

DOI: 10.11779/CJGE201506010

裂缝性页岩储层多级水力裂缝扩展规律研究

侯冰¹, 陈勉^{1*}, 张保卫², 桑宇¹, 程万¹, 谭鹏¹

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 陕西延长石油国际勘探开发工程有限公司, 陕西 西安 710075)

摘要: 水力裂缝监测技术显示页岩储层中水力裂缝形态复杂, 与传统的砂岩储层有本质区别, 传统的裂缝扩展模型难以描述和解释页岩地层裂缝扩展的复杂性。基于线弹性断裂力学理论, 针对页岩地层裂缝发育的特征, 采用位移不连续法建立了一种多裂缝扩展二维数值模型, 模拟了页岩地层中水力裂缝在随机分布的天然裂缝干扰下扩展的复杂形态。数值模拟显示, 当相对净压力较大、天然裂缝与初始水力裂缝最优扩展方向夹角较大时, 更倾向于形成复杂形态裂缝; 水平应力差较大时, 水力裂缝分叉的几率越小, 通过对页岩露头的真三轴水力压裂物理模拟试验研究进一步验证了数值模拟方法的合理性, 龙马溪组页岩地层的微地震监测解释结果与本数值模拟结果吻合良好。

关键词: 位移不连续法; 页岩; 水力压裂; 数值模拟; 物理模拟

中图分类号: TU455 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2015)06-1041-06

作者简介: 侯冰(1979-), 男, 副研究员, 主要从事油气井岩石力学与工程的研究。E-mail: houbing9802@163.com。

Propagation of multiple hydraulic fractures in fractured shale reservoir

HOU Bing¹, CHEN Mian¹, ZHANG Bao-wei², SANG Yu¹, CHENG Wan¹, TAN Peng¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Shaanxi

Yanchang Petroleum International Exploration and Development Engineering Company, Xi'an 710075, China)

Abstract: The monitoring of hydraulic fracture shows that the morphology of hydraulic fracture in shale reservoirs is complex, and is essentially different from that in the traditional sandstone reservoirs. The traditional models for fracture propagation are difficult to describe and explain the complexity of fracture propagation in shale formation. Based on the theory of linear elastic fracture mechanics, in accordance with fracture development characteristics in shale formation, a 2D numerical model for multi-fracture propagation is established by adopting the displacement discontinuity method. This model simulates the complex morphology of hydraulic fracture propagation under the interference of randomly distributed natural fractures in shale formation. Numerical simulations show that when the relative net pressure is high, the angle between natural fracture and optimized propagation direction of the initial hydraulic fracture is large, and it is more liable to create complicated fractures. And when horizontal stress difference is larger, it is less liable for hydraulic fractures to branch. The true tri-axial hydraulic fracturing tests on shale outcrops further validate the reasonability of this numerical simulation method. The results of micro seismic monitoring interpretation of Longmaxi shale formation agree well with the numerical results in this paper.

Key words: boundary element method; shale; hydraulic fracture; numerical simulation; physical simulation

0 引言

页岩储层天然裂缝发育, 其对水力裂缝的扩展及裂缝形态具有很大的影响。在水平井分段压裂储层改造时, 井筒周围的随机裂缝使得水力裂缝扩展形态更加复杂, 需要建立新的水力压裂的扩展模型描述页岩地层内在的复杂性。传统压裂理论认为水力裂缝对称于井筒的双翼缝, 受天然裂缝的干扰, 水力裂缝出现多样性^[1-3], 而水力裂缝监测技术显示页岩储层中水力裂缝形态复杂^[4-5], 与传统的砂岩储层有本质区别, 传统的裂缝扩展模型难以描述和解释页岩地层裂缝扩展

的复杂性。赵海峰等^[6]假设水力裂缝与井筒周围的一条天然裂缝沟通后发育成左右两个一级分支裂缝, 在裂缝两个端部继续沿着最大地应力方向延伸, 当遇到新的天然裂缝后将形成两个二级分支裂缝。陈勉^[7]利用数值模拟研究水力裂缝的动态扩展过程, 提出了页岩地层分叉扩展的判别条件和影响因素。Weng 等^[8]和 Kresse 等^[9]利用差分法建立了非常规裂缝延伸数值

