

非连续铺砂裂缝支撑机理及形变规律研究

陈星宇*, 尹丛彬, 肖剑锋

中国石油川庆钻探工程有限公司井下作业公司, 成都 610052

* 通信作者, chenxy_jx@cnpc.com.cn

收稿日期: 2017-09-08

国家科技重大专项项目(2016ZX05023001)资助

摘要 为改善致密砂岩等非常规储层压裂裂缝渗流条件及压后长期导流能力, 引入缝内非连续多层铺砂理念, 通过开展室内支撑剂砂团受压形变实验评价, 分析了支撑剂砂团在闭合压力作用下轴向及径向形变特征, 结合邓肯-张本构模型拟合得到支撑剂砂团扩展半径与闭合压力及携砂液砂浓度关系方程; 根据接触力学中弹性半空间固体形变原理, 在考虑支撑剂砂团受压径向形变与裂缝壁面闭合耦合作用的条件下, 建立了三维非连续支撑裂缝壁面形变计算模型, 以苏里格地区某区块致密砂岩气藏为例, 对多因素影响下残余缝宽变化规律进行了计算分析。结果表明: (1) 随着脉冲间隔时间与泵注排量增大, 相同闭合应力作用下未支撑区域裂缝壁面闭合风险逐渐增高, 当脉冲周期超过 18 s 或者排量高于 4.5 m³/min 时, 未支撑区域中部出现闭合; (2) 随支撑剂砂团浓度增加, 支撑剂砂团稳定性提高, 可减小裂缝闭合程度; (3) 储层岩石有效杨氏模量越高, 未支撑区域裂缝形变量越小, 裂缝闭合风险越小。

关键词 致密砂岩; 高频脉冲式交替加砂压裂; 非连续铺砂裂缝; 壁面形变; 残余缝宽

Research into the mechanics and deformation of discontinuous sanding fractures

CHEN Xingyu, YIN Congbin, XIAO Jianfeng

PetroChina Chuanqing Drilling Engineering Company Downhole Service Company, Chengdu 610052, China

Abstract In order to improve the reservoir seepage and long-term conductivity after fracturing, by introducing the concept of discontinuous multilayer sanding in fractures, the experiment evaluates proppant sand group compression and deformation. Simultaneously, the deformation characteristics of proppant column under the action of closure pressure in axial and radial direction have been analyzed. Combined with a Duncan-Chang constitutive model, the relationship equation is fitted which contains the proppant column expansion radius, closure pressure and proppant concentration. According to the principle of contact mechanics of elastic half space solid deformation, a three-dimensional discontinuous propped wall deformation calculation model is established which considers the coupling action between the radial deformation of a proppant sand column under compression and the closure of the fracture wall. Based on the above research results, using the Sulige tight sandstone reservoir for illustration, the transformation of residual width in nonsupported area of discontinuous sanding fracture has been calculated and analyzed, under the condition of different rock mechanical parameters and fracturing treatment parameters. The results obtained in this study indicate that: (1) the volume of the proppant column and non-supported areas increase with the pulse interval and pump

引用格式: 陈星宇, 尹丛彬, 肖剑锋. 非连续铺砂裂缝支撑机理及形变规律研究. 石油科学通报, 2019, 01: 92-101

CHEN Xingyu, YIN Congbin, XIAO Jianfeng. Research into the mechanics and deformation of discontinuous sanding fractures. Petroleum Science Bulletin, 2019, 01: 92-101. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.01.008

rate. Simultaneously the risk of fracture face closure in non-supported areas increases. For low-permeability sand reservoirs, the middle of the surface in non-supported area starts to contact when the pulse interval is larger than 18s or pump rate is larger than 4.5 m³/min. (2) stability of a proppant column could be improved by increasing the proppant concentration. (3) the deformation in non-supported areas and risk of fracture closure is smaller in rocks with a higher effective Young's modulus

Keywords tight sandstone gas reservoir; high-frequency plug fracturing; discontinuous sanding fracture; wall surfaces deformation; residual width

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.01.008

0 引言

我国在致密砂岩气、页岩气等非常规油气资源勘探开发领域近年来获得重要突破,初步评价表明我国非常规天然气资源量为 $(890\sim 1260)\times 10^{12}$ m³。以苏里格致密砂岩气藏为例,其储层具有低渗、低压、低丰度“三低”特征(渗透率介于 $0.06\times 10^{-3}\sim 2\times 10^{-3}$ μm²之间,压力系数为0.86,平均储量丰度为 1.4×10^4 m³/km²),自然条件下无产能,需通过水力压裂改造改善储层渗流条件以获取工业产能。常规水力加砂压裂作为储层增产改造最为有效的技术手段之一,主要通过向地层连续泵注携砂液来确保压后获得人工支撑裂缝,以填砂裂缝内支撑剂颗粒的间隙作为油气渗流通道,但受储层闭合压力作用及支撑剂颗粒嵌入、破碎等因素影响,压后支撑剂颗粒间隙将被压缩,大幅降低了人工裂缝导流能力,因此改造效果往往达不到预期。同时,由于该区域致密砂岩气藏具有纵向砂体分布“薄、多、散、杂”、储层非均质性极强、储层高含水等压裂改造难点,压后多出现气井产量偏低、部分井气水同产现象严重、生产压力下降快、单井稳定产能低等问题,严重制约了该区块致密砂岩气藏的高效开发。

脉冲式加砂压裂在泵注阶段高频交替注入携砂液与压裂液,可在水力裂缝内非连续铺置支撑剂砂团,利用非连续砂团间裂缝开启空间作为油气流动通道,获得较连续充填人工裂缝高出若干数量级的导流能力,从而改善裂缝内油气流动效率,降低闭合压力及支撑剂嵌入等不利因素对长期导流能力的消极作用,为压后获得预期效果提供支撑。

研究表明,脉冲式加砂压裂的现场实施效果受压裂参数、储层物性及设备性能等多重因素影响。Fischer利用接触力学建立得到塑性材料应变特征基本方程^[1]。Tinsley通过简化模型建立了缝内非连续铺砂压裂设计方法并取得了较好的现场应用效果^[2]。Bazan等人在前人研究的基础上推导得到非连续支撑裂缝形变解析表达式^[3]。Hou等人通过数值模拟计算发现脉

