四川页岩压裂裂缝扩展实验及力学特性研究

周健^{1,2*}, 蒋廷学^{1,2}

1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101;

2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101

* 联系人, E-mail: zhouj.sripe@sinopec.com

收稿日期: 2016-12-22; 接受日期: 2017-02-14; 网络出版日期: 2017-06-06

国家自然科学基金(编号: 51490653)和中国石化科技部课题(编号: P15173)资助项目

摘要 采用真三轴压裂物理模拟的方法, 研究了四川页岩储层压裂过程中的水力裂缝扩展行为和裂缝形态. 实验结果表明, 四川页岩压裂裂缝扩展模式分为主裂缝多分支裂缝和网状复杂裂缝. 在水平主应力差较高的实验条件下, 压力曲线波动频率高且趋势平稳, 实时声发射监测结果表明, 在实验的前期压裂裂缝易穿过天然节理, 并形成单一主裂缝, 而在实验的后期易形成多分支裂缝; 在水平应力差较低条件下, 压力曲线波动频率高但是不时伴有压力陡降, 声发射监测结果表明, 水力裂缝扩展易沿着页岩天然裂缝系统扩展, 并形成复杂裂缝形态. 定义了水力裂缝垂直穿过页岩层理面时的临界摩擦系数, 采用实验参数和结果, 揭示了在上述条件下, 水平地应力差异系数和临界摩擦系数之间的相互关系, 随着水平地应力差异系数的增加, 临界摩擦系数显著降低. 上述研究对中国的深层页岩气开发具有一定的指导意义.

关键词 页岩, 裂缝扩展, 裂缝形态, 地应力, 临界摩擦系数, 声发射监测

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

1 引言

伴随着水平井和压裂技术的结合与发展, 带来了北美的页岩气大规模商业化开发, 并且促进了四川盆地页岩气商业化的开发进程.

但是在四川页岩水平井压裂改造过程中, 由于页岩储层中存在着非连续体, 主要是天然裂缝、层理等, 往往会对水力裂缝的扩展及裂缝形态产生重要影响. 部分学者认为, 在水力压裂裂缝扩展过程中, 局部裂缝失去扩展稳定性是没有达到压裂预期效果的主要

原因之一^[1,2].

针对压裂裂缝起裂和扩展过程中, 水力裂缝与天然裂缝之间的非稳定性相互影响, 国内外学者曾经进行过相关研究. Blanton^[3]认为, 水力裂缝与天然裂缝之间的逼近角和水平主应力差是影响水力裂缝走向的主要因素. Warpinski和Teufe^[4]认为, 水力裂缝与天然裂缝发生干扰时, 天然裂缝容易发生剪切破坏, 同时讨论了流体滤失对于应力场的影响. Renshaw和Pollard^[5]建立了水力裂缝以垂直方向穿过天然节理的力学模型, 并进行了相关实验验证. Blair等人^[6]的研究表明,

引用格式: 周健, 蒋廷学. 四川页岩压裂裂缝扩展实验及力学特性研究. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47: 114616

Zhou J, Jiang T X. Experimental study and mechanical properties analysis of fracture propagation in shale formation, Sichuan Basin (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2017, 47: 114616, doi: [10.1360/SSPMA2016-00536](https://doi.org/10.1360/SSPMA2016-00536)

水力裂缝垂直非连续体扩展时, 流体首先会沿着界面渗透, 当在界面上渗透一定距离之后水力裂缝会突破界面沿着原方向扩展. Beugelsdijk等人^[7]的研究表明, 除了水平主应力差的影响之外, 在构造应力场下, 水力裂缝更加容易与天然裂缝干扰. 金衍等人^[8]的研究考虑了天然裂缝走向和倾角的影响, 提出了水力裂缝在井壁处3种起裂方式, 并建立了相应的起裂压力计算模型.

在过去的5年, 越来越多的学者开展了相关的研究. Gu等人^[9]对Renshaw和Pollard^[5]的模型进行了延伸, 把断裂韧性加入新的模型当中, 建立了压裂裂缝穿过天然裂缝的新模型, 并进行了实验的验证. Weng等人^[10,11]在Gu等人^[9]的研究基础上, 提出了针对有复杂天然裂缝系统存在条件下的裂缝扩展模型, 该模型可以用来模拟压裂后形成的复杂裂缝. Olson等人^[12]针对美国Barnett等页岩储层中, 天然裂缝或节理面大部分是“被固结”或“硬质闭合”这一地质特征, 在石膏岩样中采用平面玻璃片模拟天然裂缝, 揭示了其对压裂裂缝扩展路径的影响. 在Fan和Zhang^[13]的研究中, 揭示了天然裂缝密度和压裂排量对最终裂缝形态的影响.

