

层理性页岩气储层复杂网络裂缝数值模拟研究

李玉梅¹, 吕 炜², 宋 杰², 李 军¹, 杨宏伟¹, 于丽维³

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石油玉门油田分公司勘探开发研究院, 甘肃酒泉 735019; 3. 中国石油新疆油田分公司工程技术研究院, 新疆克拉玛依 834000)

摘 要:在考虑天然裂缝的条件下,为了更好地对层理性页岩气储层的复杂网络裂缝进行数值模拟,采用模拟非连续介质的通用离散元程序(UDEC),基于渗流-应力耦合数值算法,建立了人工水力裂缝与天然裂缝相互作用的网络裂缝数值计算模型,并利用该模型分析了水力裂缝长度、天然裂缝倾角、内摩擦角及施工净压力对缝网扩展的影响。结果表明:水力裂缝从近井筒处裂缝尖端起裂扩展,并沿着天然裂缝的走向发生剪切破坏,且随水力裂缝长度增长,天然裂缝网络连通面积增大;天然裂缝倾角较大,形成复杂缝或网络缝的概率也相对较大;天然裂缝内摩擦角越小,天然裂缝连通面积越大,越易形成复杂网络裂缝;水平地应力差在一定范围内,净压力系数越大,裂缝的扩展形态越复杂,相邻裂缝的尖端越易连通形成网络裂缝。数值模拟研究结果可为进一步认识远地带页岩气压裂裂缝扩展机理提供指导。

关键词:页岩气;压裂;数值模拟;离散元;几何模型;天然裂缝;内摩擦角

中图分类号:TE377 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)04-0108-06

Numerical Simulation Study on the Complex Network Fractures of Stratified Shale Gas Reservoirs

LI Yumei¹, LYU Wei², SONG Jie², LI Jun¹, YANG Hongwei¹, YU Liwei³

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 2. Exploration and Development Institute, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan, Gansu, 735019, China; 3. Engineering Technology Institute, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: To perform the numerical simulation of complex network fractures in stratified shale gas reservoirs with natural fractures, a numerical model for network fractures was set up to determine interactions between hydraulic fractures and natural fractures by using universal distinct element code (UDEC) of non-continuous medium simulation based on numerical algorithms of seepage-stress coupling. The model was used to analyze the effect of the hydraulic fracture length, the natural fracture dip angle, the internal friction angle and the net treatment pressures on fracture network extension. The results showed that hydraulic fractures extend from the fracture tip near the well bore, and they experience shear failure along the strike of natural fractures. In the process, the connected area of natural fracture network would increase with the increases of hydraulic fractures length. It is more likely to form complex fractures or network fractures in the case of relatively large natural fracture dip angles. When the internal friction angle of the natural fractures is reduced, the connected area of natural fractures will increase and it is easier to form complex network fractures. Under a certain range of horizontal stress, fracture growth patterns would become more complex and it would be easier for tips near fractures to form network fractures as net pressure coefficients increase. Numerical simulation results could provide guidance for further understanding on shale gas fracturing fracture extension mechanism in areas away from wells.

Key words: shale gas; fracturing; numerical simulation; discrete element; geometric model; natural fracture; internal friction angle

页岩富含天然裂隙和薄页状层理,不同的天然层理产状组合可形成错综复杂的离散性裂缝体系,增大裂缝表面与基质体的接触面积,可为页岩气藏“体积压裂”提供地质条件。体积压裂缝网的形成是水力压裂作业、天然裂缝及非均匀地应力共同作用的结果。传统压裂理论认为水力裂缝为对称于井筒的双翼裂缝且沿着最大水平主应力方向扩展,但事实上,受天然裂缝的干扰,裂缝性储层压裂后的水力裂缝网络结构呈明显的离散性和多样性^[1-4]。网络

裂缝的形成与天然裂缝的发育程度相关,页岩气能否有效产出取决于水力裂缝和压裂过程中诱导天然裂缝开启而形成的相互交错的网络裂缝的面

收稿日期:2015-07-31;改回日期:2016-04-18。

作者简介:李玉梅(1981—),女,山东聊城人,2007年毕业于大庆石油学院金属材料工程专业,2010年获中国石油大学(北京)油气井工程专业硕士学位,在读博士研究生,主要从事油气井岩石力学与工程以及数值模拟计算方法研究。E-mail:liyumei3680238@163.com。

