

引用格式:张伯虎,周昌满,郑永香,等.正交节理与应力比值系数对水力裂缝扩展影响规律研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):55-62.
ZHANG B H, ZHOU C M, ZHENG Y X, et al. Influence of orthogonal joint and stress ratio coefficients on hydraulic fracture propagation[J].
Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 55-62.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.008

正交节理与应力比值系数对水力裂缝扩展影响规律研究

张伯虎¹,周昌满¹,郑永香¹,刘建军^{1,2}

(1.西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500;2.中国科学院武汉岩土力学研究所,湖北 武汉 430071)

摘要:地层中的节理对水力裂缝扩展延伸形成复杂缝网影响较大。为了研究水力裂缝遇到正交节理时的扩展行为,采用块体离散元方法对三维正交裂缝的水力压裂进行了模拟,分析了应力比值系数 k (水平地应力/竖向地应力)对裂缝缝内压力和宽度的影响规律。研究表明,水力裂缝扩展到正交节理相交处时会受到阻碍,使相交节理面产生滑移,裂缝尖端发生钝化,阻碍裂缝扩展,而剪应力是产生阻碍作用的主要因素。当水力裂缝沿着宽度方向延伸后,剪应力发生变化,阻碍作用减小,裂缝突破阻碍作用而继续扩展。延伸方向受 k 值影响较大,当 k 为0.8和1.0时,竖向裂缝贯穿水平节理沿原方向扩展,但当 k 为1.2时,竖向裂缝将会转向,沿着水平节理方向扩展。水力裂缝的最大宽度和缝内压力受到 k 值影响也较大。当 k 为1.0时,裂缝最大宽度趋于稳定,裂缝内压力基本不变;当 k 为1.2时,水力裂缝转向水平节理扩展,最大宽度下降,缝内压力突降,随后才逐步稳定。水力压裂过程中水力裂缝穿层与否会影响压裂效果,因此可以选择合适的应力比值,实现对水力裂缝扩展方向的控制,从而对页岩水力裂缝扩展形态判定和压裂方案制定进行很好的指导。

关键词:水力裂缝;正交节理;应力比值系数;阻碍作用;裂缝扩展;离散元法

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Influence of orthogonal joint and stress ratio coefficients on hydraulic fracture propagation

ZHANG Bohu¹, ZHOU Changman¹, ZHENG Yongxiang¹, LIU Jianjun^{1,2}

(1.School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2.Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Wuhan, Hubei 430071, China)

Abstract: The joints in the stratum have a greater impact on the formation of complex fracture networks with hydraulic fractures. In order to study the propagation behavior of hydraulic fractures when they encounter orthogonal joints, the hydraulic fracturing of 3D orthogonal fractures is simulated based on the discrete element method, and the influence of the stress ratio coefficient k on the pressure and width of fractures is analyzed. The research results show that when the hydraulic fracture expands to the intersection of orthogonal joints, it will be hindered, so that the intersecting joint plane will slip and the fracture tip will be passivated, which will hinder the fracture expansion. Shear stress is the main factor that causes the obstruction. When the hydraulic fracture extends along the width direction, the shear stress changes and the hindrance decreases, so the crack can break through the hindrance and continues to extend. The extension direction is greatly affected by the value of k . When k is 0.8 and 1.0, vertical cracks extend through the horizontal joints and expand in the original direction. When k is 1.2, the vertical cracks will turn and expand along the horizontal joints. The maximum width of the hydraulic fracture and the pressure in the fracture are also greatly affected by the value of k . When k is 1.0, the maximum width of the fracture is stable, and the pressure in the fracture is unchanged. When k is 1.2, the hydraulic fracture expands along the horizontal joint after turning, the maximum width decreases, and the pressure in the fracture drops suddenly, and then gradually stabilizes. Whether the hydraulic fracture penetrates will affect the fracturing effect, a suitable stress ratio to control the direction of hydraulic fracture propagation can be chosen. Therefore, it can be a good guide for the determination of the shale hydraulic fracture propagation form and the formulation of the construction plan.

Key words: hydraulic crack, orthogonal jointing, stress ratio coefficient, obstruction, crack propagation, discrete element method

收稿日期:2019-07-09。

第一作者简介:张伯虎(1978—),男,博士,教授,主要从事岩石力学及其工程应用研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:zbh_cd@126.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“页岩气渗流规律与气藏工程方法”(2017ZX05037001)。

水力压裂是油田增产和致密油气开发的关键技术,水力裂缝可以有效提高储层的渗透能力^[1-3]。水力裂缝扩展机理是预测压裂后最终裂缝网络形态的基础^[4]。前人针对水力裂缝扩展规律开展了一系列实验研究和数值模拟^[5-6]。杨文波等^[7]借鉴北美致密储层经验,在东胜气田开展了体积压裂实验。郑永香等^[8]基于断裂力学分析了裂缝内注水对周围地应力场的干扰。GUO等^[9]研究表明泵压曲线波动是由于压裂液严重漏失至天然裂缝或断层。TAN等^[10]研究多因素水平层理页岩垂直裂缝的萌生和破裂,并提出5种起裂和扩展模式。刘海龙等^[11]研究了定向射孔水力压裂的起裂压力。XU等^[12]和SUN等^[13]研究层理对水压裂缝的影响,表明水压裂缝由层理和地应力共同作用。WANG等^[14]考虑页岩各向异性的数值模型,认为裂缝扩展是由原岩应力和各向异性特性综合决定。侯冰等^[15]采用位移不连续方程,研究了水力裂缝在随机分布的天然裂缝页岩地层影响下形成的复杂缝网形态。ZHANG等^[16]采用二维边界元法对水力裂缝在层状沉积岩中层理面处偏转进行数值研究,发现低黏度的流体产生的水力裂缝在和层理面的相交处会受到抑制,转而流入层理面。

