

裂隙岩体同步压裂干扰机制的数值模拟研究*

李旺^{1,2}, 唐春安^{1,2}, 李连崇^{2,3}

(1.大连理工大学 海岸和近海工程国家重点实验室,辽宁 大连 116024;2.大连理工大学 岩石破裂与失稳研究中心,辽宁 大连 116024;3.东北大学 资源与土木工程学院,沈阳 110819)

摘要:为认清裂隙岩体中同步压裂的应力扰动规律,指导页岩气储层压裂的优化设计,应用基于有限元的 RFPA^{2D}-Flow 软件,首先对配对井相同压裂段间裂缝静、动态诱导应力扰动机制进行研究,随后研究了天然裂缝对水力裂缝的影响机制,并对裂隙岩体的同步压裂进行模拟。结果表明,相向延伸水力裂缝的诱导应力相互叠加,其对地应力场产生的扰动作用相对单井裂缝更加明显。水平主应力差较小时,配对井相同压裂段裂缝在相向延伸过程中相互吸引的趋势越明显,分支缝越多;小主应力差、小逼近角且高脆性矿物充填的天然裂缝更易使水力裂缝转向;对于非完全充填雁列式裂缝型储层,大主应力方位与天然裂缝呈 30°至 60°夹角时,天然裂缝起裂及失稳压力适中,可有效降低施工难度,同时该角度范围也利于一定数量的分支缝形成。同步压裂技术可对目标储层实现充分改造,具有良好应用前景。

关键词:应力干扰;同步压裂;裂隙岩体;诱导应力;双水平井

中图分类号:TE371

文献标识码:A

文章编号:1673-0836(2018)03-0719-10

Numerical Simulation Research on the Perturbation Mechanism of Simultaneous Fracturing in Jointed Rock Masses

Li Wang^{1,2}, Tang Chun'an^{1,2}, Li Lianchong^{2,3}

(1. State Key Laboratory of Coastal and Offshore Engineering, Dalian University of Technology, Dalian, Liaoning 116024, P.R. China; 2. Center for Rock Instability and Seismicity Research, Dalian University of Technology, Dalian, Liaoning 116024, P.R. China; 3. School of Resources & Civil Engineering, Northeastern University, Shenyang 110819, P.R. China)

Abstract: In order to get a clear understanding of the stress interference rule of simultaneous fracturing in jointed rock masses, and to guide the optimal design of shale fracturing, a numerical simulation by RFPA2D-Flow (Rock Failure Progress Analysis-Flow) based on FEM is carried out to study the mechanism of induced stress perturbation in the same fracturing stage of adjacent horizontal wells firstly. Then the impact mechanism of natural fracture to hydraulic fracture is studied, and the simultaneous fracturing in jointed rock masses is simulated finally. The calculated results indicate that when fractures extend towards each other, the induced stress overlaps, the interference to the original stress field is stronger than a single fracture. If the horizontal principal stress difference is small, fractures in the same stage of adjacent horizontal wells more like to attach each other. The small principal stress difference, small approaching angle and high brittleness filling material are conducive to the appearance of crack direction change; As to unfilled natural fractures in en-echelon arrangement, if the angle between nature fracture and the direction of maximum principal stress is between 30° and 60°, the initiation and instability pressure

* 收稿日期:2017-09-23(修改稿)

作者简介:李旺(1990-),男,河北定州人,硕士,主要从事油气田水力压裂领域的科研工作。

E-mail:liwangdlut@foxmail.com

基金项目:国家科技重大专项渤海湾济阳拗陷致密油开发示范工程(2017ZX05072);国家重点基础研究发展计划(973)项目(2014CB047100)

is moderate, which can effectively reduce the construction difficulty. meanwhile the range of angles are advantageous to the appearance of branching cracks. Simultaneous fracturing can obtain an efficient reconstruction to the reservoir, which has a good application prospect.

Keywords: stress perturbation; simultaneous fracturing; jointed rock masses; induced stress; double horizontal wells

0 引言

近年来,美国的超低渗透储层的非常规天然气开发取得突破性进展,产能有较大幅度的提升。通常储层中天然裂缝的发育状态很难实现自然产能,储层整体渗透率较低^[1]。微地震监测及产能对比表明,水力裂缝的网状延伸模式可使改造体积(stimulated reservoir volume, SRV)最大化,产能提升效果显著。为提升改造体积,逐步发展了分步分段压裂和多水平井同步压裂^[2]等多种体积压裂技术。实践证明,同步压裂过程中配对井间干扰可大幅改变应力场,促进网状裂缝的形成,实现改造体积和产能的提升。

针对同步压裂干扰机理,国内外学者已有较多研究。缝间诱导应力对应力场的改变是同步压裂技术的关键所在。Warpinski 等^[3-4]通过建立单缝平面模型,求得缝周边诱导应力的解析解,为后续研究奠定了理论基础。Yew 等^[5]和 Olson^[6]的研究表明,多裂缝同时传播的动态过程中,错动裂缝的缝尖会相互吸引。赵金洲等^[7]建立模型分析了天然裂缝对复杂缝网的影响,结果表明优选天然裂缝发育、地应力差较小的储层是形成缝网的充分条件。任岚等^[8]以长庆油田陇东地区的双水平井阳平1井和阳平2井为试验井开展矿场试验,结果表明,同步压裂工艺使两试验井的产能分别提升了9.4和7.8倍。陈守雨等^[9]探讨了多井同步压裂井间裂缝网络连通机理,对井间变应力压裂原理进行了分析,并从实例角度给出了多井同步体积压裂的实现方法。现场应用表明,同步压裂能够大幅度提高配对井初始产量和最终采收率。

本文应用基于有限元的 RFPA^{2D}-Flow 软件^[10],从细观力学角度出发,考虑岩石材料的非均匀性,对配对井相同压裂段间裂缝静态应力扰动规律进行研究,并进一步分析了其动态干扰机制。同时结合天然裂缝对水力裂缝的干扰规律,对裂隙岩体的同步压裂进行模拟,以期压裂的设计和施工

提供些许参考。

1 同步压裂力学机理

同步压裂是指在相邻的两口或多口水平井之间,在相同时刻,通过多套压裂机组对几口水平井的某一段进行同时压裂施工作业的工艺技术方法^[11]。压裂过程中,配对井间压裂主缝相向延伸,诱导应力干扰作用增强,邻井间天然裂缝逐渐开启并形成网络,从而增加了裂缝与基质的接触面积,为储层流体提供立体式的高速流动通道^[12],实现抽采效率的显著提升。