基金项目: 国家自然科学基金项目(512024195, 51490651, 51234006);

北京青年英才计划项目(YETP0672)

收稿日期: 2014-10-14

*通讯作者

模型, 考虑水力裂缝与天然裂缝沟通条件下支撑剂在裂缝网络中的分布形态。Rahman 等^[10-11]研究了孔隙压力的改变对水力裂缝和天然裂缝交叉行为的影响, 提出了全耦合的有限元孔隙弹性模型。Kresse 等^[12]、Wu 等^[13]和王伯军等^[14]采用改进的二维位移不连续法分段路径的影响。Taleghani 等^[15]和 Keshavarizi 等^[16]采用扩展有限元数值模拟方法研究闭合天然裂缝的内聚力、岩石基质的断裂韧性、天然裂缝的几何形状对水力裂缝前一级压裂产生的应力阴影对后一级水力裂缝的扩展路径的影响。

本文采用位移不连续法来模拟水力裂缝及原地应力场对裂缝尖端应力场的影响, 采用最大周向应力理论作为裂缝扩展的判据, 并以此确定裂缝的扩展方向, 建立水力裂缝在天然裂缝处的转向扩展模型, 应用模型对页岩水平井多级压裂裂缝扩展形态进行模拟, 模拟效果与微地震监测结果比较接近。

1 多裂缝扩展数值模拟

1.1 模型假设

根据四川龙马溪组露头页岩中的裂缝特征, 结合页岩水力压裂施工情况, 建立裂缝性页岩地层多裂缝扩展数值模型, 基本假设: ①水力裂缝扩展过程中, 忽略压裂液在低渗页岩地层中的滤失; ②天然裂缝为闭合裂缝, 其胶结程度可用剪切强度和抗拉强度来表征; ③在水平面上, 水平井水力裂缝扩展属于平面应变问题; ④当水力裂缝与天然裂缝相交后, 压裂液进入天然裂缝内, 在缝内压力的驱使下, 天然裂缝沿着两端继续扩展; ⑤天然裂缝平行节理随机分布在页岩储层中, 利用 MATLAB 中 Monte-Carlo 方法建立离散的天然裂缝网络; ⑥忽略页岩脆性破坏后的复杂断裂形态。当水力裂缝在缝内净压力驱动下扩展距离越远, 沟通天然裂缝的数量越多, 扩展规模越大 (见图 1)。

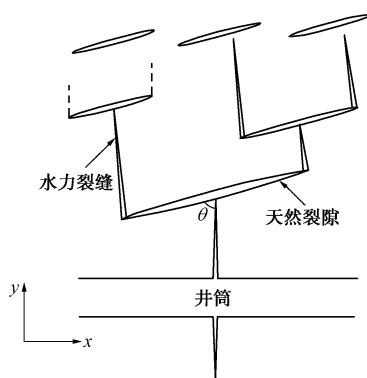


图 1 水力裂缝扩展模型示意图

Fig. 1 Hydraulic fracture propagation model

1.2 水力裂缝扩展力学模型

在整个压裂过程中, 裂缝的扩展受到邻近裂缝的力学作用, 同时其对邻近裂缝也产生一定的干扰, 当裂缝尖端的干扰应力场足够强时, 可以使得附近天然裂缝发生张开或剪切破坏。裂缝间的这种力学相互作用可以通过边界元位移不连续法进行模拟。如图 2 所示, 将水力裂缝离散为 N 个边界单元, 每个单元的切向位移不连续量和法向位移不连续量可分别由裂缝表面的相对切向位移和法向位移表示:

$$\begin{cases} D_s^j = u_{s-}^j - u_{s+}^j \\ D_n^j = u_{n-}^j - u_{n+}^j \end{cases} \quad (i, j = 1, 2, \dots, N) \quad (1)$$

