

DOI: 10.16285/j.rsm.2018.0047

基于 PFC^{2D} 数值模拟的交替压裂中 应力阴影效应研究

夏 磊^{1,2}, 曾亚武¹

(1. 武汉大学 土木建筑工程学院, 湖北 武汉 430072;

2. 明尼苏达大学双城分校 土木、环境与地质工程学院, 明尼苏达 美国 55455)

摘 要: 为了探究应力阴影效应对交替压裂中压裂间距选取的影响, 基于优化后的颗粒流离散元流固耦合计算模型, 模拟并分析了双初始水力裂缝下因应力阴影效应产生的诱导应力的分布情况, 并与理论解析解进行对比, 证明了该数值方法的合理性。在此基础上, 分析了应力阴影效应在不同各向异性地应力场及初始压裂间距条件下对新水力裂缝的起裂压力及扩展形态的影响, 研究表明: 初始各向异性应力场不改变裂缝周边的应力场, 不影响新水力裂缝的起裂压力; 随着初始压裂间距的减小, 应力阴影效应增强, 新水力裂缝的起裂压力逐渐增加。初始水力裂缝间距与初始各向异性应力场共同影响新水力裂缝的扩展形态, 随着初始水力裂缝间距或初始水平地应力场差异系数的增大, 应力阴影对新水力裂缝的扩展方向的影响逐步减弱; 初始水力裂缝对新水力裂缝的扩展有一定的限制作用, 在一定程度上不利于形成复杂的裂缝网络。根据以上分析结果, 对交替压裂中压裂间距的优化进行了定性的探讨。

关 键 词: 交替压裂; 应力阴影; 流固耦合; 水力裂缝; 起裂压力; 扩展形态

中图分类号: O 241

文献标识码: A

文章编号: 1000-7598(2018)11-4269-10

Stress shadow effect of alternative fracturing based on numerical simulation of PFC^{2D}

XIA Lei^{1,2}, ZENG Ya-wu¹

(1. School of Civil Engineering, Wuhan University, Wuhan, Hubei 430072, China;

2. Department of Civil, Environmental, and Geo-Engineering, University of Minnesota-Twin Cities, Minnesota, 55455, USA)

Abstract: Within the ongoing effort towards a better understanding of the influence of the stress shadow on the choice of fracture spacing in alternative fracturing, an optimised particle flow theory of fluid-solid coupling was applied to simulate the distribution of the induced stress due to the stress shadow around double hydraulic fractures. Numerical results were compared with the theoretical analysis solution to verify its rationality. Numerical simulations under different anisotropic stress fields and initial hydraulic fracture spacing were carried out to investigate the effect of the stress shadow on the initiation pressure and extension forms of the induced fracture with double hydraulic fractures. Experimental results showed that the anisotropic stress field did not change the stress field around the fractures and also did not affect the initiation pressure of the induced fracture. With the decrease of initial hydraulic fracture spacing, the stress shadow effect was enhanced, and the initiation pressure of induced fracture was also increased. Both of the anisotropic stress field and initial hydraulic fracture spacing affected the extension forms of the induced fracture. With the increase of initial hydraulic fracture spacing or the hydraulic differential stress, the influence of stress shadow on the extension direction of new hydraulic fractures gradually weakened. The initial hydraulic fractures exhibit a limitation on the extension direction of the induced fracture, to some extent, which was not conducive to the formation of a complex fracture network. Based on the above results, the optimisation of fracturing spacing in alternate fracturing was qualitatively discussed.

Keywords: alternative fracturing; stress shadow; fluid-solid coupling; hydraulic fracture; initiation pressure; extension forms

收稿日期: 2018-01-09

基金项目: 国家自然科学基金项目 (No. 41272342, No. 51409013, No. 41772308)。

This work was supported by the National Natural Science Foundation of China (41272342, 51409013, 41772308).

第一作者简介: 夏磊, 男, 1990 年生, 博士研究生, 主要从事页岩水力压裂中裂纹扩展的研究工作。E-mail: xialei2009@whu.edu.cn

1 引 言

近年来,随着美国页岩气革命的成功,非常规油气资源得以高效经济开发并发挥出革命性的作用,这在很大程度上得益于水平钻井和多级水力压裂等技术的创新和高速发展^[1]。通过水平钻井、多级水力压裂等技术在页岩储层等低孔隙率、低渗透性的岩层中形成复杂的裂缝网络,增大改造体积,从而提高储层的开采效益。然而,在对页岩储层进行多级水力压裂的进程中,水平井压裂形成的多条水力裂缝之间会相互影响,已产生的水力裂缝由于裂缝内的液压导致裂缝周围的应力场发生变化,从而影响周围区域的新水力裂缝的开启和扩展,这种现象称之为“应力阴影”^[2]。

早在 1964 年, Sneddon^[3]在理论上研究了单一裂缝周围应力场,推导出无限大弹性体中单一水力裂缝周围在内含液压情况下的应力场计算公式。之后,国内外许多学者都对应力阴影展开了相应的理论和数值研究。1984 年, Warpinski 等^[4]给出了无限长垂直裂缝中,当裂缝高度保持恒定时,张开型裂缝对周围岩体所施加的应力场的解析解。Cheng^[5]采用位移不连续方法(DDM),在理论上分析水力裂缝周围的应力场变化以及对新水力裂缝几何形态的影响。刘洪^[6-7]、邓燕^[8]等在弹性力学计算原理基础上,建立了重复压裂气井的诱导应力场的数学模型,并进行定量分析。Nagel^[9]、Yoon^[10]等分别用有限元和离散元软件建立数值模型,分析应力阴影的影响因素并用于指导现场压裂施工。潘林华^[11]、才博^[12]等结合实际工程,研究应力阴影下的水平井优化设计与现场施工。王宇等^[13]应用 RFPA-Flow 计算软件,以井孔间距、原位水平应力差系数、岩石非均质性等为分析因素,研究在不同分析因素条件下,应力阴影对裂缝发展的影响。曾青冬等^[14]建立了多裂缝同步扩展数学模型,在扩展有限元方法的基础上对水平井多裂缝同步扩展进行数值模拟。严成增等^[15-17]提出 FDEM 流固耦合理论框架,并结合贯通节理裂隙网络形成递归搜索算法为模拟低渗透岩体中的水压致裂问题提供新途径。