冲式加砂压裂人工裂缝内支撑剂砂团横向间距与纵向间距相等时,同等条件下裂缝残余缝宽最大^[4]。同时,Zheng等人采用串并联理论研究发现人工裂缝内支撑砂团内部渗透率可忽略不计,裂缝渗透率主要依赖于砂团间流动通道,且支撑剂砂团形状规整度将影响流体流动阻力^[5]。页岩气储层缝网压裂时采用段塞泵注既可以降低摩阻,还可以提高裂缝导流能力^[6-8]。以上研究主要围绕非连续支撑条件下裂缝一维形变规律展开,与现场施工参数结合程度较低,且未考虑缝内支撑剂砂团本身形变对裂缝残余缝宽(支撑剂砂团未支撑区域(砂团间隔区)受地层闭合压力作用后裂缝壁面间距)的影响,因此无法准确评价压后残余缝宽特征。笔者以非连续铺砂裂缝室内实验评价为基础,应用接触力学原理对裂缝中砂团支撑区域及未支撑区域形变展开研究,建立了三维空间内非连续支撑裂缝形变计算模型,同时结合储层岩石力学特征参数及现场压裂施工参数对裂缝形变规律展开计算分析,为脉冲式加砂压裂非连续铺砂裂缝优化设计提供了理论基础。

1 非连续多层铺砂技术原理

脉冲式加砂压裂依靠特殊混砂设备将含支撑剂的携砂液与压裂液高频交替注入,同时添加特殊纤维材料,以确保支撑剂段塞流动的稳定性。携砂液段塞与压裂液形成脉冲单元体,经密集多簇射孔孔眼二次分散后进入人工裂缝内形成非连续铺置,从而减小裂缝壁面接触面积,提高缝内有效孔道率,降低缝内流体的流动阻力^[9-10]。同时缝内非连续支撑孔道将降低地层闭合压力、支撑剂颗粒破碎、嵌入以及残液滞留等因素对裂缝导流能力的伤害,从而减少支撑剂用量,并降低压裂施工作业风险,实现压后高产稳产的生产目标。

相较于常规水力加砂压裂^[11],脉冲式加砂压裂由于通过高频交替注入支撑剂段塞与压裂液,形成了非连续铺砂裂缝,并以缝内非连续铺置支撑剂砂团间的

沟槽作为油气流动空间,其缝内流体流动状态与常规水力压裂连续铺砂裂缝的明显不同(见图1)。因此,如何确保支撑剂砂团间沟槽有效开启、降低压后未支撑区域的闭合风险是脉冲式加砂压裂工艺成功的关键。

2 非连续支撑壁面稳定机理研究

脉冲式加砂压裂水力裂缝内支撑剂砂团呈非连续分布状态。压裂施工结束后随着缝内净压力减小,支撑剂砂团在地层闭合压力作用下将出现轴向压缩和径向扩展,同时在缝内未支撑区域裂缝壁面将发生一定程度的弯曲变形(见图2)。因此,对于非连续支撑裂缝而言,缝内油气流动通道是否长期有效取决于缝内非连续铺置支撑剂砂团受压形变程度及未支撑区域形变后残余的有效缝宽。在支撑剂砂团稳定性评价实验

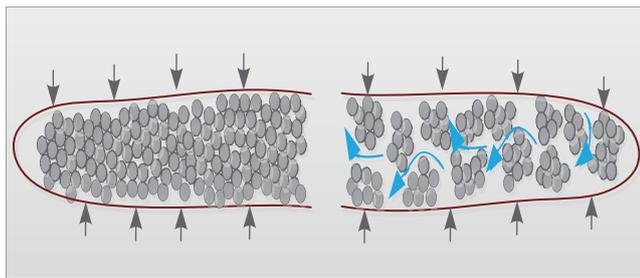


图1 缝内油气流动特征对比(左:常规加砂压裂;右:脉冲式加砂压裂)

Fig. 1 Comparison of oil & gas flow characteristics between conventional fracturing and high-frequency plug fracturing

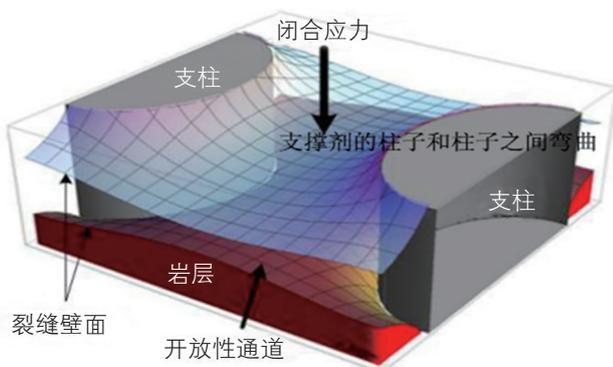


图2 地层闭合应力作用下裂缝壁面变形示意图

Fig. 2 Deformation of fracture under formation closure stress

表1 支撑剂砂团压缩变形实验参数表

Table 1 Parameters of proppant sand pillar compressive deformation tests

| 砂浓度/(kg/m ³) | 纤维浓度/(kg/m ³) | 支柱高度/mm | 砂团初始半径/mm | 支柱个数/个 | 交联剂浓度/% |
|--------------------------|---------------------------|---------|-----------|--------|---------|
| 120~620 | 1.9~3.0 | 5 | 7 | 10 | 0.1 |

的基础上,建立非连续铺置支撑剂砂团受压变形计算模型及未支撑区域裂缝壁面形变计算模型,以此评价储层闭合压力作用下支撑剂砂团受压变形规律及未支撑区域裂缝壁面形变特征,为优化脉冲间隔时间等压裂设计参数提供理论依据。

2.1 支撑剂砂团受压稳定性

在脉冲式加砂压裂过程中,由于支撑剂颗粒基本处于饱和液体环境中,颗粒间黏结力可忽略不计。伴注纤维在高黏度携砂液的作用下相互缠绕形成的空间网状结构(见图3),对支撑剂砂团形成有效包裹,后期随压裂液返排,在储层闭合压力作用下砂团将被逐渐压实。

实际单位脉冲周期内,支撑剂段塞进入水力人工裂缝后其形态为不规则形态,在同一携砂液砂浓度条件下各支撑剂砂团质量相等。因此,计算中将现场实际不规则形态支撑剂砂团简化为等径圆柱状支撑剂砂团,并通过支撑剂砂团制备模具将20/40目携砂液制成等径圆柱状支撑剂砂团,经恒温箱高温烘干后放入API导流室垫片上,使用油压机测定不同闭合压力作用下支撑剂砂团轴向受压形变量。实验参数见表1。