同步压裂井的井眼轨迹方位通常与最小水平主应力一致,并且处于相同的水平位置,各水平段的每一级压裂同时进行,压裂顺序从水平段的趾端到跟端,缝间的干扰也主要集中在缝尖端附近区域。随后有学者提出了错动式布井方法,即配对井的各压裂段在最小水平主应力方向上有一定的错动距离。该布局不仅可以利用缝梢的张性区域,还能够利用裂缝之间的张性区域,增大诱导裂缝密度。目前应用较为广泛的是交错式布井方式。传统及交错式布井对比如图1所示。

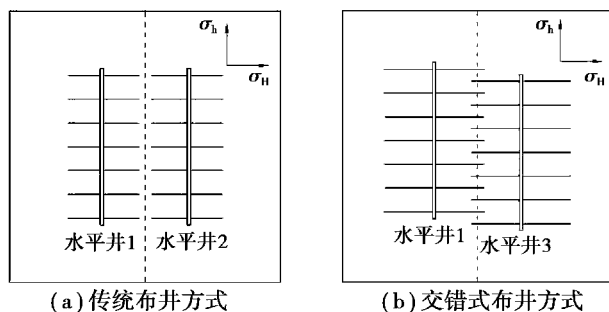


图1 同步压裂布井方式

Fig. 1 Fracture placement in simultaneous fracturing

1.1 同步压裂过程中应力场分析

在压裂过程中,水力裂缝会在自己周边产生诱导应力。应用如图2(a)所示基于弹性理论的计算模型,单裂缝周边诱导应力场解析解^[3-4]见式(1)~(3)。

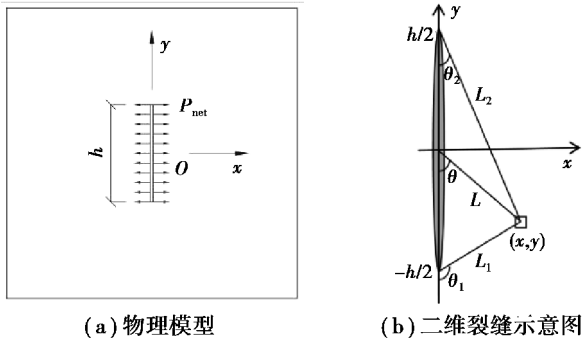


图 2 物理模型和二维裂隙示意图

Fig. 2 Physical model and the schematic of 2D fracture

$$\Delta\sigma_x = P_{\text{net}} \left[1 - \frac{\bar{L}}{\sqrt{\bar{L}_1 \bar{L}_2}} \cos\left(\theta - \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}\right) - \frac{\bar{L}}{(\bar{L}_1 \bar{L}_2)^{\frac{3}{2}}} \sin\theta \sin\left(\frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2)\right) \right] \quad (1)$$

$$\Delta\sigma_y = P_{\text{net}} \left[1 - \frac{\bar{L}}{\sqrt{\bar{L}_1 \bar{L}_2}} \cos\left(\theta - \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}\right) + \frac{\bar{L}}{(\bar{L}_1 \bar{L}_2)^{\frac{3}{2}}} \sin\theta \sin\left(\frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2)\right) \right] \quad (2)$$

式中:

$$\left. \begin{aligned} \theta &= \arctan\left(-\frac{\bar{x}}{\bar{y}}\right), \\ \theta_1 &= \arctan\left(-\frac{\bar{x}}{1 + \bar{y}}\right), \\ \theta_2 &= \arctan\left(-\frac{\bar{x}}{1 - \bar{y}}\right), \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

式中: $\bar{x}, \bar{y}, \bar{L}, \bar{L}_1, \bar{L}_2$ 为图 2(b) 中所示坐标用缝高的一半 $h/2$ 无量纲化的结果。

水力裂缝附近垂直和平行裂缝方向上诱导应力存在差异性,垂直于裂缝方向的诱导应力相对平行裂缝方向上要大。通常由诱导应力差来评价应力干扰程度的差异性,诱导应力差越大,干扰程度越强^[8]。较单一裂缝,多裂缝作用下,应力扰动相互叠加,缝间干扰作用增强。基于此,对配对井相同压裂段间相向延伸裂缝的诱导应力场进行分析。应用 RFPA 软件建立如图 3 所示模型,两裂缝距离为 30 m,配对井距为 60 m,缝半长为 37.5 m,最大水平主应力为 45 MPa,最小水平主应力为 40 MPa,缝内水压为 55 MPa。

沿图 3 中 A—A' 截面提取垂直和平行裂缝表面的诱导应力差于图 4。分别假定应力叠加扰动区诱导应力差只受水力裂缝 I 的作用和受裂缝 I

和 II 的共同作用。可见,单裂缝的诱导应力作用强度有限,诱导应力差仅在裂缝 I 表面 2.2 m 至 17 m 的局部范围超出原始地应力差(5 MPa),实现了应力反转。紧邻裂缝表面部分区域仍存在“非转向条带”^[13],这不利于分支缝从主缝表面的起裂和延伸,对沟通已形成的应力反转区起阻碍作用,较难实现对利于缝网形成的高诱导应力差区域的充分利用。而双裂缝同时作用下的干扰程度更强,缝间区域的诱导应力差均比原始地应力差大,扩大了应力反转区的范围,避免了非转向条带的形成。相对于单裂缝,在到水力裂缝 I 相同距离的位置处的诱导应力差均有较大程度提高,更加有利于网状裂缝的形成。

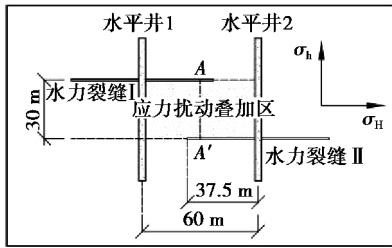


图 3 双水平井相同压裂段应力扰动叠加模型示意图

Fig. 3 The model of superimposed stress perturbation in the same fracturing stage of adjacent horizontal wells