在页岩气水平井压裂微地震裂缝监测过程中, 微地震事件点的分布往往比较宽, 不同的学者或工程师对此具有不同的认识. Savitski等人^[14]的研究认为, 造成微地震事件分布广泛的原因有两种: (1) 在已经形成单一水力主缝后, 压裂液通过压差渗滤到较远处的页岩裂缝中造成新的微破裂; (2) 直接形成了网络复杂裂缝. Muphy和Fehler^[15]的研究认为, 对于渗透率比较低的页岩而言(其中大部分的天然裂缝已经矿化了), 压裂液渗滤进入天然裂缝中, 导致天然裂缝先膨胀, 然后发生剪切滑移, 也可能造成大范围的微地震事件发生, 这一情况往往发生在水平应力差较大, 且天然裂缝与最大水平应力夹角在 30° – 60° .

本实验用的页岩岩样来自四川龙马溪组地质露头, 采用真三轴压裂实验系统开展研究, 旨在研究天然层理和地应力对水力裂缝扩展及裂缝形态的影响.

2 材料与方法

实验用的页岩岩样尺寸为边长为0.3 m的立方体, 材质为四川某页岩地质露头点采集的新鲜的(非表面的)龙马溪组露头加工而成. 在做真三轴压裂实验之

前, 进行了小尺寸岩样取样和力学参数测试工作, 测试的力学参数见表1.

与此同时, 还做了页岩的微观矿物组分和微观孔隙分析. 采用AXS D8-Focus X射线衍射仪(Bruker, 德国)对页岩矿物组分进行分析, 送样数量为4组, 岩芯的石英含量在27.33%–31.39%, 黏土矿物以绿泥石与伊利石为主, 占到总含量的43.52%–50.32%, 其余组分主要为钠长石、钾长石、方解石、黄铁矿.

采用Quanta 250扫描电子显微镜(FEI, 美国)对岩心的微观结构进行分析, 实验选择了4块试样, 放大倍数设置为100, 500, 1000, 2000与10000倍, 分别测试垂直与平行于层理面方向上页岩内部矿物组分的粒径、空间分布及内部孔隙特征. 分析结果表明, 页岩内部由于矿物颗粒小, 相互之间胶结良好, 没有观测到大孔隙存在; 黏土矿物层与石英、长石等之间有少量的狭长缝隙, 其延伸长度与层理面的发育程度有较大的关系, 微观照片上其长度不超过1 mm; 大块试样上, 此种类型缝隙长度会超过3–4 cm, 总体来看, 页岩内部的孔隙度小于2%.

对每一个边长为0.3 m的页岩立方体, 在岩样的正中钻出直径为24 mm的井眼, 井眼深度为170 mm; 割缝套管采用外径20 mm、内径15 mm高强度钢管, 在135–165 mm位置, 对称切割1.5 mm宽的水力通道, 底端焊接封闭, 上端内置螺纹与水力压裂泵管线密封连接; 割缝套管放入井筒, 采用环氧树脂胶结, 便于水力裂缝的起裂, 且设置割缝方位角与最大水平主应力方向夹角为 45° .

实验中采用的真三轴系统, 而且配备了声发射监测系统, 通过该系统, 可以实时接收到压裂过程中动态产生的微地震事件点.

页岩压裂试验采用的Disp声发射仪实时监测压裂过程中裂缝的扩展. 采用8个声发射探头布置于模拟最大水平地应力与最小水平地应力方向的4个面, 采

表1 页岩岩样力学参数
Table 1 The mechanical properties of shale samples

力学参数	单位	数值
单轴抗压强度(σ_c)	MPa	100.8–120.1
弹性模量(E)	GPa	23.9–28.8
泊松比(ν)	无因次	0.32–0.36
抗拉强度(T_0)	MPa	9.70–11.67

用非对称放置, 每个加载面放置两个探头, 上下两个面不设置探头, 如图1所示.

Renshaw和Pollard^[5]认为在高水平主应力差条件下, 容易产生较为平直的水力主缝. 水平主应力差对水力裂缝形态的影响可以归结为水平应力差系数 K_h , 无因次, 定义为

$$K_h = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{\sigma_h}, \quad (1)$$

其中, σ_H 和 σ_h 分别为水平最大主应力和水平最小主应力, 单位为MPa.