国内外学者研究表明,水力裂缝的扩展容易受到地应力状态、节理、断层以及随机天然裂缝的影响,而基于正交节理(水平节理和垂直节理正交)和应力状态对水力压裂裂缝扩展行为的研究却较少。本文采用块体离散元,对三维正交裂缝的扩展规律进行模拟,分析了不同应力条件对裂缝缝内压力和裂缝宽度的影响,初步讨论了产生缝高限制的原因,得出剪应力是节理相交处产生阻碍作用的主要因素,并对裂缝边缘应力状态进行了分析,借助真三轴水力压裂实验,验证了控制应力比值系数可以使水力裂缝穿过水平节理的结论。本文提出的应力比值系数与正交节理等对水力裂缝扩展时是否穿层与转向、是否形成复杂缝网等储层改造效果有较大的影响。

1 数值模型与方案设计

1.1 块体离散元技术

块体离散元技术是一种可以用于三维不连续建模的先进工具,其处理非线性变形和破坏都集中在节理面处的问题非常有优势,其模拟不受静态或者动态荷载下的影响,可以真实地反映不连续介质的

力学响应。利用岩体中的不连续面把岩体分割成许多完整的小岩块,把这些岩块视为刚体或可变形体,根据相关力学法则来计算节理岩体中对应的节理面的剪应力和正应力,并自动判别各块体之间的接触点,将其作为应力边界条件来模拟岩体的分离、转动以及大变形等情况^[17-18]。因此,可以用来模拟水力压裂的液体注入与裂缝扩展过程。近年来已经有很多学者采用离散元模拟水力压裂;MCLENNAN等^[19]采用块体离散元软件3DEC模拟了正交裂缝网络条件下裂缝的扩展规律;HAMIDI等^[20]采用3DEC研究了不同流体性质、流体注入速率、地应力以及岩石力学性质对水力裂缝扩展的影响;NAGEL等^[21]采用3DEC模拟了不同工况影响下天然裂缝剪切和张开的破坏规律;ZHENG等^[22]采用块体离散元对水力裂缝在含有胶结裂缝的地层进行了数值模拟。尽管模拟水力压裂的注入过程时,初始水力裂缝和水力裂缝面需要预置^[23],且水力裂缝只能按照预置的裂缝面进行扩展,但与其他有着许多假设条件的商业化软件相比,其仍然是一个比较好的模拟裂隙流体方法。

1.2 模型的建立

采用地层面的弱化来模拟节理,从而建立含正交节理的数值模型,模型尺寸为20 m×20 m×10 m,如图1a所示。考虑2个水平层理面和1个竖向节理面,并进行相交,将注入点设在竖向节理面的中心,如图1b所示。应力边界条件如图1c所示。

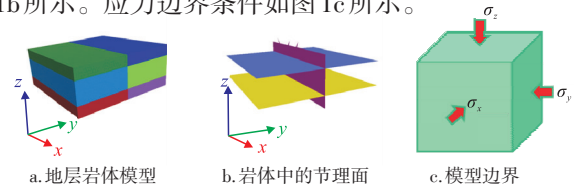


图1 模型示意图

Fig. 1 Model schematic

地应力大小与埋深有关,具体数值如式(1)所示。

$$\begin{cases} \sigma_z = \rho gh \\ \sigma_x = \sigma_y = k\sigma_z \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ 为在 x, y, z 方向地应力,MPa; ρ 为岩体密度,取2 600 kg/m³;g为重力加速度,取9.81 m/s²;h为注入点处的地层深度,取3 000 m^[24];k为应力比值系数,为天然水平地应力与竖向地应力的比值。

为了分析水力裂缝在节理面内的扩展情况,通过改变地应力状态来研究遇到相交节理时水力裂缝的扩展行为。在竖向节理面上布置注入点和监测

点,如图2所示,点1为注入点,点2~9为监测点。监测点处的压力值突然上升,说明压裂液到达该点,该点水力裂缝开始扩展。通过测定任意两点间压裂液到达的时间差,可以确定裂缝的扩展速度。其他参数取值如表1所示,相关属性借鉴川南龙马溪组页岩参数^[25-26]。