基金项目:中国石油大学(北京)前瞻导向项目专项基金“各向异性页岩气藏分簇射孔参数优化方法研究”(ZX20150039)资助。

积^[5-7]。

近年来,国内外学者对结构面等非连续体与水力裂缝相互耦合的关系进行了较多研究,并在天然裂缝建模和研究方法等方面均取得了重要进展。T. L. Blanton^[8]基于天然裂缝的走向和倾角对水力裂缝开启的影响,研究了天然裂缝的受力状态和破坏方式。W. S. Dershowitz 等人^[9]根据现场获取的微地震裂缝数据,利用 FracMan 裂缝建模软件建立了三维离散裂缝网络模型,研究了天然裂缝存在条件下水力裂缝的扩展形态。A. Riahi 等人^[10]利用离散元数值模拟方法建立了流固耦合离散裂缝网络(DFN)数值模型,研究了压裂液注入裂缝性储层后对裂缝连通性、裂缝分布、裂缝开度以及滑移等的影响规律。M. Cottrell 等人^[11]同时考虑天然裂缝几何参数、压裂液注入水力参数和水力裂缝与天然裂缝的相互作用,建立了离散裂缝网络(DFN)数值模型,并与有限元数值法进行了对比。M. McClure 等人^[12]在假设裂缝高度一定的条件下,考虑水力裂缝与天然裂缝相互连通的作用,利用 CFRAC 计算程序建立了离散裂缝数值模型,并与 PKN 模型进行了比较,分析了裂缝长度、裂缝开度、缝内净压力等参数随时间的变化规律。但是,以上研究都没有考虑天然裂缝随机分布特征对天然裂缝开启的影响。N. B. Nagel 等人^[13-14]利用离散元数值计算方法建立了水力裂缝与天然裂缝相互作用的数值模型,并对天然裂缝的的剪切破坏行为进行了分析。笔者在 N. B. Nagel 等人的研究基础上,考虑了天然裂缝的随机分布特征,利用通用离散元程序(UDEC)中独有的天然裂缝建模技术建立了水力裂缝与天然裂缝相互干扰的离散裂缝网络(DFN)数值模型,对层理性页岩气储层的复杂网络裂缝进行了数值模拟。

1 天然裂缝剪切破坏机制

天然裂缝将岩石切割或分为块体单元,每个块体单元在计算过程中保持其形状和大小不变,是准刚性的。同时,每个块体单元在运动过程中因受节理等不连续面的控制而与相邻节点接触,也可以通过解除接触点的切向力和法向力使块体单元分开^[15]。对于网络裂缝中的任一裂缝(见图 1),其变形需要满足裂缝变形方程。对于第 i 条裂缝,裂缝正向位移 Δu_n 与有效正应力 $\Delta \sigma'_n$ 满足以下关系式^[16]:

$$\Delta \sigma'_n = -k_n \Delta u_n \quad (1)$$

$$\text{其中} \quad k_n = a_n \sigma_n^e \quad (2)$$

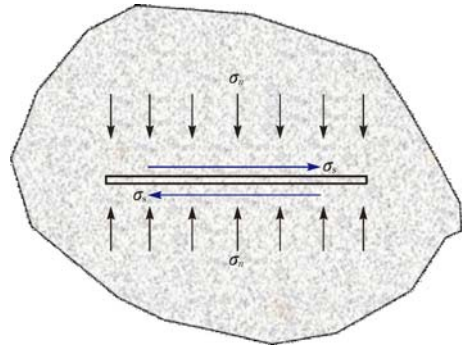


图 1 单裂缝变形受力示意

Fig. 1 Schematic diagram of the stress and deformation around a single fracture

式中: $\Delta \sigma'_n$ 为有效正应力, Pa; k_n 为法向刚度, 与法向应力有关, Pa/m; Δu_n 为裂缝正向位移, m; a_n 和 e_n 为模型参数。

剪切应力为:

$$\Delta \sigma_s = F k_s \Delta u_s \quad (3)$$

其中

$$k_s = a_s \sigma_n^e \quad (4)$$

式中: $\Delta \sigma_s$ 为剪切应力, Pa; k_s 为剪切刚度, Pa/m; Δu_s 为剪切位移, m; F 为表征剪切位移增量的相关系数; a_s 和 e_s 为模型参数。

