内外不少科研人员研究了水力裂缝和天然裂缝相交时的扩展行为。BLANTON^[8]发现在应力差较高和相交角度较大时,水力裂缝易穿过天然裂缝;应力差较低和相交角度较小时,天然裂缝被活化激活,并转移掉一部分的孔隙压力,使得水力裂缝无法继续向前扩展,并且得到了水力裂缝和天然裂缝相互作用的判断准则。WARPINSKI等^[9]研究了储层的不连续性对裂缝扩展的影响,且提出了W-T准则。RAHMAN等^[10]认为水力裂缝和天然裂缝间的相互作用关系并不会受到孔隙水压力的直接影响,但其计算模型并未考虑天然裂缝的力学特性。马耕等^[11]利用室内实验证明岩体的起裂压力会因为天然裂缝的存在而降低,且水力裂缝遇到天然裂缝主要呈现3种情况:①沿着天然裂缝扩展;②遇到天然裂缝停止扩展;③绕过天然裂缝继续扩展。其实验样品小,存在边界效应。刘向君等^[12]基于平面力学理论及损伤力学理论,利用数值模拟软件,研究了天然裂缝的方向、强度、位置及水平应力大小对水力裂缝扩展的影响。刘顺等^[13]发现裂缝间距、倾角能较大地影响裂缝延伸幅度;交错裂缝延伸幅度在一定程度上受到主应力比值的影响,储层泊松比与杨氏模量对其影响不明显。郭静芸等^[14]考虑天然裂缝与水力裂缝的

逼近角、主应力差和地层的弹性参数,对单一天然裂缝和3条天然裂缝两种情况下进行了研究。逼近角较大,开启天然裂缝所需要的井压力更大,但更容易形成分开裂缝;逼近角越小,天然裂缝开启的井压力更小,但水力裂缝在天然裂缝的一端进行转向,不利于形成缝网。肖阳等^[15]对水力裂缝与天然裂缝的相交准则进行了改进,并且验证了当水平应力差一定时,逼近角越小,水力裂缝越易转向;水平应力差越小时,使水力裂缝发生转向的净压力越小,水力裂缝越易转向。周小金等^[16]根据BLANTON准则提出了在不同情况下,水力裂缝与天然裂缝的相互作用关系,并主要研究了细微裂缝及大尺度天然裂缝较为发育的储层的压裂问题。张健等^[17]通过预制cohesive单元设置不同的天然裂缝角度分析天然裂缝角度对水力压裂的影响,得到当岩层处于均匀的地应力状态下,水力压裂的扩展行为及裂缝宽度会受到天然裂缝角度的影响,但其仅考虑了在均匀地应力条件下的情况。沈永星等^[18]考虑岩石储层变形与裂缝内的流体流动之间的耦合作用以及天然裂缝与水力裂缝的相互作用建立了页岩储层二维流固耦合水力压裂裂缝与天然裂缝的相交扩展模型,研究了在不同的水平应力差、逼近角以及天然裂缝长度对水力裂缝扩展行为的影响。魏明强等^[19]建立了含有大尺度的离散裂缝网格模型,采用了DFN方法开展了天然裂缝的数量、角度以及长度等特征参数对气藏试井典型曲线的影响研究。结果表明,裂缝的数量及长度与后期压力导数曲线的下降幅度呈正比,而裂缝角度对试井曲线特征总体影响不大。张帆等^[20]采用大尺寸真三轴水力压裂实验系统,开展了变压裂液排量条件下的煤岩水力压裂试验,发现变压裂液排量是一项实现煤储层缝网改造的有效途径,并初步探讨了煤岩水力裂缝网络的形成机制。

郭培峰等^[21]通过真三轴物理模拟实验,研究了水平地应力差、天然裂缝和水力压裂缝之间的逼近角对水力压裂缝的扩展影响,并推导出了简洁、涉及参数少、实用的水力压裂缝与人工裂缝相交判断准则公式。何强等^[22]利用真三轴实验系统,研究了水平应力比及压裂液黏度对裂缝网络复杂性的影响,并对实验后的裂缝网络进行了三维CT重构。结果表明,在较低的水平应力比和压裂液黏度下,能够形成较复杂的裂缝网络;过低或过高的压裂液黏度限制了复杂裂缝网络的形成。

以上均是在储层内部展开裂缝扩展研究,对隔层影响作用下的裂缝扩展行为的研究比较缺乏。基于ABAQUS有限元软件,建立水力裂缝和天然裂缝相交模型。同时,考虑隔层效应,研究在隔层影响作用下天然裂缝对水力裂缝扩展行为的影响,得到了在隔层效应下的不同应力差、相交角度、储隔层应力差以及储隔层弹性模量差的水力裂缝与天然裂缝相交的扩展规律。研究反映了更加贴合实际情况的裂缝扩展行为,为天然裂缝发育的储层进行水力压裂提供了一定的理论指导。

1 水力裂缝和天然裂缝相交模型建立

1.1 Cohesive 单元介绍

Cohesive 单元,即黏性单元,通过在裂缝扩展路径方向上插入一层 cohesive 单元,以此来模拟研究二维/三维裂缝扩展情况。图1所示,虽然 cohesive 单元有一个顶面(5、6、7、8),一个中面(9、10、11、12)和一个底面(1、2、3、4),实际上我们将其看做厚度为0的单元层。根据断裂准则来判断 cohesive 单元的损伤情况,当满足损伤判据时,cohesive 单元开始损伤,当 cohesive 单元完全失效时,会从单元中层一分为二,从而形成裂缝。

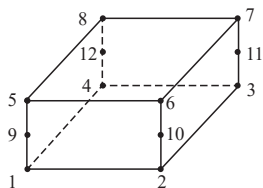


图1 三维 cohesive 单元示意图

Fig. 1 Three-dimensional cohesive unit

1.2 牵引分离定理

宏观上来说,牵引—分离定理描述了牵引力和位移之间的关系,常用的线弹性模型见图2。

一个完整的损伤过程可以分为起裂阶段和损伤阶段。裂缝初始牵引阶段主要为线弹性形变过程,当牵引力达到极限时,即达到损伤起始点时,材料就会开始损伤,牵引力开始下降,直至为0,裂缝完全开裂。