应力阴影直接影响新裂缝的张开度、形态、起裂压力以及延伸方向,进而影响水平井压裂设计的产量、采收率以及经济效益。Rousse 等^[18-19]比较了顺序压裂与交替压裂两种压裂工艺的压裂效益,证实在应力阴影下,交替压裂(见图 1(b))优于传统的顺序压裂(见图 1(a))。陈勉等^[20]也于页岩气国际学术研讨会上提出,应力阴影的存在会引起当前压裂设计与施工中水平井的压裂顺序的变革等。不同

于顺序压裂,在交替压裂中,在完成第 1 阶段的压裂后(见图 1(b)中①和②的压裂),在已存在的水力裂缝中间完成第 2 阶段的压裂(见图 1(b)中③的压裂),并以此规律继续完成压裂(见图 1(b)中④和⑤的压裂)。而交替压裂中,如何选取①和②以及②和④的压裂间距是体现交替压裂优势的关键。

因此,本文采用 PFC^{2D} 颗粒流离散元数值计算软件,结合颗粒流流固耦合计算原理,针对水平井交替压裂工艺,综合分析双初始水力裂缝下的应力场分布情况。设定双初始水力裂缝为第 1 阶段已完成的压裂,重点研究在不同各向异性应力场以及双初始水力裂缝间距条件下,应力阴影对裂缝的起裂压力以及裂缝的发展形态的影响,并对交替压裂工艺中的压裂间距的优化选取进行初步探讨。

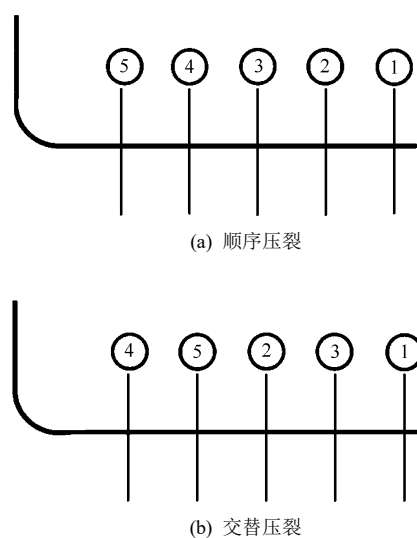


图 1 两种压裂顺序

Fig.1 Two fracturing sequences

2 应力阴影数学模型

Sneddon^[3]基于 Westergaard 应力函数描述了单一裂缝受均匀内部液压作用而导致的在二维均质弹性介质体周围的应力分布情况。裂缝所在坐标系如图 2 所示。

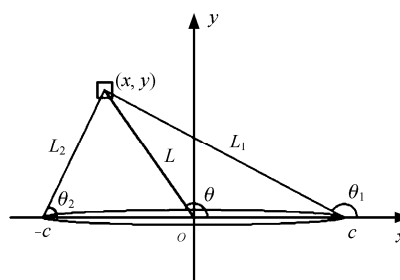


图 2 二维裂缝坐标示意图

Fig.2 Coordinate diagrams of cracks in two-dimension

假定初始裂缝截面为椭圆，且裂缝张开度（椭圆短半轴）由裂缝内液压及裂缝特性决定。

其中， p_0 为裂缝内液压，裂缝分布范围为 $-c < z < c$ ， c 为裂缝半长，图中裂缝周围区域各诱导应力分量的表达式为

$$\left. \begin{aligned} \sigma_x &= p_0 \left(\frac{L}{\sqrt{L_1 L_2}} \cos \frac{2\theta - \theta_1 - \theta_2}{2} - 1 \right) - \\ & p_0 \frac{L}{c} \left(\frac{c^2}{L_1 L_2} \right)^{\frac{3}{2}} \sin \theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \\ \sigma_y &= p_0 \left(\frac{L}{\sqrt{L_1 L_2}} \cos \frac{2\theta - \theta_1 - \theta_2}{2} - 1 \right) + \\ & p_0 \frac{L}{c} \left(\frac{c^2}{L_1 L_2} \right)^{\frac{3}{2}} \sin \theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \\ \tau_{xy} &= p_0 \frac{L}{c} \left(\frac{c^2}{L_1 L_2} \right)^{\frac{3}{2}} \sin \theta \cos \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

式中： L 、 θ 分别为应力测量点至裂缝中心点的距离和连线与裂缝方向的夹角； L_1 、 L_2 分别为应力测量点与裂缝两端端点的距离； θ_1 、 θ_2 分别为应力测量点到裂缝两端端点连线与裂缝方向的夹角。

根据应力叠加原理，双初始水力裂缝条件下的应力阴影应为两条裂缝产生的诱导应力的叠加^[11]。

3 颗粒流数值模型

3.1 颗粒离散元流固耦合原理

颗粒之间的几何空隙空间视作模型材料的孔隙，如图 3 所示，并将该空隙假定为可以存储液压重度为 p 的单元，该单元称为域（如图 3 中白色连线组成的封闭区域）^[21]。假定颗粒间接触处存在平行板通道，各个域之间通过该平行板通道进行“液体”渗流，该通道称为“管道”，相连域之间的渗流量 q 由连接“管道”的水力隙宽 a 、域的液压 p_1 和 p_2 以及流体的动力黏度 μ 通过平行板均匀流的立方定律决定^[22]：

$$q = \frac{a^3}{12\mu} \frac{p_2 - p_1}{L} \quad (2)$$

水力隙宽 a 由颗粒之间的接触力决定。当颗粒间的法向接触力为拉力时， $a = a_0 + md$ ，其中 m 为颗粒之间距离的缩放因子， d 为两颗粒表面间的法向距离， a_0 为残余水力隙宽；当颗粒间的法向接触力为压力时， $a = \frac{a_0 F_0}{F + F_0}$ ，其中， F_0 为管道孔径 a 减小到残余孔径一半时的法向压力， F 为当前法向接触力。