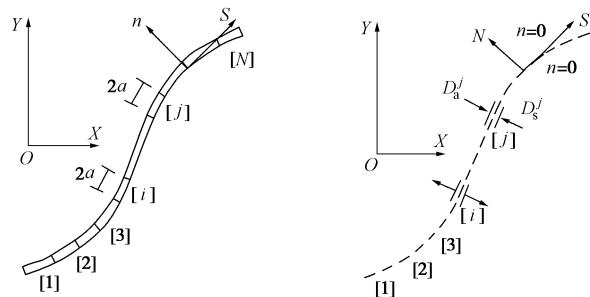


图 2 水力裂缝边界离散示意图

Fig. 2 Discrete elements of crack boundary

第 j 个裂缝单元上的切向位移不连续量和法向位移不连续量 (D_s^j, D_n^j) 在第 i 个单元上产生的应力可以表示为^[15]

$$\begin{cases} \sigma_s^i = \sum_{j=1}^N (A_{ss}^{ij} D_s^j + A_{sn}^{ij} D_n^j) \\ \sigma_n^i = \sum_{j=1}^N (A_{ns}^{ij} D_s^j + A_{nn}^{ij} D_n^j) \end{cases} \quad (i, j = 1, 2, \dots, N) \quad (2)$$

式中 $A_{ss}^{ij}, A_{sn}^{ij}, A_{ns}^{ij}, A_{nn}^{ij}$ 统称为边界应力影响系数, 具体含义分别是: A_{ss}^{ij}, A_{ns}^{ij} 表示在边界单元 i 中点处由于边界单元 j 上的单位切向位移不连续量所引起的剪应力和法向应力的大小; A_{sn}^{ij}, A_{nn}^{ij} 表示在边界单元 i 中点处由于边界单元 j 上的单位法向位移不连续量所引起的切向应力和法向应力的大小。其中,

$$\begin{aligned} A_{ss}^{ij} &= 2G[-f_{,xy} \sin 2\gamma - f_{,xx} \cos 2\gamma - \bar{y}(f_{,xyy} \sin 2\gamma - f_{,yyy} \cos 2\gamma)], \\ A_{sn}^{ij} &= 2G[-\bar{y}(f_{,xyy} \cos 2\gamma + f_{,yyy} \sin 2\gamma)], \\ A_{ns}^{ij} &= 2G[2f_{,xy} \sin^2 \gamma + f_{,xx} \sin 2\gamma - \bar{y}(f_{,xyy} \cos 2\gamma + f_{,yyy} \sin 2\gamma)], \\ A_{nn}^{ij} &= 2G[-f_{,xx} + \bar{y}(f_{,xyy} \sin 2\gamma - f_{,yyy} \cos 2\gamma)], \end{aligned} \quad \gamma = \beta_i - \beta_j \quad (3)$$

式 (3) 中 β_j 为第 j 个裂缝单元在总体坐标系中的方位角, (\bar{x}, \bar{y}) 第 j 个裂缝单元中点在第 i 个单元局部

坐标系中的坐标; G 为剪切模量 (MPa); 函数 $f(\bar{x}, \bar{y})$ 的表达式为

$$f(\bar{x}, \bar{y}) = -\frac{1}{4\pi(1-\nu)} \left[\bar{y} \left(\arctan \frac{\bar{y}}{\bar{x}-a_j} - \arctan \frac{\bar{y}}{\bar{x}+a_j} \right) \right] - (\bar{x}-a_j) \ln \sqrt{(\bar{x}-a_j)^2 + \bar{y}^2} + (\bar{x}+a_j) \ln \sqrt{(\bar{x}+a_j)^2 + \bar{y}^2}, \quad (4)$$

式中, a_j 为 j 单元的半长度 (m)。

如图 3 所示, 每个裂缝单元均要受到缝内应力(裂缝面压应力和剪应力)和远场地应力的共同作用, 促使裂缝发生 I 型和 II 型破坏的张应力和剪应力分别为

$$\begin{cases} \sigma_n^i = \sigma_n^{\text{local}} - \sigma_n^{\text{remote}}, \\ \sigma_s^i = \sigma_s^{\text{local}} - \sigma_s^{\text{remote}}. \end{cases} \quad (5)$$