实验结果表明,随闭合压力增加,人工模拟裂缝内非连续铺置支撑剂砂团主要经历前期径向扩展和后期轴向压实两个过程,后期轴向压实决定了支撑剂砂

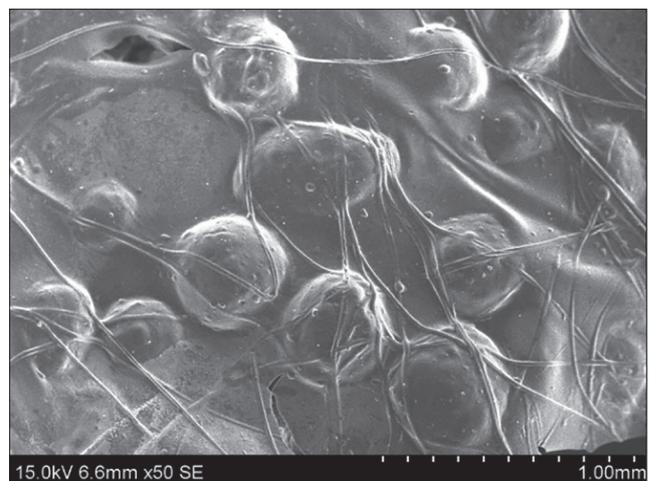


图3 纤维压裂液环境中支撑剂颗粒分布图

Fig. 3 Proppant grain distribution in fiber fracturing fluid

团半径以及砂团间的导流空间(见图4~图6)。

保持支撑剂砂团体积不变,利用岩土力学中邓肯—张本构模型^[12]对实验数据进行拟合,可得到支撑剂砂团扩展半径与闭合压力及携砂液砂浓度关系方程。

$$r = \sqrt{\frac{v}{\pi h \left(1 - \frac{(-10^{-3} \rho_c + 0.1163) \times p_c}{1 - (3 \times 10^{-3} \rho_c - 0.2993) \times p_c} \right)}} \quad (1)$$

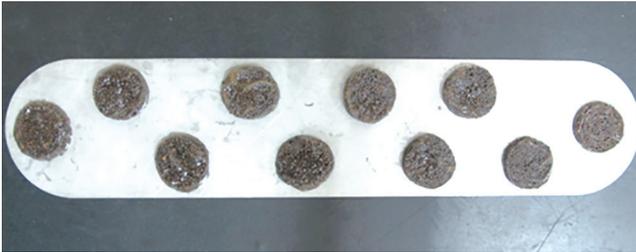


图4 非连续铺砂裂缝受压前铺置图

Fig. 4 The discontinuous sanding fractures before compression

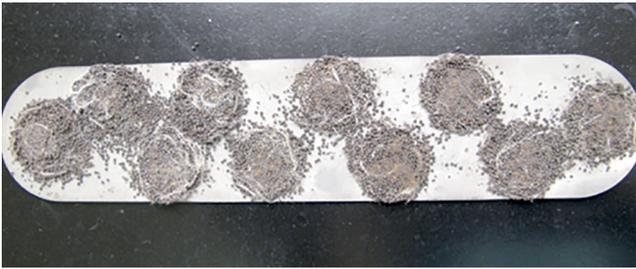


图5 非连续铺砂裂缝受压后支撑剂砂团形态

Fig. 5 Shape of proppant sand pillars in discontinuous sanding fractures after compression

式中, r 表示砂团扩展半径, mm; p_c 表示闭合压力, MPa; v 表示支撑剂砂团体积, mm^3 ; h 表示支撑剂砂团初始高度, mm; ρ_c 表示携砂液砂浓度, kg/m^3 。

2.2 未支撑区域裂缝壁面形变计算模型

支撑剂砂团体积主要受携砂液脉冲泵注时间、携砂液砂浓度及泵注排量等参数影响,未支撑区域体积由压裂液脉冲泵注时间及泵注排量决定。综合支撑剂砂团受压形变特征实验研究结果及弹性半空间形变基本方程,建立非连续铺砂裂缝综合形变计算模型,对砂团支撑区域及未支撑区域裂缝壁面形变开展定量计算。

储层闭合压力条件下,缝内支撑剂砂团支撑区与未支撑区呈现不同的形变特征。砂团形变特征由前文所述数学方程进行表征,未支撑区裂缝壁面形变特征通过接触力学弹性半空间内形变量计算方程描述。

将储层闭合应力沿人工裂缝面(缝长、缝高、方向)展布简化为均匀分布状态(见图7),根据接触力学基本原理^[13-14],在弹性半空间中形变量随位置的分布所遵循的基本方程为:

$$\begin{cases} u_z = \frac{4(1-\nu^2)p_c a}{\pi E} E(r/a) (r < a) \\ u_z = \frac{4(1-\nu^2)p_c r}{\pi E} \{ E(a/r) - (1-a^2/r^2) K(a/r) \} (r \geq a) \end{cases} \quad (2)$$

式中, $E(r/a)$ 是模为 (r/a) 的第二类完全椭圆积分, $K(a/r)$ 是模为 (a/r) 的第一类完全椭圆积分, $E(r/a)$ 的展开式如式(3)所示。

