

四川盆地不同埋深龙马溪页岩水力裂缝缝高延伸形态及差异分析

谭鹏^{1,2}, 金衍^{1*}, 陈刚²

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石油集团工程技术研究院有限公司, 北京 102206

* 通信作者, jinyancup@163.com, tanpeng09jy@163.com

收稿日期: 2020-09-10

国家自然科学基金面上项目(51874321)资助

摘要 四川盆地不同埋深龙马溪页岩储层地质特征及应力状态不同, 水力裂缝缝高形态及其延伸规律差异显著。本文基于石柱县中深层与武隆县深层龙马溪页岩露头的真三轴试验结果, 总结不同埋深页岩水力裂缝的缝高延伸形态及差异, 明确主控因素; 在此基础上, 建立水力裂缝与层理面交叉作用的三维有限元模型, 定量表征层理强度与地应力两大主控因素对缝高扩展的影响, 揭示不同埋深页岩水力裂缝纵向穿层扩展规律。研究结果表明, 根据水力裂缝与层理面作用方式不同, 得到5种近井筒水力裂缝起裂及扩展模式: ①垂直于层理起裂和扩展; ②沿层理起裂和扩展; ③垂直于层理起裂和扩展, 并在局部沟通层理面; ④沿层理起裂并扩展一定距离后, 转向沿垂直层理面方向扩展; ⑤多条裂缝同时起裂和扩展。随着埋深增加, 页岩缝高形态逐渐由瘦高型过渡为矮胖型, 石柱县中深层页岩缝网类型呈以横切缝为主缝的鱼骨刺状裂缝网络; 武隆县深层页岩缝网类型呈以层理缝为主缝的多侧向台阶状裂缝网络。层理强度与垂向应力差异系数大小决定水力裂缝与层理的交叉方式, 是不同埋深页岩储层缝高形态差异的主控因素。研究结果可为认识川南页岩气压裂缝高形态与指导压裂施工提供依据。

关键词 深层页岩; 缝网压裂; 裂缝形态; 缝高; 穿层

Differences and causes of fracture height geometry for Longmaxi shale with different burial depths in the Sichuan basin

TAN Peng^{1,2}, JIN Yan¹, CHEN Gang²

1 State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Research Institute of Drilling technology, CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing 102206, China

Abstract Due to the combined effects of complex in-situ stress states and geological characteristics of the Longmaxi shale formation, the hydraulic fracture height growth geometry and propagation exhibited great differences at different burial depths. In this paper, through many true triaxial fracturing experiments of deep and medium-deep shale outcrops, the hydraulic fracture propagation height behavior of shale at different burial depths was summarized, and the main influencing factors were obtained. Moreover, considering the effects of two dominant influence factors, namely the bonding strength

引用格式: 谭鹏, 金衍, 陈刚. 四川盆地不同埋深龙马溪页岩水力裂缝缝高延伸形态及差异分析. 石油科学通报, 2022, 01: 61-70

TAN Peng, JIN Yan, CHEN Gang. Differences and causes of fracture height geometry for Longmaxi shale with different burial depths in the Sichuan basin. Petroleum Science Bulletin, 2022, 01: 61-70. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.01.006

and the frictional characteristics of shale bedding planes, a three-dimensional numerical model to describe the interaction mechanism between the hydraulic fracture and the beddings was established. The effects of interface strength and in-situ stress on fracture penetration behavior were evaluated quantitatively, and then a comprehensive chart was proposed. Results showed that according to the intersection relationship between the hydraulic fracture and the bedding planes, five basic types of the hydraulic fracture initiation and propagation near the wellbore in shale were obtained: ① Hydraulic fracture initiated and propagated perpendicular to the bedding planes; ② Hydraulic fracture initiated and propagated paralleled to the bedding planes; ③ Hydraulic fracture initiated and propagated perpendicular to the bedding planes. During fracture propagation, a fishbone-like fracture network was induced by diverging from and bypassing the weak bedding planes; ④ Hydraulic fracture initiated and propagated paralleled to the bedding planes. During the fracture propagation, penetration behavior occurred as the bonding strength of the bedding plane was larger while arrest or swerve behaviors occurred as the bonding strength of the bedding plane was smaller; ⑤ Hydraulic fracture initiated and propagated simultaneously from a few natural fractures near the initiation point, and then diverted into a different propagation path by the bedding planes. The hydraulic fracture network in the vertical direction gradually changed from a small horizontal sweep type to a large horizontal sweep type as the depth increased. The final fracture pattern for the medium-deep shale was a fishbone fracture network with transverse fractures as main fractures, while for the deep shale the stepped fracture network with horizontal fractures was the main fracture pattern. The bedding cementing strength and vertical stress difference coefficient determined the intersection mode between the hydraulic fracture and beddings, thus controlling the final fracture height morphology of shale formation with different depths. The findings obtained in this paper could provide an insight for understanding the geometry and behavior of shale fracture networks and guide the fracturing treatment.

Keywords deep shale; network fracturing; fracture geometry; fracture height; layer penetration

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2022.01.006

0 引言

四川盆地南部泸州、渝西等区块深层页岩气(埋深大于3500 m)资源丰富,资源量高达 $4612 \times 10^8 \text{ m}^3$,勘探开发前景广阔^[1-2]。然而,随着埋藏深度增加,页岩地质学特征显著变化,压裂作业面临严峻挑战^[1-5],主要表现为:①地层层序增多,压力系统更加复杂;②地层构造挤压作用增大,页岩层理及天然裂缝发育、胶结强度低,但基质强度升高;③三向地应力增加,水平及垂向应力差异系数增加;④地层温度和压力升高,岩石塑性增强,裂缝起裂及延伸难度大;⑤储层闭合应力增加,支撑剂易嵌入与破碎,导流能力降低。上述特征极大提高了深层页岩缝网改造难度,水力裂缝起裂扩展规律复杂,纵向上水力裂缝穿层扩展行为发生较大变化。

页岩水力裂缝缝高形态与延伸极限控制着裂缝网络的纵向波及范围,是决定页岩气体改造效果及压裂施工成败的关键因素之一。压裂实践^[4-7]表明,层状储层压裂缝高延伸规律复杂,几何形态受地质与工程因素的综合影响。针对层状介质裂缝纵向延伸行为,学者们开展了大量研究^[8-29]。Fung等^[8]、Liu等^[9]、李玉伟等^[10]基于断裂力学理论建立了二维多层介质缝高扩展的解析模型,但这些模型较为简化且假设界面良好胶结,难以描述缝高扩展过程中页岩层理的复杂断