式中 σ_n^{remote} , σ_s^{remote} 分别远场地应力在裂缝单元法向和切向应力分量; σ_n^{local} 为裂缝单元面所受正应力, 一般为缝内压裂液压力; σ_s^{local} 为裂缝单元面所受剪应力, 一般为裂缝面接触时的摩擦阻力, 可以通过裂缝内净压力和裂缝面摩擦系数来获得。当裂缝张开时, σ_n^{local} 等于压裂液注入压力, σ_s^{local} 等于 0, 因为张开的裂缝面之间不存在剪切摩擦。远场应力一般等效于远场地应力在裂缝面上的分量。如果 $\sigma_n^{\text{local}} > \sigma_n^{\text{remote}}$ (压应力为正), 即裂缝内净压力大于零时, 裂缝单元张开, 反之裂缝单元闭合。当裂缝单元闭合时, σ_s^{local} 可以通过裂缝单元所受正应力与裂缝面摩擦系数的乘积进行计算, 如果 $\sigma_s^{\text{remote}} > \sigma_s^{\text{local}}$, 那么裂缝单元会产生剪切滑移。

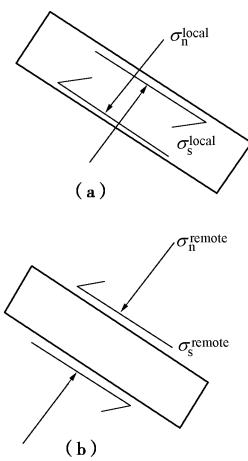


图 3 裂缝单元受力示意图

Fig. 3 Force diagram of boundary element

根据局部坐标与总体坐标应力变化公式, σ_n^{remote} 和 σ_s^{remote} 可以表示为

$$\begin{cases} \sigma_s^{\text{remote}} = \frac{1}{2}(\sigma_{xx}^0 - \sigma_{yy}^0) \sin 2\beta_i + \sigma_{xy}^0 \cos 2\beta_i, \\ \sigma_n^{\text{remote}} = \sigma_{xx}^0 \sin^2 \beta_i + \sigma_{yy}^0 \cos^2 \beta_i - \sigma_{xy}^0 \sin 2\beta_i \end{cases}, \quad (6)$$

式中, σ_{xx}^0 , σ_{yy}^0 , σ_{xy}^0 为远场地应力。

联立 (5)、(6) 可得到每个裂缝单元的边界条件:

$$\begin{cases} \sigma_s^i = -\frac{1}{2}(\sigma_{xx}^0 - \sigma_{yy}^0) \sin 2\beta_i - \sigma_{xy}^0 \cos 2\beta_i, \\ \sigma_n^i = P_{\text{frac}} - \sigma_{xx}^0 \sin^2 \beta_i - \sigma_{yy}^0 \cos^2 \beta_i + \sigma_{xy}^0 \sin 2\beta_i. \end{cases} \quad (7)$$

联立式 (2)、(7), 共有 $2N$ 个未知数和 $2N$ 个方程, 求解方程组即可求出每个裂缝单元的位移不连续量 D_s^j 和 D_n^j 。

1.3 水力裂缝扩展准则

根据最大周向应力理论, 当裂缝尖端等效应力强度因子 $K_e \geq K_{lc}$ 时, 裂缝沿着垂直于最大周向拉应力方向发生扩展, 其中等效应力强度因子 K_e 和裂缝扩展角 θ_0 分别表示为^[16]

$$K_e = \frac{1}{2} \cos \frac{\theta}{2} [K_I \sin \theta + K_{II} (3 \cos \theta - 1)], \quad (8)$$

$$\theta_0 = f(K_I, K_{II}) = \begin{cases} 0 & (K_{II} = 0) \\ 2 \arctan \left(\frac{1}{4} \left(\frac{K_I}{K_{II}} - \text{sgn}(K_{II}) \sqrt{\left(\frac{K_I}{K_{II}} \right)^2 + 8} \right) \right) & (K_{II} \neq 0) \end{cases}, \quad (9)$$