随着裂缝开度增大以及裂缝的滑移,裂缝剪切应力超过了剪切强度(α_c)时^[17],裂缝就会发生剪切膨胀。裂缝开度的变化与剪切位移变化之间的关系为:

$$\Delta u_{n-d} = -\Delta u_s \tan \phi_d \quad (5)$$

式中: Δu_{n-d} 为裂缝开度的变化, m; ϕ_d 为膨胀角, rad。

2 离散元数值模型的建立

2.1 几何模型的建立

页岩具有薄页状或薄片层状的节理,不同的节理产状组合形成错综复杂的裂缝网络,根据现场的页岩露头可以观察到天然裂缝倾角排布具有一定的规律性。笔者基于地震源破碎平面的方向和倾角确定天然裂缝的方向,根据微地震事件的离散统计确定天然裂缝走向,以威 201-H1 井储层微地震事件的离散性随机裂缝统计结果作为建模依据。

依据天然裂缝在地质学上的合理分布,不考虑页岩气储层中的大量不规则裂缝,只考虑主要天然裂缝。利用 UDEC 软件独有的天然离散裂缝建模技术,将天然裂缝随机分布函数内嵌至裂缝生成器中,建立了人工裂缝与天然裂缝相互干扰的离散裂缝网络(DFN)数值模型,模型尺寸为 600 m × 600 m。图 2 为网络裂缝数值计算几何模型,水平井筒沿 x

轴方向(最小水平主应力方向 σ_{H1}),水力裂缝垂直于井筒方向并沿着 y 轴方向扩展(最大水平主应力方向 σ_{H2})。模型中预设了不同倾角组合的天然裂缝,相邻天然裂缝均为闭环式连通。所建 DFN 数值模型为规则模型,假设水力裂缝为垂直裂缝,所以借助模型两侧边线进行创建,两条边线间的距离即为裂缝间距。边界条件设置过程中,对模型左右两侧边线和上下两侧边线分别进行 x 方向和 y 方向的位移约束,以约束数值模型位移。假设压裂液从井筒注入后沿水力裂缝进入,所以在水力裂缝内表面单元施加净压力,模拟随着缝内液体压力的逐渐升高,水力裂缝扩展过程中产生的诱导应力使其周围天然裂缝的剪切应力超过剪切强度而发生破坏,从而通过水力裂缝沟通储层中的天然裂缝而形成缝网。

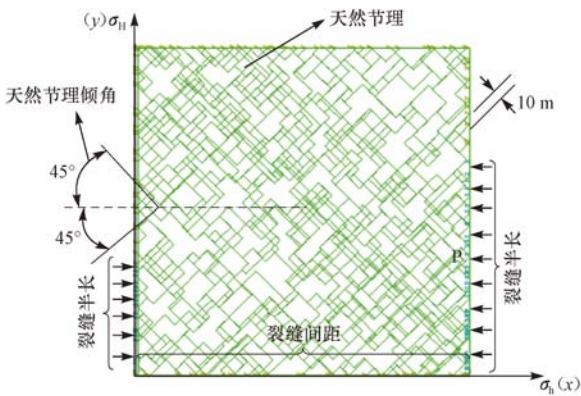


图 2 网络裂缝数值计算几何模型

Fig. 2 Geometry model for the numerical simulation of network fractures

2.2 力学参数设置

网络裂缝数值模型建立后,参考 N. B. Nagel 等人建立的模型中设定的页岩气储层的地层参数、天然裂缝几何参数、页岩岩块及天然裂缝基本力学参数^[18],设定主要力学参数为:地层流体密度为 1.0 g/cm^3 ,垂直地应力为 94.5 MPa ,最大水平主应力为 90.5 MPa ,最小水平主应力为 86.2 MPa ,地层初始孔隙压力为 77.91 MPa 。

天然裂缝产状数据是数值计算分析的前提和必要条件,天然裂缝组合不同,裂缝网络模型不同,为此,建立了组合 A($0^\circ/70^\circ$)和组合 B($45^\circ/135^\circ$)两组离散裂缝网络模型。每一组天然裂缝网络模型都设定了合理的天然裂缝密度、长度、间距等参数(见表 1)。页岩岩样及天然裂缝基本力学参数为:页岩岩块的密度为 2440 kg/m^3 ,体积模量为 17.1 GPa ,剪切模量为 16.4 GPa ,内聚力为 5 MPa ,内摩擦角