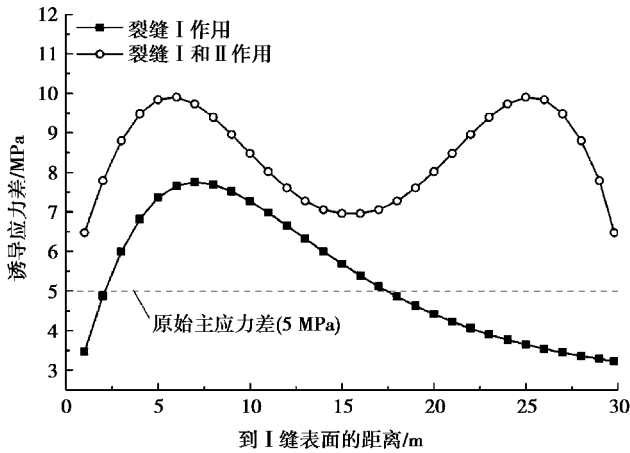


图 4 单裂缝和双裂缝在交叠区域诱导应力差对比

Fig. 4 Comparison of stress differences caused by single fracture and double fractures in cross area

1.2 储层天然裂缝破裂准则

同步压裂施工过程中,天然裂缝是形成复杂缝网的关键因素。水力裂缝激活的天然裂缝和弱面是分支缝的重要组成部分。利用同步压裂等体积改造技术产生的缝网,其表现形式不是单一的张开形破坏,而是剪切破坏以及错断、滑移等^[12]。

基于 Warpinski 准则^[14],天然裂缝发生张开破裂和剪切破裂时所对应的净压力可用式(4)和式

(5)计算。

$$P_{\text{net}} > \frac{\sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}}}{2} [1 - \cos(2\theta)] + \Delta P_{\text{nf}} \quad (4)$$

$$P_{\text{net}} > \frac{1}{K_{\text{f}}} \left\{ \tau_{\text{o}} + \frac{\sigma_{\text{H}} - \sigma_{\text{h}}}{2} [K_{\text{f}} - \sin(2\theta) - K_{\text{f}} \cos(2\theta)] \right\} \quad (5)$$

式中: P_{net} 为净压力; θ 为最大水平主应力与天然裂缝走向的夹角; ΔP_{nf} 为天然裂缝内的流体压降; K_{f} 为裂缝摩擦系数; τ_{o} 为裂缝的黏聚力。

对比二式可见,无论何种破裂方式,破裂过程所对应净压力均和水平主应力差值正相关,主应力差主要受诱导应力差影响,诱导应力差值越大,天然裂缝或弱面越容易开启,也更容易构建缝网系统。前文已分析得两裂缝交叉区域应力扰动叠加区干扰作用明显,相对单缝有更强的诱导应力差,使低水平主应力差储层范围扩大,这均对天然裂缝的张开起到了促进作用,储层改造体积和改造程度也同时得到显著提升。

2 相向延伸裂缝动态干扰机制研究

本章对配对井间相同压裂段裂缝的相向延伸过程进行模拟,重点研究不同水平主应力差作用下裂缝的延伸形态,以对实际压裂施工过程中主缝的走向进行预测。

2.1 模型介绍

计算模型如图 5 所示,尺寸 260 m×140 m,划分为 520×280 共 145 600 单元,受力状态为平面应变。模型中部沿最大水平主应力方向预制两条裂缝来模拟射孔,射孔间距 S 为 30 m,配对井间距 D 为 60 m。

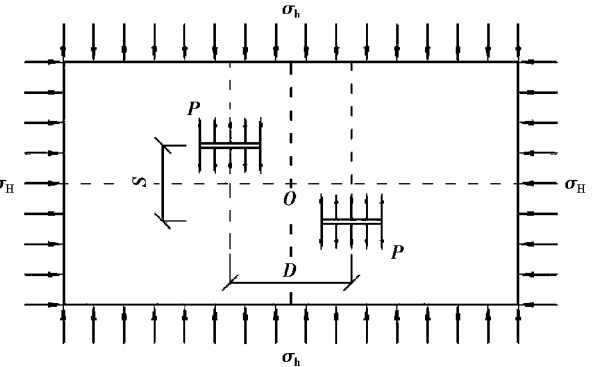


图 5 双水平井相同压裂段裂缝模型示意图
Fig. 5 The model of fractures in the same fracturing stage of adjacent horizontal wells

最小水平主应力 σ_{h} 为定值 40 MPa,3 组算例中最大水平主应力 σ_{H} 分别设为 41 MPa、45 MPa 和 50 MPa。缝内水压初始值 P 为 55 MPa,单步增

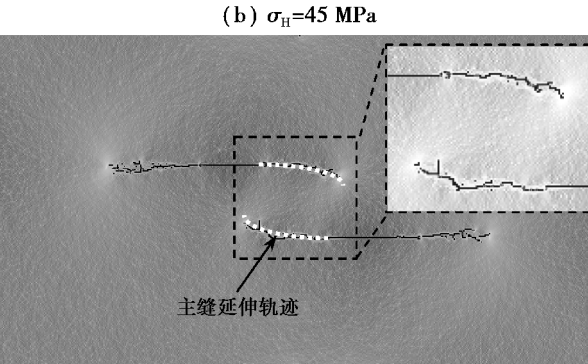
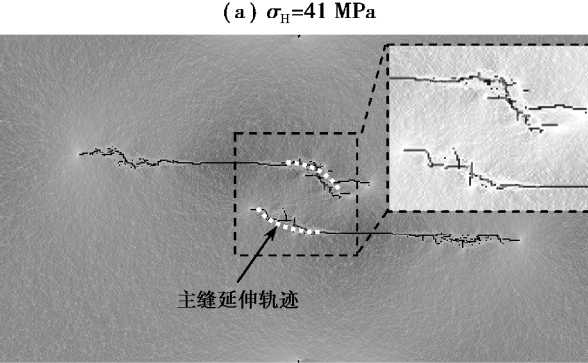
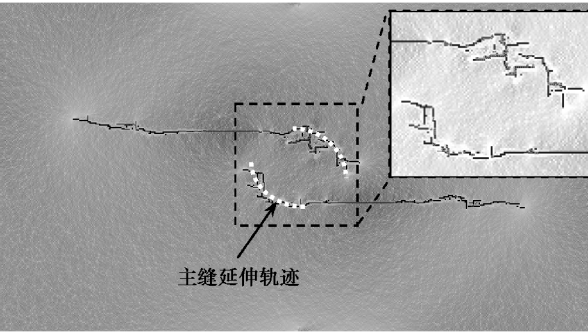
量为 0.1 MPa,共计算 100 步。数值模型的均值度系数 m 设为 3,模型力学参数及渗流参数见表 1。

表 1 数值模型力学参数及渗流参数
Table 1 Mechanical properties and percolation properties of material in numerical model