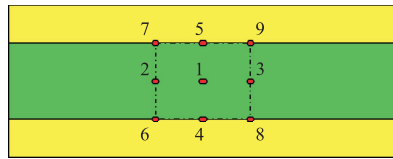


图2 监测点

Fig. 2 Monitoring points

表1 模型参数
Table 1 Model parameter

参数	取值	参数	取值
弹性模量/GPa	20	注入流体黏度/(Pa·s)	0.001 5
泊松比	0.25	注入流体密度/(kg·m ⁻³)	1 000
岩体密度/(kg·m ⁻³)	2 600	注入点埋深/m	3 000
节理面内摩擦角/(°)	20	重力加速度/(m·s ⁻²)	9.81
节理面黏聚力/MPa	0	注入点竖向地应力/MPa	76.52

1.3 方案设计

为了探究地应力状态对水力裂缝遭遇正交节理的影响规律,设置3组应力状态,应力比值系数 k 分别取0.8、1.0、1.2,注入速度均取0.03 m³/s,形成3个计算方案。

2 结果分析

2.1 阻碍作用与三维裂缝延伸方向分析

从数值模拟结果发现当竖向水力裂缝扩展到正交节理相交处时,裂缝会受到阻碍作用而扩展缓慢,并可能沿着缝宽方向延伸。但当裂缝扩展达到一定位置时,裂缝会突破阻碍而继续扩展,其延伸方向受 k 值影响。当 k 为0.8和1.0时,竖向水力裂缝会贯穿水平节理继续沿竖向延伸;当 k 为1.2时,裂缝转向水平节理扩展。

如图3所示,当 k 取0.8和1.0时,水力裂缝直接穿过水平节理;当 k 取1.2时(为了更好地展示裂缝的转向,将上部水平节理面隐藏,其结果与下部水平节理面对称),水力裂缝未能穿过水平节理,而是转向水平节理面扩展。根据文献[27-30]研究结果,当水力裂缝与节理面的夹角逼近90°时,水力裂缝将直接穿过,并不会发生转向。相关结论假设原始水力裂缝

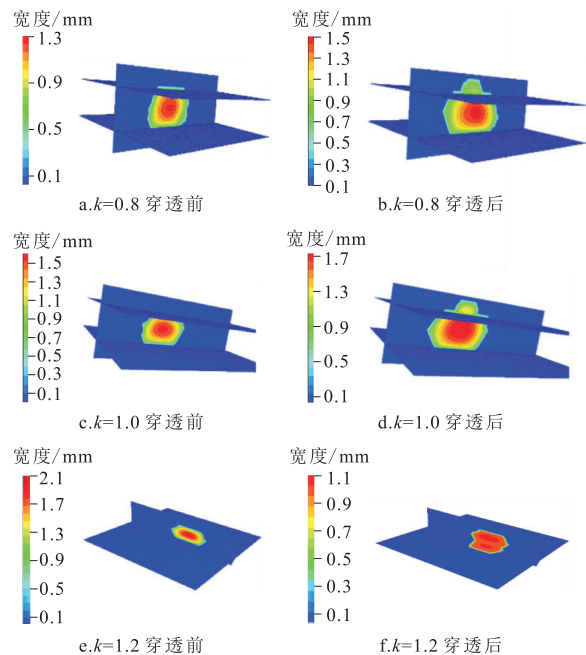


图3 不同应力场状态下的裂缝扩展形态

Fig. 3 Crack propagation morphology under different stress field conditions

垂直于最小主应力而得出,但在实际地层中存在不垂直于最小主应力的弱结构面,且该弱结构面强度较低,水力裂缝将会优先在弱结构面内扩展,因此,水力裂缝与天然弱面夹角接近90°时仍可能转向。综上,在判断不同逼近角下的裂缝扩展状态时,应综合考虑裂缝面所处的应力状态,单独以逼近角判断裂缝形态是不准确的。

与二维状态下裂缝只在平面空间内延伸不同,三维状态下,当水力裂缝到达水平节理与垂直节理相交处时,裂缝并没有直接穿过或转向,而是沿着缝宽方向扩展,说明相交节理会对裂缝扩展造成阻碍作用,导致裂缝沿着缝宽方向扩展。这与实际压裂过程中形成裂缝的长度远大于其高度有关。当裂缝沿缝宽扩展达到一定程度后会突破其阻碍作用,继续竖向延伸或转向水平扩展。因此,三维条件下的节理面内裂缝扩展与二维裂缝扩展有较大的区别,某一节理面内裂缝的扩展维度将从一维线扩展转为二维面扩展。

2.2 裂缝宽度演化与分布规律

在不同应力条件下,当水力裂缝克服节理相交处的阻碍作用后,水力裂缝将表现为直接穿过或者转向。分别选取 $k=1.0$ 和 $k=1.2$ 两种应力情况,并选择4个扩展阶段分析裂缝最大宽度的变化,如图4a

所示。在压裂初期,水力裂缝受到阻碍作用,裂缝宽度均逐渐变大。但当水力裂缝克服阻碍作用后,相交面阻力消失,裂缝将穿过相交面,裂缝宽度随应力比值系数变化而有所变化。当 $k=1.0$ 时,裂缝的最大宽度逐渐趋于稳定,并在后期有所减小,但由于裂缝面上的正应力未发生变化,所以裂缝宽度基本保持不变。当 $k=1.2$ 时,裂缝突破相交面的阻碍后,裂缝转向进入水平节理面,此时裂缝最大宽度下降,这是因为水平节理面上的正应力低,裂缝扩展压力也较竖向节理面低,因此缝内压力会降低,导致水力裂缝的水平宽度降低。

