

压裂液黏度及注入速率对裂缝网络形态的影响

唐慧莹¹, 邸元², 吴玉树³

(1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500; 2. 北京大学 工学院, 北京 100871; 3. 科罗拉多矿业学院 石油工程系, 科罗拉多 戈尔登 80401)

摘要: 根据现场监测与岩芯观察结果,天然裂缝对水力压裂效果影响显著,压裂后易形成复杂缝网。通过数值计算对裂缝性储层压裂效果进行预测,可以实现对压裂参数(如压裂液黏度、注入速率等)的优化。本研究采用位移不连续方法计算压裂裂缝与天然裂缝的法向与切向位移,裂缝内流动方程采用有限体积法计算。压裂裂缝的扩展基于 F 能量判据,天然裂缝根据受力状态的不同存在闭合、滑移及开启3种形式。通过将裂缝变形方程与流动方程耦合求解,可以获得压裂裂缝在天然裂缝网络中的生长情况。由于压裂施工参数可以进行人为调整,因此了解不同施工参数对压裂效果的影响至关重要。现场及室内试验结果表明,高速注入高黏度流体更容易获得较为集中的裂缝分布。对比不同压裂液黏度及注入速率条件下天然裂缝壁面次级裂隙的生长行为,结果表明,高黏度、高注入速率的压裂方式更有助于次级裂隙的生长,从而抑制流体沿大尺度天然裂缝的流动,使压裂后裂缝分布更为集中。同时,计算结果还表明,高黏度、高速率的压裂方式获得的裂缝开度较大,总长较短,接触天然裂缝面积较小;低黏度、低速率注入的方式有助于激发天然裂缝网络,诱导天然裂缝发生明显的剪切滑移。

关键词: 天然裂缝;压裂液黏度;注入速率;位移不连续方法

中图分类号: TE357.12 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-8798(2017)06-0401-08

The impact of fluid viscosity and injection rate on geometry of the fracture network

TANG Huiying¹, DI Yuan², WU Yushu³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China; 3. Department of Petroleum Engineering, Colorado School of Mines, Golden 80401, Colorado, USA)

Abstract: According to the field observations and core observations, there is a high chance that a complex fracture network has been induced by hydraulic fracturing, which is greatly affected

收稿日期: 2017-03-25

基金项目: 国家自然科学基金项目(51674010);国家科技重大专项(2016ZX05014)

通信作者: 邸元(1968—),男,陕西省西安人,副教授,博士,主要从事油藏数值模拟和岩土力学研究。E-mail: diyuan@mech.pku.edu.cn。

by natural fractures. Predicting the fracturing effects in the fractured reservoirs with numerical methods could help optimize the operation parameters such as fluid viscosity and injection rate. In this study, the displacement discontinuity method is employed to model deformations of both natural and hydraulic fractures, while the finite volume method is applied to calculate the fluid flow within fractures. The propagation of hydraulic fractures complies with the F energy criteria while different stress states determine three forms of natural fractures: closing, sliding and opening. By coupling the fracture deformation and fluid equations, the propagation of hydraulic fractures in naturally fractured reservoirs can be simulated. Since the operation parameters can be subject to artificial adjustment, it is critical to understand the role of each parameter in the fracturing process. Field data and experimental results indicate that speedy injection of highly viscous fluid is more likely to induce a fairly concentrated fracture network. This study compares the initiation and growth of secondary crack on primary natural fractures to illustrate that the growth of secondary cracks is facilitated by high fluid viscosity or high injection rate, as a result of which, more hydraulic fractures grow along the direction perpendicular to minimum horizontal stress. Thus, a more concentrated fracture distribution is observed. In addition, high fluid viscosity or injection rate tends to generate the fracture larger in opening, shorter in length and smaller in area of contact with natural fractures. With less viscous fluid injected at a low rate, a wide distributed fracture network can be expected and the natural fractures have more chances to have shearing failure.