目前, 四川盆地某页岩气田的产层龙马溪组大致分布在2300–2880 m^[16], 且上覆岩层压力为三向应力最大值. 实验中采用的三向应力考虑了上述页岩储层的地应力情况, 设置垂向应力 σ_v 为三向最大应力, 且恒定为20.41 MPa, 实验方案中考虑了水平地应力差系数和压裂排量的变化, 具体方案见表2.

采用水基滑溜水溶液作为实验用压裂液, 压裂液

的黏度为3 mPa s, 此外, 压裂液中添加了红色示踪剂.

3 结果与分析

3.1 地应力差对压裂裂缝形态的影响

表3汇总了页岩真三轴压裂实验的实验结果. 从表中看出, 随着水平应力差的增加, 即水平应力差系数 K_h 从0.058增加到0.252时, 压裂后的裂缝形态是不一样的.

当水平应力差较高时, 容易形成单一的主缝+多分支缝, 如图2所示, 红色示踪剂显示形成了单一的压裂主缝, 同时也形成了小的分支缝, 由于压裂液的渗滤, 分支缝是沿着天然裂缝或节理形成的. 图3是s-5样的压裂曲线, 从曲线中可以看出, 压力波动频率较高, 说明在裂缝扩展过程中, 主裂缝附近的天然裂缝频繁开启闭合, 不断造成压裂液在往天然裂缝中渗滤, 但是压力曲线的整体趋势非常平稳, 没有较大压力突降. 此时影响裂缝形态的主控因素是地应力场和储层的天然裂缝.

当两向水平应力差较低时, 天然裂缝或层理成为影响压裂裂缝形态的主控因素, 容易形成网状复杂裂缝, 如图4所示, 压裂实验后的水迹显示形成了网状复杂裂缝, 由于页岩节理的发育, 水力裂缝起裂后, 直接沿着天然裂缝渗滤, 没有形成压裂主缝. 在岩样剖开以后, 也没有发现明显的压裂主缝.

图5是s-2岩样的压裂曲线, 其中压力波动也很频繁, 而且在210和710 s附近有两次比较大的压力陡降, 说明沟通了发育的天然裂缝系统.

图1 (网络版彩图)声发射探头监测系统

Figure 1 (Color online) Schematic of acoustic monitoring system.

表2 页岩真三轴压裂实验参数

Table 2 The experimental parameters of shale samples

Test	σ_v (MPa)	K_h	Viscosity of fluid (mPa s)	Pumping rate (mL/s)
s-1	20.41	0.058	3	1.0
s-2	20.41	0.058	3	0.5
s-3	20.41	0.058	3	0.5
s-4	20.41	0.106	3	0.5
s-5	20.41	0.106	3	0.5
s-6	20.41	0.106	3	1.0
s-7	20.41	0.252	3	0.5
s-8	20.41	0.252	3	1.0
s-9	20.41	0.252	3	1.0

表 3 页岩真三轴实验结果**Table 3** The results of shale tri-axial fracturing tests

Test	K_h	Pumping rate (mL/s)	破裂压力 (MPa)	裂缝形态描述
s-1	0.058	1.0	19.12	网状复杂裂缝
s-2	0.058	0.5	25.12	网状复杂裂缝
s-3	0.058	0.5	22.37	网状复杂裂缝
s-4	0.106	0.5	21.02	网状复杂裂缝
s-5	0.106	0.5	19.41	主缝多分支缝
s-6	0.106	1.0	23.71	主缝多分支缝
s-7	0.252	0.5	18.47	主缝多分支缝
s-8	0.252	1.0	22.40	主缝多分支缝
s-9	0.252	1.0	23.87	主缝多分支缝

图 2 (网络版彩图) s-5号岩样. 图中红色示踪剂显示, 不仅形成了单一主缝, 而且形成了沿着天然节理的分支缝

Figure 2 (Color online) Result of s-5. The path of red tracer in the sample indicates that not only single major fracture, but also fracture branches along natural fractures were observed in the test.

图 4 (网络版彩图) s-2号岩样. 照片显示, 天然裂缝控制了裂缝扩展路径, 形成了网状复杂裂缝

Figure 4 (Color online) Result of s-2. The photo indicates that the natural fracture system dominated fracture path during the tests, leading to complex net-fracture geometry.