2.3 裂缝压力演化与分布规律

由于受到阻碍作用,水力裂缝中的缝内压力会产生一定幅度的波动,但水力裂缝的尖端远离起裂点后的缝内压力容易受到 k 值影响。

图4b为不同 k 值时注入压力变化规律。在注入初期,注入压力快速上升,当达到破裂压力时裂缝开始扩展,注入压力基本保持稳定。在扩展初期注入压力具有较大波动,是因为裂缝扩展使裂缝空间突然增大,流体压力降低;随着压裂液的补充,压力迅速得到恢复,后期基本平衡。当 $k=1.2$ 时,裂缝在扩展后期会发生转向,随后注入压力降低,其值与 $k=1.0$ 的结果趋于一致。这说明注入压力会受到裂缝扩展的影响,可以用来表征裂缝当前的扩展状态。因此,可以根据注入压力大小来判定裂缝的扩展难易程度。

图4c、图4d反映不同监测点的缝内压力变化规律。当监测点处压力上升并与注入点相同时,说明

该处开裂,开裂后缝内压力不再变化。当 $k=1.0$ 时,在起裂初期,由于附近裂缝的开启,注入压力会有一些幅度的波动,当裂缝尖端远离起裂点后,缝内压力保持稳定。当 $k=1.2$ 时,裂缝先沿竖向裂缝发展,此时缝内压力保持稳定;但当水力裂缝遇到水平层理后,裂缝转而沿着水平方向发展,缝内压力产生突降,随后压力会基本保持不变,使水平向裂缝持续发展。

3 相交裂缝的阻碍作用机制

上述结果表明,节理面相交处对水力裂缝的扩展具有阻碍作用。前人对此也做过解释,起初认为节理面上下岩层间的弹性模量和应力差异是影响缝高的关键因素,但这只适用于不同性质岩层内的裂缝扩展。后来发现弹性模量和泊松比并不是缝高限制的必要因素,在岩性一致的岩层内也会出现缝高限制现象。而影响缝高扩展的主要因素在于节理面上的剪应力,其产生的阻碍作用限制了裂缝的扩展。图5为裂缝发生转向前后水平与竖向节理面上的剪应力分布规律。由图5可知,裂缝在未突破阻碍作用前,水平节理面上有以相交线为对称轴的剪应力;当裂缝穿过后剪应力值减小,并且由于水力裂缝沿水平节理面扩展,故在竖向节理面上也产生了剪应力。这说明剪应力是导致节理相交处产生阻碍作用的主要因素。相对而言,由于节理上的剪应力较大,导致水平节理面和竖向节理面滑动;水力裂缝扩展到此处时会产生不连续滑动,进而使水力裂缝尖端钝化,造成裂纹尖端的应力释放传递到节理表面

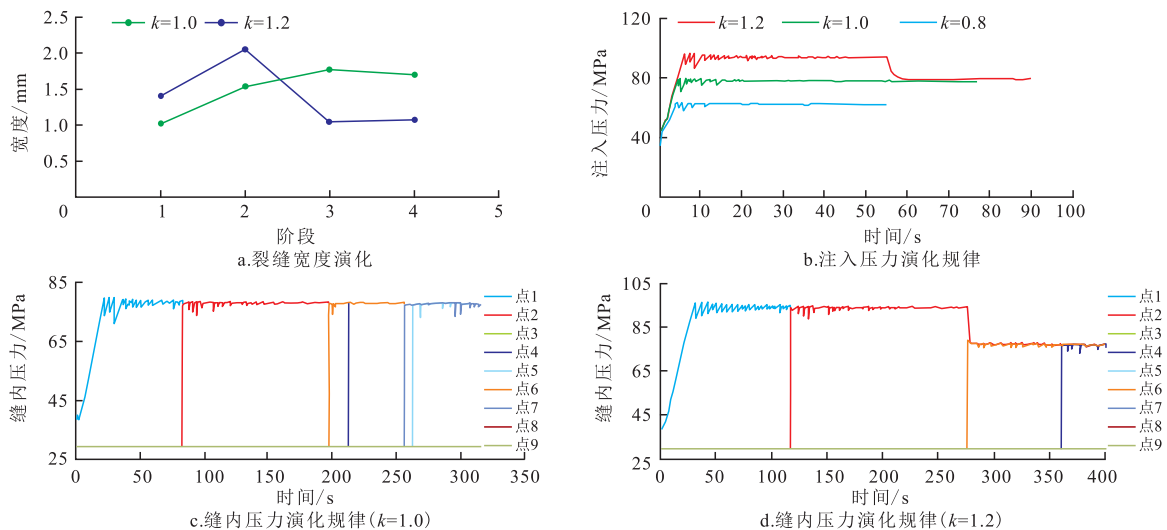
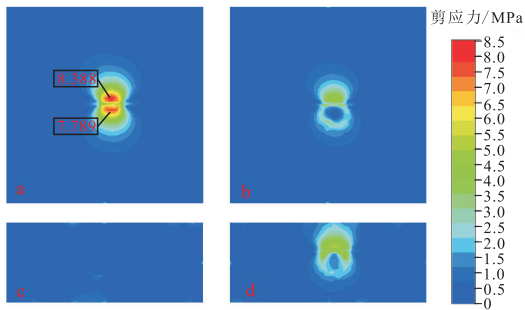