式中 K_I , K_{II} 分别表示裂缝尖端 I 型和 II 型应力强度因子。根据裂缝尖端单元位移修正法^[16], 裂缝尖端应力强度因子可分别为

$$\begin{cases} K_I = \frac{GD_n^{\text{tip}}}{2(1-\nu)\sqrt{a}}, \\ K_{II} = \frac{GD_s^{\text{tip}}}{2(1-\nu)\sqrt{a}}. \end{cases} \quad (10)$$

式中, D_n^{tip} , D_s^{tip} 分别为裂缝尖端单元的法向和切向不连续位移, ν 为泊松比。

1.4 数值模拟结果与分析

水力裂缝扩展受到水平地应力差和裂缝缝内净压力的影响, 定义相对净压力 R_n 为缝内净压力与水平应力差之比, 来表征水力裂缝扩展的力学影响因素:

$$R_n = \frac{P_{\text{frac}} - \sigma_h}{\sigma_h - \sigma_n}. \quad (11)$$

对四川盆地龙马溪组井下页岩岩心进行室内三轴抗压试验, 获取页岩地层岩石力学参数以及地应力大小。从现场解释报告获取储层孔隙压力和地应力方向。页岩地层相关数据如下所示: 弹性模量为 40 GPa, 泊松比 0.27, I 型断裂韧性 $0.8 \text{ MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$, 孔隙压力为 1.05 MPa/100m, 井筒内压裂液压力在 49~58 MPa 之间, 水平最小地应力为 46 MPa, 水平最大地应力为 52 MPa·m, 上覆岩层应力为 50 MPa, 地层埋深为 2600 m, 水力压裂现场施工以排量 $10 \sim 12 \text{ m}^3/\text{min}$, 泵注时间约 200 min。压裂液黏度 $3 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 水力裂缝长度约为 250 m。

假定页岩储层为无限大地层, 设定缝扩展范围为 $300\text{ m} \times 300\text{ m}$ 的区域, 设定 100 条随机分布的天然裂缝, 天然裂缝平行于井筒分布, 长度均为 10 m, 扩展前裂缝处于闭合状态, 缝内净压力为 0。假设水平井长度为 200 m, 如图 4 中粗线所示。5 个压裂段注入点按照从趾端到跟端依次注入, (图 4 中从左向右), 注入点间距为 50 m。

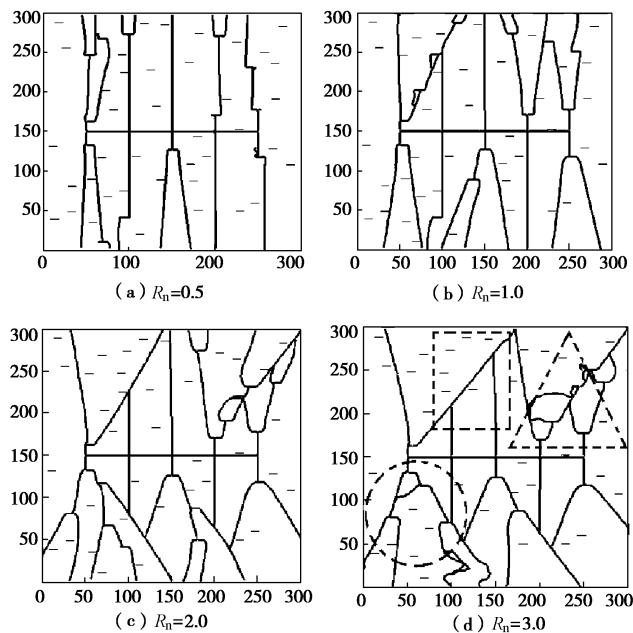


图 4 水平井分级压裂多裂缝扩展形态 ($R_n=0.5, 1.0, 2.0, 3.0$)

Fig. 4 Fracture morphology of horizontal well by multi-stage fracturing ($R_n=0.5, 1.0, 2.0, 3.0$)