Keywords: natural fractures; fluid viscosity; injection rate; displacement discontinuity method

通过对非常规储层露头与试验结果的观察,压裂裂缝与天然裂缝相交后可能出现穿过天然裂缝、沿天然裂缝转向及错位扩展 3 种情形^[1]。研究者们通过理论分析和数值模拟的方法分析了不同属性参数对裂缝相交行为的影响。Blanton^[1]采用三轴试验研究天然裂缝方位及就地应力差对裂缝相交行为的影响。Renshaw 等^[2]对垂直相交干裂缝进行试验,基于 I 型裂缝尖端应力场分布,给出垂直相交裂缝相交判据。Wu 和 Jang 等^[3-4]考虑了裂缝尖端存在 II 型应力集中因子时的情况。数值模拟方面,Wu^[5]采用位移不连续方法分析了天然裂缝方位、长度、模式及就地应力差对压裂缝网的影响。Taleghani 等^[6]、Haddad 等^[7]采用扩展有限元方法研究了天然裂缝摩擦性质、方位、地应力大小的效果。上述研究的重心主要放在天然裂缝性质与就地应力差,只有少部分研究者分析了施工参数(如注入速率、流体黏度、支撑剂等)在压裂过程中所起的作用。微地震和室内试验数据^[8-9]显示,压裂液黏度及流量与裂缝形态有十分紧密的联系。Chuprakov 等^[10]提出了 OpenT 解析判据,认为黏度和注入速率越大,压裂裂缝穿过天然裂缝的可能性越高。Chen 等^[11]通过有限元数值模拟说明流体黏度和注入速率对裂缝相交行为有重要影响。现有对压裂液黏度与注入速率参数的分析,多是针对双翼平直裂缝,对天然裂缝性储层压裂的研究正在逐渐增加但尚不完备。上述研究采用修改相交判据的方式来探讨压裂液黏度及流体注入速率的影响,而笔者则通过对比不用参数下次级裂隙的生长情况来说明上述施工参数对压裂效果的影响。

大部分水力压裂的数值计算模型^[3,12]都假设当压裂裂缝与天然裂缝相遇后,裂缝将沿天然裂缝直至其端部生成新的压裂裂缝。而野外露头和室内试验中普遍观察到裂缝错位扩展的现象。Cooke 等^[13]指出近压裂裂缝尖端部分天然裂缝的剪切滑移可能引起裂缝错位扩展。Jeffrey 等^[14]基于能量-应力双重判据,认为裂缝有可能成核在非交点位置。Taleghani 等^[6]采用扩展有限元方法,基于能量释放率判断裂缝扩展方位,在部分模拟结果中也发现了裂缝错位扩展的现象。裂缝的错位扩展也有可能是由天然裂缝壁面上的次级裂纹诱发^[15-16]。McClure 等^[15]的模型虽然考虑了存在次级裂隙的情形,但压裂裂缝的扩展方向被固定在垂直于最小主应力的方向。Zhang 等^[16]考虑了次级裂隙,但未分析流体属性及注入条件

对裂缝扩展形态的影响。笔者假定裂缝的错位扩展是由于天然裂缝壁面存在的次级裂隙的生长引起,通过基于位移不连续方法的水力压裂数值模型,研究压裂液黏度与注入速率对次级裂缝起裂、扩展的影响。

1 水力压裂计算模型

1.1 裂缝中流体的流动

对于压裂裂缝,假设裂缝内流体流动满足狭长长方形截面管道流动规律:

$$v = \frac{k}{\mu} \nabla p, \quad k = \frac{w^2}{12}. \quad (1)$$

式(1)中: v 为流体沿裂缝截面流动的速度; k 为等效渗透率; μ 为流体黏度; p 为裂缝内流体压强; w 为裂缝开度。

天然裂缝的开度由闭合开度 \tilde{w} 和力学开度 w 组成^[17](图1)。当裂缝内部流体压强远小于外部压应力 S 时,天然裂缝完全闭合,此时天然裂缝残余开度为 w_0 ,裂缝间间隙随着流体压强增大而逐渐增大,但壁面尚未脱离。进一步增大天然裂缝流体压强,壁面脱离,壁面脱离距离称为力学开度,脱离前裂缝存在开度称为闭合开度。假定闭合开度 \tilde{w} 与有效应力满足指数关系,天然裂缝闭合开度由初始开度和变形开度组成:

$$\tilde{w} = w_0 + w_r e^{-c_f(S_n - P_f)}, \quad k_{nf} = k_0 \tilde{w} + \frac{w^2}{12}. \quad (2)$$