在计算时间步 Δt 内，相邻域之间存在“液体”渗流，从而导致的域中流体液压的改变为^[21]

$$\Delta p = \frac{K_f}{V_d} (\sum q \Delta t - \Delta V_d) \quad (3)$$

式中： K_f 为流体的体积模数； V_d 为域的表观体积； $\sum q$ 为该域从周围管道中获得的总流量。

域内的液压以体积力的方式作用在周围颗粒上，流体作用在颗粒上的体积力 F_i 表示为

$$F_i = p n_i s \quad (4)$$

式中： p 为域内液压强度； n_i 为相邻颗粒间连线的法线单位矢量， F_i 作用方向与 n_i 相同； s 为相应颗粒圆心到接触点的距离。

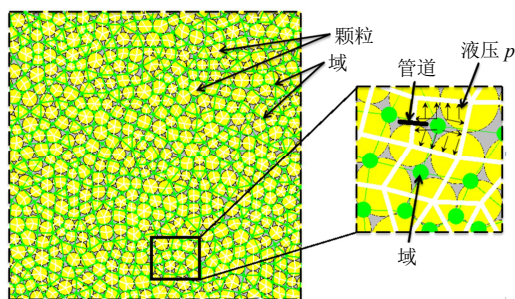


图 3 颗粒流流固耦合原理图

Fig.3 PFC concept for coupled hydro-mechanical mode

综上所述，岩体颗粒与流体域之间的耦合作用以以下 3 种形式体现：

- (1) 颗粒间接触上的作用力改变管道的水力隙宽，水力隙宽则影响域之间的流量变化；
- (2) 颗粒之间的相互作用力改变域的体积，从而引起域内压力的变化；
- (3) 域内液压以体积力的形式作用在周围颗粒上，从而影响颗粒之间的相互作用力。

为使得数值模型更接近实际情况，本文在以上计算原理的基础上对计算程序进行两处修改：

- (1) 在实际水力压裂过程中，岩体发生开裂后流体的渗流作用会对裂纹表面产生润滑作用，弱化其表面的摩擦力效应。因此，在数值模型中，当颗粒间的黏结发生破坏时，颗粒表面的摩擦阻力降低，设定此时该接触处两颗粒表面摩擦系数为 0^[23]；
- (2) 为保证岩体发生水力开裂时，流体的液压能真实的传递，在数值模型中设定：当两颗粒间的黏结发生破坏时，该黏结处所对应的管道连接的两个域的液压值设定为相等，且都等于该两个域中液压的较大值。这样保证了该管道有无穷大的渗透率，从而避免因管道孔径过大，形成高流量变化率，导致为了数值计算稳定而必须缩短计算时步长的情况。

页岩储层等油藏储层多为低渗透性岩层，本文为模拟出其低渗透特性，数值模型中所设定的流体流动很小，其流体的渗透力也相应很小，因此在本文分析中不考虑渗透力对应力分布的影响。

3.2 建立计算模型

因为颗粒离散元数值计算量的局限，进行小尺度数值模拟计算，计算模型尺寸为 250 mm × 250 mm，最小颗粒半径为 0.55 mm，最大与最小颗粒的粒径比为 1.66，颗粒粒径服从高斯分布，模型孔隙率取为 0.16，共生成 31 230 个颗粒。模型细观参数参照文献[24]，颗粒与接触黏结的细观参数取值见表 1 和表 2，模型中的接触黏结强度根据给定的均值和标准差按正态分布规律随机取值。

表 1 颗粒细观参数

Table 1 Microscopic parameters of particle

密度 / (kg/m ³)	颗粒间接触模量 / GPa	颗粒法向与切向刚度比 / (k _n / k _s)	颗粒间摩擦系数 f
2 700.0	30.0	2.5	0.5

表 2 接触黏结细观参数

Table 2 Microscopic parameters of contact bond

颗粒间接触模量 / GPa	法向黏结强度 / MPa	法向黏结强度偏差 / MPa	法向黏结强度 / MPa	法向黏结强度偏差 / MPa
30.0	40.0	10.0	40.0	10.0

三维交替压裂模型图如图 4 所示，其平面数值模型如图 5 所示，在模型中设定两条初始水力裂缝，间距为 100 mm，长度为 150 mm，取裂缝部位上下宽 2 mm 的范围作为初始裂缝范围^[24]，并将该区域内的接触黏结强度设为 0，如图 5 中注水孔上下两条平行区域所示。在模型中心简化设置圆形注水孔，注水半径为 5 mm。通过测量圆测定模型内部应力场^[24]，图 5 右上侧放大图中圆圈为测量圆，共布置 49 行 49 列，共 2 401 个测量圆，测量圆的布置如图 5 所示。

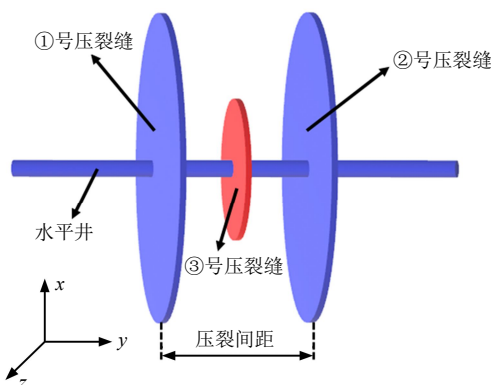


图 4 三维交替压裂模型图

Fig.4 Three-dimensional model for alternating fracturing

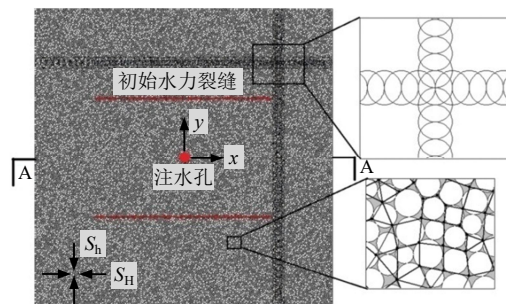


图 5 数值计算模型图

Fig.5 Computational model

数值模型通过 FISH 程序建立伺服控制系统，得到不同的围压条件。在初始水力裂缝区域内设定恒定的液压作用，流体的计算参数仍参照文献[22, 24]，如表 3 所示。