弹性模量 E/GPa	泊松比 ν	抗压强度 $\sigma_{\text{c}}/\text{MPa}$	压拉比	渗透系数 $K/(\text{m} \cdot \text{d}^{-1})$	孔压系数
25	0.22	160	15	0.000 1	0.001

2.2 计算结果分析

图 6 给出了不同水平主应力差下配对井间相向延伸裂缝的的干扰结果。该图显示,在相同的 σ_{h} 下,增大 σ_{H} 的量值,裂缝形态会出现明显的差异性。



(a) $\sigma_{\text{H}}=41 \text{ MPa}$
(b) $\sigma_{\text{H}}=45 \text{ MPa}$
(c) $\sigma_{\text{H}}=50 \text{ MPa}$
图 6 主应力差对裂缝形态的影响
Fig. 6 The influence of principal stress difference on fracture geometry

原始主应力差较小时(图 6(a)),随着裂缝的延伸缝尖相互靠近,受诱导应力影响,缝间区域主应力方向发生较大幅度的偏转,主缝沿原始小主应力方向(现大主应力方向)转向,且在周边形成较多分支缝,储层的改造效果显著提升。主应力差适中时(图 6(b)),邻井间的裂缝相向延伸,主缝相互吸引后逐渐回转为原始水平大主应力方向,整体转向的弧度适中。同外侧裂缝相比,交叉位置处的主缝产生了分支缝,这主要由于该区域应力场受缝周边诱导应力的影响而发生较大变化,应力的各向异性程度降低所致。主应力差较大时(图 6(c)),裂缝弯曲的弧度较小,两缝在扰动叠加区虽呈现相互吸引的趋势,但现象不明显,主缝周边未能形成分支缝,储层改造效果相对常规单井压裂未发生较大变化。

3 天然裂缝对水力裂缝的干扰

天然裂缝及层理发育是储层的重要特征,也是岩体区别于岩石的关键所在。包括多井同步压裂在内的多种体积压裂技术均要求储层中存在较发育的天然裂缝。受裂缝发育过程中历史地质条件的影响,天裂缝存在多种形态。裂缝形成后,外界物质侵入和地质构造挤压作用常使裂缝面之间形成具有一定强度和渗透率的充填层。根据裂缝中矿物的充填程度,一般分为无充填、半充填、局部充填和全充填等多种类型,充填及非充填天然裂缝对比如图 7 所示。

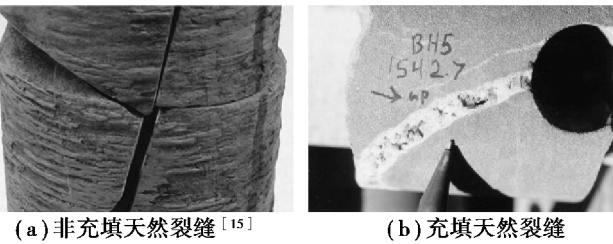


图 7 不同的天然裂缝类型

Fig. 7 Different types of natural fracture

3.1 充填天然裂缝对水力裂缝的干扰

3.1.1 干扰模式

通常认为,水力裂缝与充填天然裂缝交叉时会出现“横穿”、“转向”和“偏移”3 种破裂模式,如图 8 所示。

图 8(a)对应“横穿”破裂模式,水力裂缝与天然裂缝相交后,压裂液未能使天然裂缝发生膨胀,水力裂缝直接穿过天然裂缝,沿最大水平主应力方向继续扩展。图 8(b)为“转向”破裂模式,水力裂

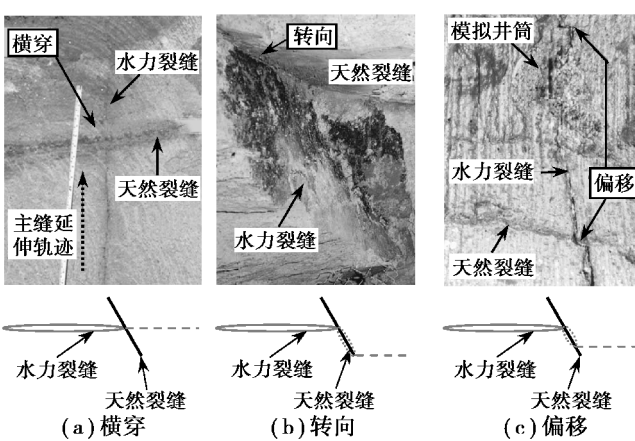


图 8 天然裂缝对水力裂缝的干扰模式^[16]

Fig. 8 The interference model to hydraulic fracture by natural fracture^[16]

缝相遇天然裂缝后,天然裂缝逐渐膨胀,充填胶结物粘结能力失效,水力裂缝沿天然裂缝延伸,随后在天然裂缝末端穿出,继续沿最大水平主应力方向延伸。图 8(c)为“偏移”破裂模式,水力裂缝与天然裂缝相遇后,沿天然裂缝延伸一段距离后即回转为水平大主应力方向,而非沿天然裂缝末端穿出。

3.1.2 数值模型

计算模型如图 9 所示,尺寸为 3 m×3 m,划分为 300×300 共 90 000 单元,最小水平主应力 σ_h 为定值 40 MPa,平面应变模型。天然裂缝长度 L' 为 0.6 m,规定最大水平主应力与天然裂缝的夹角为逼近角 α 。模型中心沿大主应力方向预制一条短裂缝来模拟射孔,缝内水压 P 初始值 25 MPa,单步增

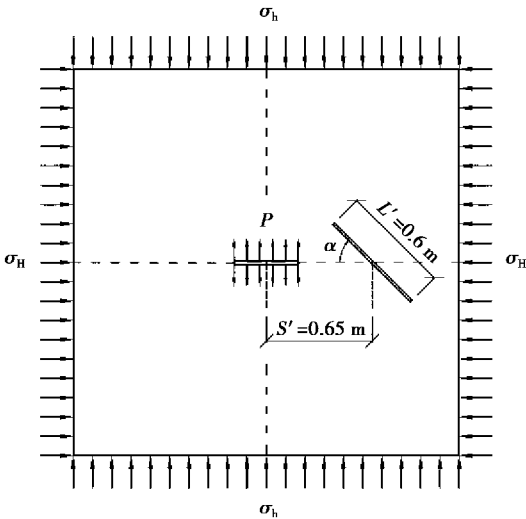


图 9 水力裂缝延伸遇充填天然裂缝模型示意图

Fig. 9 The model of hydraulic fracture intersecting filled natural fracture

量为 0.1 MPa,射孔中心与天然裂缝中心距离 S' 为 0.65 m。储层相关参数由表 1 提供,天然裂缝充填矿物强度取 25 MPa,渗透系数 K_f 为 0.01 m/d,孔压系数为 0.35。设置如下 13 组算例,各算例所对应的最大水平主应力、天然裂缝相关参数详见表 2。