式(2)中: k_{nf} 为天然裂缝渗透率; k_0 为天然裂缝初始渗透率; w_r 为有效应力为0时裂缝开度; c_f 为天然裂缝压缩系数; S_n 为作用于裂缝表面的法向应力; P_f 为天然裂缝内流体压强。

1.2 裂缝的变形计算

本研究选用位移不连续方法计算压裂裂缝与天然裂缝的变形及位移。位移不连续方法需要求解每个裂缝单元法向位移不连续量 D_n 和切向位移不连续量 D_s ,位移不连续量在边界处(对无穷平面压裂,即裂缝面处)诱导的应力需要满足边界条件:

$$\begin{bmatrix} a_{s11} & a_{s12} & \cdots & a_{s1N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{sN1} & a_{sN2} & \cdots & a_{sNN} \\ a_{n11} & a_{n12} & \cdots & a_{n1N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{nN1} & a_{nN2} & \cdots & a_{nNN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_{1s} \\ \vdots \\ D_{Ns} \\ D_{1n} \\ \vdots \\ D_{Nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tau_1 \\ \vdots \\ \tau_N \\ \sigma_{n,1} \\ \vdots \\ \sigma_{n,N} \end{bmatrix}. \quad (3)$$

式(3)中: $a_{s/nij}$ 为影响系数矩阵,取值与岩石性质及裂缝形态有关;方程右侧为裂缝处应力边界条件, τ 与剪切应力, σ_n 为裂缝单元所受法向应力。对于压裂裂缝,应力边界条件为:

$$\begin{aligned} \tau &= 0, \\ \sigma_n &= S_n - P. \end{aligned} \quad (4)$$

式(4)中: P 为裂缝内流体压强。对于天然裂缝,若完全闭合,则认为天然裂缝无位移不连续量,即不参与式(4)的计算。若天然裂缝完全开启,则边界条件与压裂裂缝相同。若天然裂缝闭合,但发生剪切破坏,则裂缝单元无法向位移,切向应力边界条件满足摩擦定律(μ_{fric} 为天然裂缝摩擦系数):

$$\tau = \mu_{fric}(S_n - P). \quad (5)$$

1.3 裂缝的扩展

本研究采用应变能释放率作为裂缝是否扩展的判据。采用能量判据的优势在于无需具体区分裂缝为I型张拉还是II型剪切破坏,就可以处理包括纯I型、纯II型、混合I型和II型破坏等多种情形。采用

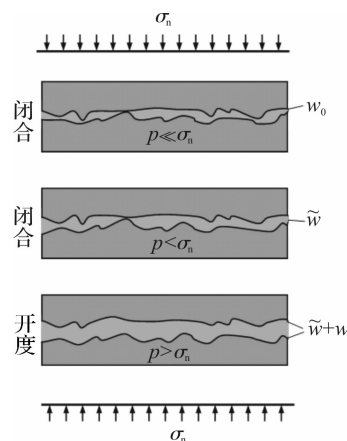


图1 天然裂缝开度随内部压强变化过程
Fig. 1 Variation of natural fracture's aperture with the change of internal pressure

式(6)的 F 判据^[18]对裂缝起裂及扩展方向进行判断:

$$F = \left(\frac{K_I(\theta)}{K_{IC}} \right)^2 + \left(\frac{K_{II}(\theta)}{K_{IIC}} \right)^2,$$

$$K_I(\theta) = \frac{1}{2} \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) [K_I(0)(1 + \cos\theta) - 3K_{II}(0)\sin\theta],$$

$$K_{II}(\theta) = \frac{1}{2} \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) [K_I(0)\sin\theta + K_{II}(0)(3\cos\theta - 1)]. \quad (6)$$

式(6)中: θ 为尖端径向坐标系夹角; F 取最大值的方向即裂缝扩展方向; 若 F 大于 1, 则裂缝发生扩展。

当压裂裂缝与天然裂缝相交时, 采用 Wu 和 Jang 等^[3-4]提出的修正 Renshaw 和 Pollard 模型^[2], 判断压裂裂缝是否穿过天然裂缝。通过裂缝尖端的应力集中因子计算应力分布, 如果天然裂缝壁面最大主应力(以拉为正)大于岩石抗拉强度, 天然裂缝不发生剪切破坏, 则压裂裂缝可以穿过天然裂缝; 反之则认为压裂裂缝不能穿过天然裂缝。