表 3 流体计算参数

Table 3 Computational parameters for fluid

残余孔径 a ₀ / m	动力黏度 μ / (Pa·s)	流体体积模数 K _f / Pa	法向压力 F / N	距离缩放因子 m	域表现体积 V _d / m ³	时间步长 Δt / s
1.0 × 10 ⁻⁸	8.3 × 10 ⁻⁵	1.0 × 10 ⁹	5.0 × 10 ⁵	1.0	3.0 × 10 ⁻⁶	5.0 × 10 ⁻²

4 应力阴影效应数值试验

4.1 应力阴影效应下应力场的分布

设定横向 x 方向为最大水平主地应力 S_H 方向，纵向 y 方向为最小水平主地应力 S_h 方向。设置围压条件为 S_H = 10.0 MPa，S_h = 5.0 MPa，初始水力裂缝内液压为 8.0 MPa。通过导出各测量圆内在初始裂缝内液压作用前后的应力值，得到由于水力裂缝内液压诱导产生的周围应力场的变化分布，并与由式 (1) 叠加计算所得应力场解析解进行比较。

图 6~8 所示为双水力裂缝应力阴影下周围诱导应力场的分布云图，左边为 PFC 模型导出来的数值计算的应力云图，右边是运用 Sneddon 的理论解得到的双水力裂缝的应力云图。可以看出，两者所得结果趋势基本相同，证明运用 PFC 建立颗粒流数值模型分析应力阴影的可行性。

模型中测量圆所得应力值为测量圆内所有接触上的应力值的平均值，并非某一个点上的应力值，且模型中颗粒离散化，各接触上的应力并非连续变化，相比于理论方法的绝对均匀的理想条件，数值模型结果更接近于实际材料。

图中各应力分量的正负表示方向，其中最大主应力 σ_H 和最小主应力 σ_h 的正数表示压应力，负数表示拉应力。

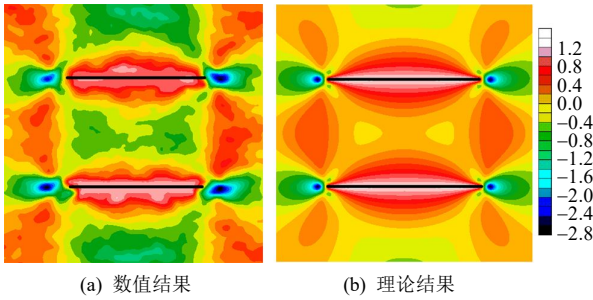


图 6 最大水平主应力 σ_H 应力云图 (单位: MPa)
Fig.6 Stress cloud of the maximum horizontal principal stress (unit: MPa)

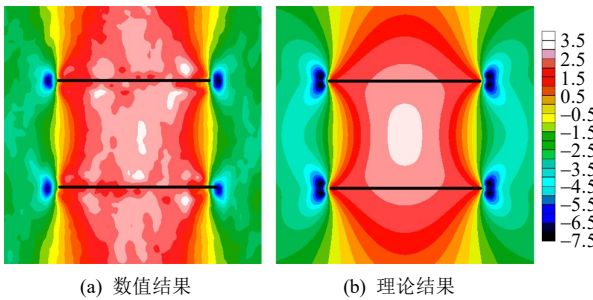


图 7 最小水平主应力 σ_h 应力云图 (单位: MPa)
Fig.7 Stress cloud of the minimum horizontal principal stress (unit: MPa)

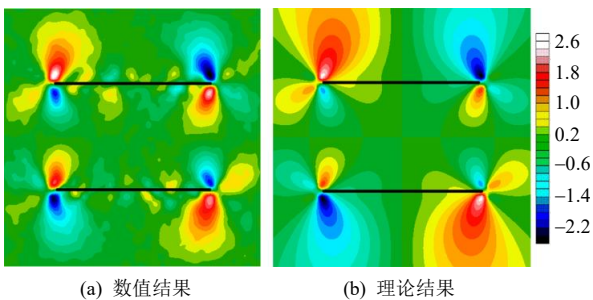


图 8 剪应力 τ 应力云图 (单位: MPa)
Fig.8 Stress cloud of the shearing stress (unit: MPa)

如图 6 所示, 在应力阴影效应下, 最大水平主应力 σ_H 的变化程度以及变化范围较小。最大增加量约为 1.2 MPa; 在垂直于裂缝方向, 两条初始水力裂缝中间部位仍有大部分区域几乎没受影响, 只在裂缝两端以及两侧相邻区域有比较明显的影响。

图 7 中可以看出, 相比于 σ_H 的变化, 最小水平主应力 σ_h 的变化程度以及变化范围都很大。最大增加量约为 3.5 MPa; 在垂直于裂缝方向, 尤其在两条水力裂缝中间区域, 应力阴影效应产生叠加, 对应力场的影响非常显著, 会直接导致在该区域产生新裂缝所需的起裂压力变大, 生成的裂缝张开度变窄、变短。

剪应力 τ 应力云图中 (见图 8), 应力阴影只对裂缝两端有一定的影响, 对其他区域几乎没有影响,

而且裂缝同一端的上下两侧的影响方向相反, 使得裂缝端部更容易发生剪切破坏。

4.2 应力阴影效应对水力裂缝起裂压力的影响

本节主要讨论在不同各向异性地应力场以及不同初始水力裂缝间距的条件下, 应力阴影对新水力裂缝起裂压力的影响。定义参数 K_h 为水平地应力差异系数^[25]:

$$K_h = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{\sigma_h} \quad (5)$$