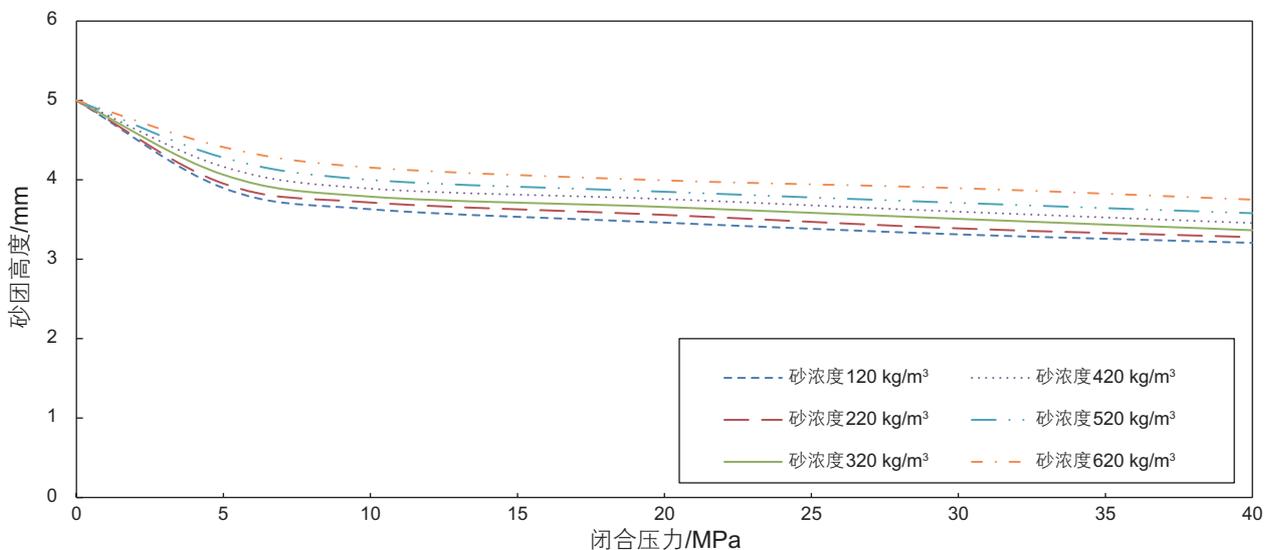


图6 支撑剂砂团受压形变规律曲线图

Fig. 6 Deformation curves of proppant sand pillar under compression

$$E(r/a) = \int_0^{\pi/2} (1 - (r^2/a^2) \sin^2 \varphi)^{1/2} d\varphi \quad (3)$$

其中, u_z 表示形变量, mm; ν 表示泊松比; E 表示杨氏模量, MPa; a 表示砂团受压扩展后的半径, mm; r 表示形变计算点距离砂团的中心距离, mm。

将缝内非连续分布支撑剂砂团简化为圆形柱状均匀分布(见图8),以单位脉冲周期内砂团及周围未支撑区域作为计算单元。忽略支撑剂颗粒及压裂液压缩性,单元体内支撑剂砂团体积及压裂液体积的几何关系满足体积守恒原理,如下式:

$$\frac{t_1 Q}{60N\eta} \left(1 + \frac{\rho_c}{\rho_p}\right) + \frac{t_2 Q}{60N\eta} = hd^2 \quad (4)$$

其中, t_1 表示携砂液段塞时间, s; t_2 表示压裂液段塞时间, s; Q 表示排量 m^3/min ; ρ_c 表示携砂液砂浓度, kg/m^3 ; ρ_p 表示支撑剂体积密度, kg/m^3 ; N 表示射孔孔眼数; η 表示射孔有效率; d 表示砂团间距, mm。

接触力学^[13]中接触点形变基本方程是建立在一维条件上的,在裂缝平面形变计算时需要将一维模型进行扩展。根据公式(3)可以计算得到不同施工参数条件下砂团几何尺寸及相对位置,以各个砂团中心为原点,对裂缝平面各点与各砂团原点的距离进行计算,在此基础上利用形变模型积分,可以得到平面各点形变量,通过叠加多砂团对裂缝形变的影响,最终得到模型内支撑区域和未支撑区域内各点的三维综合形变结果(见图9)。

3 算例分析

由支撑剂砂团受压形变拟合方程及缝内未支撑区

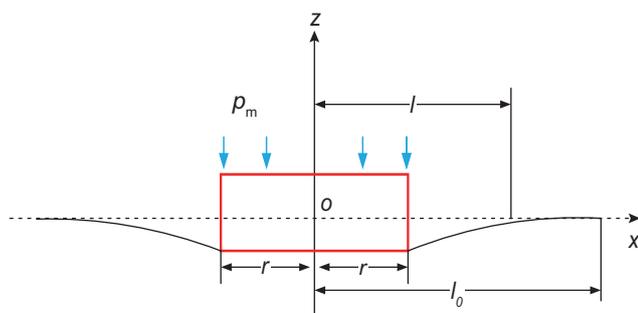


图7 半平面裂缝形变图

Fig. 7 The fracture deformation in half space

表2 算例基本参数

Table 2 Parameters of simulation example

| 有效闭合应力 P_c/MPa | 初始缝宽 h/mm | 携砂液砂浓度 $\rho_c/(kg/m^3)$ | 脉冲时间 t_p/s | 排量 $Q/(m^3/min)$ |
|------------------|-------------|--------------------------|--------------|------------------|
| 22 | 4 | 320 | 8~22 | 3 |

域裂缝壁面形变计算模型分析可知,储层岩石力学参数、单位周期内脉冲时间及携砂液浓度等参数对压后非连续铺砂裂缝有效开启程度有直接影响,压裂设计参数与储层特征参数的合理匹配将有利于获得更大的残余缝宽。以苏里格地区某区块致密砂岩气藏为例,利用三维裂缝形变计算模型对未支撑区域裂缝壁面形变规律展开计算。

3.1 脉冲时间与泵注排量的影响

由式(2)可知,脉冲周期决定了支撑剂砂团及未支撑区域体积大小(动态缝宽条件下)一成正比关系,但尚未研究闭合应力作用下裂缝形变及残余缝宽(决定后期油气流通通道)的变化规律及一定条件下临界取值^[15]。

利用matlab数值编程软件对不同脉冲时间、泵注排量下支撑剂砂团尺寸及未支撑区域裂缝壁面变形展开计算,模型基本参数见表2,脉冲时间取现场实际常用范围8~22 s,泵注排量2~6 m^3/min 。模拟计算结果见表3和表4。

由计算结果可知,随脉冲间隔时间、泵注排量增大,支撑剂砂团体积及未支撑区域体积均增加,此时支撑剂砂团支撑区域裂缝接触闭合风险将减小,但由于未支撑区域体积增大将加剧该区域裂缝壁面弯曲变形程度,该区域接触闭合的风险将增大。



图8 平面裂缝形变计算示意图(砂团为圆形砂团)

Fig. 8 Figure of two-dimensional deformation of discontinuous sanding fracture(the shape of sand group is defined as circle)

表 3 不同脉冲间隔时间下残余缝宽计算结果

Table 3 Simulation results of residual width with different pulse intervals

| 脉冲时间/s | 砂团间距/m | 裂缝变形/mm | 残余缝宽/mm |
|--------|--------|---------|---------|
| 8 | 0.91 | 1.35 | 1.30 |
| 10 | 1.02 | 1.51 | 0.98 |
| 12 | 1.12 | 1.65 | 0.70 |
| 14 | 1.20 | 1.78 | 0.44 |
| 16 | 1.29 | 1.90 | 0.20 |
| 18 | 1.37 | 2.01 | -0.02 |
| 20 | 1.44 | 2.13 | -0.26 |
| 22 | 1.51 | 2.23 | -0.46 |