根据上述模型, 在平面三维压裂模型^[19]的基础上编制了考虑天然裂缝的二维水力压裂数值模拟程序, 用以分析压裂液黏度与注入速率对压裂裂缝的影响。

2 压裂液黏度与注入速率对压裂效果的影响

通过图 2 所示的第一个算例, 研究天然裂缝壁面存在次级裂隙时, 裂缝扩展形态与压裂液黏度及注入速率的关系。假设次级裂隙性质与相邻天然裂缝相同, 模型使用参数如下: 最大水平主应力为 27 MPa; 最小水平主应力为 25 MPa; 杨氏模量为 30 GPa; 泊松比为 0.25; 天然裂缝初始开度为 0.002 mm, 闭合开度为 0.01 mm, 压缩系数为 0.05 MPa⁻¹, 摩擦角为 20°; 基质 I 型与 II 型断裂韧性分别为 2 MPa · m^{1/2} 和 4 MPa · m^{1/2}; 注入流体黏度为 5 mPa · s; 注入速率为 1.59 × 10³ L/min。其中, 次级裂隙距裂缝交点 79 cm, 次级裂隙初始长度 20 cm, 天然裂缝与 X 方向夹角 30°。

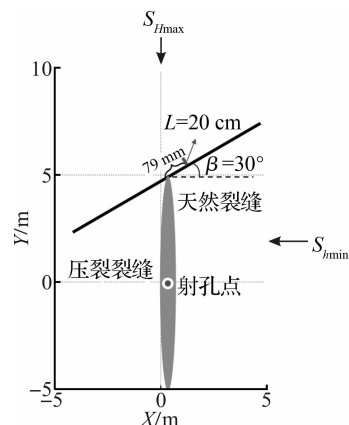


图 2 有单一次级裂隙时算例参数示意图

Fig. 2 Schematic of the case with one secondary crack

图 3 为模型计算结果, 图 3 所示各算例中流体流经裂缝总长相等, 压裂液黏度与注入速率不同。不同压裂参数对应的裂缝位移不连续量、压强及形态如图 3 所示。计算结果表明, 流体黏度及注入速率增大时, 次级裂隙更容易获得生长, 流体沿天然裂缝传播距离更短。如需使次级裂隙获得生长, 次级裂隙内压强需要大于法向压力, 且在裂缝尖端产生的应力集中要达到基质岩石的断裂韧性。低黏度或流速较低时, 流体流动所需压差较小, 因此裂缝内压强分布较为平均, 次级裂隙内压强不足以使裂缝发生扩展。增大流体黏度或速率, 裂缝内压强梯度及压强绝对值增大, 次级裂隙内流体压强不断累积, 直到裂缝开始生长。

从图 3 中还可以看出, 当流体流过次级裂隙时, 裂缝剪切位移明显减小, 因为部分流体流入次级裂隙, 能够继续流入天然裂缝的流体流速及总量均减少, 流体压强减小, 裂缝所受摩擦力增大(见式(4)), 剪切位移减小。当次级裂隙生长时, 次级裂隙开度对后侧天然裂缝造成挤压, 增大其所受压应力, 从而摩擦力进一步增大。当黏度与注入速率乘积一定时, 在等注入量条件下, 裂缝形态十分类似。同时, 天然裂缝左侧由于更靠近压裂裂缝产生的应力阴影区, 受到更强的压应力, 开启更为困难。

在上一个算例的基础上, 进一步研究当天然裂缝壁面存在多个次级裂隙时, 各裂隙生长情况及流体注入条件对其影响。算例假设流体黏度分别为 5、20 mPa · s, 注入速率均为 1.59 × 10³ L/min, 不同黏度裂缝扩展总长相等。存在多次级裂隙时, 计算结果如图 4 所示, 靠近注入点的裂隙最先扩展, 相邻裂隙难以生长, 因为已生长裂隙对周围裂隙产生额外的挤压, 使得附近的裂隙无法同时生长; 当次级裂隙生长之