由测量地应力的水力压裂法原理可知, 水力压裂下注水孔发生破裂的孔内液压压力 (起裂压力) 为^[26]

$$P_f = 3\sigma_h - \sigma_H - \alpha P_p + S_t \quad (6)$$

式中: P_f 为起裂压力; P_p 为孔隙压力; α 为有效应力系数; S_t 为岩石抗拉强度。

由上式可知, σ_h 的增加将导致起裂压力 P_f 成 3 倍的增加。前文已分析, 无论是从影响范围还是从影响程度上考虑, 应力阴影效应都主要是影响注水孔处的最小水平主应力 σ_h , 且在注水孔周围, 相对于最小水平主应力的增加值 ($\Delta\sigma_h$ 约为 3.5 MPa), 最大水平主应力 σ_H 的增加值 ($\Delta\sigma_H$ 几乎为 0) 可以忽略不计。因此, 本文拟通过最小水平主应力的变化来分析应力阴影对起裂压力的影响是合理的。

同时, 在实际水力压裂过程中, 为了克服最小水平主应力, 水力裂缝都是沿着最大水平主应力的方向扩展^[25]。

因此, 综合以上两点原因, 本文主要研究在不同初始条件下的注水孔在最小水平主应力截面方向 (如图 5 中 A-A 截面) 上 σ_h 的变化值。数值模型及各初始条件仍与上节相同。

4.2.1 不同初始裂缝间距下应力阴影效应对起裂压力的影响

保持水平地应力差异系数为 0, 依次选取初始水力裂缝间距为 50、100、150、200、250 mm, 模型在 A-A 截面 (如图 5 所示) 上的 $\Delta\sigma_h$ 值分布如图 9 所示。

从图中可以看出, 当初始裂缝间距比较小 (如裂缝间距为 50 mm) 时, 中间段 ($x = -50 \sim 50$ mm) 的 $\Delta\sigma_h$ 值趋于一个恒定值, 说明应力阴影产生的叠加效应达到了最大; 而当初始裂缝间距比较大, 如裂缝间距为 200 mm 和 250 mm 时, $\Delta\sigma_h$ 值在 $x = 0$ 附近达到最大, 并向两侧逐渐减小。随着初始裂缝

间距的增大, 中间段 ($x = -50 \sim 50$ mm) 的 $\Delta\sigma_h$ 值也逐渐减小, 在裂缝间距为 250 mm 时最为明显。

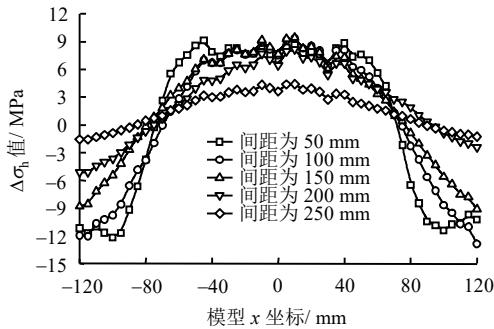


图9 不同初始水力裂缝间距下 A-A 截面 $\Delta\sigma_h$ 值

Fig.9 Values of $\Delta\sigma_h$ on section A-A with different initial hydraulic spacings

因此, 不同初始水力裂缝间距下的应力阴影效应对新水力裂缝起裂压力的影响比较明显, 在注水孔附近都显著增加新裂缝起裂压力。同时, 随着初始裂缝间距的增大, 应力阴影效应随之减弱, 应力阴影效应产生的 $\Delta\sigma_h$ 值减小, 从而导致新水力裂缝所需的起裂压力的增加程度降低。

4.2.2 不同各向异性应力场下应力阴影效应对起裂压力的影响

保持最小水平主地应力方向 S_h 不变, 依次取水平地应力差异系数 K_h 为 0.0、0.2、0.4、0.6 和 0.8, 保持初始水力裂缝间距为 100 mm, 模型在 A-A 截面 (如图 5 所示) 的 $\Delta\sigma_h$ 值分布如图 10 所示。

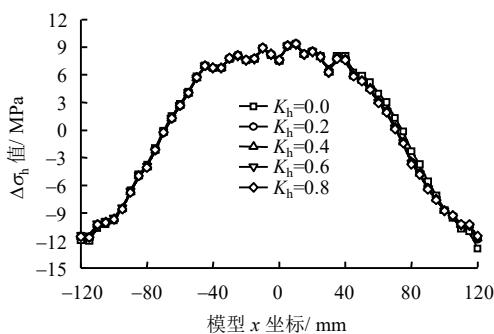


图10 不同初始水平地应力差异系数下 A-A 截面 $\Delta\sigma_h$ 值

Fig.10 Values of $\Delta\sigma_h$ on section A-A with different initial horizontal geostress coefficients of variation

从图 10 中可以看出, 在不同各向异性地应力场条件下, 由应力阴影效应产生的 $\Delta\sigma_h$ 值几乎保持不变, 这与 Nagel 等的分析结果一致^[9]。因此, 各向异性应力场对新水力裂缝的起裂压力几乎没有影响。

4.3 应力阴影效应对水力裂缝形态的影响

本节主要研究在不同初始条件下的水力压裂过

程中, 应力阴影效应对新水力裂缝的扩展形态的影响。从图 9 可以看出, 初始水力裂缝间距在 50~200 mm 之间变化时, 其应力阴影在 A-A 截面产生的诱导应力 $\Delta\sigma_h$ 值相差不大。而当裂缝间距为 250 mm 时, 诱导应力 $\Delta\sigma_h$ 值明显降低。因此, 限于篇幅, 本文分别选取初始水力裂缝间距为 50 mm (见图 11(a))、100 mm (见图 11(b)) 和 250 mm (见图 11(c)), 分析新水力裂缝在不同水平地应力差异系数 ($K_h = 0.0 \sim 1.0$) 下的扩展形态, 并与试样在无应力阴影 (无初始水力裂缝, 见图 11(d)) 效应下的裂缝扩展形态进行对比分析。