裂行为。李连崇等^[11]、Zou等^[12]、Settgast等^[13]通过建立层状岩石水力裂缝穿层扩展的数值模型,研究了层理影响条件下水力裂缝起裂延伸规律。Tan等^[14]首次提出“岩性过渡区”概念,弥补了传统层状模型将有限厚度岩性变化区域简化为零厚度突变面的缺陷,揭示了水力裂缝在过渡区转向、扭曲扩展的力学行为。在物理模拟方面,刘合等^[15]、Fu等^[16]、Huang等^[17]、Liu等^[18]研究了层状砂泥岩储层水力裂缝垂向扩展行为。Tan等^[19-20]、Wan等^[21]、高杰等^[22]基于真三轴压裂物模试验,研究了含煤岩系产层组多气合采时水力裂缝穿层致裂机理。针对层状页岩储层,Tan等^[23-24]、侯冰等^[25-27]、考佳玮等^[28]、Guo等^[29]、郭印同等^[30]、马新仿等^[31]分析了地质与工程参数对水力裂缝扩展的影响,揭示了水力裂缝垂向延伸的非平面与非对称特征。

工程实践表明,不同埋深页岩储层缝高扩展规律差异显著,关于水力裂缝与层理的交叉作用机理尚不清晰。鉴于此,笔者通过统计龙马溪组页岩露头压裂物模试验结果,总结不同埋深页岩水力裂缝起裂扩展规律及差异,明确主控因素。在此基础上,建立水力裂缝穿层扩展的三维有限元模型,定量表征层理强度与地应力对缝高扩展的影响,明确水力裂缝与层理的交叉作用机理,揭示不同埋深页岩储层水力裂缝垂向扩展规律。

1 缝高延伸形态与规律

水力压裂物理模拟实验是一种认识裂缝扩展形态与规律最直接、最有效的方法。基于真三轴水力压裂物模实验设备^[23]，前期开展龙马溪深层和中深层页岩露头压裂试验共 60 余组^[23-28]，研究了不同埋深页岩水力裂缝起裂扩展行为。深层页岩露头取自武隆县，中深层页岩露头取自石柱县，如图 1 所示。通过露头剖面的观察和分析得到，石柱县中深层页岩多节理、裂缝发育、裂隙开度小、各向异性脆性特征显著；武隆县深层页岩节理胶结强度弱、基质强度高、各向异性和脆性特征减弱、塑性特征显著。在此，本文对上述不同埋深页岩的压裂试验结果进一步归纳总结，

明确影响页岩水力裂缝缝高的主控因素。关于页岩试样制备、试验流程、具体试验结果等细节不予赘述。

根据主裂缝与页岩层理在纵向上作用方式不同，总结得到 5 种近井筒水力裂缝起裂与扩展的模式，并给出不同模式的形成条件，如表 1 所示。Fish 等^[32]基于微地震数据在水平面的展布特征，将页岩水力裂缝形态由简单到复杂划分为 4 类：单一裂缝、复杂多裂缝、天然裂缝张开的复杂裂缝、复杂的网状裂缝。该分类仅依据三维微震数据体的水平投影特征进行简单划分，未精细表征水力裂缝垂向扩展形态。本文基于物模试件水力裂缝穿层扩展及与层理面交叉作用的结果，总结得到石柱县中深层与武隆县深层页岩缝高扩展的四类典型形态(见图 2)：中深层页岩包括，单一裂缝、简单鱼骨刺状裂缝、伴随天然裂隙开启的鱼骨