后,由于次级裂隙法向压力较小,开度较大,流体更容易流入次级裂隙,天然裂缝内流量不断减小,流体压强难以提升;不同黏度的情形下,虽然后期次级裂隙都开始生长,但低黏度流体次级裂隙开度明显小于高黏度流体,流体黏度较高会造成开度较大,低黏度注入方式也会导致更多的流体漏入天然裂缝,从而进一步减小了次级裂隙的开度。

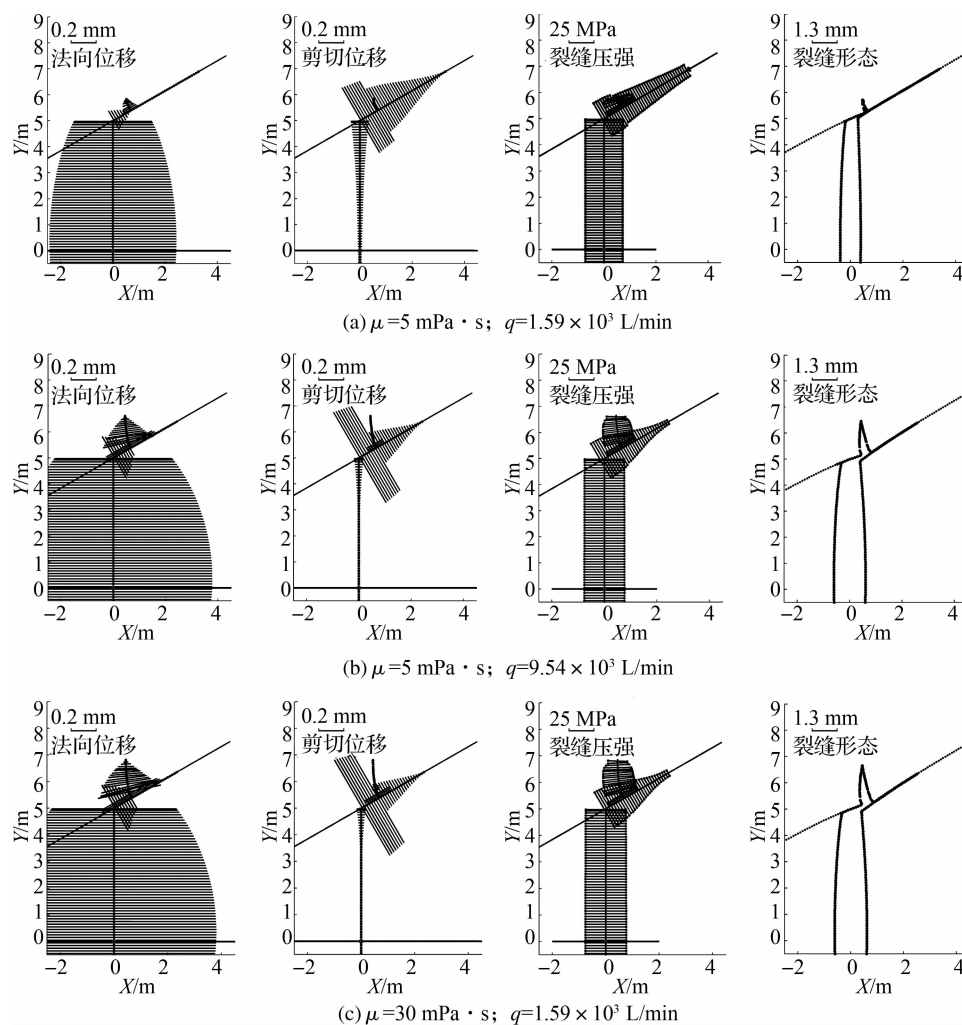


图 3 不同黏度及注入速率对应的法向位移、剪切位移、流体压强与裂缝形态

Fig. 3 Normal displacements, shear displacement, fluid pressure and fracture configurations corresponding to different viscosities and injection rates