在损伤前,应力与应变满足如下关系^[23]:

$$\sigma = \begin{Bmatrix} \sigma_n \\ \sigma_s \\ \sigma_t \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{nn} & K_{ns} & K_{nt} \\ K_{sn} & K_{ss} & K_{st} \\ K_{tn} & K_{ts} & K_{tt} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \varepsilon_n \\ \varepsilon_s \\ \varepsilon_t \end{Bmatrix} = K\varepsilon \quad (1)$$

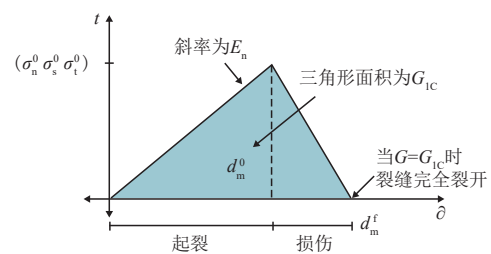
式中: σ 为应力矢量,Pa; σ_n 为单元的法向应力,Pa; σ_s 为第一切向应力,Pa; σ_t 为第二切向应力(在二维情况下不存在),Pa; K 为单元刚度矩阵; ε 为应变; ε_n 为单元法向产生的应变; ε_s 为第一切向产生的应变; ε_t 为第二切向产生的应变。表达式如下:

$$\varepsilon_n = \frac{d_n}{T_0}, \varepsilon_s = \frac{d_s}{T_0}, \varepsilon_t = \frac{d_t}{T_0} \quad (2)$$

式中: d_n 为 cohesive 单元法向产生的位移,m; d_s 为 cohesive 单元第一切向产生的位移,m; d_t 为 cohesive 单元第二切向产生的位移,m; T_0 为本构厚度,m。

1.3 损伤模型

损伤模型由两部分组成:起始准则和演化规律。当材料满足了损伤起始准则,就会按照已定义的演化规律进行损伤破坏。当牵引力达到了材料能够承



注: σ_n^0 为损伤开始时单元的法向应力,Pa; σ_s^0 为损伤开始时第一切向应力,Pa; σ_t^0 为损伤开始时第二切向应力(在二维情况下不存在),Pa; d_m^0 为单元刚开始损伤时的位移,m; d_m^f 为单元完全破坏时的位移,m; E_n 为界面硬化系数; G_{ic} 为临界能量释放; G 为能量释放率。

图2 牵引—分离定理

Fig. 2 Traction and separation theorem

受的最大值时,损伤模型就会表现材料刚度的退化以及结构的失效。该文采用的损伤起始准则为最大名义应力准则:

$$f = \max \left\{ \frac{t_n}{t_n^0}, \frac{t_s}{t_s^0}, \frac{t_t}{t_t^0} \right\} \quad (3)$$

式中: t_n^0 为损伤开始时垂直于裂缝面的牵引力,N; t_s^0 、 t_t^0 为损伤开始时裂缝面上相互垂直的牵引力,N; t_n 为垂直于裂缝面的牵引力,N; t_s 、 t_t 为裂缝面上相互垂直的牵引力,N; f 为断裂标准,当 $1.0 \leq f \leq 1.0 + f_{tol}$ 时将发生断裂; f_{tol} 为公差,默认为0.05。

损伤演化规律描述的是当材料达到破坏损伤的起始值时,材料刚度的退化速率。材料的总体损伤用 D 来表示,当 $D=0$ 时,表示材料未发生损伤;当 $D=1$ 时,表示材料刚度完全退化失效。应力分量表示为^[24]:

$$t_n = \begin{cases} (1-D)\bar{t}_n & \bar{t}_n \geq 0 \\ \bar{t}_n & \bar{t}_n < 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$t_s = (1-D)\bar{t}_s \quad (5)$$

$$t_t = (1-D)\bar{t}_t \quad (6)$$

式中: \bar{t}_n 、 \bar{t}_s 、 \bar{t}_t 分别为按照线性损伤演化准则根据当前应变预测的在法向和两个切向方向的应力,Pa。

线性损伤演化准则的损伤因子表达式为:

$$D = \frac{d_m^f (d_m^{\max} - d_m^0)}{d_m^{\max} (d_m^f - d_m^0)} \quad (7)$$

式中: d_m^{\max} 为单元出现的最大位移,m。

一般情况下,水力裂缝的扩展形式是法向扩展与切向扩展的混合模式,其扩展是一个复杂的过程,无法在裂缝扩展前确定裂缝类型。若对单元混合模式进行定义时采用幂律形式,则有^[19]:

$$\left\{ \frac{G_n}{G_n^c} \right\}^\alpha + \left\{ \frac{G_s}{G_s^c} \right\}^\alpha + \left\{ \frac{G_t}{G_t^c} \right\}^\alpha = 1 \quad (8)$$

式中: G_n^c 为cohesive单元的法向断裂能,N/mm; G_s^c 为cohesive单元的第一切向断裂能,N/mm; G_t^c 为cohesive单元的第二切向断裂能,N/mm; α 为指数系数;若该式成立,那么混合模式下cohesive单元的总断裂能为 $G^c = G_n + G_s + G_t$ 。

1.4 计算模型

该文采用abaqus数值模拟软件,基于损伤力学

理论,利用cohesive单元预制裂缝模拟在隔层效应下,应力差、相交角度、储隔层应力差以及储隔层弹性模量差对水力裂缝与天然裂缝相交后的裂缝扩展行为的影响。建立尺寸为20 m×20 m的二维有限元模型,在模型中间天然裂缝与水力裂缝相交,长度为6 m,相交角度取30°、45°、60°、75°、90°,上下两层为隔层,厚度均为5 m,初始模型设置为均匀地层应力。模型为水平井的垂直剖面,模型中心的最左侧为井筒的位置,即注入点, x 方向为最大主应力(σ_H)方向, z 方向为最小主应力(σ_h)方向, y 方向为垂直应力(σ_v)方向,天然裂缝上部分与水力裂缝的角度为相交角度 θ 。中间压裂部分网格密度为0.1 m×0.1 m,其余网格从上下两边向中间逐渐加密。计算模型见图3。