表 4 不同排量条件下残余缝宽计算结果

Table 4 Simulation results of residual width with different pump rates

| 排量/(m ³ /min) | 砂团间距/m | 裂缝变形/mm | 残余缝宽/mm |
|--------------------------|--------|---------|---------|
| 2.0 | 0.91 | 1.35 | 1.30 |
| 2.5 | 1.02 | 1.50 | 1.00 |
| 3.0 | 1.11 | 1.65 | 0.70 |
| 3.5 | 1.20 | 1.78 | 0.44 |
| 4.0 | 1.29 | 1.90 | 0.20 |
| 4.5 | 1.37 | 2.02 | -0.04 |
| 5.0 | 1.44 | 2.13 | -0.26 |
| 5.5 | 1.51 | 2.23 | -0.46 |
| 6.0 | 1.58 | 2.33 | -0.66 |

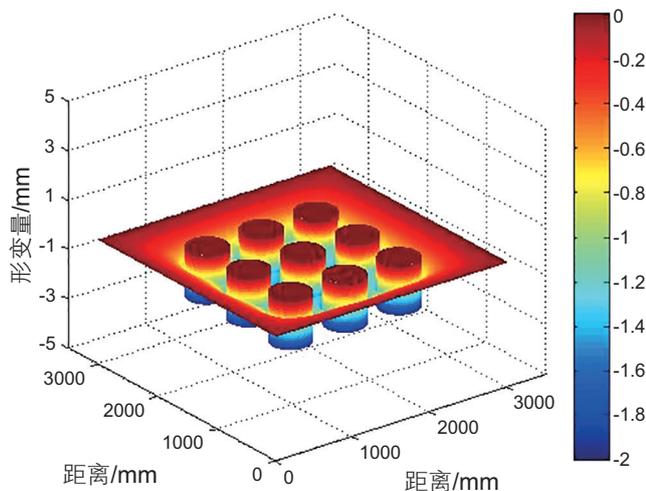


图 9 未支撑区域裂缝壁面形变量三维场图

Fig. 9 Three-dimensional deformation quantity of unloaded fracture area

对比不同脉冲时间及泵注排量下裂缝形变曲线和计算结果可知(见图 10~图 11), 在弹性半空间裂缝受压情况下, 砂团不同位置在轴向上变形程度差异较大, 在砂团半径范围内, 计算位置距离砂团中心越远, 砂

团形变趋势越快。而在未支撑区域裂缝形变趋势则逐步减缓, 可以看出砂团的形成能够一定程度减少裂缝未支撑区的闭合, 但是不同脉冲时间所形成的砂团在降低裂缝闭合能力上有较大差别。在携砂液砂浓度为 320 kg/m³, 排量为 3 m³/min, 裂缝宽度为 4 mm 条件下, 当脉冲时间超过 18 s 时, 裂缝变形量超过 2 mm, 裂缝残余宽度降低至负值, 即裂缝存在闭合风险; 而在其他参数不变的条件下, 排量超过 4.5 m³/min 时, 未支撑区域残余缝宽为负值, 即沟槽区域出现闭合。因此, 为确保非连续支撑裂缝支撑剂砂团未支撑区域压后处于开放状态, 推荐现场实施脉冲时间范围为 8~16 s, 施工排量不超过 4.0 m³/min。

3.2 携砂液砂浓度影响

携砂液砂浓度改变时, 支撑剂砂团抗压能力即裂缝支撑效果将随之改变。研究携砂液砂浓度与非连续铺砂裂缝未支撑区域残余缝宽的定量关系有助于优化压裂设计参数。保持计算模型其余参数不变(见表 2, 脉冲时间取 12 s), 携砂液砂浓度在 120~620 kg/m³ 时, 计算未支撑区域裂缝壁面形变量。计算结果见表 5、图 12。