为 $10^\circ\sim 40^\circ$,抗拉强度为 2 MPa ;裂缝的法向刚度为 20 GPa/m ,切向刚度为 20 GPa/m ,内聚力为 5 MPa ,内摩擦角为 19° ,渗透率为 0.001 mD 。

表 1 天然裂缝几何参数

Table 1 Geometric parameters of natural fractures

裂缝组合	裂缝倾角/ $^\circ$	裂缝分布密度/ m^{-2}	裂缝长/间距/ m	裂缝迹长/ m	裂缝间隙/ m
A	0/70	4.6	100 15	60	4
B	45/135	4.6	100 15	60	4

3 数值模拟结果分析

3.1 水力裂缝缝长对缝网扩展的影响

预置水力裂缝半长为 $50, 100, 200$ 和 300 m ,分析天然裂缝倾角组合 A 和组合 B 条件下水力裂缝缝长对缝网扩展的影响规律,结果见图 3—图 5。由图 3 可以看出,应力集中区分布在水力裂缝尖端,有利于裂缝向远井地带扩展。由图 4 和图 5 可以看出:水力裂缝从裂缝尖端开始扩展并沿着天然裂缝的走向发生剪切破坏,且有向更深远地层延伸的趋势;随着缝长增长,剪切破坏区域增大。

利用二维离散裂缝数值模型,计算了组合 A 和组合 B 条件下,不同水力裂缝缝长度下的剪切破坏面积,结果见图 6。由图 6 可以看出:水力裂缝缝长相同时,组合 B 条件下的剪切破坏面积要大于组合 A 条件下的剪切破坏面积;随着水力裂缝增长,组合 B 与组合 A 的剪切破坏面积差逐渐增大。分析其原因为:天然裂缝倾角较大条件下,最小水平主应力方向(垂直水力裂缝方向)的诱导应力相对变化较大,干扰强度增大,形成复杂缝或网络缝的概率相对较大。

3.2 天然裂缝内摩擦角对网络裂缝扩展的影响

理论研究认为,裂缝性页岩气储层水力裂缝扩展过程中对天然裂缝形成干扰,遵循天然裂缝张开和剪切破坏机制。当天然裂缝在水力作用下剪切应力超过裂缝剪切强度时,认为闭合的天然裂缝开启或者沿天然裂隙面发生剪切滑移。假设天然裂缝开启的区域面积为网络裂缝的连通面积,选取开启天然裂缝扩展区域边界节点位置坐标的方法计算网络裂缝面积。数值模型预置水力裂缝半长为 200 m ,计算天然裂缝倾角组合 A 和组合 B 条件下,不同裂缝内摩擦角下的天然裂缝网络连通面积,结果见图 7。