表 2 边界条件及天然裂缝参数

Table 2 Boundary conditions and parameters of natural fracture				
编号	最大水平主应力 $\sigma_{\text{hmax}}/\text{MPa}$	逼近角 $\alpha/(\text{^\circ})$	弹模 E_f /GPa	泊松比 ν_f
Case1	41	45	1	0.33
Case2	43	45	1	0.33
Case3	45	45	1	0.33
Case4	47	45	1	0.33
Case5	43	20	1	0.33
Case6	43	70	1	0.33
Case7	43	90	1	0.33
Case8	43	45	1	0.18
Case9	43	45	1	0.22
Case10	43	45	1	0.44
Case11	43	45	0.5	0.33
Case12	43	45	5	0.33
Case13	43	45	9	0.33

3.1.3 主应力差的影响

对比 Case1~Case4 的计算结果于图 10,可发现水平主应力差的差异性对缝间的干扰模式有重要影响。主应力差为 1 MPa 时,水力裂缝与天然裂缝相交后,直接沿天然裂缝延伸,且在天然裂缝的末端转向大主应力方向,表现为“转向”模式;主应力差为 3 MPa 和 5 MPa 时,水力裂缝发生“偏移”;而当主应力差为 7 MPa 时,表现为“横穿”的干扰模式。说明随着主应力差的增大,水力裂缝倾向于穿过天然裂缝而直接沿大主应力方向延伸。因此,对于原始主应力差较大的储层,即使天然裂缝发育充分,也较难对水力裂缝的走向产生显著的影响。在压裂可行性考察时要充分结合当地的地应力条件,原始主应力差较小是在裂隙储层实施同步压裂的重要前提。

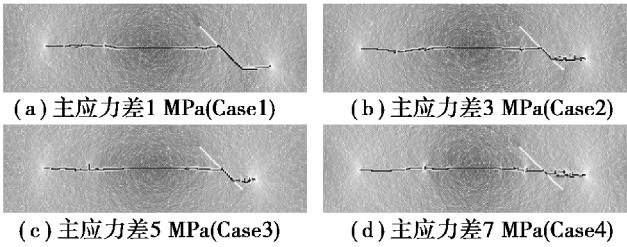


图 10 主应力差对水力裂缝延伸的影响

Fig. 10 The influence of principal stress difference on hydraulic fracture propagation

3.1.4 水力裂缝与天然裂缝交角的影响

图 11 展示了 Case2、Case5~Case7 的计算结果,逼近角 α 为 20° 时,水力裂缝从天然裂缝末端穿出; α 角为 45° 时,水力裂缝与天然裂缝相遇后,发生“偏移”; α 角为 70° 和 90° 时,则直接“横穿”天然裂缝。可见在相同的主应力差下,逼近角 α 角越大,水力裂缝越容易穿过天然裂缝而直接沿水平大主应力方向延伸; α 角越小,天然裂缝的干扰作用也越强。因此在实际的压裂施工中,水力裂缝的走向也随之具有选择性,即使是发育程度相当的裂缝性储层,改造效果也可能差别很大。多井同步压裂可影响地应力场,并进一步通过改变主应力方位来影响水力裂缝的延伸方向,相应的压裂设计也应充分结合主应力方向以及天然裂缝的倾向及倾角,以构造合适的地应力条件促进天然裂缝张开。

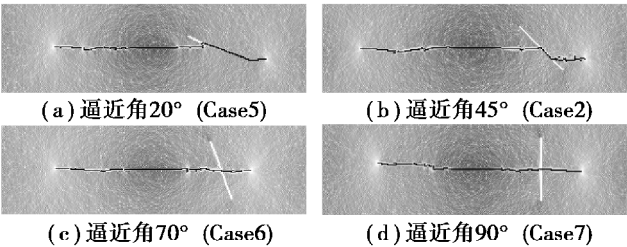


图 11 水力裂缝与天然裂缝交角的影响

Fig. 11 The influence of crossing angle between natural fracture and hydraulic fracture

3.1.5 充填矿物脆性的影响

脆性是岩石(特别是深部岩石)的一种非常重要的性质,可显著影响井壁稳定性及水力裂缝的起裂方式及延伸路径,是评价储层力学特性及预测压裂改造效果的关键参数^[17]。相应脆性评价指标的合理选用一直受到国内外学者的广泛关注,人们也根据不同的目的和评价对象建立了不同的脆性分析指标。

Rickman 等^[18]根据对北美地区 Barnett 页岩储层的研究,提出了“脆性指数(BRIT)”的数学计算

公式,该指标融合了泊松比和弹性模量的双重含义。通常弹性模量越大,泊松比越小,岩石的脆性特征越明显,脆性指数越大。相关研究也表明,针对同一地区经历过相同地质作用的岩石,脆性与石英等硅质矿物和碳酸盐矿物所占的比例密切相关,该类脆性矿物含量越高,脆性程度越高。

充填物和储层基质脆性程度的差异性能直接影响水力裂缝的走向。本节分别对比了充填矿物的泊松比和弹性模量对干扰程度的影响。Case8、Case9、Case2、Case10 中充填矿物泊松比依次增大,对比图 12(a)~(d)中破坏模式发现,高泊松比充填物对水力裂缝的“横穿”有促进作用,与天然裂缝交叉后,其扩展方向并未发生明显变化,沿天然裂缝延伸有限长度即回转为大主应力方向

(Case10);而充填物泊松比较小时(Case8、Case9),水力裂缝多沿天然裂缝末端穿出。Case11、Case2、Case12、Case13 为充填物弹性模量依次增强的 4 组模型,因充填物弹模通常相对储层基质要小,对比计算中弹性模量均选取 10 GPa 以下量值。图 12(e)~(h)中结果对比显示,4 组算例均表现为“偏移”模式,虽充填物弹模较高的 Case13 中水力裂缝“偏移”的距离相对其他算例略长,但整体规律性不够明显。为避免非均匀性的干扰,对上述 4 组算例建立均匀模型进行计算,由图 12(i)~(l)对比可见,低弹模矿物充填时(Case11、Case2),水力裂缝沿天然裂缝延伸距离较短;Case12 和 Case13 中充填物弹模较高,天然裂缝则张开更长的距离,甚至 Case13 中水力裂缝从天然裂缝末端穿出。