模型基础的岩石力学参数如下:储层部分弹性模量12 GPa,泊松比为0.18,渗透系数为 10^{-7} m/s,孔隙比为0.11,滤失系数为 10^{-13} m/(Pa·s);隔层部分弹性模量18 GPa,泊松比为0.13,渗透系数为 10^{-8} m/s,孔隙比为0.03,滤失系数为 10^{-14} m/(Pa·s);天然裂缝抗拉强度为2 MPa,其余部分抗拉强度为6 MPa,压裂液黏度为 10^{-3} Pa·s。考虑到模型的尺寸与边界效应,排量取 10^{-3} m²/s,且为了更好地验证隔层以及其他参数对模拟结果的影响,模型的初始应力均设置为16 MPa,初始应力差设置为0。

2 结果分析

2.1 不同应力差对水力裂缝与天然裂缝相交模拟的影响

在相交角度为60°时,分别改变模型水平地应力

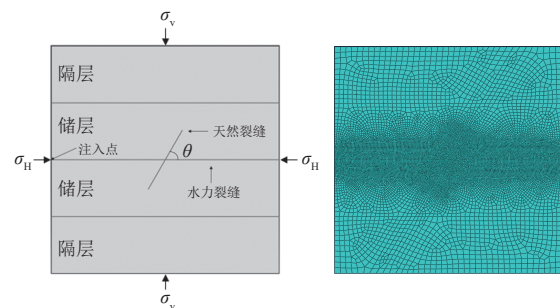


图3 二维有限元模型示意图

Fig. 3 Two-dimensional finite element model

差为0、2、4 MPa,对隔层是否会对结果产生影响进行模拟计算,模拟结果对比见图4。

从图4可知,在裂缝扩展初期,即水力裂缝与天然裂缝相交之前,地应力差对裂缝扩展行为无影响;水力裂缝与天然裂缝相交后,当水平应力差为0 MPa时,两种模型裂缝的破裂程度大致相当,但旧模型(无隔层影响)中天然裂缝仅开启上部分,新模型(存

在隔层影响)因为隔层的影响(弹性模量、泊松比等发生了变化),且天然裂缝的开启较容易,因此,开启了上下两部分(图4a、图4b);当应力差为2 MPa时,由计算结果(图4c、图4d)及裂缝形态可以看到,两种模型均只开启了天然裂缝的上部分,但旧模型天然裂缝开启的程度较小,破裂程度较低,新模型中由于应力差的增大,裂缝沿着最大主应力方向向前扩展

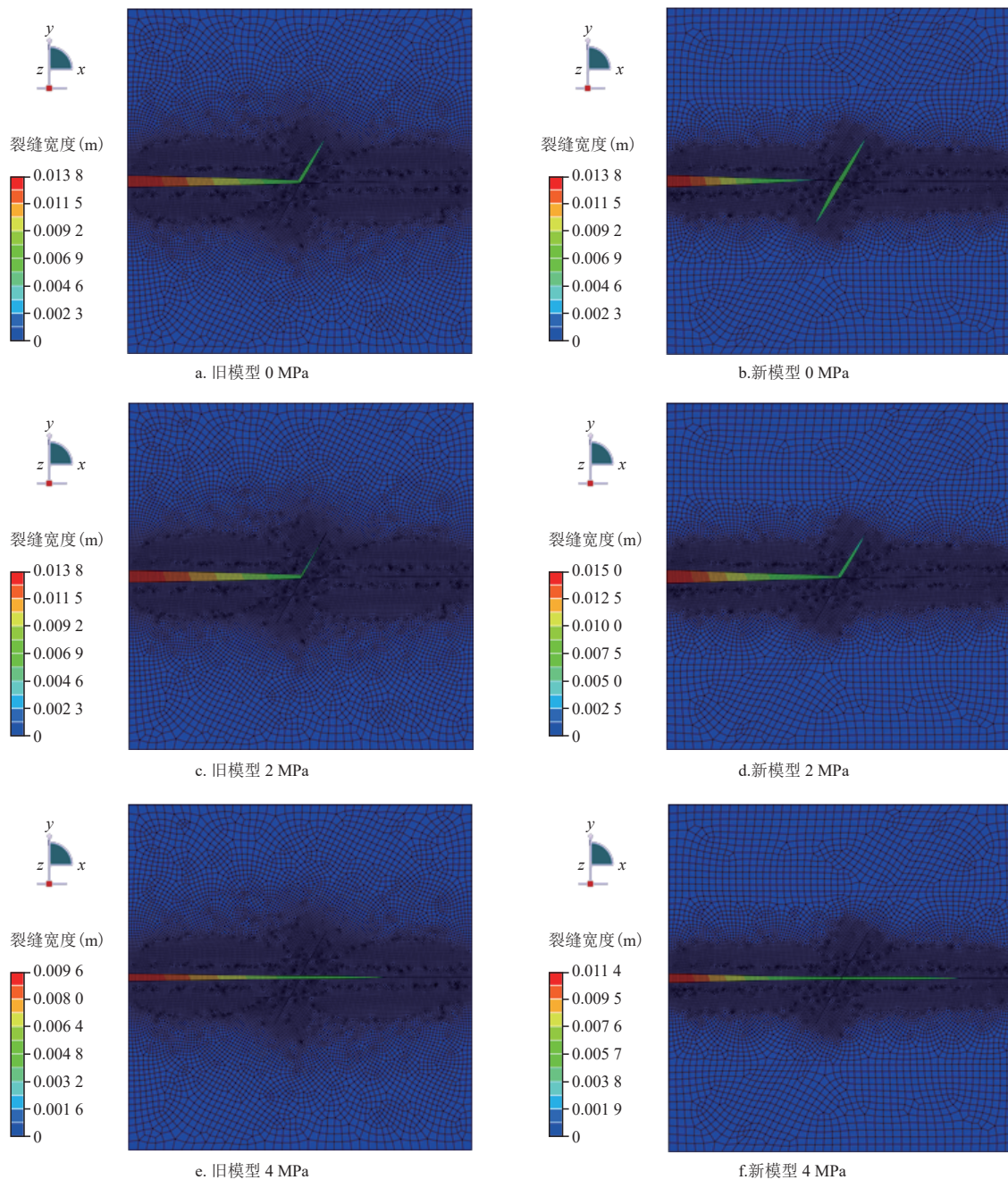


图4 不同地应力下两种模型模拟的结果对比

Fig. 4 Comparison of simulation results of two models under different in-situ stresses