由前文分析可知, 水力裂缝需要克服最小水平主应力, 总是沿着最大水平主应力的方向扩展。而应力阴影产生的诱导应力会导致原地应力场发生变化, 甚至当水平地应力差异系数 K_h 足够小时, 使得初始水力裂缝的应力阴影产生足够大的 $\Delta\sigma_h$, 导致了原 σ_h 叠加 $\Delta\sigma_h$ 后大于原 σ_H ($\Delta\sigma_h > (\sigma_H - \sigma_h)$), 引起最大、最小水平主应力方向的转变, 从而影响新水力裂缝的扩展方向。

初始水力裂缝间距会影响应力阴影效应产生的 $\Delta\sigma_h$ 值, 各向异性地应力场决定了 σ_h 与 σ_H 的差值, 两者都能影响水力裂缝的扩展方向。本节为了凸显水平地应力差异性, 取 $S_h = 10.0$ MPa, 变化 S_H 以获得不同的水平地应力差异系数。设定初始水力裂缝内液压为 15.0 MPa。

从图 11 中可以得出, 随着初始水力裂缝间距的增大, 新水力裂缝扩展方向的偏转力度也降低。如图 11(c) 中, 当初始水力裂缝间距为 250 mm 时, 新水力裂缝的 K_h 在 0.6~0.8 时就已经几乎沿着 S_H 方向扩展, 因为, 此时的应力阴影效应产生的 $\Delta\sigma_h$ 值不足以使最大、最小水平主应力方向发生转变。而初始水力裂缝间距为 50 mm (见图 11(a)) 和 100 mm (见图 11(b)) 情形下, 新水力裂缝的扩展方向 K_h 在 0.0~0.8 条件下仍与原 S_H 方向保持一定的倾角, 直至 $K_h = 1.0$ 时才完全偏向于原 S_H 方向。

从图 11 还可以看出, 以上 4 种初始水力裂缝间距条件下, 随着水平地应力差异系数 K_h 由 0 逐渐增大, 新水力裂缝逐渐偏向原 S_H 方向扩展。在无初始水力裂缝的情形下 (见图 11(d)), 当水平地应力差异系数 K_h 很小时, 初始水力裂缝对新水力裂缝扩展方向的影响比较明显; 而随着 K_h 的提高, 其扩展方向的偏转力度逐渐降低, 新水力裂缝的扩展方向在 $K_h = 0.4$ 时就已不再发生偏转。而因为应力阴影的影响, 3 种不同裂缝间距 (见图 11(a)、11(b)、11(c)) 情形下, 新水力裂缝的扩展方向 K_h 都在 0.4~0.8 时

有不同力度的偏转。上述分析结论也都与曾青冬等^[14]的结论一致。

初始水力裂缝对新水力裂缝的扩展有一定的限制作用。如图 11(a)所示，当新水力裂缝扩展到初始水力裂缝附近时，新水力裂缝往往会发生转向，继续在两条初始水力裂缝之间扩展，或者与初始水力裂缝交叉而中止继续扩展。因此，当初始水力裂缝间距比较小时，将会直接导致新水力裂缝的扩展路径的局限性。由衡帅等^[27]对水力压裂裂缝形态的试验研究中得知，当天然节理内的胶结性较强时，且节理内微裂缝不发育时，水力裂缝在延伸过程中遇

到节理面后会直接穿过节理面；而当天然节理内胶结性较弱或微裂缝发育时，水力裂缝在延伸过程遇到节理面后发生转向，并沿节理面继续扩展。在实际工程中，初始水力裂缝内已完全压裂，且由支撑剂保持撑开状态。在本文模型中，为模拟初始水力裂缝内已经压裂，裂缝区域内黏结强度设定为 0。因此，由上述分析可知，新水力裂缝与初始水力裂缝相遇后并不会直接贯穿。当初始水力裂缝间距过小时，新水力裂缝只能在受局限的区域内扩展，不仅不利于形成复杂的裂缝网络，也大大降低了压裂的效率。