图 3 s-5号样压力曲线, 压力波动频率较高, 但是压力曲线的趋势平稳

Figure 3 Pressure curve of s-5, and its fluctuation frequency is high, but its trend is stable.

图 5 s-2号岩样压力曲线, 曲线上存在两次较大的压力陡降

Figure 5 Pressure curve of s-2. The abruptly decline of pressure were observed twice in the test.

3.2 声发射监测结果与分析

采用声发射事件定位压裂裂缝扩展过程中产生的岩石微破裂事件, 通过不同位置的传感器拾取P(S)波到达的时间差来反演岩石破裂源位置, 通过此时间差和位置差, 应用盖格尔算法反演声发射源位置, 进而实现声发射事件定位, 即^[17]:

$$\sqrt{(x-x_i)^2+(y-y_i)^2+(z-z_i)^2} = v_p(t_i-t), \quad (2)$$

其中, x, y, z 是某一个传感器的位置坐标, 单位为m; x_i, y_i, z_i 是某一个事件点的位置坐标, 单位为m; v_p 是纵波的传播速度, 单位为m/s.

图6是s-5号岩样实验, 显示了压裂实验中不同时间段监测到的事件点分布图, 微地震事件总数为256个. 实验的前两个阶段, 即180和300 s, 声发射(微地震)

事件点主要分布在主裂缝平面附近, 说明形成了单一主裂缝, 而此时远场几乎没有事件点; 实验后两个阶段, 即420和480 s, 声发射事件点除了在主裂缝平面有所增加外, 同时在相对较远的地方也有增加; 这是因为压裂液在天然裂缝中的渗滤也造成了微地震事件. 该例中微地震事件点的动态分布, 也印证了此前对裂缝形态的分析.

图7显示了s-2号岩样实验监测到的事件点, 包括在 x, y, z 平面的投影图, 微地震事件总数为189个. 从3个平面的投影图中看出, 事件点是围着起裂点周围随机分布, 而没有沿着某一个裂缝平面分布, 这是由于低应力差条件下, 天然裂缝主导了裂缝扩展路径, 使裂缝起裂后沿着天然裂缝系统渗滤, 形成了网状复杂裂缝.

图6 (网络版彩图) s-5号岩样实验, 4个时间段((a) 180 s; (b) 300 s; (c) 420 s; (d) 480 s)的微地震事件点分布图

Figure 6 (Color online) The distribution of microseismic events at four testing stages of time ((a) 180 s; (b) 300 s; (c) 420 s; (d) 480 s), during the test of s-5.

图7 (网络版彩图) s-2号岩样实验的微地震事件点分布图. (a) s-2号岩样实验的微地震事件点3D分布; (b) s-2号岩样实验的微地震事件点在Y-Z平面投影; (c) s-2号岩样实验的微地震事件点在Z-X平面投影; (d) s-2号岩样实验的微地震事件点在Y-X平面投影

Figure 7 (Color online) The distribution of microseismic events of s-2. (a) The 3D distribution of microseismic events of sample s-2; (b) the distribution of microseismic events of sample s-2 in Y-Z plane; (c) the distribution of microseismic events of sample s-2 in Z-X plane; (d) the distribution of microseismic events of sample s-2 in Y-X plane.

4 天然层理对裂缝扩展行为影响的力学特性分析

之前有学者曾经研究过水压裂缝和天然裂缝的不同夹角条件下的裂缝扩展情况^[18]. 本文针对第一种实验结果, 即形成单一主缝+多分支缝的情况, 结合力学实验, 暂且讨论一下水力裂缝以垂直角度穿过天然裂缝, 并沿着原来方向延伸, 形成主裂缝的力学问题.

Renshaw和Pollard^[5]建立了在线性条件下, 水力裂缝以垂直方向穿过天然层理的力学准则, 如下:

$$\frac{\sigma_H}{T_0 + \sigma_h} > \frac{0.35 + \frac{0.35}{\lambda}}{1.06}, \quad (3)$$

其中, σ_H 是最大水平主应力, MPa; σ_h 是最小水平主应力, MPa; T_0 是页岩的抗拉强度, MPa, λ 是天然层理面的摩擦系数, 无因次.