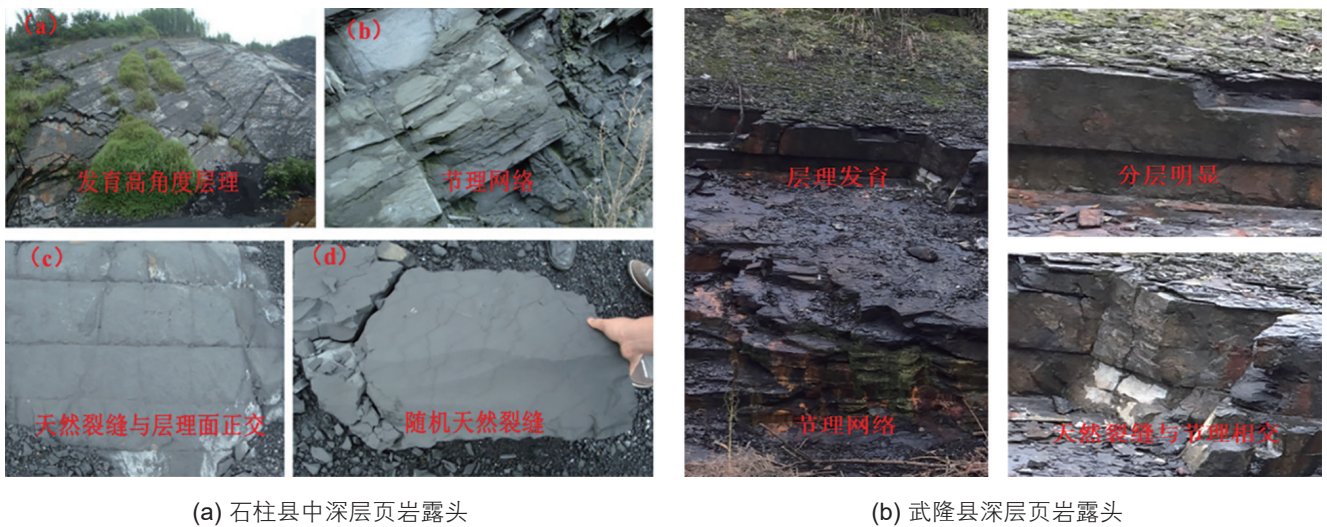
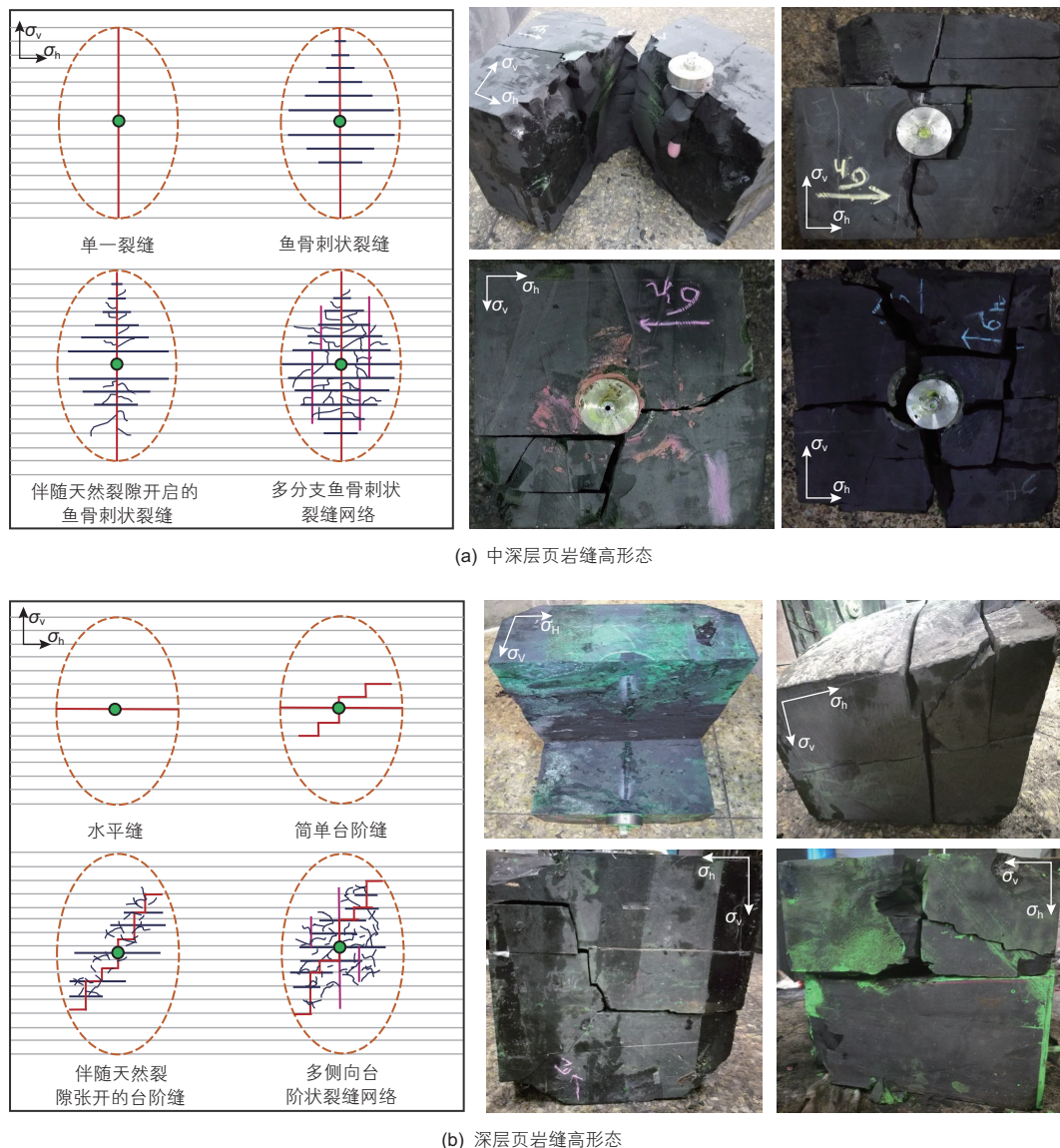


图 1 石柱县中深层页岩与武隆县深层龙页岩露头
Fig. 1 Middle deep shale outcrops in Shizhu and deep shale outcrops in Wulong

表 1 页岩近井筒水力裂缝起裂及扩展模式的 5 种基本模式

Table 1 Five types of hydraulic fracture initiation and propagation near the wellbore for shale

	模式 I	模式 II	模式 III	模式 IV	模式 V
基本模式	垂直层理起裂并扩展	沿层理起裂并扩展	沿垂直层理起裂；扩展过程中遇弱层理分叉、转向	沿层理起裂，扩展过程中遇强层理转向垂直扩展；后遇弱层理再次转向	多裂缝同时起裂并扩展，遇层理转向
产生条件	层理胶结强度高且裂缝不发育	层理胶结强度较低	层理胶结强度整体较强但局部较弱	层理胶结强度整体较弱但局部较强	层理胶结强度较弱且天然裂缝发育
裂缝形态					



(a) 中深层页岩缝高形态

(b) 深层页岩缝高形态

图2 不同埋深页岩储层裂缝垂向扩展形态^[23-24]Fig. 2 Schematic diagrams of fracture vertical propagation pattern for shale with different depth^[23-24]

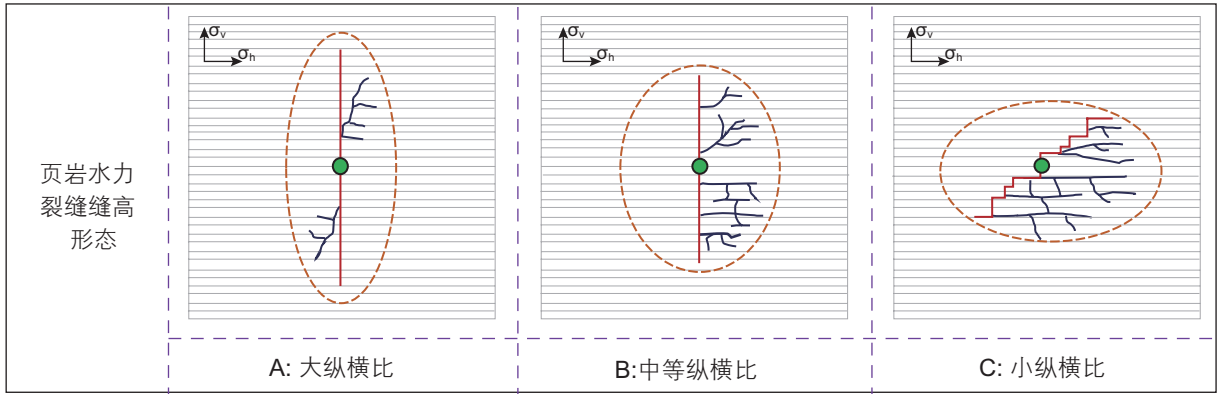
注: 图2(a)~(b)中左侧为裂缝示意图, 右侧真实裂缝形态; 在示意图中, 绿色圆圈表示注入点, 椭圆形虚线表示裂缝扩展区域, 深红色直线表示主裂缝, 粉红色直线次级裂缝, 蓝色直线表示被激活的层理面, 蓝色曲线表示被激活的微裂缝。