的趋势增加,在与天然裂缝相交后,由于天然裂缝下部分有着相反的扩展趋势,因此,仅开启了天然裂缝的上部分;当应力差为4 MPa时,隔层是否存在对水力裂缝的扩展路径没有产生影响,水力裂缝均未开启天然裂缝,但从计算结果(图4e、图4f)可以看出,新模型的水力裂缝破裂程度更大,开启效果更好。

2.2 不同相交角度对水力裂缝与天然裂缝相交模拟的影响

为了更好地观察隔层效应在不同相交角度下产生的影响,取应力差为0 MPa。在水力裂缝与天然裂缝相交角为30°、45°、60°、75°以及90°的情况下,对隔层是否会对结果产生影响进行模拟计算,模拟结果见图5。

在应力差为0 MPa的情况下,当水力裂缝与天然裂缝的相交角度为30°以及45°的时候,隔层是否存在对于裂缝扩展的路径并没有影响,天然裂缝均开启了上部分(图5a—图5d)。当相交角度为60°时,虽然两种模型的裂缝破裂程度大致相当,但旧模型中水力裂缝只开启天然裂缝上部分,而在新模型中天然裂缝完全开启(图5e、图5f)。当相交角度为75°的时候,旧模型中水力裂缝直接穿过天然裂缝,而新模型中水力裂缝会开启天然裂缝上下两部分,且裂缝的破裂程度和开启效果均好于旧模型(图5g、图5h);当相交角度为90°时,水力裂缝都会直接穿过天然裂缝(图5i、图5j)。

可以看到,当相交角度为30°及45°时,由于天然裂缝力学特性较弱,水力裂缝均开启了天然裂缝的上部分,但从计算结果(图5a—图5d)可以看到,新模型的裂缝破裂程度更大,开启效果更好一些;当相交角度为60°及75°时,隔层的存在对裂缝的扩展路径产生了较大的影响,且从计算结果(图5e—图5h)可以看到,在新模型中两个相交角度的裂缝破裂程度及形态大致相当;当相交角度为90°时,隔层对水力裂缝的扩展路径影响不大,均是直接穿过天然裂缝,其影响仅体现在裂缝的破裂程度和开启效果上。

2.3 储隔层间的应力差对水力裂缝与天然裂缝相交模拟的影响

为了更好地研究储隔层之间的应力差对于模拟

结果的影响,选取相交角度为60°,水平最大、最小地应力差为2 MPa的模型,分别设置储隔层间的地应力差为4,6,8 MPa进行模拟,模拟的结果见图6。

从图6中可以看到,当储隔层应力差为4 MPa时,水力裂缝沿着天然裂缝上部分方向扩展(图6a)。当储隔层应力差为6 MPa时,随着应力差的增大,天然裂缝上部分先发生开启,开启完成后,水力裂缝与天然裂缝相交处产生憋压,当压力增加到一定程度时,天然裂缝下部分发生开启,天然裂缝完全开启后,憋压所产生的压力却不足以使水力裂缝继续向前扩展(图6b)。当储隔层应力差为8 MPa时,在应力差作用下,相交点憋压所产生的压力达到了接下来水力裂缝开启的条件,且裂缝的扩展均有向着水平最大主应力扩展的趋势,水力裂缝直接穿过天然裂缝,继续沿着原来的路径向前扩展(图6c)。

提取水力裂缝和天然裂缝相交点处的孔隙压力随时间的变化见图7。可以看到,随着储隔层间的地应力差的增加,相交点处的最大孔隙压力也在增加。当储隔层间地应力差为4,6,8 MPa时,相交点处最大的孔隙压力分别为30.56、32.20、32.89 MPa。因此,层间地应力差的改变会导致压裂过程中裂缝相交处的孔隙压力的变化。

2.4 储隔层弹性模量差对水力裂缝与天然裂缝相交模拟的影响

为了更好地研究储隔层之间的弹性模量差对于模拟结果的影响,在相交角度为60°,应力差为0 MPa的情况下,改变隔层的弹性模量,使之与储层弹性模量差值分别为6,10,14,30 GPa,其影响及模拟结果见图8。

当储隔层弹性模量差为6 GPa时,天然裂缝先是开启上部分,而后由于在交点处引起憋压,再开启下部分(图8a)。当储隔层弹性模量差为10 GPa及14 GPa时,整个地层在上下两个方向的抗扰动性增强,天然裂缝大倾角方向开启较小倾角方向难度更大,相交点引起的憋压不足以开启天然裂缝下部分,因此仅开启了天然裂缝上部分(图8b、图8c)。当储隔层弹性模量差为30 GPa时,地层在上下两个方向的抗扰动性进一步增强,此时隔层可以看作一块“铁