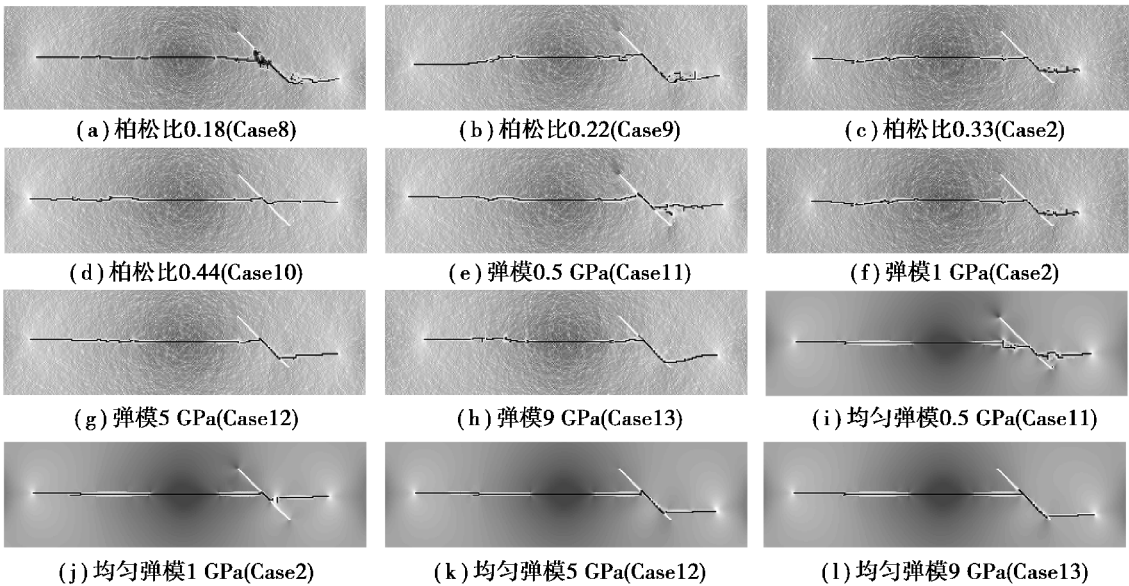


图 12 充填物弹模及泊松比的影响

Fig. 12 The influence of elastic modulus and poisson's ratio of filling materials

由以上结果可合理推断,充填胶结物和储层基质脆性程度的差异性会直接影响水力裂缝的走向,高弹性模量和低泊松比的充填物可提升天然裂缝对水力裂缝的干扰效果。因此,对于石英硅质含量较高、且碳酸盐等脆性矿物填充的裂缝储层更易形成复杂缝网,改造效果明显。黏土矿物含量较高的页岩或者缺少硅质和碳酸盐岩夹层的储集层欲利用同步压裂技术来实现缝网难度较大。

3.2 方位角对未充填雁列式裂缝延伸的影响

除完全充填裂缝外,储层中通常还存在部分裂缝未充填或仅局部充填,该现象在剪切型天然裂缝中较为常见^[19]。对于非完全充填裂缝,裂缝本身的渗透性相对较强,但受裂缝密度及缝间连通性的

影响,储层整体渗透率却多不能满足开采要求。改造过程中,压裂液最先侵入非完全充填缝,随着孔隙流体压力的增加,裂缝逐渐张开并延伸贯通,以实现储层渗透性能的整体提升。

天然裂缝的存在多种相对位置,其中,雁列式排列是构造裂缝较常见的分布方式^[20]。受地质构造的影响,雁列式裂缝的方位角存在差异性,这势必会对压裂的效果产生影响。本节将研究不同方位角下雁列式排列的双裂缝的破裂模式。

3.2.1 数值模型

模型如图 13,两缝呈雁列式排列,最小水平主应力 40 MPa,最大水平主应力 43 MPa,定义天然裂缝与水平大主应力方向的夹角为方位角 β ,储层

相关参数由表 1 提供。为增加可比性,两裂缝的内侧缝尖在大小水平主应力上的距离保持 0.5 m 不变,通过调整裂缝与水平大主应力方向的倾角来进行对比分析。 β 角由 0° 到 75° 间隔 15° 共设置 6 组算例。天然裂缝内水压 P 初始值 45 MPa,单步增量 0.1 MPa。

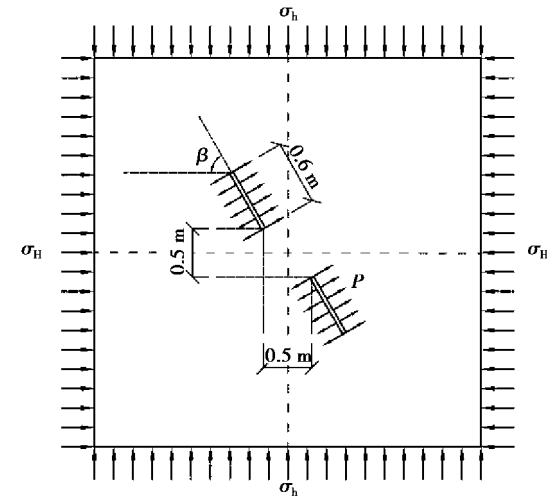


图 13 非充填雁列式裂缝模型示意图
Fig. 13 The model of unfilled natural fractures in en-echelon arrangement

3.2.2 计算结果

计算结果如图 14 所示,为便于观察,将模型中心区域局部放大。对比显示, β 角较小 ($0^\circ \sim 30^\circ$) 时,天然裂缝均沿水平大主应力方向起裂,缝尖靠近后逐渐向对面的裂缝偏转。裂缝形态多为单一主缝,较少有分支缝的形成。 β 角较大 ($45^\circ \sim 75^\circ$) 时,且随着 β 角的增大,起裂方位逐渐偏向裂缝原始走向(图 14(f)),而并非水平大主应力方向。裂缝延伸