刺状裂缝以及多分支鱼骨刺状复杂缝网^[23]; 深层页岩包括, 水平缝、简单台阶缝、伴随天然裂隙张开的台阶缝以及多侧向台阶状裂缝网络^[24]。由于上述结果是基于实验室尺度得到, 当放大到现场尺度的大型水力压裂过程时, 中深层页岩缝网类型多表现出以横切缝为主缝的鱼骨刺状裂缝网络, 深层页岩缝网类型多呈以水平缝为主缝的多侧向台阶状裂缝网络。

根据不同埋深页岩水力裂缝在纵向剖面的纵横向改造范围比, 提出3种缝网类型^[24], 包括大纵横比、中等纵横比以及小纵横比, 如图3所示。结果显示, 随着埋深增加, 页岩缝网体系的垂直分量逐渐降低、

水平分量逐渐增加、纵横比逐渐降低。(1)对于大纵横比缝网类型: 主水力裂缝笔直、长度长; 水平分支裂缝少。(2)对于中等纵横比缝网类型: 主水力裂缝笔直、长度较长; 水平分支裂缝较多, 较多层理缝及天然裂缝被激活。(3)对于小纵横比缝网类型: 主水力裂缝易转向、分叉, 延伸长度小; 水平分支裂缝多, 大量层理缝及天然裂缝被激活。该试验结果与长宁-威远地区典型页岩气井微地震监测结果^[7]一致, 即深层页岩层理缝扩展占主导, 水平向裂缝的形成和发展多于纵向。

页岩气藏压裂改造力求水力裂缝在三维空间各个

图3 不同埋深页岩缝网垂向展布特征^[24]Fig. 3 Pattern of complex vertical fracture network for shale with different depth^[24]

方向均能充分延展，最大限度打碎储层形成体积缝网。然而，虽然深层页岩缝网的水平展布较大，但缝高延伸距离小，同时转向的台阶状裂缝易阻碍支撑剂在裂缝内运移，进一步降低支撑裂缝高度，使得最终储层整体改造体积不够，导致资源纵向动用程度不足，制约深层页岩气的开发效率。

2 主控因素定量评价

上述试验结果表明，层理弱面与地应力是控制水力裂缝穿层扩展形态和延伸极限的关键因素。然而，上述试验结果无法量化层理对缝高延伸的影响，目前解析的数学模型^[8-10]亦多简化为二维或假设界面良好胶结，缝高预测精度较低。为此，本节通过建立三维水力裂缝穿层扩展的数值模型，探究缝高与缝长共同变化下的裂缝穿层扩展行为，定量表征层理面强度与地应力对水力裂缝缝高扩展行为的综合影响。

2.1 研究方法 with 模型建立

本文基于内聚力模型的有限元方法，研究水力裂缝与层理面的交叉作用机理。目前已有大量学者^[33-35]采用该方法进行了岩石变形与断裂相关方面的研究，对内聚力方法做了详细介绍，在此不再展开。模型中，水力裂缝的起裂扩展过程采用刚度损伤^[33-35]进行描述，层理面的摩擦行为满足库伦摩擦定律^[34]，岩石变形满足平衡方程^[33-35]，缝内流体服从立方定律^[33-35]。

物理模型为实验室尺度的双层介质，预制两条正交裂缝设定扩展路径，如图4所示。模型关于xoz面对称，注液点所在的平面为对称边界，其他五个面为定位移边界。

2.2 参数设置

为消除参数量纲造成的影响，将地应力及层理面强度这两个影响参数进行无量纲处理，定义垂向应力差异系数为：

$$\zeta_v = (\sigma_v - \sigma_h) / \sigma_h \quad (1)$$

式中， ζ_v —垂向应力差异系数，无因次； σ_h —最小水平地应力，MPa； σ_v —垂向应力，MPa。

为定量表征层理面抗拉强度以及抗剪强度的综合影响，通过层理面与下部岩层抗拉强度及两个切向上抗剪强度的相对大小关系，定义了无因次综合层理强度，即：

$$\gamma = \left(T_1 / T_R + \sum_i \frac{\tau_{L,i}}{\tau_{R,i}} \right) / 3 \quad (2)$$

式中， T_1 —层理面抗拉强度，MPa； T_R —下部岩层抗

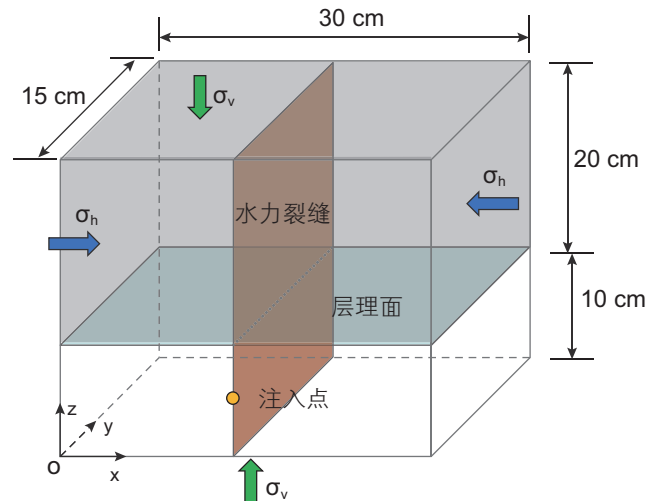


图4 几何模型

Fig. 4 Geometric model

拉强度, MPa; i —指标, $i=1,2$; $\tau_{1,i}$ —层理面第一或第二切向上的抗剪强度; $\tau_{r,i}$ —下部岩层第一或第二切向上的抗剪强度。

页岩层理面剪切滑移时, 除自身的剪切强度以外, 还需克服层理面的摩擦力, 本文采用库伦摩擦定律^[34]进行描述, 摩擦系数设置为 0.6。另外, 由于模型大小为实验室尺度, 压裂时间非常短, 忽略了压裂液的滤失过程。所有算例中压裂液注入速率为 6 mL/min, 黏度为 200 mPa·s, 其他参数设置如表 2 所示。