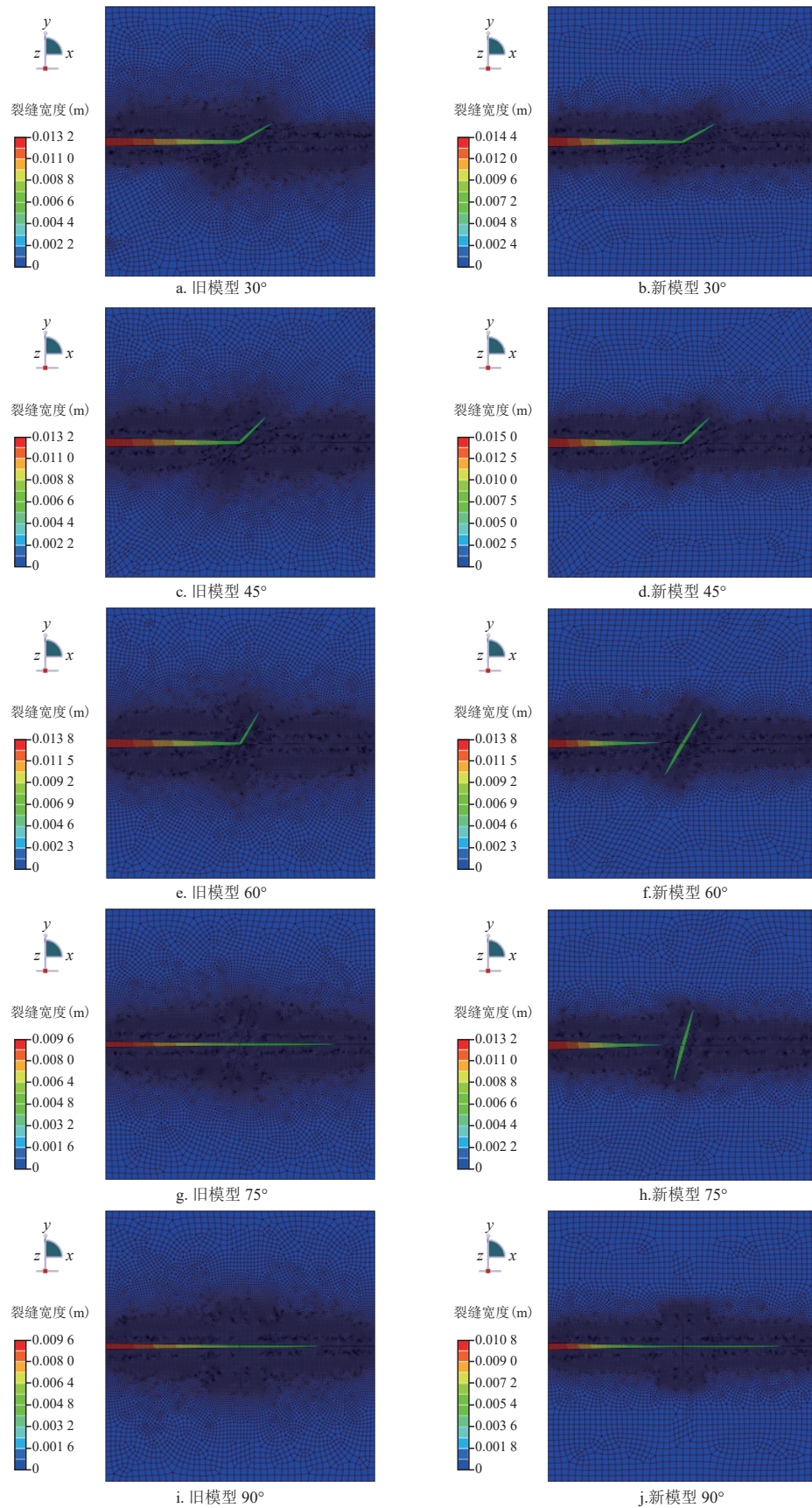


图5 不同相交角度下两种模型模拟的结果对比

Fig. 5 Comparison of simulation results of two models at different intersection angles

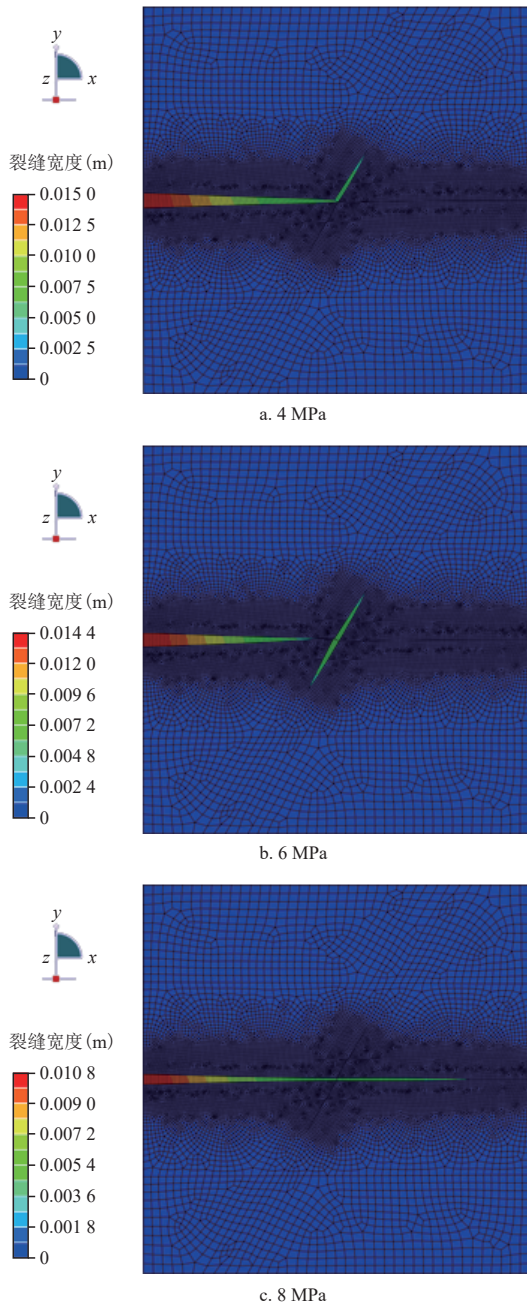


图6 不同储隔层应力差下模拟结果

Fig. 6 Simulation results under different stress differences between reservoirs

板”,对裂缝在垂直方向的扩展,即对地层会产生上下扰动的抑制性增大,同时会引起憋压,且裂缝扩展时更容易产生左右扰动,即沿着天然裂缝进行扩展(图8d)。

从图9可知,随着储隔层间弹性模量差的增加,相交点处的孔隙压力也在逐渐增大。当层间弹性模量差分别为6,10,14,30 GPa时,相交点处孔隙压力

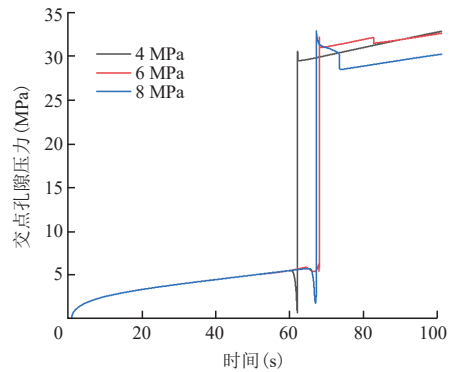


图7 不同储隔层应力差下相交点孔压变化

Fig. 7 Variation of pore pressure at intersection points under different stress differences between reservoirs