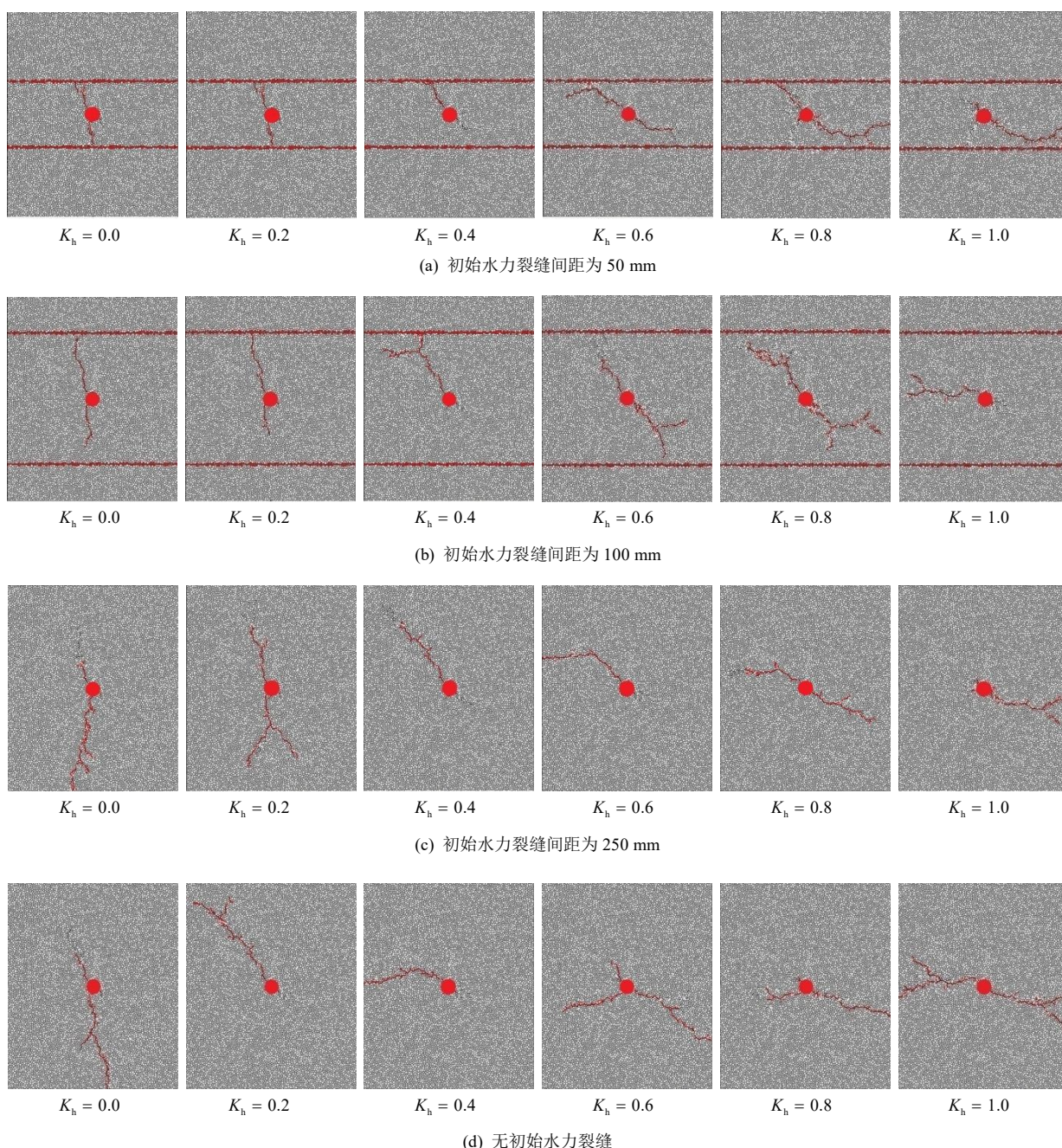


图 11 不同初始条件下应力阴影对新水力裂缝扩展的影响

Fig.11 Effect on new hydraulic fracture extension with different initial conditions

4.4 压裂间距的优化分析

在交替压裂工艺中,在已压裂形成的两相邻水力裂缝中间区域进行再压裂是实现提高储层“改造体积”的重要手段和必要步骤。因此,在已有的水力裂缝的应力阴影效应下,压裂间距的优化是决定交替压裂利用适当的应力阴影效应实现非常规油气储层体积缝网压裂改造的关键。

各向异性主地应力场虽然对裂缝的起裂压力的影响可以忽略不计,但是对裂缝的扩展方向影响很大。

当初始水平地应力的差异性比较大时(如上节的 $K_H = 1.0$),为保证新水力裂缝的扩展方向不发生偏转,其压裂间距可以取很小(如上节中初始水力裂缝的间距为 50 mm 条件下),仍能使其达到预期的压裂效果。但同时由 4.2 节中的分析可知,在一定液压强度条件下,过小的压裂间距会增大新水力裂缝的起裂压力,从而提高压裂成本,并且会影响新水力裂缝的开裂效果。因此,在充分考虑了现场实际的压裂成本与压裂效益后,可尽量小的选取压裂间距,以实现储层“改造体积”的最大化。

而当初始水平地应力的差异性比较小时(如上节中 $K_H = 0.2$),最大、最小主地应力方向容易受已压裂的水力裂缝的应力阴影效应的影响而发生转变。从另一方面来说,形成扩展方向不同的水力裂缝有利于裂缝网络的生成,在一定程度上有利于提高储层的“改造体积”。但是当最大、最小水平主应力方向发生强烈转变时,新水力裂缝会完全沿着垂直于初始水力裂缝方向扩展,且扩展长度仅仅为初始裂缝的间距长度(如图 11(a)中 $K_h = 0.0 \sim 0.2$),大大减小压裂体积,不能达到交替压裂的预期效果。因此,此时应结合已压裂水力裂缝内液压值大小,合理选取比较大的压裂间距以保证压裂效果。

以上分析都只是基于定性分析,如何量化的优化交替压裂中的压裂间距仍需要更精确的理论和数值建模方法,也是笔者下一步的研究工作。

5 结 论

(1) 应力阴影对初始水力裂缝周围区域的应力场的所有应力分量都有不同程度的影响,无论从影响范围还是改变量来看,应力阴影对最小水平主应力的影响最大。

(2) 初始水力裂缝间距对应力阴影产生的应力场变化的影响比较明显,且随着初始水力裂缝间距的减小,应力阴影效应增强,新水力裂缝起裂压力逐渐增加;初始各向异性应力场不影响新水力裂缝

的起裂压力。

(3) 初始水力裂缝间距和初始各向异性应力场都影响新水力裂缝的扩展。当初始水力裂缝间距和水平地应力差异系数都较小时,新水力裂缝的扩展方向容易发生转向,会减小压裂体积。随着裂缝间距或水平地应力差异系数的增大,应力阴影对新水力裂缝的扩展方向的影响逐步减弱。

(4) 初始水力裂缝对新水力裂缝的扩展有一定的限制作用,新水力裂缝与初始水力裂缝相遇后难以直接贯穿,当初始水力裂缝间距过小时,新水力裂缝只能在初始水力裂缝间距内扩展,不利于形成复杂的裂缝网络。