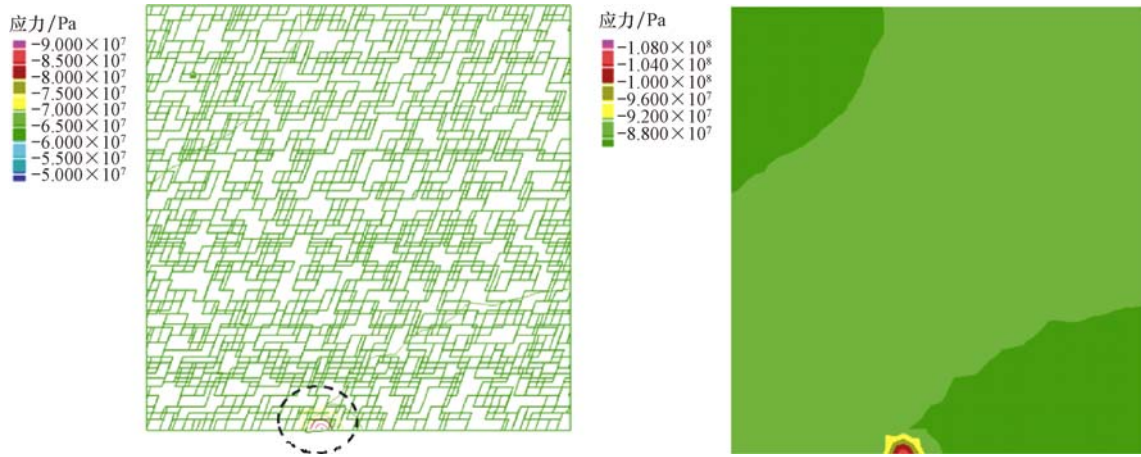


图 3 水力裂缝尖端应力集中区

Fig. 3 Stress concentration area of hydraulic fracture tips

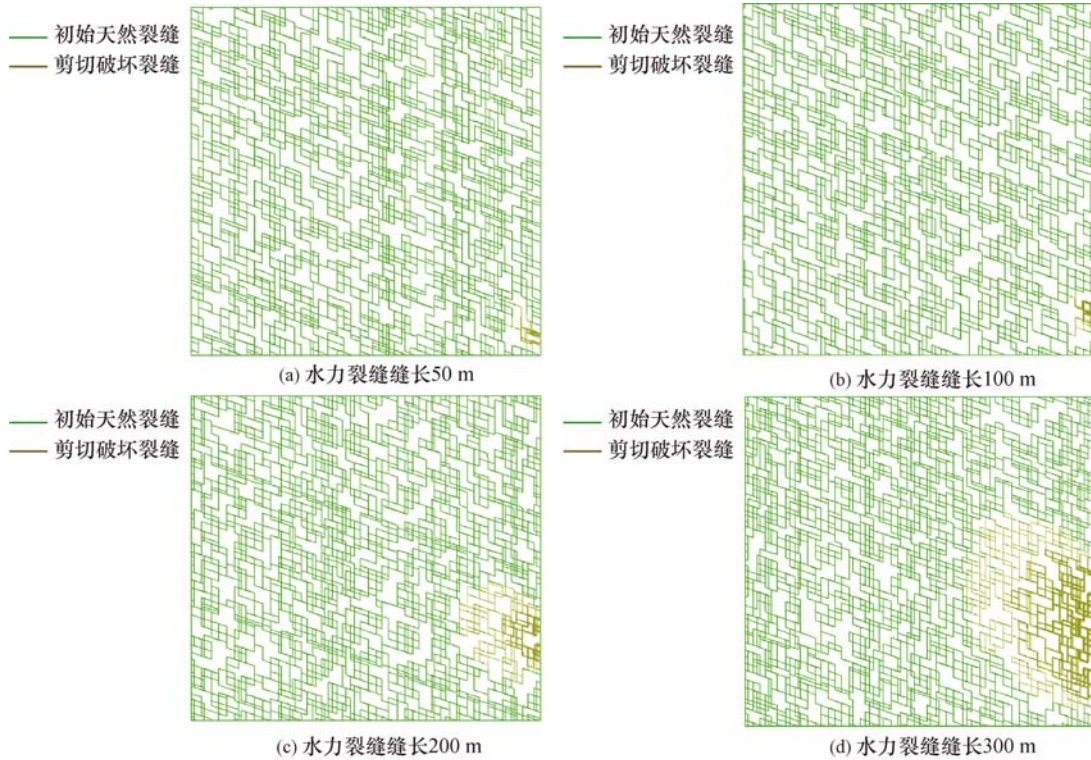


图 4 天然裂缝倾角组合 A(0°/70°)条件下水力裂缝缝长对缝网扩展的影响

Fig. 4 Effect of hydraulic fracture length on fracture network extension under natural fracture dip angles combination A (0°/70°)

由图 7 可以看出:天然裂缝内摩擦角相同时,组合 B 条件下天然裂缝网络连通面积要大于组合 A 条件下的天然裂缝网络连通面积;随天然裂缝内摩擦角增大,天然裂缝网络连通面积减小。分析其原因为:天然裂缝倾角较大条件下,最小水平主应力方向(垂直水力裂缝方向)诱导应力的相对变化量增大,干扰强度增大,形成复杂缝或网络缝的概率相对较大;天然裂缝内摩擦角越小,天然裂缝网络连通面积越大,这是由于较小的内摩擦角导致岩石抗剪强度减弱,裂缝容易发生剪切破坏,储层改造易于形成