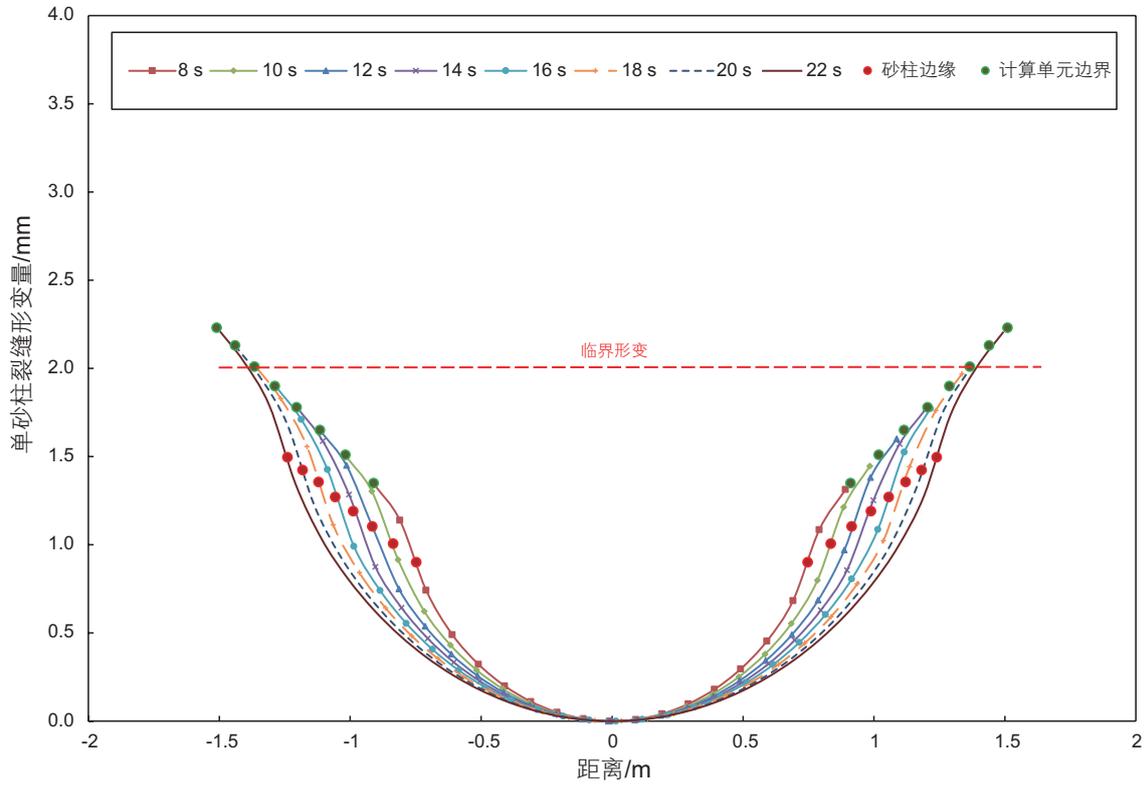


图 10 不同脉冲时间裂缝变形曲线

Fig. 10 Curve of fracture deformation with different pulse intervals

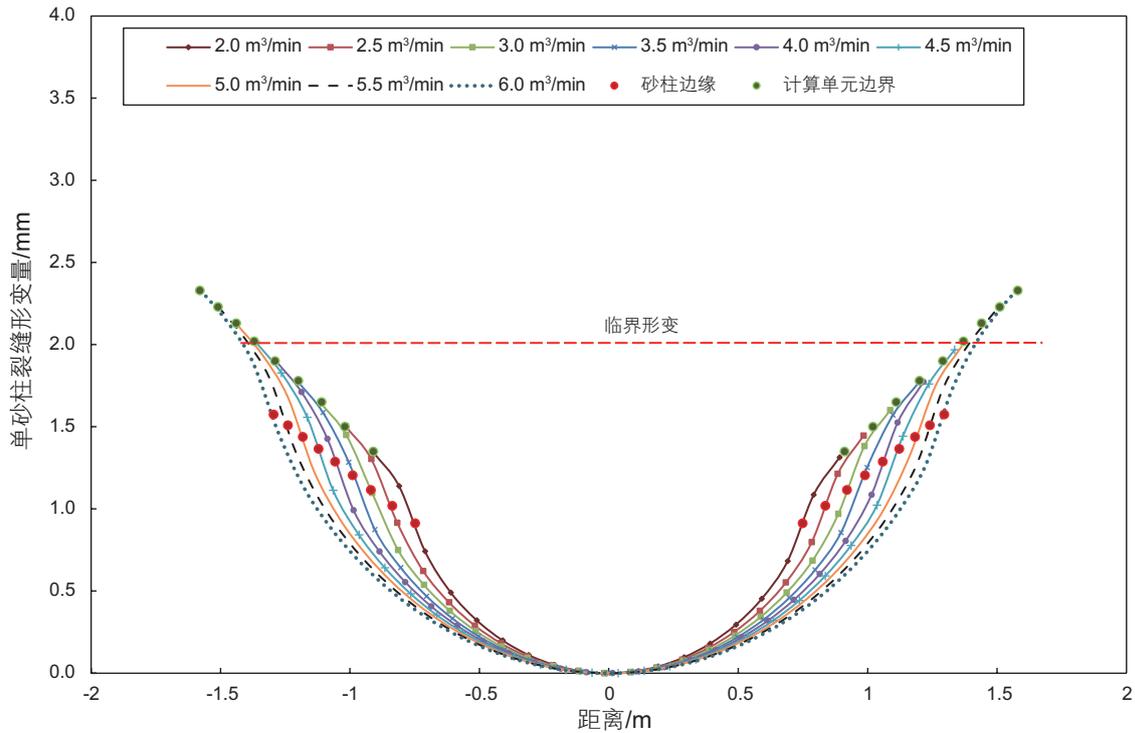


图 11 不同排量裂缝变形曲线

Fig. 11 Curve of fracture deformation with different pump rates

表 5 不同携砂液砂浓度条件下残余缝宽计算结果

Table 5 Simulation results of residual width with different carrying fluid concentrations

| 砂浓度/(kg/m ³) | 砂团间距/m | 裂缝变形/mm | 残余缝宽/mm |
|--------------------------|--------|---------|---------|
| 120 | 1.09 | 1.78 | 0.64 |
| 220 | 1.11 | 1.72 | 0.57 |
| 320 | 1.12 | 1.65 | 0.71 |
| 420 | 1.13 | 1.61 | 0.78 |
| 520 | 1.14 | 1.57 | 0.85 |
| 620 | 1.15 | 1.54 | 0.93 |