针对实验中的第一种裂缝形态, 即主裂缝+多分支形态, 结合微地震事件的结果来看, 在高水平应

力差条件下, 页岩压裂的起裂和前期扩展阶段, 可以形成单一主缝, 这表明在上述实验条件下, 水力裂缝以垂直方向穿过天然层理(考虑最容易穿过的情况, 逼近角为 90°), 那么基于实验数据, 可以分析水平地应力差系数与天然裂缝(层理)摩擦系数的关系.

定义水力裂缝在以垂直角度刚好穿过页岩层理面时的层理面摩擦系数为临界摩擦系数为 λ_0 , 那么

$$\frac{\sigma_H}{T_0 + \sigma_h} = \frac{0.35 + \frac{0.35}{\lambda_0}}{1.06}, \quad (4)$$

其中, σ_H 是最大水平主应力, MPa; σ_h 是最小水平主应力, MPa; T_0 是页岩的抗拉强度, MPa; λ_0 是临界天然裂缝或层理的摩擦系数, 无因次. 通过以上公式, 基于实验参数, 可以计算出临界摩擦系数 λ_0 , 其中页岩的抗拉强度采用实测值的平均值, 计算参数和结果见表4.

根据表4中的数据, 绘制了图8. 从图8中可以看出, 随着水平应力差系数的增大, 天然层理的临界摩擦系

表4 应力参数、抗拉强度和裂缝参数

Table 4 The parameters of stresses, tensile strength and fracture

σ_H (MPa)	σ_h (MPa)	K_h	平均 T_0 (MPa)	λ_0
18.37	17.35	0.095	10.55	1.006
18.37	16.60	0.107	10.55	0.945
18.37	14.67	0.253	10.55	0.829

数显著减小,表明水力裂缝更容易穿过层理面,从而易形成主裂缝+多分支缝的裂缝形态. 临界摩擦系数决定了天然裂缝或节理的强度,其影响因素包括地质成因、填充物的组分等. 对于深层页岩气的压裂来说,由于水平应力差较大,再加上地质原因,水力裂缝往往易穿过天然层理缝,并形成水力主缝+多分支缝的情况.

5 结论

本文以真三轴压裂物理模拟实验为手段,研究分析了四川页岩储层压裂过程中的水力裂缝扩展行为及其力学特性,得到了如下结论: (1) 采用四川龙马溪组页岩为岩样,在不同的应力条件下,压裂实验后裂缝形态分为两种,即主裂缝多分支裂缝和网状复杂裂缝. (2) 低水平应力差条件下,天然裂缝特性及复杂性对裂缝形态的影响最大,易形成复杂网状裂缝. 实验

图8 水平应力差系数与临界摩擦系数关系

Figure 8 The relationship between coefficient of horizontal stress difference and threshold coefficient of friction.

中微地震事件点分布直接印证了页岩压裂裂缝的复杂性. (3) 在较高应力差条件下,地应力参数和天然裂缝参数同时影响着压裂裂缝的形态,易形成主裂缝多分支裂缝的裂缝形态. 声发射动态监测数据表明,压裂前期,裂缝扩展主要形成的是单一主缝,而后期,由于压裂液沿着天然裂缝的渗滤,往往形成多分支缝. (4) 天然裂缝或节理的强度对裂缝扩展也有影响. 基于实验数据,采用天然裂缝垂直穿过天然裂缝(层理)的力学模型,揭示了水平应力差系数与天然裂缝临界摩擦系数之间的关系.

参考文献

- Bazant Z P, Salviato M, Chau V T, et al. Why fracking works. *J Appl Mech*, 2014, 81: 101010
- Zhuang Z, Liu Z L, Wang T, et al. The key mechanical problems on hydraulic in shale (in Chinese). *Chin Sci Bull*, 2016, 61: 72–81 [庄茁, 柳占立, 王涛, 等. 页岩水力压裂的关键力学问题. 科学通报, 2016, 61: 72–81]
- Blanton T L. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs. In: *SPE Unconventional Gas Technology Symposium*. Louisville, 1986. 1–15
- Warpinski N R, Teufel L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation. In: *annual Society of Petroleum Engineers of AIME Technical Conference*. Houston, 1987. 209–220
- Renshaw C E, Pollard D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials. *Int J Rock Mech Mining Sci Geomech Abstr*, 1995, 32: 237–249
- Blair S C, Thorpe R K, Heuze F E, et al. Laboratory observations of the effect of geological discontinuities on hydrofracture propagation. In: *Proceedings 30th US Symposium on Rock Mechanics*. Morgantown, 1989. 433–450
- Beugelsdijk L J L, de Pater C J, Sato K. Experimental hydraulic fracture propagation in multi-fractured medium. In: *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. Yokohama, 2000. 1–8
- Jin Y, Zhang X D, Chen M. Initiation pressure models for hydraulic fracturing of vertical wells in naturally fractured formation (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2005, 26: 113–118 [金衍, 张旭东, 陈勉. 天然裂缝地层中垂直井水力裂缝起裂压力模型研究. 石油学报, 2005, 26: 113–118]
- Gu H, Weng X, Lund J, et al. Hydraulic fracture crossing natural fracture at nonorthogonal angles: A criterion and its validation. In: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. The Woodlands, 2011