分别为30.56,30.84,31.81,32.99 MPa,与此同时隔层对裂缝的压制性也越大,因此裂缝扩展的形态并不仅仅取决于孔隙压力的大小。

为了更好地验证改变储隔层弹性模量会产生对水力裂缝扩展的压制作用,增加了一组应力差为3 MPa,不同储隔层弹性模量差的模拟,结果见图10。

从图10和图11可以看到,当储隔层弹性模量差为6 GPa时,天然裂缝开启上部分,在应力差的作用下,水力裂缝向前扩展的趋势增加,而天然裂缝下部分裂缝扩展方向与水力裂缝扩展方向有相反的趋势,因此,并未开启,且在交点引起的憋压以及存在的应力差达到水力裂缝达到继续向前扩展的条件,水力裂缝继续向前扩展(图10a)。当储隔层弹性模量差为30 GPa时,模拟的结果与6 GPa的基本一致,但随着储隔层弹性模量差的增加,其产生的压制作用增大,与此同时交点处的孔隙压力增大了2.5 MPa左右,两者的增量相互作用下基本抵消。因此,模拟结果基本一致。从计算结果(图10b)可以看到,裂缝的破裂程度基本一致,但储隔层弹性模量差为30 GPa时,水力裂缝后段开启程度较小。当储隔层弹性模量达到50 GPa时,由隔层产生的压制性进一步增加,而同时交点的孔隙压力仅增加了1 MPa左右,无法与增加的压制作用相互抵消,水力裂缝不足以继续向前扩展,而是开启了天然裂缝上下两部分,裂缝扩展的扰动也从水力裂缝扩展所产生的上下扰动变为了天然裂缝扩展所产生的左右扰动(图10c)。

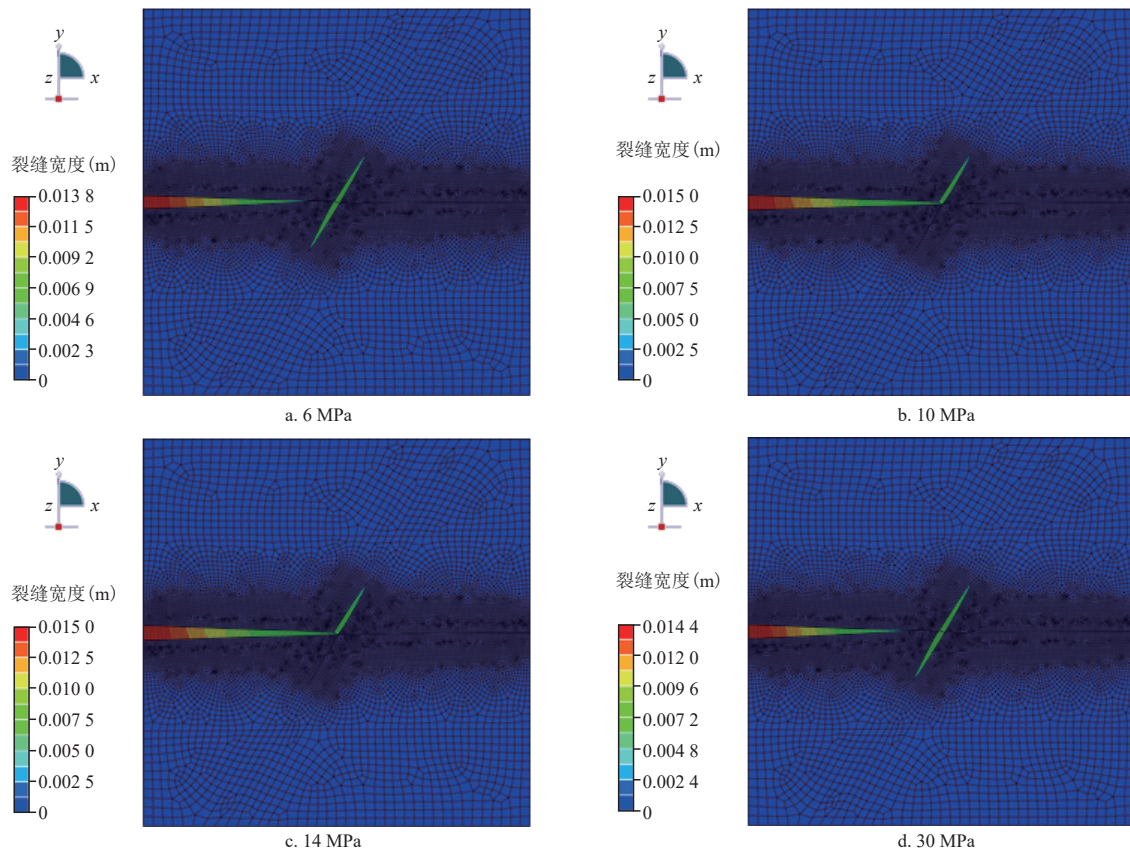


图8 不同储隔层弹性模量差下模拟结果

Fig. 8 Simulation results under different reservoir barrier elastic modulus difference

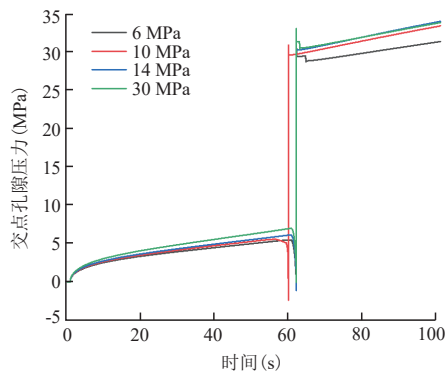


图9 不同储隔层弹性模量差下相交点孔压变化

Fig. 9 Variation of pore pressure at intersection point under different reservoir interlayer elastic modulus difference