复杂网络裂缝。

3.3 施工净压力对缝网扩展的影响

水平井多级分簇射孔压裂可以形成水力裂缝与天然裂缝相互交织的复杂网络裂缝。针对裂缝性储层, J. E. Olson 等人提出采用净压力系数 R_n 来表征施工净压力对裂缝延伸的影响^[19], 认为水力裂缝与天然裂缝之间的应力干扰是相对净压力的函数, 在裂缝延伸过程中净压力系数与水平地应力差成反比关系:

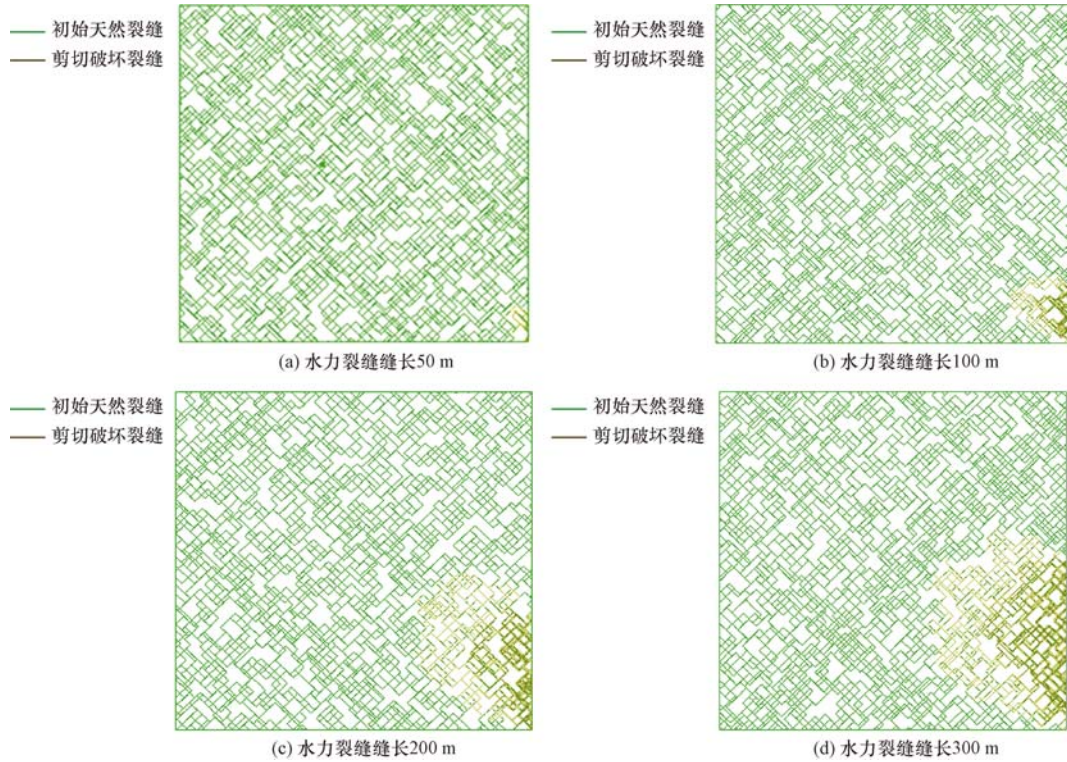


图 5 天然裂缝倾角组合 B(45°/135°)条件下水力裂缝缝长对缝网扩展的影响

Fig. 5 Effect of hydraulic fracture length on fracture network extension under natural fracture dip angle combination B(45°/135°)