图4 地层应力状态对裂缝扩展的影响规律

Fig. 4 Effect of formation stress state on crack propagation



a. 转向前水平节理面剪应力; b. 转向后水平节理面剪应力;
c. 转向前竖向节理面剪应力; d. 转向后竖向节理面剪应力

图5 裂缝发生转向前后的节理面剪应力分布

Fig. 5 Shear stress distribution of joint surface before and after crack passing through

阻碍水力裂缝继续扩展。只有当缝内压力足够大的时候,裂纹尖端释放的应力才会使节理破坏,进而使水力裂缝突破阻碍作用而向前扩展。

4 水力裂缝克服阻碍作用的机制

在均质理想模型下,竖向节理面内的水力裂缝扩展受到阻碍作用后会沿着水平方向扩展,其扩展形状如图6a所示。当裂缝的长度和宽度达到一定比例后,水力裂缝克服阻碍作用向外扩展。探索在同等的缝内压力条件下,水力裂缝最初与交界处相遇时不能克服阻力,但最终又能克服阻碍作用的原因。基于此,建立如图6a的理想模型,在模型上加水平应力 σ_x 、 σ_y 和竖向应力 σ_z ,计算裂缝边缘的法向应力 S_z 分布规律。图中 a 为裂缝长度, b 为裂缝宽度,分别取 $a=2\text{ m}$, $b=1\text{ m}$,缝内液体压力 p 取 82 MPa ($k=1$,注入速度为 $0.01\text{ m}^3/\text{s}$),取 $\sigma_x=\sigma_y=\sigma_z=75\text{ MPa}$ 。裂缝边缘的法向应力 S_z 如图6b所示。在同等级缝内压力条件下,长边的法向应力大于短边的法向应力,故水力裂

缝会突破阻碍作用继续扩展。

为分析裂缝边缘法向应力受缝内压力 p 和竖向应力 σ_z 的影响,设置5组缝内压力值和7组竖向应力值,其他参数不变。分析方案如表2所示。计算结果如图6c和图6d所示。

表2 裂缝边缘应力分析计算参数
Table 2 Crack edge stress analysis program

方案	p	$\sigma_x=\sigma_y$	σ_z	长边 S_z	短边 S_z
缝内压力 p 变化	70	75	75	-158.347	-104.652
	75	75	75	-74.999	-75
	80	75	75	8.347	-45.348
	85	75	75	91.694	-15.696
	90	75	75	175.042	13.956
竖向应力 σ_z 变化	82	75	60	307.216	77.231
	82	75	65	218.706	40.325
	82	75	70	130.196	3.419
	82	75	75	41.143	-35.547
	82	75	80	-46.824	-70.393
	82	75	85	-136.006	-106.315
	82	75	90	-223.844	-144.205

在竖向应力 σ_z 一定而缝内压力 p 大于 75 MPa 时, p 增大则长短边之间的法向应力差值增大。同理,在 p 一定而 σ_z 小于 82 MPa 时,随着 σ_z 增加,长边与短边的差值减小。这说明 p 大于 σ_z 情况下, p 与 σ_z 的差值越大,长短边的应力差值越大。综上,裂缝的起裂和扩展压力与裂缝的几何形态有关,单独通过注入压力来定义起裂和扩展的相关压力不够准确。

5 实验验证及工程意义

以真三轴水力压裂实验来验证通过控制地应力状态实现水压裂缝穿透层理的目标。实验中压裂液添加绿色颜料便于判断压裂液走向。相关参数见表3,其中, σ_z 表示竖向主应力, σ_H 表示水平最大主应力,

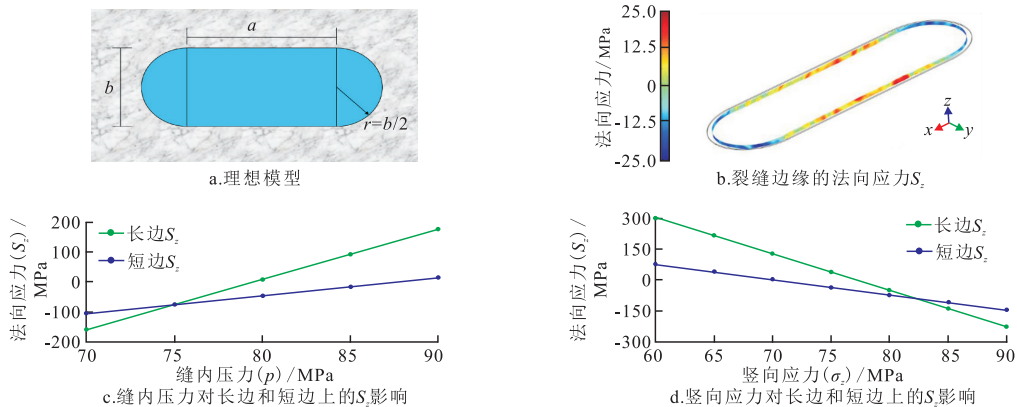


图6 裂缝边缘应力分析模型及结果

Fig. 6 Crack edge stress analysis model and results

表3 真三轴水力压裂物理模拟实验参数
Table 3 Physics simulation experimental parameters of true triaxial hydraulic fracturing