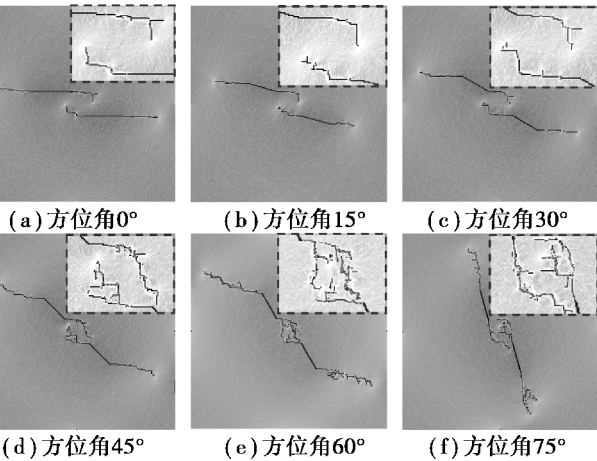


图 14 方位角对未充填雁列式裂缝延伸的影响

Fig. 14 The influence of azimuth angle on the propagation of unfilled en-echelon natural fractures

过程中出现了较多的分支缝,两缝之间区域分割明显,初步形成缝网,增透效果较好,储层的改造程度和改造范围均得到较大程度提升。

裂缝在延伸过程中通常存在应力积累、稳定扩展和失稳扩展 3 个阶段,不同的破裂阶段对应声发射规律也不尽相同。提取破坏模式差异较大的 0° 、 45° 和 60° 方位角模型的累计声发射曲线于图 15,可发现当雁列式裂缝的方位角不同时,累计声发射曲线的增长模式会有较大差异。

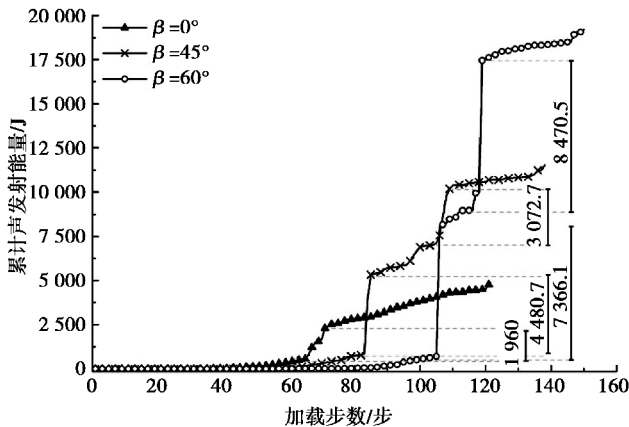


图 15 累计声发射曲线

Fig. 15 The accumulated AE curve

β 角为 0° 时,裂缝延伸的阶段性的不明显,无典型的累计声发射突变,仅在 65 至 70 步存在较平缓的增长段,累计声发射增长量为 1 960 J。整个压裂过程中的声发射总量较少,岩石呈渐进式破坏模式,无明显的脆性特征。 β 角为 45° 时,累计声发射曲线为阶梯形,在第 83 步和 107 步附近出现了大量的声发射,分别为 4 480.7 J 和 3 072.7 J,这是前期积累的弹性能瞬间释放的结果。水力裂缝的扩展主要集中在出现大量声发射几个关键计算步,脆性破坏表征显著。当 β 角为 60° 时,该特征更加突出,分别在第 105 步和第 118 步附近出现阶段性累计声发射急剧增长现象,两次增量分别为 7 366.1 J 和 8 470.5 J,相对其他算例明显要大,表现为崩溃性脆性破坏模式。

分别提取裂缝起裂和失稳(若出现多次急剧破坏过程,则选取首次急剧破坏为失稳阶段)所对应的缝内流体压力及失稳过程释放的声发射能量于图 16。可见,随着 β 角的增大,起裂压力和失稳压力均呈增大趋势。起裂压力越大,裂缝在初期的稳定延伸阶段较大的缝内流体压力引发较强的诱

导应力干扰,缝间区域的各向异性程度降低,为裂缝扩展提供了良好的地应力条件。失稳压力越大,说明压裂前期阶段积累的能量越多,在失稳破坏时也随即释放更多的能量,声发射累计曲线会在此阶段产生急剧增长,相应储层的破坏也越严重,改造效果突出。

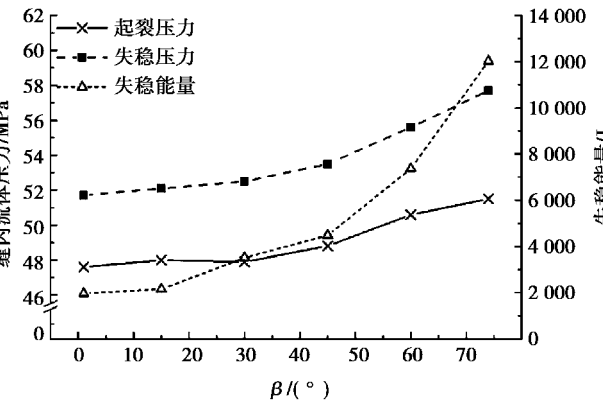
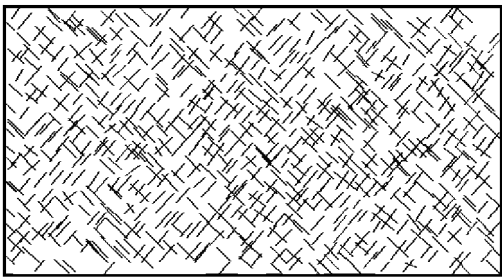


图 16 起裂及失稳压力、能量

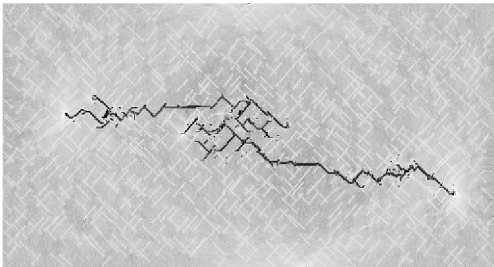
应用以上研究结果,权衡施工难度、成本及最终压裂效果,可初步认定 30°至 60°为未充填雁列式裂缝的最优方位角。在该角度范围内,裂缝起裂压力适中,有效克服了高起裂压力引发的施工困难;同时也能够形成一定数量的分支缝,避免小方位角下的单一主缝破坏模式,从而实现缝网改造的目的。