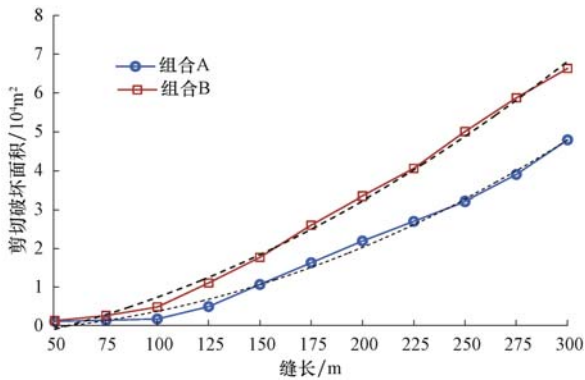


图 6 水力裂缝缝长与剪切破坏面积的关系

Fig. 6 Relationship between hydraulic fracture length and shear failure area

$$R_n = \frac{p_f - \sigma_h}{\sigma_H - \sigma_h} \quad (6)$$

式中： p_f 为裂缝内的流体压力，MPa； σ_H 和 σ_h 分别为最大水平主应力和最小水平主应力，MPa。

以天然裂缝倾角组合 A 为例，建立水力裂缝与天然裂缝相互作用的数值模型，假设相邻两条水力裂缝半长均为 200 m，裂缝间距为 100 m。当初始水平地应力差为 2~10 MPa 时，分析净压力系数 R_n 对相邻裂缝间网络裂缝扩展的影响，结果见图 8。

由图 8 可以看出，裂缝性页岩气储层在压裂过程中形成的水力裂缝不是一条单一的平面缝，而是

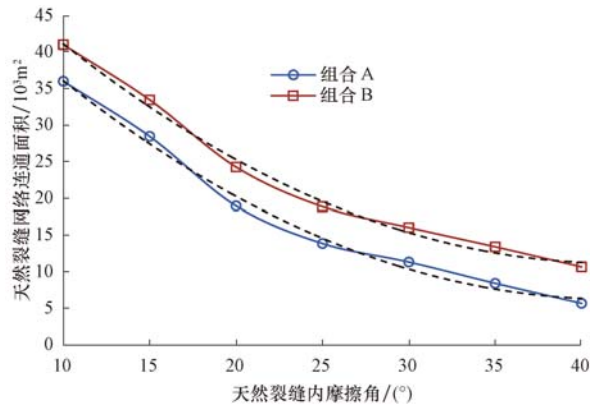


图 7 裂缝内摩擦角与天然裂缝网络连通面积的关系

Fig. 7 Relationship between internal friction angles and connected area of natural fracture network

一种复杂的网状裂缝。这是由于水力裂缝扩展过程中诱导应力场的产生促使裂缝剪切应力超过裂缝剪切强度，使天然裂缝开启并与主裂缝连通。主裂缝表现出的这种动态分叉效应具有随机性和条件性，也是整体裂缝形态变得复杂的主要因素。由图 8 还可以看出，水平地应力差在一定范围内，净压力系数越大，裂缝的扩展形态越复杂，相邻裂缝的尖端越易连通形成网络裂缝。造成这种现象的主要原因是，较小的初始水平地应力差导致剪切裂缝转向最大水平主应力方向，在远井地带更容易与天然裂缝沟通

形成复杂的网络裂缝,增加储层改造面积。因此,在水力压裂过程中,低地应力差可以增大形成复杂网络裂缝的概率,而高应力差则会降低形成复杂网络裂缝的概率。但是,考虑到工程地质和作业情况,水平应力差较低或压裂液滤失量增大均可能导致近井筒处过早形成网络裂缝而形成砂堵,导致裂缝无法向远井地带扩展。因此,制定压裂作业方案时要综合考虑多因素对水力压裂网络裂缝扩展的影响。

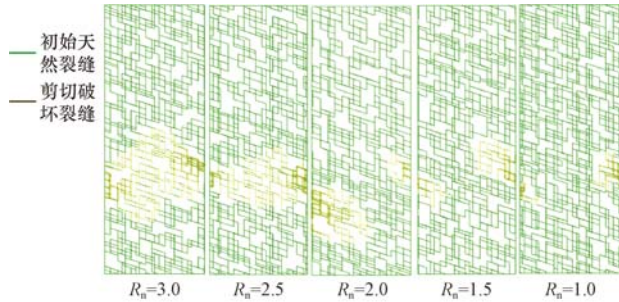


图8 净压力系数对相邻两条水力裂缝间网络裂缝扩展的影响

Fig. 8 The effect of net-pressure coefficients on network fracture extension between two adjacent fractures

4 结论

1) 水力裂缝从近井筒处裂缝尖端起裂扩展并沿着天然裂缝的走向发生剪切破坏。在天然裂缝倾角较大条件下,最小水平主应力方向(垂直水力裂缝方向)的诱导应力相对变化较大,干扰强度增大,形成复杂缝或网络缝的概率相对较大。