开展层状页岩水力压裂模拟前, 采用基准模型验证可靠性。模型验证问题为单一圆盘状水力裂缝在黏性占优且不考虑滤失条件下的扩展问题, 将模拟结果与 Savitski 与 Detournay^[36]提出的解析解进行对比。图 5 给出了水力裂缝缝内净压力与裂缝宽度沿半径方向变化的数值模拟及解析结果。对比结果可知, 数值解和解析解基本吻合, 验证了模型的有

效性和精确性。

2.3 模拟结果与分析

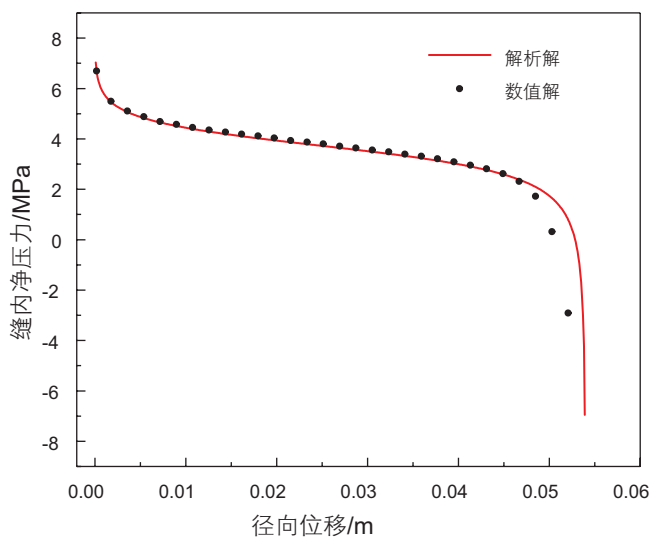
通过改变层理面抗拉强度、抗剪强度以及垂向地应力大小, 研究不同垂向应力差异系数与层理面强度条件下水力裂缝垂向穿层扩展规律。模拟结束后, 根据水力裂缝与层理面作用方式的不同, 总结得到 3 类典型裂缝形态: T型缝、伴随层理滑移的钝化缝以及穿透层理的穿层缝, 如图 6 所示。

通过输出黏聚力单元的 MMIXDME 值, 可以判断主水力裂缝及层理面的破裂模式。当数值为 -1 时, 表示单元未发生破坏; 当数值为 0~0.5 时, 表示单元以拉伸破坏为主; 当数值为 0.5~1 时, 表示单元以剪切破坏为主。如图 7 所示, 展示了图 6 所示三种裂缝类型的破裂模式。结果显示, 三种类型的垂向主水力裂缝的破裂形式均为拉伸破坏; 对 T型缝而言, 层理缝

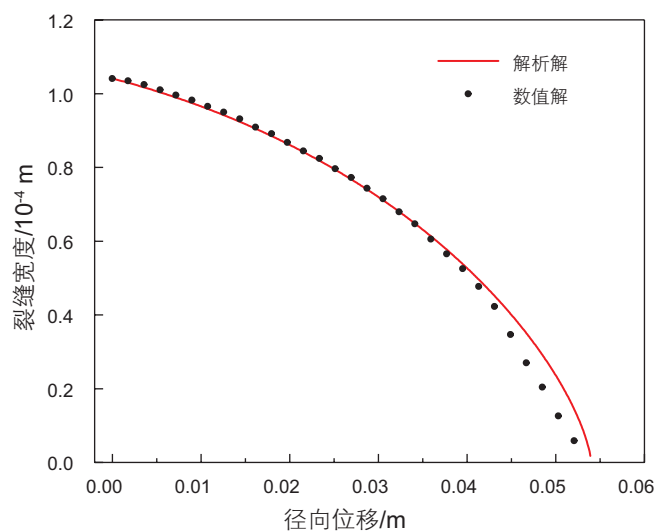
表 2 模拟参数

Table 2 Simulation parameters

参数	下部岩层	上部岩层	单位
弹性模量	14.5	34.5	GPa
泊松比	0.15	0.2	—
垂向地应力	10~20	10~20	MPa
水平最大地应力	20	20	MPa
水平最小地应力	10	10	MPa
抗拉强度	3	6	MPa
第一切向抗剪强度	30	60	MPa
第二切向抗剪强度	30	60	MPa



(a) 缝内净压力变化规律



(b) 裂缝宽度变化规律

图 5 模拟结果与解析解对比

Fig. 5 The comparison for the simulated and analytical solutions

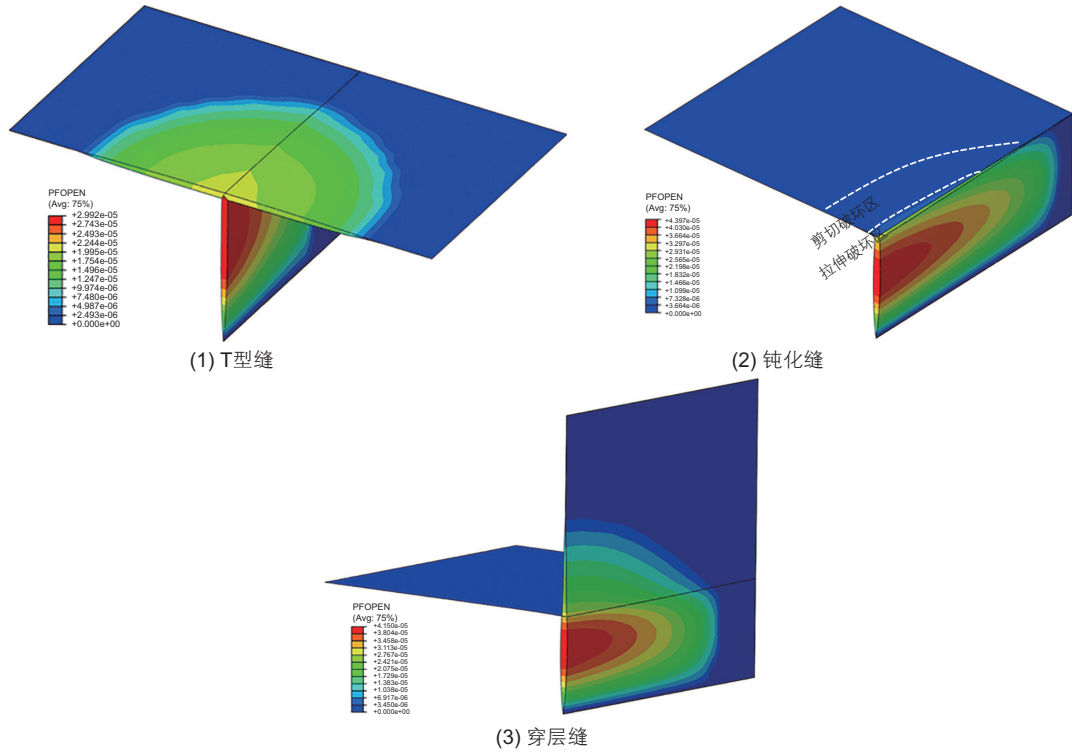


图 6 3 种典型裂缝形态

Fig. 6 Three typical fracture geometry after simulation

注：图中PFOPEN表示裂缝的张开宽度；图6(1)的模拟条件为：无因次层理面强度为0.2，垂向应力差异系数为0.1；图6(2)的模拟条件为：无因次层理面强度为0.1，垂向应力差异系数为0.5；图6(3)的模拟条件为：无因次层理面强度为0.3，垂向应力差异系数为0.5。