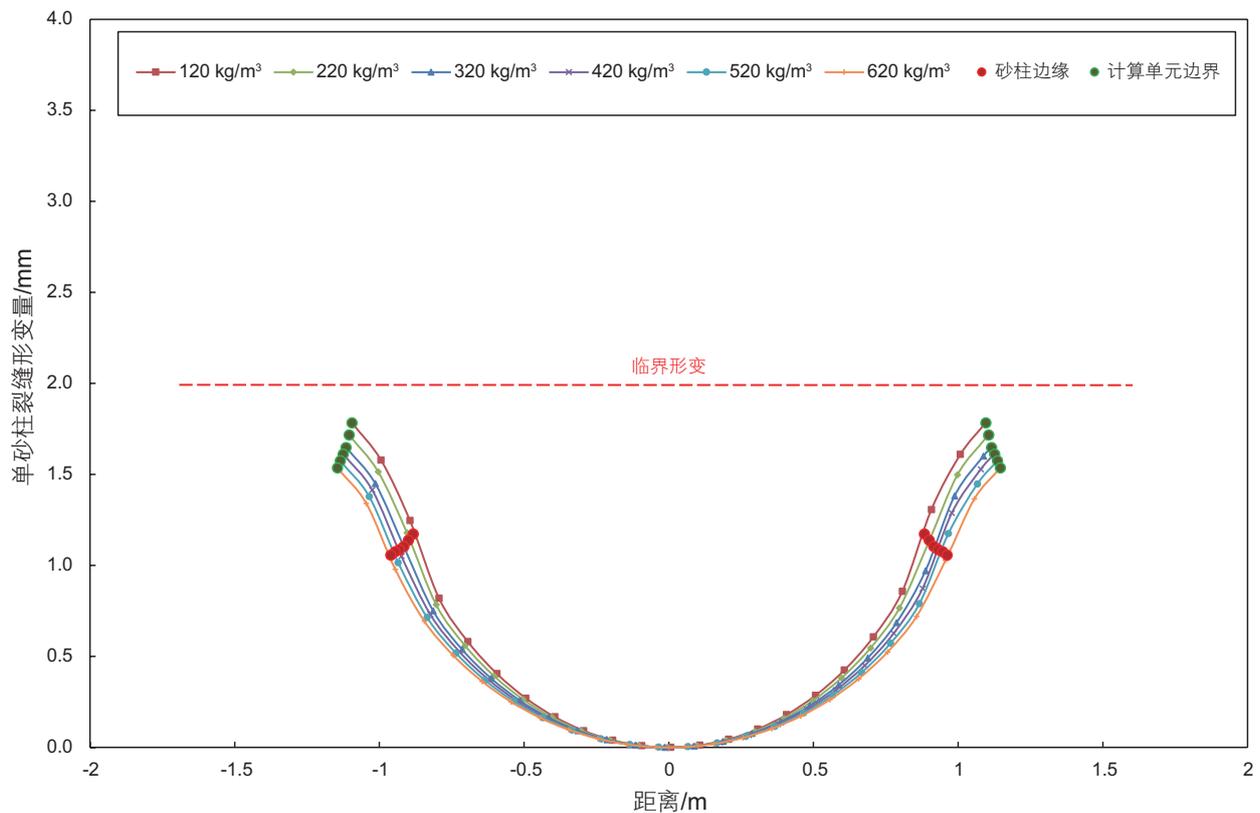


图 12 不同携砂液砂浓度裂缝变形曲线

Fig. 12 Curves of fracture deformation with different carrying fluid concentrations

由计算结果可知,携砂液浓度增加时,支撑剂砂团体积将随之增加,脉冲间隔时间保持不变时,未支撑区域几何尺寸将随之减小,支撑剂砂团与未支撑区域裂缝壁面形变量均减小。当裂缝初始缝宽为 4 mm,脉冲间隔时间为 12 s,携砂液砂浓度增加至 620 kg/m³时,未支撑区域裂缝壁面形变量小于初始半缝宽值,此时非连续铺置支撑剂砂团间沟槽仍处于开启状态,即携砂液浓度对裂缝壁面形变影响较小。但随携砂液砂浓度增大,压裂施工砂堵风险也随之增加,因此现场工艺实施过程中携砂液浓度应根据储层条件及施工压力响应调整。

3.3 岩石力学参数影响

由接触力学原理可知,非连续支撑裂缝缝内砂团及裂缝壁面形变量受地层岩石杨氏模量及泊松比影响。据式(3)分析可知,杨氏模量与泊松比合并处理后得到有效杨氏模量,表达式如下:

$$E' = \frac{E}{1+\nu^2} \quad (5)$$

式中, E' 表示岩石有效杨氏模量,MPa, E 表示杨氏模量,MPa, ν 表示泊松比。

在其余参数不变的条件下(见表 2,脉冲时间取

12 s), 计算不同有效杨氏模量对非连续支撑裂缝残余缝宽值的影响, 结果见表 6、图 13。据计算结果分析可知, 同等受力条件下, 有效杨氏模量增高, 岩石弹性性能增强, 未支撑区域裂缝壁面形变量减小, 其残余缝宽增大。同时改变脉冲间隔时间, 计算不同有效杨氏模量条件下, 压后非连续支撑裂缝未闭合的临界值, 得到脉冲时间与有效杨氏模量的关系图, 见图 14。

分析有效杨氏模量—临界脉冲时间关系图可知, 在给定储层条件下, 随储层有效杨氏模量增加, 临界脉冲时间相应增加, 即储层刚性相对较强时, 较长的脉冲间隔时间, 使未支撑区域裂缝壁面较刚性较弱的储层更不易接触闭合, 这可为压后生产流体流动提供更为高效的流动通道。

表 6 不同有效杨氏模量模拟计算结果

Table 6 Simulation results with different effective Young modulus

| 有效杨氏模量/MPa | 裂缝变形/mm | 残余缝宽/mm |
|------------|---------|---------|
| 14 000 | 2.35 | -0.70 |
| 16 000 | 2.06 | -0.12 |
| 18 000 | 1.83 | 0.34 |
| 20 000 | 1.65 | 0.70 |
| 22 000 | 1.50 | 1.00 |
| 24 000 | 1.37 | 1.26 |
| 26 000 | 1.27 | 1.46 |
| 28 000 | 1.18 | 1.64 |