2) 裂缝内摩擦角越小,天然裂缝网络连通面积越大,进行压裂改造时越易形成复杂的网络裂缝。

3) 裂缝性页岩气储层在压裂过程中形成的水力裂缝不是一条单一的平面缝,而是一种复杂的网状裂缝。水平地应力差在一定范围内,净压力系数越大,裂缝的扩展形态越复杂,相邻裂缝的尖端越容易连通形成网络裂缝。

参 考 文 献

References

[1] 吴奇,胥云,王腾飞,等. 增产改造理念的重大变革: 体积改造技术概论[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12, 16.
WU Qi, XU Yun, WANG Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: an introduction of volume fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7-12, 16.

[2] JARIPATKE O A, CHONG K K, GRIESER W V, et al. A completions roadmap to shale-play development: a review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades[R]. SPE 130369, 2010.

[3] 王欢, 廖新维, 赵晓亮, 等. 非常规油气藏储层体积改造模拟技

术研究进展[J]. 特种油气藏, 2014, 21(2): 8-15.
WANG Huan, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang, et al. The progress of reservoir stimulation technology in unconventional oil and gas reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(2): 8-15.

[4] 衡帅, 杨春和, 郭印同, 等. 层理对页岩水力裂缝扩展的影响研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2015, 34(2): 228-237.
HENG Shuai, YANG Chunhe, GUO Yintong, et al. Influence of bedding planes on hydraulic fracture propagation in shale formations [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2015, 34(2): 228-237.

[5] 蒋廷学, 贾长贵, 王海涛, 等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 36-40.
JIANG Tingxue, JIA Changgui, WANG Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.

[6] 刘雨, 艾池. 多级压裂诱导应力作用下天然裂缝开启规律研究[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 20-26.
LIU Yu, AI Chi. Opening of natural fractures under induced stress in multi-stage fracturing [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(1): 20-26.

[7] 蒋廷学. 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 7-12.
JIANG Tingxue. The fracture complexity index of horizontal wells in shale oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 7-12.

[8] BLANTON T L. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs [R]. SPE 15261, 1986.

[9] DERSHOWITZ W S, COTTRELL M G, LIM D H, et al. A discrete fracture network approach for evaluation of hydraulic fracture stimulation of naturally fractured reservoirs [R]. ARMA10-475, 2010.

[10] RIAHI A, DAMJANAC B. Numerical study of the interaction between injection and the discrete fracture network in enhanced geothermal reservoirs [R]. ARMA-2013-333, 2013.

[11] COTTRELL M, HOSSEINPOUR H, DERSHOWITZ W. Rapid discrete fracture analysis of hydraulic fracture development in naturally fractured reservoirs [R]. SPE 168843, 2013.

[12] McCLURE M, BABAZADEH M, SHIOZAWA S, et al. Fully coupled hydromechanical simulation of hydraulic fracturing in three-dimensional discrete fracture networks [R]. SPE 173354, 2015.

[13] NAGEL N B, SANCHEZ-NAGEL M A, GARCIA X, et al. A numerical evaluation of the geomechanical interactions between a hydraulic fracture stimulation and a natural fracture system [R]. ARMA-2012-287, 2012.

[14] NAGEL N B, SANCHEZ-NAGEL M, LEE B, et al. Hydraulic fracturing optimization for unconventional reservoirs—the critical role of the mechanical properties of the natural fracture network [R]. SPE 161934, 2012.

[15] Itasca Consulting Group Inc. Universal distinct element code user's guide [M]. 4th ed. Minneapolis: Itasca Consulting Group Inc, 2000.

[16] CUNDALL P A, HART R D. Analysis of block test No. 1. inelastic rock mass behavior: phase 2—a characterization of joint behavior (final report) [R]. [S. l.]: [s. n.], 1984.

[17] BARTON N, BANDIS S, BAKHTAR K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1985, 22(3): 121-140.

[18] NAGEL N B, SANCHEZ M A, LEE B. Gas shale hydraulic fracturing: a numerical evaluation of the effect of geomechanical parameters [R]. SPE 152192, 2012.

[19] OLSON J E, TALEGHANI A D. Modeling simultaneous growth of multiple hydraulic fractures and their interaction with natural fractures [R]. SPE 119739, 2009.