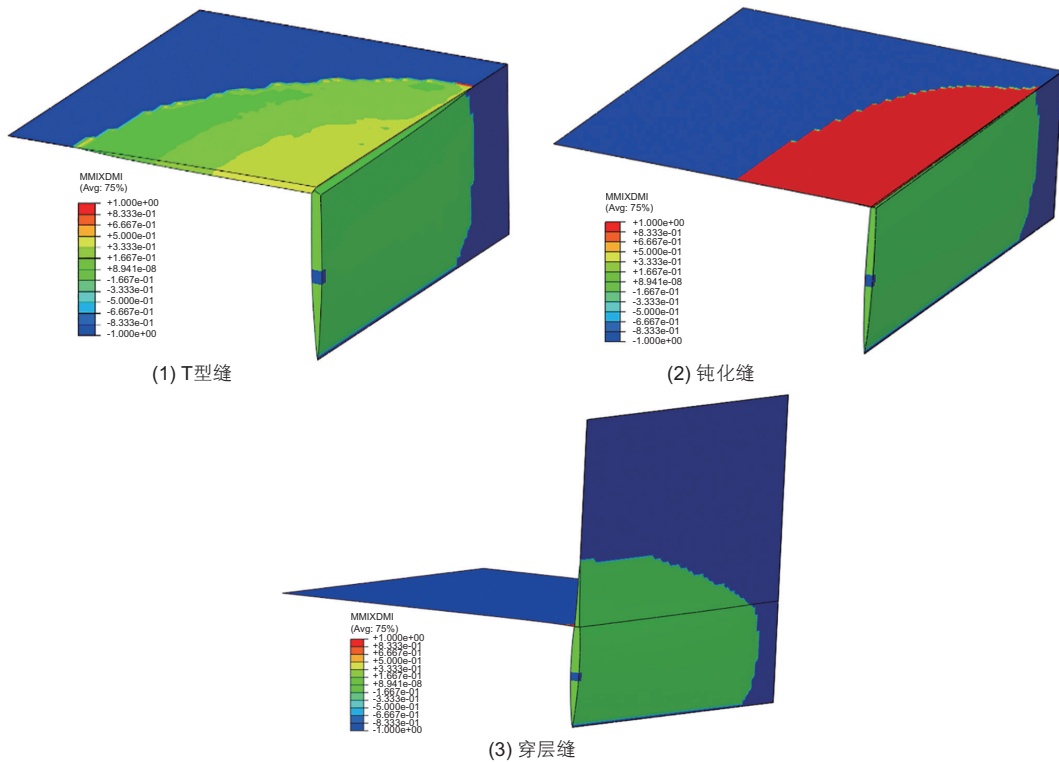


图 7 3 类典型裂缝形态的破裂模式

Fig. 7 Fracture mode for the three typical fracture geometry

为拉伸破坏；对钝化缝而言，层理缝为剪切破坏。

根据不同层理面强度与垂向应力差异系数条件下的数值模拟结果，绘制了综合控制图版，如图8所示。基于上述典型裂缝类型，可将图版划分为3个小区域：左下方区域为T型缝控制区域；左上方为钝化缝控制区域；右上方为穿层缝控制区域。结果表明，层理面强度越低、垂向应力差异系数越小，越易形成T型缝；层理面强度越低，垂向应力差异系数越大，越易形成钝化缝；层理面强度越高、垂向应力差异系数越大，越易形成穿层缝。需要注意的是，页岩裂缝形态是由地质与工程参数共同决定的，图8中所有算例具有相同的压裂液排量和黏度。当排量和黏度变化时，图版中3种裂缝类型控制区域的临界值也会改变，但3个控制区域的相对位置关系不会变化。

四川盆地页岩储层压裂实践表明，随着储层埋深增加，页岩水力裂缝缝高延伸及缝网形成难度增大^[1-3,7]。图9为川南地区一口深层页岩气井采用非放射性示踪陶粒的缝高监测结果，结果显示，裂缝垂向延伸非常困难，有效支撑缝高仅为11 m，远小于预期设计值。基于本文研究结果，可为不同埋深缝高形态的差异提供解释。由于中深层页岩埋藏深度不大，垂向应力差异系数较小，且后沉积时期受构造挤压作用小，层理及天然裂缝胶结程度高，因此，在相对较低垂向应力差异系数条件下，水力裂缝亦可穿透层理面，缝高延伸距离大，最终形成以横切缝为主缝的鱼骨刺

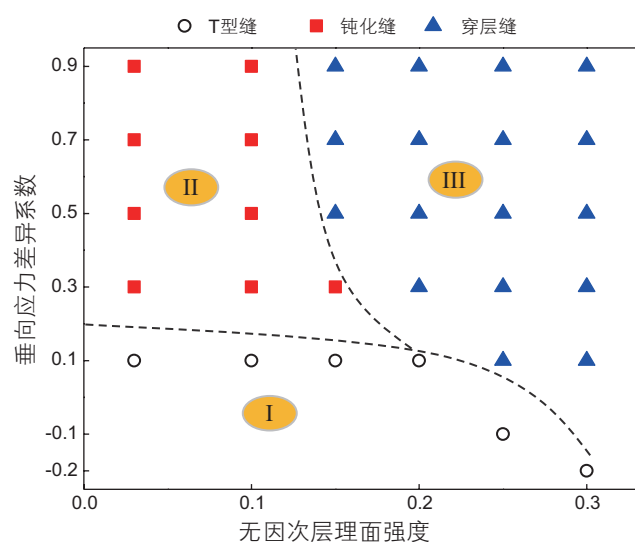


图8 垂向应力差异系数与无因次层理面强度的综合影响
Fig. 8 Combined influencing results by vertical stress coefficient and nondimensional bedding strength