- 10 Weng X, Kresse O, Chuprakov D, et al. Applying complex fracture model and integrated workflow in unconventional reservoirs. *J Pet Sci Eng*, 2014, 124: 468–483
- 11 Weng X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. *J Unconv Oil Gas Resources*, 2015, 9: 114–135
- 12 Olson JE, Bahorich B, Holder J. Examining hydraulic fracture–natural fracture interaction in hydrostone block experiments. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, 2012
- 13 Fan T, Zhang G. Laboratory investigation of hydraulic fracture networks in formations with continuous orthogonal fractures. *Energy*, 2014, 74: 164–173
- 14 Savitski A A, Lin M, Riahi A, et al. Explicit modeling of hydraulic fracture propagation in fractured shales. In: International Petroleum Technology Conference. Beijing, 2013
- 15 Murphy H D, Fehler M C. Hydraulic fracturing of jointed formations. In: International Meeting on Petroleum Engineering. Beijing, 1986
- 16 Liu B, Wu H M, Cui X P. Research on fracturing flowback and production characteristics of Fuling shale gas wells (in Chinese). *Liaoning Chem Indust*, 2015, 44: 1237–1239 [刘斌, 吴惠梅, 崔晓鹏. 涪陵页岩气井压裂后返排及生产特征研究. *辽宁化工*, 2015, 44: 1237–1239]
- 17 Song W Q, Chen Z D, Mao Z H. Microseismic Monitoring Technology of Hydraulic Fracturing (in Chinese). Dongying: China University of Petroleum Press, 2008 [宋维琪, 陈泽东, 毛中华. 水力压裂裂缝微地震监测技术. 东营: 中国石油大学出版社, 2008]
- 18 Zhou J, Chen M, Jin Y, et al. Mechanics study of shearing slippage damage of natural fracture in hydraulic fracturing (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 2008, 27: 2637–2641 [周健, 陈勉, 金衍, 等. 压裂中天然裂缝剪切破坏机制研究. *岩石力学与工程学报*, 2008, 27: 2637–2641]

Experimental study and mechanical properties analysis of fracture propagation in shale formation, Sichuan Basin

ZHOU Jian^{1,2*} & JIANG TingXue^{1,2}

¹ Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China;

² State key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100101, China

Hydraulic fracture propagation behavior and fracture geometry in Chinese shale are studied through a series of tri-axial fracturing experiments. Two kinds of fracture geometry were found in Sichuan shale during fracturing tests, which are single main fracture with multiple branches and complex network fractures. When horizontal differential stresses contrast is high, the fluctuation frequency of fracturing curve is high and its trend is stable. Meanwhile, the data of real time acoustic monitoring indicated that, hydraulic fracture tends to cross natural interface and form a single main fracture during the initial stages of the tests, and small fracture branches are formed during the later stage of the tests. However, hydraulic fracture tends to propagate along natural fracture system and form complex fractures in the condition of low horizontal differential stresses contrast. Beside, although fluctuation frequency of fracturing curve is high, but there are abruptly declines of pressure in the test. The threshold coefficient of friction for hydraulic fracture crossing a frictional interface is defined, then the relationship between coefficient of horizontal stress difference and the threshold coefficient of friction is revealed based on experimental data. It is found that, in this case, with an increasing of relative stress difference, the threshold coefficient of friction for hydraulic fracture crossing a frictional interface decreased significantly based on the results of our tests. The above research has certain guiding significance for deep shale development in China.

shale, fracture propagation, fracture geometry, *in-situ* stress, threshold coefficient of friction, acoustic monitoring

PACS: 47.27.-i, 47.27.Eq, 47.27.Nz, 47.40.Ki, 47.85.Gj

doi: [10.1360/SSPMA2016-00536](https://doi.org/10.1360/SSPMA2016-00536)