4 正交节理岩体中同步压裂模拟

以图 5 所示模型为基础,分别沿与水平大主应力方向呈 45°和 135°夹角的两方向上各布设 400 条随机节理,如图 17(a)。水平大主应力为 47 MPa,储层参数及加载控制条件不变。模拟结果如图 17(b)所示,可见两配对井中间区域,两侧裂缝在延伸时存在相互吸引趋势。受相向延伸裂缝的应力干扰叠加作用,地应力各向异性程度降低,天然裂缝在水压作用下逐渐张开,裂缝成网现象明显,改造效果较好;两配对井以外区域,水力裂缝虽沿天然裂缝扩展。但受较大的主应力差作用整体趋势仍为沿水平大主应力方向呈“锯齿状”延伸,未能形成明显缝网,储层改造范围相对较小,效果一般。以上对比分析可见,同步压裂技术可有效沟通天然裂缝,形成较为充分的裂缝网络,较常规压裂技术,其增透效果更为显著。



(a) 正交节理模型



(b) 同步压裂模拟结果

图 17 节理岩体中同步压裂模拟结果

Fig. 17 The simulation results of simultaneous fracturing in jointed rock masses

5 结论

- (1)同步压裂配对井间相向延伸水力裂缝的诱导应力相互叠加,其对地应力场产生的扰动作用比单井裂缝更明显,是实现缝网扩展控制的先决条件。
- (2)配对井相同压裂段裂缝在相向延伸过程中相互吸引,且水平主应力差越小,分支缝越多,主缝偏转的弧度越大,储层改造效果较好;对于完全充填裂缝性储层,当主应力差和逼近角均相对较小且充填物为高脆性矿物质时,水力裂缝延伸方向容易向天然裂缝偏转,有利于缝网形成。对于非完全充填雁列式裂缝型储层,大主应力方位与天然裂缝呈 30°至 60°夹角时,天然裂缝起裂及失稳压力适中,同时也能促进一定数量的分支缝形成。
- (3)对正交节理裂缝性储层的压裂模拟显示,同步压裂技术可对目标储层实现充分的体积改造,具有巨大的推广价值和应用前景。

参考文献 (References)

[1] 赵金洲,王松,李勇明.页岩气藏压裂改造难点与技术关键[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 46-49. (Zhao Jinzhou, Wang Song, Li Yongming. Difficulties and key techniques in the fracturing treatment of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 46-

- 49.(in Chinese))
- [2] 刘晓旭,吴建发,刘义成,等.页岩气“体积压裂”技术与应用[J].天然气勘探与开发,2013,36(4):64-70.(Liu Xiaoxu, Wu Jianfa, Liu Yicheng, et al. “Volume fracturing” technologies for shale gas[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2013, 36(4): 64-70. (in Chinese))
- [3] Warpinski N R, Teufel L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation [J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(2): 209-220.
- [4] Warpinski N R, Branagan P T. Altered-stress fracturing[J]. Journal of Petroleum Technology, 1989, 41(9): 990-997.
- [5] Yew C, Mear M, Chang C, et al. On perforating and fracturing of deviated cased wellbores [R]. SPE26514, 1993.
- [6] Olson J E. Fracture mechanics analysis of joints and veins[D]. California: Stanford University, 1991.
- [7] 赵金洲,李勇明,王松,等.天然裂缝影响下的复杂压裂裂缝网络模拟[J].天然气工业,2014,34(1):68-73.(Zhao Jinzhou, Li Yongming, Wang Song, et al. Simulation of a complex fracture network influenced by natural fractures [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 68-73. (in Chinese))
- [8] 任岚,陶永富,赵金洲,等.超低渗透砂岩储层同步压裂先导性矿场试验[J].岩石力学与工程学报,2015,34(2):330-339.(Ren Lan, Tao yongfu, Zhao jinzhou, et al. Simultaneous hydraulic fracturing field tests in ultra-low permeability sandstone reservoirs of Changqing oilfield [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2015, 34(2): 330-339. (in Chinese))
- [9] 陈守雨,杜林麟,贾碧霞,等.多井同步体积压裂技术研究[J].岩石力学与工程学报,2011,33(6):59-65.(Chen Shouyu, Du Linlin, Jia Bixia, et al. Research on the simultaneous volume fracturing of multiple wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(6): 59-65. (in Chinese))
- [10] 李连崇,杨天鸿,唐春安,等.岩石水压致裂过程的耦合分析[J].岩石力学与工程学报,2003,22(7):1060-1066.(Li Lianchong, Yang Tianhong, Tang Chun'an, et al. Coupling analysis on hydraulic fracturing process of rock [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, 22(7): 1060-1066. (in Chinese))
- [11] Waters G A, Dean B K, Downie R C, et al. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford Shale[R]. SPE119635, 2009.
- [12] 吴奇,胥云,王晓泉,等.非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现[J].石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358. (Wu Qi, Xu Yun, Wang Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-358. (in Chinese))
- [13] 翁定为,严星明,卢拥军,等.考虑应力干扰的致密油气压裂设计及实现方法[J].中国矿业大学学报, 2014, 43(4): 639-645. (Weng Dingwei, Yan Mingxing, Lu Yongjun, et al. Optimization and realization of stress interference in tight oil and gas reservoir [J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2014, 43(4): 639-645. (in Chinese))
- [14] Warpinski N, Teufel L. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation (includes associated papers 17011 and 17074) [J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(2): 209-220.
- [15] Gale J F W, Laubach S E, Olson J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(11): 2165-216.
- [16] Fisher K, Warpinski N. Hydraulic-fracture-height growth: Real data[R]. SPE145949, 2011.
- [17] 李庆辉,陈勉,金衍,等.页岩气储层岩石力学特性及脆性评价[J].石油钻探技术, 2012, 40(4): 17-22. (Li Qinghui, Chen Mian, Jin Yan, et al. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale gas [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 17-22. (in Chinese))
- [18] Rickman R, Mullen M, Petre E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale[R]. SPE115258, 2008.
- [19] 曾大乾,张世民,卢立泽.低渗透致密砂岩气藏裂缝类型及特征[J].石油学报, 2003, 24(4): 36-39. (Zeng Daqian, Zhang Shimin, Lu Lize. Types and characteristics of fractures in tight sandstone gas reservoirs with low permeability [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 36-39. (in Chinese))
- [20] 曾联波,李跃网,王正国,等.川西南部须二段低渗透砂岩储层裂缝类型及其形成序列[J].地球科学, 2007, 32(2): 194-200. (Zeng Lianbo, Li Yuegang, Wang, Zhengguo, et al. Type and sequence of fractures in the second member of Xujiahe formation at the South of Western Sichuan depression [J]. Earth Science, 2007, 32(2): 194-200. (in Chinese))