注：图中I表示T型缝控制区域；II表示钝化缝控制区域；III表示穿层缝控制区域

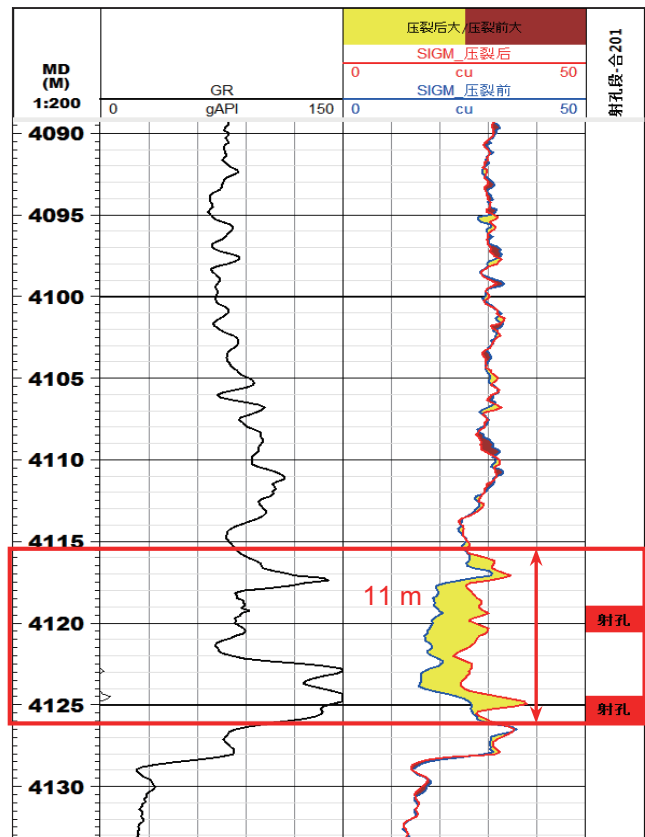


图9 X井非放射示踪陶粒缝高解释结果

Fig. 9 Interpretation results of fracture height propagation for well X

状裂缝网络。深层页岩储层埋藏深度大，垂向应力差异系数大，且后沉积时期受到构造挤压作用大，层理及天然裂缝等弱结构面胶结强度低，强度远低于中深层页岩，因此，在高垂向应力差异系数条件下，水力裂缝仍无法穿透这些弱结构面，导致裂缝高度小，最终形成以层理缝为主缝的多侧向台阶状裂缝网络。这种台阶状的裂缝形态会增加裂缝迂曲程度，同时高闭合应力下裂缝宽度小，严重阻碍支撑剂在裂缝内的运移，最终降低深层页岩压裂改造效果。因此，为提高深层页岩储层缝网波及体积和改造效果，需要创压裂新方法、新材料及新工艺，如平面射孔、交替注入、变黏变排量、多尺度小粒径支撑剂、段内多簇压裂、暂堵转向压裂以及高强度加砂技术等^[1-3,35]，形成适应复杂构造特征与高闭合应力的深层页岩体积压裂工艺技术。

3 结论

(1)揭示了不同埋深条件下页岩缝高扩展形态及差异的形成机理。结果表明，随着埋深增加，页岩储层

缝高扩展缝网类型逐渐由大纵横比、瘦高型过渡为小纵横比、矮胖型。中深层页岩缝网类型呈以横切缝为主缝的鱼骨刺状裂缝网络, 深层页岩缝网类型呈以层理缝为主缝的多侧向台阶状裂缝网络。

(2) 根据页岩水力裂缝与层理面作用方式不同, 近井筒水力裂缝起裂与扩展具有 5 种基本模式: 垂直于层理起裂和扩展; 沿层理起裂和扩展; 垂直于层理起裂和扩展, 并在局部沟通层理面; 沿层理起裂并扩展

一定距离后, 转向沿垂直层理面方向扩展; 多条裂缝同时起裂和扩展。

(3) 明确了层理面强度与垂向应力差异系数是页岩缝高延伸形态的主控因素, 并建立了综合控制图版。中深层页岩垂向应力差异系数小、层理面胶结程度高, 多形成纵向穿层缝; 深层页岩垂向应力差异系数大、层理面胶结强度低, 多形成层理缝。

参考文献

- [1] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 深层页岩气水平井体积压裂技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 90–96. [JIANG T X, BIAN X B, WANG H T, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 90–96.]
- [2] 陈作, 曾义金. 深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 6–11. [CHEN Z, ZENG Y J. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 6–11.]
- [3] 曾义金. 深层页岩气开发工程技术进展[J]. 石油科学通报, 2019, 4(03): 233–241. [ZENG Y J. Progress in engineering technologies for the development of deep shale gas [J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(03): 233–241.]
- [4] 李根生, 盛茂, 田守增, 等. 页岩气储层水平井与压裂工程基础问题探讨[J]. 科学通报, 2016, 61(26): 2883–2890. [LI G S, SHENG M, TIAN S C, et al. Key issues and investigation of horizontal well drilling and multistage fracturing in shale gas reservoir[J]. Chinese Science Bull, 61(26): 2883–2890.]
- [5] 陈勉, 金衍, 卢运虎, 等. 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 M, JIN Y, Lu Y H, et al. Shale Gas development: Opportunities and challenges for rock mechanics (in Chinese) [J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 47(11): 114601.]
- [6] 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 J Z, WANG S, LI Y M. Difficulties and key techniques in the fracturing treatment of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 46–49.]
- [7] 石林, 史璨, 田中兰, 等. 中石油页岩气开发中的几个岩石力学问题[J]. 石油科学通报, 2019, 4(03): 223–232. [SHI L, SHI C, TIAN Z L, et al. Several rock mechanics problems in development of shale gas in PetroChina[J]. Petroleum Science Bulletin, 2019, 4(03): 223–232.]
- [8] FUNG R L, VIJAYAKUMAR S, CORMACK D E. Calculation of vertical fracture containment in layered formations[J]. SPE Formation Evaluation, 1987: 518–522.
- [9] LIU SONGXIA, VALKÓ P P. An improved equilibrium-height model for predicting hydraulic fracture height migration in multi-layer formations[C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Woodlands, Texas, 2015.
- [10] 李玉伟, 龙敏, 汤继周, 等. 考虑裂尖塑性区影响的水力压裂缝高计算模型[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1–11. [LI Y W, LONG M, TANG J Z, et al. Hydraulic fracture height mathematical model considering the influence of plastic region at fracture tip[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 1–11.]
- [11] 李连崇, 梁正召, 李根, 等. 水力压裂裂缝穿层及扭转扩展的三维模拟分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2010, 29(1): 3028–3215. [LI L C, LIANG Z Z, LI G, et al. Three-dimensional numerical analysis of traversing and twisted fractures in hydraulic fracturing[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2010, 29(1): 3028–3215.]
- [12] ZOU Y S, MA X F, ZHANG S C, et al. Numerical Investigation into the Influence of Bedding Plane on Hydraulic Fracture Network Propagation in Shale Formations[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2016, 49(9): 3597–3614.
- [13] SETTGAST R R, FU P, WALSH S D C, et al. A fully coupled method for massively parallel simulation of hydraulically driven fractures in 3–dimensions[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2017, 41(5): 627–653.
- [14] TAN P, JIN Y, PANG H W. Hydraulic fracture vertical propagation behavior in transversely isotropic layered shale formation with transition zone using XFEM-based CZM method [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2021, 248: 107707.
- [15] 刘合, 王素玲, 姜民政, 等. 基于数字散斑技术的垂直裂缝扩展实验[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 486–491. [LIU H, WANG S L, JIANG M Z, et al. Experiments of vertical fracture propagation based on the digital speckle technology[J]. Petroleum Exploration and Development, 40(4): 486–491.]
- [16] FU W, AMES B C, BUNGER A P, et al. Impact of partially cemented and non-persistent natural fractures on hydraulic fracture propa-