试样编号	$\sigma_1/$ MPa	$\sigma_H/$ MPa	$\sigma_h/$ MPa	排量/ (mL·min ⁻¹)	黏度/ (mPa·s)
Y-3-8	25	10	10	10	33.5

σ_h 表示水平最小主应力。

压裂前各面天然裂缝情况如图7a所示,岩样存在水平节理。图7b为注入绿色压裂液形成的主裂缝面展开图,发现两侧主裂缝面均有绿色。图7c为右侧主裂缝面局部展示图,绿色压裂液直接穿过层理处裂缝。图7d为打开层理处裂缝展开图,可以发现水力裂缝没有沿着层理面扩展,而是直接穿过层理面。综上,可以发现水力裂缝沿着垂直于最小水平主应力方向扩展,受竖向主应力影响较大,水力裂缝扩展至层理时,直接贯穿层理,而非沿着层理面扩展,进而实现了通过控制地应力状态实现水压裂缝穿透层理的目标。

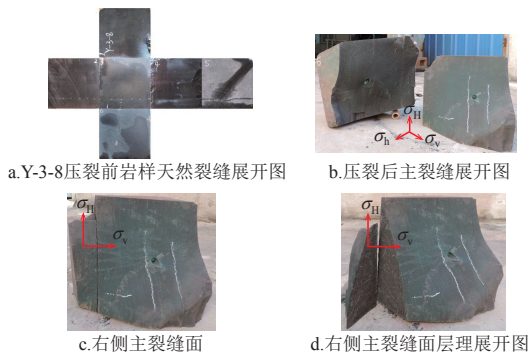


图7 压裂前后试样

Fig. 7 Samples before and after fracturing

水力裂缝的缝高控制对于实际压裂工程至关重要。一般在页岩气开采过程中,必须使裂缝控制在产气区域,使裂缝尖端扩展到地层弱面时停止延伸,以控制裂缝高度。因为延伸的裂缝若突破地层弱面会导致含水层流入,严重影响天然气的开采。当然,穿层压裂也是实际压裂工程的常用手段,比如夹层砂岩和泥岩中的水力压裂,裂缝必须穿过泥岩地层,垂直连接孤立的含气层,通过这些裂缝进入井中,达到采集油气目的^[31-33]。因此,裂缝扩展受应力比值和阻碍等影响的研究成果无疑会给这些压裂目标和手段提供理论指导。

6 结论

1) 三维状态下,水力裂缝到达正交节理相交处

时会受到阻碍作用。当裂缝突破阻碍后,裂缝延伸方向受 k 值影响较大。当 k 为0.8和1.0时,裂缝贯穿水平节理继续沿着原方向扩展延伸,但当 k 为1.2时,裂缝将会转向到垂直原来的方向扩展。

2) 水力裂缝的最大宽度和缝内压力都受到 k 值影响。当 k 为1.0时,裂缝最大宽度趋于稳定,裂缝内压力也基本保持不变;当 k 为1.2时,裂缝突破相交面的阻碍后,水力裂缝转向水平节理扩展,裂缝的最大宽度下降,缝内压力也产生突降,但随后逐步保持稳定。

3) 剪应力是导致节理相交处阻碍作用的主要因素,使相交节理面产生滑移,水力裂缝尖端发生钝化,阻碍裂缝扩展。

4) 借助真三轴水力压裂,验证了控制 k 值能实现对水平层理贯穿的结论。因此,可以通过控制地应力状态来实现水力裂缝遭遇正交节理时的穿层或者转向。

参考文献

- [1] 湛小红. 涪陵页岩气田合理配产方法对比优选研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(1): 67-71.
ZHAN X H. Comparative optimization of reasonable production allocation methods in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(1): 67-71.
- [2] 梅丹, 胡勇, 王倩. 裂缝对气藏储层渗透率及气井产能的贡献[J]. 石油实验地质, 2019, 41(5): 769-772.
MEI D, HU Y, WANG Q. Experimental study on fracture contribution to gas reservoir permeability and well capacity[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 769-772.
- [3] 黄晓凯. 复杂构造页岩气井压裂影响因素及工艺优化研究[J]. 海洋石油, 2019, 39(2): 40-45.
HUANG X K. Study on fracturing influencing factors and technological optimization of shale gas wells with complex structures[J]. Offshore Oil, 2019, 39(2): 40-45.
- [4] 刘伟. 涪陵页岩气水平井高效压裂技术及应用[J]. 海洋石油, 2019, 39(1): 28-34.
LIU W. Efficient fracturing technology and application for horizontal well of shale gas in Fuling[J]. Offshore Oil, 2019, 39(1): 28-34.
- [5] 金衍, 程万, 陈勉. 页岩气储层压裂数值模拟技术研究进展[J]. 力学与实践, 2016, 38(1): 1-9.
JIN Y, CHENG W, CHEN M. A review of numerical simulations of hydro-fracturing in shale gas reservoir[J]. Mechanics in Engineering, 2016, 38(1): 1-9.
- [6] 付盼, 田中兰, 李军, 等. 页岩气水平井压裂地层滑移致套损模拟试验研究[J]. 石油机械, 2019, 47(3): 61-67.
FU P, TIAN Z L, LI J, et al. Physical simulation experiment on casing damage caused by stratigraphic slip in shale gas horizontal well fracturing[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(3): 61-67.