3 认识与结论

1) 基于最大名义应力准则,考虑材料损伤起始准则及损伤演化,利用 abaqus 软件,对是否存在隔层

效应的情况下,研究了应力差、相交角度、储隔层应力差以及储隔层弹性模量差等因素对水力裂缝遇天然裂缝后扩展行为的影响。

2) 无隔层效应的情况下,水力裂缝遇天然裂缝后仅沿天然裂缝上部分扩展。存在隔层效应的情况下,无应力差时天然裂缝能够被完全开启,随着地应力差的增加,天然裂缝被开启的程度逐渐减小,直至水力裂缝穿过天然裂缝。

3) 当相交角度较小时,隔层效应的存在不会改变裂缝的扩展行为,但却能增加裂缝的破裂程度;随着相交角度的增加,隔层效应的存在能够更好地开启天然裂缝。

4) 随着储隔层间应力差的增加,相交点处的孔隙压力也在增加,水力裂缝向前扩展的趋势增大;在一定范围内,天然裂缝的开启程度随层间应力差的增加而增大,当超过一定的层间应力差值时,天然裂缝不再被开启,水力裂缝沿着原有路径继续向前扩展。

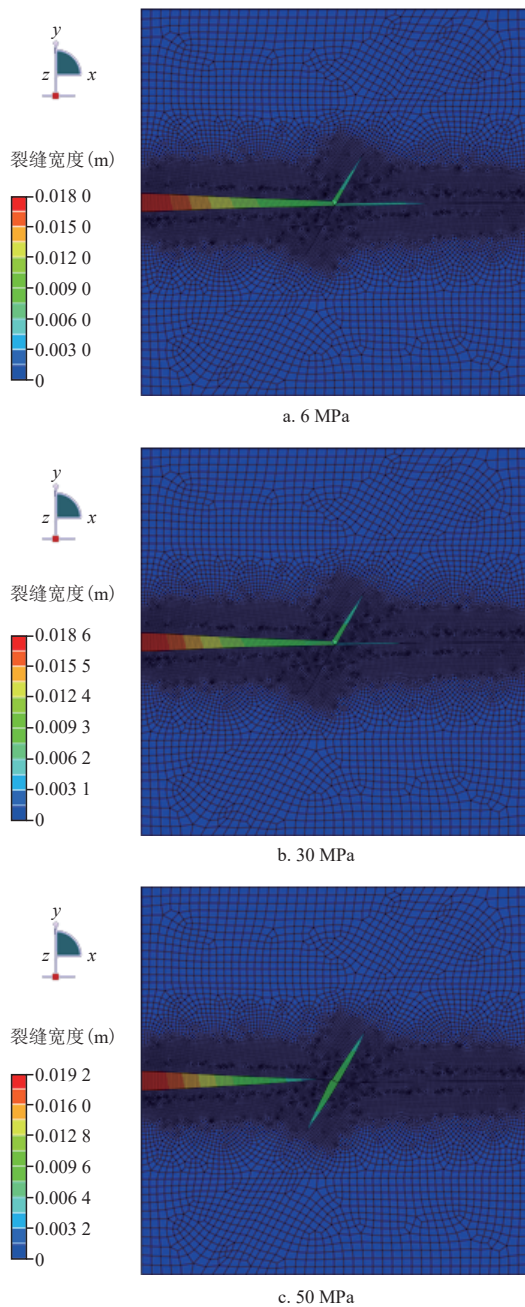


图10 3 MPa应力差时不同储隔层弹性模量差下模拟结果
Fig. 10 Simulation results of elastic modulus difference of different reservoir barriers under stress difference of 3 MPa

5) 储隔层间弹性模量的差异越大,地层抗扰动性增加,相交点处的孔隙压力也会增大,两者的相互作用下决定了裂缝的扩展行为。当储隔层间弹性模量差较小或较大时,天然裂缝均能够被完全开启。相同条件下,随着应力差的增大,水力裂缝向前扩展的趋势增大,裂缝的破裂程度也随之增大。

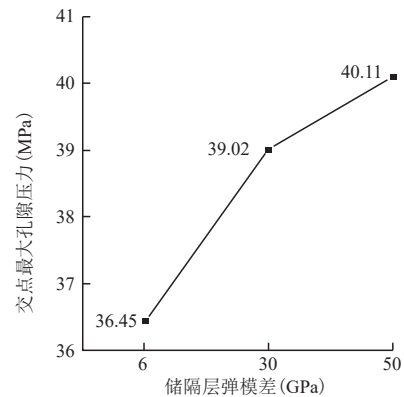


图11 3 MPa应力差时不同储隔层弹性模量差交点最大孔压

Fig. 11 Max pore pressure at intersection of elastic modulus differences of different reservoirs under stress difference of 3 MPa

参考文献

- [1] 胡素云,赵文智,侯连华,等.中国陆相页岩油发展潜力与技术对策[J].石油勘探与开发,2020,47(4):819-828.
HU Suyun, ZHAO Wenzhi, HOU Lianhua, et al. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47 (4): 819-828.
- [2] 李国欣,朱如凯.中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J].中国石油勘探,2020,25(2):1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [3] 王倩楠,游一,李茜,等.中国页岩油勘探开发前景[J].石化技术,2019,26(11):224-225.
WANG Qiannan, YOU Yi, LI Qian, et al. Prospects of shale oil exploration and development in China[J]. Petrochemical Industry Technology, 2019, 26(11): 224-225.
- [4] 全少凯,高德利.水力压裂基础研究进展及发展建议[J].石油钻采工艺,2019,41(1):101-115.
TONG Shaokai, GAO Deli. Basic research progress and development suggestions on hydraulic fracturing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(1): 101-115.
- [5] 张博,李晓,王宇,等.油气藏水力压裂计算模拟技术研究现状与展望[J].工程地质学报,2015,23(2):301-310.
ZHANG Bo, LI Xiao, WANG Yu, et al. Current status and prospect of computer simulation techniques of hydraulic fracturing in oil and gas field[J]. Journal of Engineering Geology, 2015, 23(2): 301-310.
- [6] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [7] MONTGOMERY S L, JARVIE D M, BOWKER K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J].

- AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.
- [8] BLANTON T L. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs[C]// Paper SPE-15261-MS presented at the SPE Unconventional Gas Technology Symposium, Louisville, Kentucky, May 1986.
- [9] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(2): 209-220.
- [10] RAHMAN M M, AGHIGHI M A, RAHMAN S S, et al. Interaction between induced hydraulic fracture and pre-existing natural fracture in a poro-elastic environment: Effect of pore pressure change and the orientation of natural fracture[C]// Paper SPE-122574-MS presented at the Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, Indonesia, August 2009.
- [11] 马耕,张帆,刘晓,等.天然裂缝对煤岩体水力裂缝扩展影响研究[J].河南理工大学学报(自然科学版),2016,35(2): 178-182.
- MA Geng, ZHANG Fan, LIU Xiao, et al. Research on the influence of natural fractures on hydraulic fractures propagation in coal and rock mass[J]. Journal of Henan Polytechnic University(Natural Science), 2016, 35(2): 178-182.
- [12] 刘向君,丁乙,罗平亚,等.天然裂缝对水力裂缝延伸的影响研究[J].特种油气藏,2018,25(2):148-153.
- LIU Xiangjun, DI Yi, LUO Pingya, et al. Influence of natural fracture on hydraulic fracture propagation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 148-153.
- [13] 刘顺,何衡,赵倩云,等.水力裂缝与天然裂缝交错延伸规律[J].石油学报,2018,39(3):320-326,334.
- LIU Shun, HE Heng, ZHAO Qianyun, et al. Staggered extension laws of hydraulic fracture and natural fracture[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 320-326.
- [14] 郭静芸,王宇.水力裂缝沟通天然裂缝活化延伸的机理研究[J].工程地质学报,2018,26(6):1523-1533.
- GUO Jingyun, WANG Yu. Mechanism of natural fracture reactivation and propagation by hydraulic fracture[J]. Journal of Engineering Geology, 2018, 26(6): 1523-1533.
- [15] 肖阳,张丽英,邓虎成,等.水力裂缝及天然裂缝相交延伸规律及真三轴物理模拟实验[J].石油钻采工艺,2021,43(1): 83-88.
- XIAO Yang, ZHANG Liying, DENG Hucheng, et al. Intersection and propagation laws of hydraulic fractures and natural fractures and true axial physical simulation experiment [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(1): 83-88.
- [16] 周小金,雍锐,范宇,等.天然裂缝对页岩气水平井压裂的影响及工艺调整[J].中国石油勘探,2020,25(6):94-104.
- ZHOU Xiaojin, YONG Rui, FAN Yu, et al. Influence of natural fractures on fracturing of horizontal shale gas wells and process adjustment[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(6): 94-104.
- [17] 张健,王金意,荆铁亚,等.天然裂缝角度对水力压裂的影响数值分析[J].常州大学学报(自然科学版),2020,32(3): 34-39.
- ZHANG Jian, WANG Jinyi, JING Tieya, et al. Numerical analysis of the influence of natural fracture angle on hydraulic fracturing[J]. Journal of Changzhou University (Natural Science Edition), 2020, 32(3): 34-39.
- [18] 沈永星,冯增朝,周动,等.天然裂缝对页岩储层水力裂缝扩展影响数值模拟研究[J].煤炭科学技术,2021,49(8): 195-202.
- SHEN Yongxing, FENG Zengchao, ZHOU Dong, et al. Study on numerical simulation of effect on natural fractures to hydraulic fracture propagation in shale reservoirs[J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(8): 195-202.
- [19] 魏明强,段永刚,李彦波,等.存在大尺度天然裂缝的气藏数值试井分析方法[J].天然气地球科学,2014,25(5):778-782.
- WEI Mingqiang, DUAN Yonggang, LI Yanbo, et al. Study on numerical well test method of gas reservoirs with large-scale fracture[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(5): 778-782.
- [20] 张帆,马耕,冯丹.大尺寸真三轴煤岩水力压裂模拟试验与裂缝扩展分析[J].岩土力学,2019,40(5):1890-1897.
- ZHANG Fan, MA Geng, FENG Dan. Hydraulic fracturing simulation test and fracture propagation analysis of large-scale coal rock under true triaxial conditions[J]. Rock and Soil Mechanics, 2019, 40(5): 1890-1897.
- [21] 郭培峰,周文,邓虎成,等.致密储层压裂真三轴物理模拟实验及裂缝延伸规律[J].成都理工大学学报(自然科学版),2020,47(1):65-74.
- GUO Peifeng, ZHOU Wen, DENG Hucheng, et al. Real triaxial physical simulation experiment of fracturing and the law of fracture extension in tight reservoir[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2020, 47(1): 65-74.
- [22] 何强,李凤霞,史爱萍,等.基于三维CT重构的油页岩复杂水力裂缝网络分形表征[J].油气地质与采收率,2021,28(5): 116-123.
- HE Qiang, LI Fengxia, SHI Aiping, et al. Fractal characterization of complex hydraulic fracture networks of oil shale via 3D CT reconstruction[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 116-123.
- [23] 陈苏然.水力压裂裂缝扩展影响因素研究[D].西安:西安理工大学,2018.
- CHEN Suran. Study on the influencing factors of crack[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2018.
- [24] 王璜,王贵玲,岳高凡,等.天然裂缝影响下的花岗岩水力裂缝扩展数值模拟[J].地质学报,2020,94(7):2124-2130.
- WANG Huang, WANG Guiling, YUE Gaofan, et al. Numerical simulation of granite hydraulic fracture propagation under the influence of natural fractures[J]. Acta Geologica Sinica, 2020, 94(7): 2124-2130.

(编辑 尹淑容)