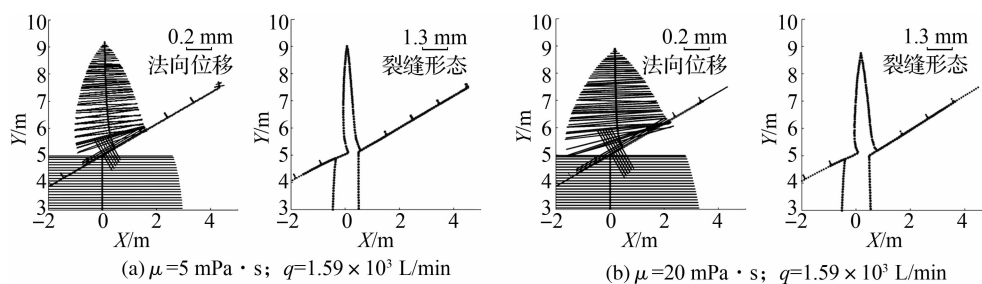


图 4 存在多裂隙时的裂缝法向位移及裂缝形态

Fig. 4 Normal displacements and configurations for the case with multiple secondary cracks

如前文所述,因压裂液黏度与注入速率作用方式接近,在后文的算例分析中,只研究压裂液黏度对裂缝网络形态的影响。由于页岩储层中天然裂缝常见平行状结构^[20],因而本算例中假设地层天然裂缝相互平行,天然裂缝壁面随机分布次级裂隙,次级裂隙长度假设为 20 cm,如图 5 所示。

采用 1.59×10^3 L/min 的注液速率分别注入黏度为 5、50 mPa·s 的压裂液 30 s。图 6 显示了不同压裂液黏度下, 裂缝形态及法向/切向位移分布。从图 6 可以看出, 低黏度压裂液在同等注入量条件下, 可以沟通更多的天然裂缝, 但裂缝开度和剪切位移总体小于高黏度的注入方式。方位远离最大水平主应力方向的天然裂缝以剪切破坏为主, 这是因为这部分天然裂缝所受压力较大, 流体压强无法抵消裂缝所受压力。天然裂缝剪切位移虽然也能够提高裂缝渗透率, 增大导流裂缝长度, 但是剪切裂缝的开度不及张拉裂缝的大, 支撑剂很难移动到只发生剪切破坏的天然裂缝中。大量流体漏入天然裂缝, 从另一方面减弱了主方向裂缝的扩展长度和开度。为了使这部分天然裂缝能够成为有效的生产导流通道, 需要用一定的手段维持剪切破坏天然裂缝的开度。