- [7] 杨文波,常云超,邱小庆.东胜气田致密气藏混合水体积压裂技术研究与应用[J].石油地质与工程,2018,32(3):101-104.
YANG W B, CHANG Y C, QIU X Q. Research and application of mixed water volume fracturing technology in tight gas reservoir in Dongsheng gas field[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(3): 101-104.
- [8] 郑永香,刘建军.注水条件下近裂缝带的地应力演化规律[J].大庆石油地质与开发,2020,39(1):62-73.
ZHENG Y X, LIU J J. Analysis of the earth-stress evolution law near the fracture belt under the condition of water injection[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(1): 62-73.
- [9] GUO T K, ZHANG S C, QU Z Q, et al. Experimental study of hydraulic fracturing for shale by stimulated reservoir volume[J]. Fuel, 2014, 128: 373-380.
- [10] TAN P, JIN Y, HAN K, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation[J]. Fuel, 2017, 206: 482-493.
- [11] 刘海龙,张磊,谢涛,等.定向射孔水力压裂起裂压力研究[J].石油机械,2018,46(9):63-68.
LIU H L, ZHANG L, XIE T, et al. Study on hydraulic fracturing initiation pressure of oriented perforating[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(9): 63-68.
- [12] XU D, HU R L, GAO W, et al. Effects of laminated structure on hydraulic fracture propagation in shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 573-579.
- [13] SUN K M, ZHANG S C, XIN L W. Impacts of bedding directions of shale gas reservoirs on hydraulically induced crack propagation[J]. Natural Gas Industry B, 2016, 3(2): 139-145.
- [14] WANG X L, SHI F, LIU H, et al. Numerical simulation of hydraulic fracturing in orthotropic formation based on the extended finite element method[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 33: 56-69.
- [15] 侯冰,陈勉,张保卫,等.裂缝性页岩储层多级水力裂缝扩展规律研究[J].岩土工程学报,2015,36(11):2149-2152.
HOU B, CHEN M, ZHANG B W, et al. Propagation of multiple hydraulic fractures in fractured shale reservoir[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2015, 36(11): 2149-2152.
- [16] ZHANG X, JEFFREY R G, THIERCELIN M. Deflection and propagation of fluid-driven fractures at frictional bedding interfaces: A numerical investigation[J]. Journal of Structural Geology, 2007, 29(3): 396-410.
- [17] 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, 1988, 25(3): 107-116.
- [18] 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, 1988, 25(3): 117-125.
- [19] MCLENNAN J D, TRAN D T, ZHAO N, et al. Modeling of fluid invasion and hydraulic fracture propagation in naturally fractured rock: A three-dimensional approach[C]// paper SPE-127888-MS presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 10- 12 February 2010, Lafayette, Louisiana, USA.
- [20] HAMIDI F, MORTAZAVI A. Three dimensional modeling of hydraulic fracturing process in oil reservoirs[C]// paper ARMA-2012- 283 presented at the 46th U.S. Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium, 24- 27 June 2012, Chicago, Illinois, USA.
- [21] NAGEL N B, GIL I, SANCHEZ-NAGEL M, et al. Simulating hydraulic fracturing in real fractured rocks- overcoming the limits of pseudo 3D models[C]// paper SPE- 140480- MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Conference and Exhibition, 24-26 January 2011, Woodlands, Texas, USA.
- [22] ZHENG Y X, LIU J J, LEI Y, et al. The propagation behavior of hydraulic fracture in rock mass with cemented joints[J]. Geofluids, 2019, 2019: 1-15.
- [23] ZHANG F, NAGEL N, LEE B, et al. Fracture network connectivity-a key to hydraulic fracturing effectiveness and microseismicity generation[C]// paper ISRM-ICHF-2013-053 presented at the ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing, 20-22 May 2013, Brisbane, Australia.
- [24] 杨建,刘露,卜淘.川西低渗致密气藏水平井开发动态差异性分析[J].石油地质与工程,2018,32(5):79-81.
YANG J, LIU L, BU T. Dynamic difference analysis of horizontal well development in low permeability and tight gas reservoirs in western Sichuan[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2018, 32(5): 79-81.
- [25] 程超,林海宇,蒋裕强,等.川南龙马溪组含气页岩热导率实验研究[J].石油实验地质,2019,41(2):289-294.
CHENG C, LIN H Y, JIANG Y Q, et al. Thermal conductivity of gas-bearing shale of the Longmaxi Formation in the southern Sichuan[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(2): 289-294.
- [26] 朱志芳.川东南地区页岩气常压储层措施工艺技术探讨[J].海洋石油,2019,39(1):45-48.
ZHU Z F. Discussion on process technology of shale gas normal pressure reservoir measures in Southeast Sichuan[J]. Offshore Oil, 2019, 39(1): 45-48.
- [27] 张然,李根生,赵志红,等.压裂中水力裂缝穿过天然裂缝判断准则[J].岩土工程学报,2014,36(3):585-588.
ZHANG R, LI G S, ZHAO Z H, et al. New criteria for hydraulic fracture crossing natural fractures[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(3): 585-588.
- [28] 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.
LIU X J, DING Y, LUO P Y, et al. Influence of natural fracture on hydraulic fracture propagation[J]. Special Oil & Gas