- gation[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, 49(11): 4519–4526.
- [17] HUANG B X, LIU J W. Experimental investigation of the effect of bedding planes on hydraulic fracturing under true triaxial stress[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, 50(10): 2627–2643.
- [18] LIU Z Y, JIN Y, CHEN M, et al. Analysis of Non-Planar Multi-Fracture Propagation from Layered-Formation Inclined-Well Hydraulic Fracturing[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, 49(5): 1747–1758.
- [19] TAN P, JIN Y, YUAN L, et al. Understanding hydraulic fracture propagation behavior in tight sandstone–coal interbedded formations: an experimental investigation[J]. *Petroleum Science*, 2019, 16(1): 148–160.
- [20] TAN P, JIN Y, HAN K, et al. Vertical propagation behavior of hydraulic fractures in coal measure strata based on true triaxial experiment[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 158: 398–407.
- [21] WAN L M, HOU B, TAN P, et al. Observing the effects of transition zone properties on fracture vertical propagation behavior for coal measure strata[J]. *Journal of Structural*, 2019, 126: 69–82.
- [22] 高杰, 侯冰, 谭鹏, 等. 砂煤互层水力裂缝穿层扩展机理[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(增刊 2): 428–433. [GAO J, HOU B, TAN P, et al. Propagation mechanics of hydraulic fracture in sand coal interbedding[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(S2): 428–433.]
- [23] 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.
- [24] TAN P, PANG H W, ZHANG R X, et al. Experimental investigation into hydraulic fracture geometry and proppant migration characteristics for southeastern Sichuan deep shale reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184: 106517.
- [25] 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): 763–768.]
- [26] HOU B, CHANG Z, FU W N, et al. Fracture initiation and propagation in a deep shale gas reservoir subject to an alternating-fluid-injection hydraulic-fracturing treatment[J]. *SPE Journal*, 2019, 24(4): 1839–1855.
- [27] HOU B, ZHANG R X, ZENG Y J, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and propagation in deep shale formation with high horizontal stress difference[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 170: 231–243.
- [28] 考佳玮, 金衍, 付卫能, 等. 深层页岩在高水平应力差作用下压裂裂缝形态实验研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2018, 37(6): 1332–1339. [KAO J W, JIN Y, FU W N, et al. Experimental research on the hydraulic fracture morphology of deep shale in high in-situ horizontal stress deviation[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2018, 37(6): 1332–1339.]
- [29] GUO T K, ZHANG S C, QU Z, et al. Experimental study of hydraulic fracturing for shale by stimulated reservoir volume[J]. *Fuel*, 2014, 128: 373–380.
- [30] 郭印同, 杨春和, 贾长贵, 等. 页岩水力压裂物理模拟与裂缝表征方法研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2014, 33(1): 52–59. [GUO Y T, YANG C H, JIA C G, et al. Research on hydraulic fracturing physical simulation of shale and fracture characterization methods[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2014, 33(1): 52–59.]
- [31] 马新仿, 李宁, 尹丛彬, 等. 页岩水力裂缝扩展形态与声发射解释——以四川盆地志留系龙马溪组页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2017(06): 1–8. [MA X F, LI N, YIN C B, et al. Hydraulic fracture propagation geometry and acoustic emission interpretation: A case study of Silurian Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017(06): 1–8.]
- [32] FISH M K, WRIGHT C A, DAVIDSON B M, et al. Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the Barnett shale[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 2002.
- [33] GUO J C, ZHAO X, ZHU H Y, et al. Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture based on the cohesive zone finite element method[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 25: 180–188.
- [34] CHEN Z, JEFFREY R G, ZHANG X. Numerical modeling of three-dimensional T-shaped hydraulic fractures in coal seams using a cohesive zone finite[J]. *Hydraulic Fracturing Journal*, 2015, 2(2): 20–37.
- [35] HADDAD M, DU J, VIDAL-GILBERT S. Integration of dynamic microseismic data with a true 3D Modeling of hydraulic-fracture propagation in the Vaca Muerta shale[J]. *SPE Journal*, 2018: 1714–1738.
- [36] SAVITSKI A A, DETOURNAY E. Propagation of a penny-shaped fluid-driven fracture in an impermeable rock: asymptotic solutions[J]. *International Journal of Solids and Structures*, 2002, 39(26): 6311–6337.
- [37] 郑有成, 范宇, 雍锐, 等. 页岩气密切割分段+高强度加砂压裂新工艺[J]. *天然气工业*, 2019, 39(10): 76–81. [ZHENG Y C, FAN Y, YONG R, et al. A new fracturing technology of intensive stage+ high-intensity proppant injection for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(10): 76–81.]