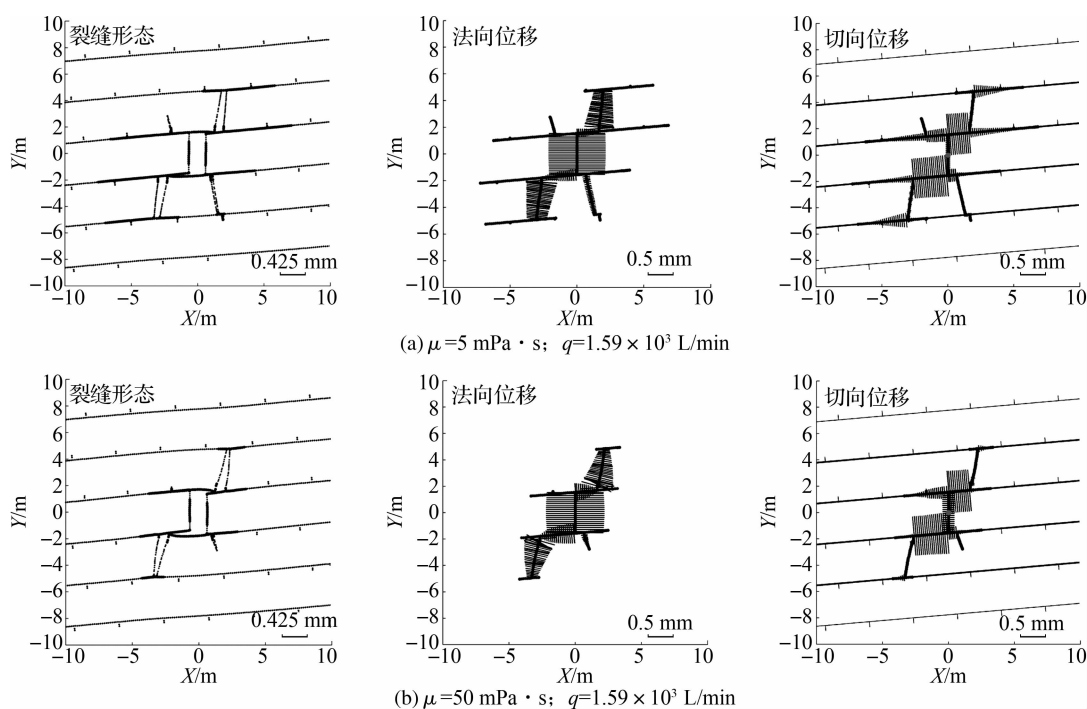


图 6 压裂液黏度分别为 5、50 mPa·s 时对应的裂缝形态、裂缝法向位移与剪切位移

Fig. 6 Fracture configuration, normal displacements and shear displacements with fluid viscosity of 5 mPa·s and 50 mPa·s respectively

图 7 进一步对比了不同压裂液黏度下裂缝开度的分布(开度单位为 m), 表 1 统计了压裂液黏度分别为 5、30、100 mPa·s 时压裂液沟通的天然裂缝与压裂裂缝长度。从表 1 可以更清楚地看到, 减小压裂液黏度, 裂缝总长增加, 其中天然裂缝长度的增长幅度最为明显。

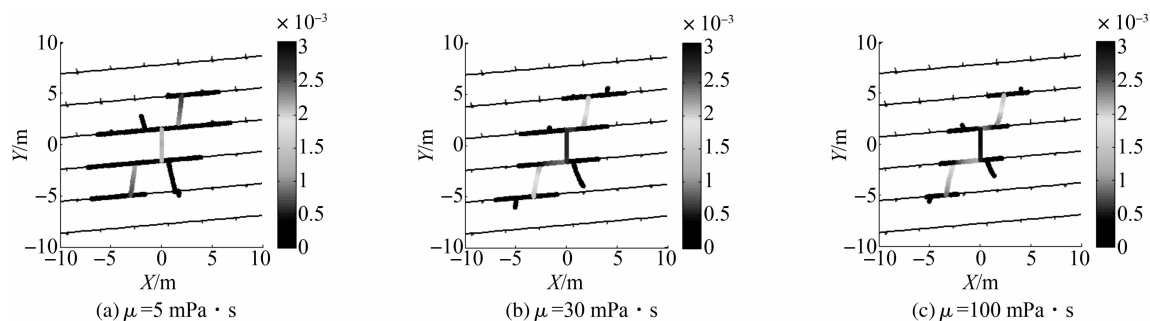


图 7 压裂液黏度分别为 5、30、100 mPa·s 时对应裂缝开度分布

Fig. 7 Distribution of fracture opening with fluid viscosity of 5 mPa·s, 30 mPa·s and 100 mPa·s

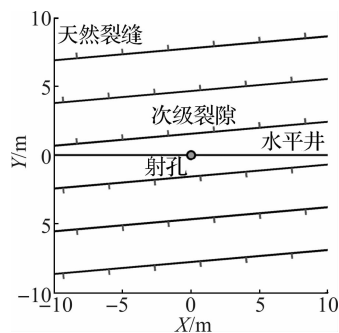


图 5 算例中天然裂缝及次级裂隙的分布

Fig. 5 Distribution of natural fractures and secondary cracks in the case study

表 1 不同压裂液黏度对应的压裂裂缝与天然裂缝长度

Table 1 Lengths of hydraulic and natural fractures corresponding to different fluid viscosities

流体黏度/mPa·s	压裂裂缝总长/m	天然裂缝总长/m
5	27.680 5	41.766
30	27.584 3	29.214 7
100	26.117 7	25.313 7

3 结 论

笔者基于位移不连续方法的水力压裂数值计算模型,通过对次级裂缝起裂及生长的研究,分析了压裂液黏度及注入速率对水力压裂效果的影响,主要结论如下:

- 1)注入低黏度流体,在同等压裂时间内能够获得较大的裂缝面积,但同高速高黏度注入方式相比,裂缝开度较小,容易造成支撑剂的堵塞,前端部分裂缝可能无法获得有效支撑。
- 2)当流体黏度与注入速率乘积一定时,同等注入量得到的裂缝形态基本一致,这一结论同时适用于单条裂缝生长与裂缝网络的生长。
- 3)存在次级裂隙时,高黏度高速率流体更易沿距裂缝交点最近的裂隙继续生长,远端裂隙由于流体无法到达而不能发育。在低黏度低流速的注入方式下,压裂液能够在天然裂缝内传播更远的距离,次级裂隙的生长受到抑制,压裂液到达天然裂缝端部时,有可能诱发新的压裂裂缝。
- 4)从缝网形态上看,高黏度高速压裂方式获得的裂缝网络较为集中,裂缝分布总趋势垂直于最小水平主应力,低黏度低速率压裂得到的裂缝分布则更为广泛。天然裂缝易发生剪切型破坏,压裂裂缝以张拉型破坏为主。

参考文献:

[1] BLANTON T. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures[C]//Proceedings of SPE Unconventional Gas Recovery Symposium. Pittsburgh: Society of Petroleum Engineers, 1982: 559-571.

[2] RENSHAW C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts, 1995, 32 (3): 237.

[3] WU K, OLSON J E. Mechanics analysis of interaction between hydraulic and natural fractures in shale reservoirs [C]//Unconventional Resources Technology Conference. Denver: Society of Exploration Geophysicists, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Engineers, 2014: 1824-1841.

[4] JANG Y, KIM J, ERTEKIN T, et al. Fracture propagation model using multiple planar fracture with mixed mode in naturally fractured reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 144: 19.

[5] WU K. Numerical modeling of complex hydraulic fracture development in unconventional reservoirs[D]. Austin: University of Texas at Austin, 2014.

[6] TALEGHANI A D, OLSON J E. How natural fractures could affect hydraulic-fracture geometry[J]. SPE Journal, 2013, 19(1): 161.

[7] HADDAD M, DU J, VIDAL-GILBERT S. Integration of dynamic microseismic data with a true 3D modeling of hydraulic fracture propagation in Vaca Muerta Shale [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2016.

[8] WARPINSKI N, KRAMM R C, HEINZE J R, et al. Comparison of single-and dual-array microseismic mapping techniques in the Barnett Shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2005: 95568.

[9] BEUGELSDIJK L J L, DE PATER C J, SATO K. Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured

- medium[C]//SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management. Yokohama: Society of Petroleum Engineers, 2000: 1-8.
- [10] CHUPRAKOV D, MELCHAEVA O, PRIOUL R. Injection-sensitive mechanics of hydraulic fracture interaction with discontinuities[J]. *Rock Mechanics and Rock engineering*, 2014, 47(5): 1625.
- [11] CHEN Z, JEFFREY R G, ZHANG X, et al. Finite-element simulation of a hydraulic fracture interacting with a natural fracture[J]. *SPE Journal*, 2017, 22(1): 219.
- [12] KRESSE O, WENG X, GU H, et al. Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2013, 46(3): 555.
- [13] COOKE M L, UNDERWOOD C A. Fracture termination and step-over at bedding interfaces due to frictional slip and interface opening[J]. *Journal of Structural Geology*, 2001, 23(2): 223.
- [14] JEFFREY R G, KEAR J, KASPERCZYK D, et al. A 2D experimental method with results for hydraulic fractures crossing discontinuities[C]//49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. San Francisco: American Rock Mechanics Association, 2015.
- [15] MCCLURE M W, HORNE R N. Discrete fracture network modeling of hydraulic stimulation: coupling flow and geomechanics[M]. Dordrecht: Springer Science & Business Media, 2013.
- [16] ZHANG X, JEFFREY R G. The role of friction and secondary flaws on deflection and re-initiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures[J]. *Geophysical Journal International*, 2006, 166(3): 1454.
- [17] ZHANG X, JEFFREY R G, THIERCELIN M. Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2009, 114(B12): 2158.
- [18] SHEN B, SIREN T, RINNE M. Modelling fracture propagation in anisotropic rock mass[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2015, 48(3): 1070.
- [19] TANG H, WINTERFELD P H, WU Y S, et al. Integrated simulation of multi-stage hydraulic fracturing in unconventional reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 36: 875.
- [20] TALEGHANI A D, AHMADI M, OLSON J E. Secondary fractures and their potential impacts on hydraulic fractures efficiency [C]//ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. Brisbane: International Society for Rock Mechanics, 2013.