- Reservoirs, 2018, 25(2): 148.
- [29] 孙博, 薛世峰, 周博. 水力裂缝与天然裂缝相互作用与影响[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(36): 13-19.
SUN B, XUE S F, ZHOU B. The interaction between hydraulic fracture and natural fracture and influencing factors[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(36): 13-19.
- [30] 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): 320-334.
LIU S, HE H, ZHAO Q Y, et al. Staggered extension of hydraulic fractures and natural fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 320-334.
- [31] GUO J C, LUO B, LU C, et al. Numerical investigation of hydraulic fracture propagation in a layered reservoir using the cohesive zone method[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2017, 186: 195-207.
- [32] XING P, BUNGER A, YOSHIOKA K, et al. Experimental study of hydraulic fracture containment in layered reservoirs[C]// paper ARMA-2016-049 presented at the 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 26-29 June 2016, Houston, Texas, USA.
- [33] WENG X W, CHUPRAKOV D, KRESSE O, et al. Hydraulic fracture-height containment by permeable weak bedding interfaces[J]. Geophysics, 2018, 83(3): 137-152.

(编辑 王隽)

(上接第54页)

- JIAO F Z. Theoretical insights, core technologies and practices concerning "volume development" of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 1-14.
- [12] 耿尊博. 大斜度井与水平井孔隙度测井曲线校正技术研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2011.
GENG Z B. Research on correction technique of porosity logging curves in high angle deviated wells and horizontal wells [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2011.
- [13] HORNBY B E, HOWIEZ J M, INCE D W. Anisotropy correction for deviated-well sonic logs: Application to seismic well tie[J]. Geophysics, 2003, 68(2): 464-471.
- [14] 乔悦东, 孙建孟, 耿尊博. 斜井泥岩声波速度各向异性校正新方法研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(5): 104-108.
QIAO Y D, SUN J M, GENG Z B. New methods of shale acoustic velocity anisotropy correction in deviated wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(5): 104-108.
- [15] 刘劲歌, 樊洪海, 沙昱良, 等. 斜井测井声波检测孔隙压力校正方法研究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(1): 25-28.
LIU J G, FAN H H, SHA Y L, et al. Research on pore pressure detection using deviated well acoustic waves[J]. Drilling and Production Technology, 2015, 38(1): 25-28.
- [16] 时建超, 屈雪峰, 雷启鸿, 等. 致密油水平井声波时差测井影响因素分析及测井响应特征研究——以鄂尔多斯盆地陇东地区长7储层为例[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2017, 47(4): 585-592.
SHI J C, QU X F, LEI Q H, et al. The influencing factors and response characteristics of acoustic time logging in tight oil horizontal well: A case study of Chang 7 reservoir in logging area of Ordos Basin[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2017, 47(4): 585-592.
- [17] 董大忠, 施振生, 管全中, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 67-76.
DONG D Z, SHI Z S, GUANG Q Z, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [18] 汪虎, 何治亮, 张永贵, 等. 四川盆地海相页岩储层微裂缝类型及其对储层物性影响[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 41-49.
WANG H, HE Z L, ZHANG Y G, et al. Microfracture types of marine shale reservoir of Sichuan Basin and its influence on reservoir property[J]. Oil and Gas Geology, 2019, 40(1): 41-49.
- [19] 段茜, 刘向君. 实验室尺度下气水两相裂缝型介质的弹性波速度的数值模拟分析[J]. 石油物探, 2017, 56(3): 338-348.
DUAN X, LIU X J. Numerical simulation of elastic wave velocity in gas-water two-phase rock from fractured model[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2017, 56(3): 338-348.
- [20] 李贤胜, 刘向君, 熊健, 等. 层理对页岩纵波特性的影响[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(3): 152-160.
LI X S, LIU X J, XIONG J, et al. Influence of bedding on compressional wave characteristics of shales[J]. Lithologic Reservoir, 2019, 31(3): 152-160.
- [21] 陈乔, 徐烽淋, 程亮, 等. 基于黏弹性介质波动理论的页岩超声数值模拟[J]. 天然气工业, 2019, 39(6): 63-70.
CHEN Q, XUN F L, CHENG L, et al. Shale ultrasonic numerical simulation based on the viscoelastic medium wave theory[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(6): 63-70.

(编辑 柳超超)