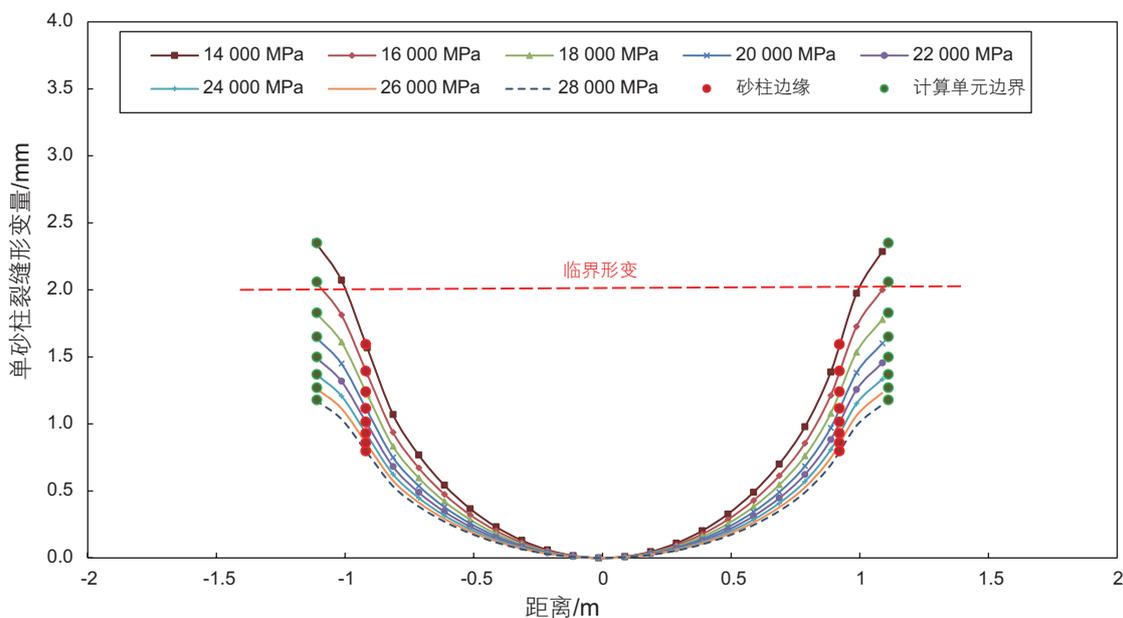


图 13 不同有效杨氏模量裂缝变形曲线

Fig. 13 Curves of fracture deformation with different effective Young modulus

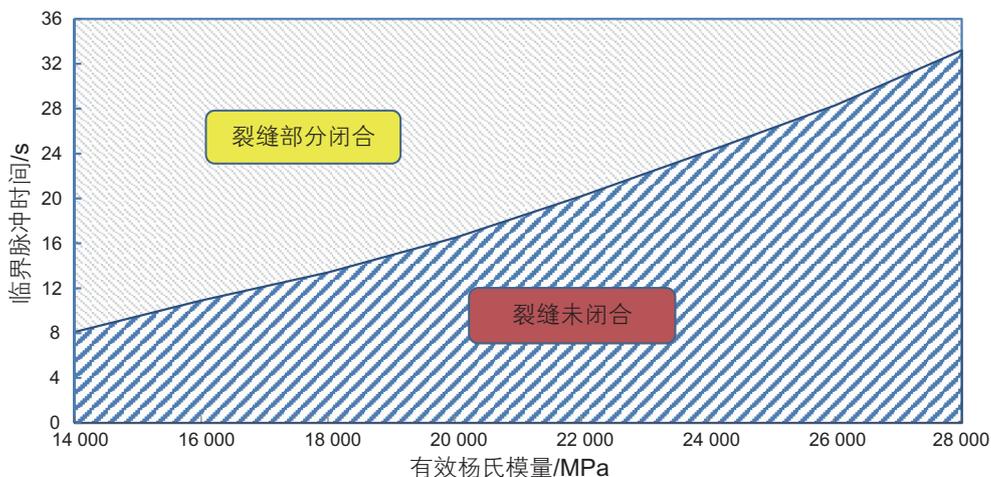


图 14 有效杨氏模量—临界脉冲时间关系

Fig. 14 Relationship between effective Young modulus and critical value of pulse interval

4 结论

(1) 支撑剂砂团的室内受压稳定性实验表明, 随着闭合压力增大, 人工模拟裂缝内非连续铺置支撑剂砂团主要经历前期径向扩展和后期轴向压实两个过程。前期过程主要影响未支撑区域几何空间大小, 后期轴向压实则对非连续支撑裂缝稳定性影响更大。

(2) 所得非连续支撑裂缝和压后未支撑区域裂缝残余缝宽受储层闭合压力、岩石杨氏模量、泊松比及支撑剂砂团尺寸、砂团间距等因素影响。利用接触力学计算模型可定量评价给定储层条件下支撑剂砂团、砂团间距、岩石力学参数、泵注参数等因素对残余缝宽

的影响。

(3) 计算实例结果表明: 泵注排量及脉冲时间对压后未支撑区域裂缝残余缝宽影响趋势一致, 随泵注排量、脉冲间隔时间增大, 支撑剂砂团稳定性增加但未支撑区域闭合风险增大。岩石有效杨氏模量越大, 未支撑区域裂缝壁面形变量越小, 裂缝闭合风险越小。携砂液砂浓度较高时压裂施工砂堵风险增大, 因此现场实施过程中携砂液浓度大小应根据储层条件及施工压力响应调整。

(4) 苏里格致密砂岩气藏直井压裂改造多采用油管分级压裂模式, 结合裂缝残余缝宽模拟计算结果, 建议脉冲式加砂压裂的脉冲时间控制在 8~16 s, 以确保非连续铺砂裂缝未支撑区域保持有效开放。

参考文献

- [1] FREDERICK F L. Mechanical engineering series[M]. New York: Springer Science + Business Media, 2007, 77-100.
- [2] TINSLEY J M, WILLIAMS J R. A new method for providing increased fracture conductivity and improving stimulation results[C]. Paper SPE4676 presented at the SPE-AIME annual fall meeting, Las Vegas, Nevada, USA, 30 September-3 October.
- [3] NGUYEN P D. Evaluation of low-quality sand for proppant-free channel fracturing method[R]. IPTC17937, 2014.
- [4] HOU B, ZHENG X, CHEN M, et al. Parameter simulation and optimization in channel fracturing[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 35: 122-130.
- [5] ZHENG X, CHEN M, HOU B, et al. Effect of proppant distribution pattern on fracture conductivity and permeability in channel fracturing[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2016.
- [6] 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, 37(6): 1041-1046. [HOU B, CHEN M, ZHANG B, et al. Propagation of multiple hydraulic fractures in fractured shale reservoir[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2015, 37(6): 1041-1046.]
- [7] 侯冰, 程万, 陈勉, 等. 裂缝性页岩储层水力裂缝非平面扩展实验[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 81-86. [HOU B, CHENG W, CHEN M, et al. Experiments on the non-planar extension of hydraulic fractures in fractured shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 81-86.]
- [8] 侯冰, 陈勉, 李志猛, 等. 页岩储集层水力裂缝网络扩展规模评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 763-768. [HOU B, CHEN M, LI Z M, et al. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 833-838.]
- [9] MANSOOR A, AMJAD H S, et al. Optimizing production of tight gas wells by revolutionizing hydraulic fracturing[C]. SPE 141708 presented at the SPE Projects and Facilities Challenges Conference at METS held in Doha, Qatar, 13-16 February 2011
- [10] PARKER M, GLASBERGEN G V, BATENBURG D, et al. High-porosity fractures yield high conductivity[C]. Paper SPE 96848 presented at the SPE annual technical conference and exhibition, Dallas, Texas, USA, 9-12 October.
- [11] HOU B, CHEN M, WANG Z, et al. Hydraulic fracture initiation theory for a horizontal well in a coal seam[J]. Petroleum Science, 2013, 10(2): 219-225.
- [12] 张嘎, 张建民. 粗颗粒土的应力应变特性及其数学描述研究[J]. 岩土力学, 2004, 25(10): 1587-1591. [ZHANG G, ZHANG J M. Study on behavior of coarse grained soil and its modeling[J]. Rock and Soil Mechanics, 2004, 25(10): 1587-1591.]
- [13] JOHNSON K L. Contact mechanics [M]. London: Cambridge University Press, 1985: 56-63.
- [14] BRUCE R M, LUCAS W B, DOUG E W, et al. Theoretical foundation and design formulae for channel and pillar type propped fractures-a method to increase fracture conductivity[C]. Paper SPE170781 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 27-29 October, 2014.
- [15] 钱斌, 尹丛彬, 朱炬辉, 等. 高效脉冲式加砂压裂技术研究与实践[J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 39-45. [QIAN B, YIN C B, ZHU J H, et al. Research and practice of the impulse sand fracturing technology[J]. Natural gas industry, 2015, 35(5): 39-45.]