(5) 压裂间距的优化要充分考虑初始水力裂缝内液压以及各向异性应力场,在不同初始条件下设计最优压裂间距,以达到提高储层“改造体积”的目的。

参 考 文 献

- [1] 贾承造,张永峰,赵霞.中国天然气工业发展前景与挑战[J].天然气工业,2014,34(2):1-11.
JIA Cheng-zao, ZHANG Yong-feng, ZHAO Xia. Prospects of and challenges to natural gas industry development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(2): 1-11.
- [2] SONDERGELD C H, NEWSHAM K E, COMISKY J T. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources[C]//The SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, USA: SPE, 2010.
- [3] SNEDDON I N. The distribution of stress in the neighborhood of a crack in an elastic solid[J]. *Proceedings of the Royal Society A*, 1946, 187(1009): 229-260.
- [4] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, 39(2): 209-220.
- [5] CHENG Y. Boundary element analysis of the stress distribution around multiple fractures: implications for the spacing of perforation clusters of hydraulically fractured horizontal wells[C]//SPE Eastern Regional Meeting. West Virginia, USA: SPE, 2009.
- [6] 刘洪,胡永全,赵金洲,等.重复压裂气井诱导应力场模拟研究[J].岩石力学与工程学报,2004,23(23):4022-4027.

- LIU Hong, HU Yong-quan, ZHAO Jin-zhou, et al. Simulation study of induced stress field in refracturing gas well[J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2004, 23(23): 4022—4027.
- [7] 刘洪, 赵金洲, 胡永全, 等. 重复压裂气井造新缝机理研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(12): 102—104.
LIU Hong, ZHAO Jin-zhou, HU Yong-quan, et al. Study on mechanism of inducing new fractures for refracturing gas wells[J]. **Natural Gas Industry**, 2004, 24(12): 102—104.
- [8] 邓燕. 重复压裂压新缝力学机理研究[D]. 成都: 西南石油学院, 2005.
DENG Yan. Research on mechanism of inducing new fractures for refracturing[D]. Chengdu: Southwestern Petroleum Institute, 2005.
- [9] NAGEL N, SANCHEZ-NAGEL M. Stress shadowing and microseismic events: a numerical evaluation[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, USA: SPE, 2011.
- [10] YOON J S, ZIMMERMANN G, ZANG A. Numerical investigation on stress shadowing in fluid injection-induced fracture propagation in naturally fractured geothermal reservoirs[J]. **Rock Mechanics & Rock Engineering**, 2015, 48(4): 1—16.
- [11] 潘林华, 张士诚, 程礼军, 等. 水平井“多段分簇”压裂簇间干扰的数值模拟[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 74—79.
PAN Lin-hua, ZHANG Shi-cheng, CHENG Li-jun, et al. A numerical simulation of the inter-cluster interference in multi-cluster staged fracturing for horizontal wells[J]. **Natural Gas Industry**, 2014, 34(1): 74—79.
- [12] 才博, 唐邦忠, 丁云宏, 等. 应力阴影对水平井压裂的影响[J]. 天然气工业, 2014, 34(7): 55—59.
CAI Bo, TANG Bang-zhong, DING Yun-hong, et al. Influence of stress shadow on horizontal well fracturing[J]. **Natural Gas Industry**, 2014, 34(7): 55—59.
- [13] 王宇, 李晓, 王金波, 等. 水力压裂中的应力阴影与数值计算[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1941—1950.
WANG Yu, LI Xiao, WANG Jin-bo, et al. Numerical modeling of stress shadow effect on hydraulic fracturing[J]. **Natural Gas Geoscience**, 2015, 26(10): 1941—1950.
- [14] 曾青冬, 姚军. 水平井多裂缝同步扩展数值模拟[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1571—1579.
ZENG Qing-dong, YAO Jun. Numerical simulation of multiple fractures simultaneous propagation in horizontal wells[J]. **Acta Petrolei Sinica**, 2015, 36(12): 1571—1579.
- [15] 严成增, 郑宏, 孙冠华, 等. 模拟水压致裂的二维 FDEM-flow 方法[J]. 岩石力学与工程学报, 2015, 34(1): 67—75.
YAN Cheng-zeng, ZHENG Hong, SUN Guan-hua, et al. A 2D FDEM-flow method for simulating hydraulic fracturing[J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2015, 34(1): 67—75.
- [16] YAN C, ZHENG H, SUN G, et al. Combined finite-discrete element method for simulation of hydraulic fracturing[J]. **Rock Mechanics & Rock Engineering**, 2016, 49(4): 1389—1410.
- [17] 严成增. 模拟水压致裂的另一种二维 FDEM-flow 方法[J]. 岩土力学, 2017, 38(6): 1789—1796.
YAN Cheng-zeng. A new two-dimensional FDEM-flow method for simulating hydraulic fracturing[J]. **Rock and Soil Mechanics**, 2017, 38(6): 1789—1796.
- [18] ROUSSEL N P, SHARMA M M. Role of stress reorientation in the success of refracture treatments in tight gas sands[J]. **SPE Production & Operations**, 2012, 27(27): 346—355.
- [19] ROUSSEL N P, SHARMA M M. Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing[J]. **SPE Production & Operations**, 2011, 26(2): 173—184.
- [20] 陈勉, 金衍, 卢运虎. 页岩气开发: 岩石力学的机遇与挑战[J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47(11): 114601.
CHEN Mian, JIN Yan, LU Yun-hu. Shale gas development: opportunities and challenges for rock mechanics[J]. **Scientia Sinica (Physica, Mechanica & Astronomica)**, 2017, 47(11): 114601.
- [21] Itasca Consulting Group. PFC^{2D} (particle flow code in 2 dimensions) use's guide: verification problems and example applications[R]. Minneapolis, USA: Itasca Consulting Group, 2008.
- [22] CHONG Z, LI X, CHEN X, et al. Effect of injection site on fault activation and seismicity during hydraulic fracturing[J]. **Energies**, 2017, 10(10): 16—19.
- [23] YOON J. Hydro-mechanical coupling of shear-induced rock fracturing by bonded particle modeling[D]. Seoul: Seoul National University, 2007.