图 4 中随机分布的离散短线为天然裂缝, 中间的水平长线为模拟井筒, 由井筒垂直方向诱导形成的分支线为多级水力裂缝。图 7 描述与图 4 相同。

模拟结果显示水力裂缝(图 4 中粗实线)有时平行于最小水平主应力方向扩展, 而不总是垂直于最小水平主应力, 这主要是由于在水力裂缝在张开的天然裂缝的作用下, 裂缝尖端的应力场发生改变而引起的。根据上图可以看出, 当相对净压力 R_n 较大时(图 4 (d)), 裂缝较为复杂, 容易形成网状形态; 当 R_n 较小时(图 4 (a))水平应力差相对较大, 裂缝扩展更多的被限制于垂直于最小水平主应力方向, 但当与天然裂缝相遇时, 扩展方向也会发生一定的偏转。水力裂缝遇到天然裂缝时, 缝内压力足够使得裂缝沿着两端发生扩展, 但扩展一小段后, 在远场地应力的作用下裂缝快速转向, 很快回到原来的扩展方向, 因此在天然裂缝周围仅仅发生较小的扰动。

2 验证与分析

2.1 水力压裂物理模拟

对四川龙门溪组页岩露头进行室内真三轴水力压裂试验。页岩露头弹性模量为 40 GPa, 泊松比为 0.18, 脆性特征显著, 岩样尺寸为 $300\text{ mm} \times 300\text{ mm} \times 300\text{ mm}$ 。结合现场测试数据, 采用相似准则模拟不同深度地层的压裂试验, 3 块试样的室内水力压裂试验参数如下: $\sigma_v, \sigma_h, \sigma_h$ 分别为^{#1} 试样 10, 12, 8 MPa; ^{#2} 试样 20, 10, 8 MPa; ^{#3} 试样 15, 10, 8 MPa。都采用模拟大排量 0.326 mL/s 压裂岩石至破裂, 压裂液采用滑溜水压裂液体系, 黏度均为 2~3 mPa·s, 在压裂液中添加少量示踪剂。

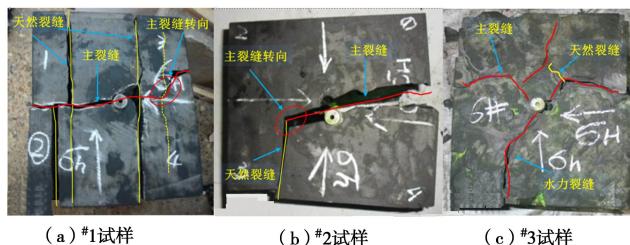


图 5 压裂后的页岩图

Fig. 5 Shales after fracturing

由于在室内模拟大排量水力压裂, 提高了裂缝内净压力, 因此试验结果(图 5)与数值模拟图 4 (d)中的结果相近。其中, ^{#1} 试样在水力压裂后形成一条主裂缝, 主裂缝右翼穿透天然裂缝后与张开的另一条天然裂缝(右)沟通后发生转向, 沿着天然裂缝扩展一段距离后穿透天然裂缝, 继续垂直于水平最小应力方向扩展; 左翼遇到闭合的天然裂缝穿过天然裂缝继续扩展。该试样水力裂缝与天然裂缝相遇后分叉扩展, 与数值模拟图 4 (d)中圆形区域的裂缝沟通情况相符。^{#2} 试样主裂缝左翼扩展时遇到天然裂缝后直接沿着天然裂缝转向扩展, 试验结果与数值模拟图 4 (d)中方形区域的裂缝扩展情况吻合。^{#3} 试样水力压裂后由于受到近井筒附近天然裂缝的影响, 水力裂缝沟通了多条的较小尺度的天然裂缝后呈现径向网状缝形态, 与数值模拟图 4 (d)中三角形区域的裂缝沟通形态相近。因此, 在天然裂缝的干扰下, 页岩水力裂缝易呈现出非平面、多分枝或者网状裂缝等复杂裂缝形态。但是, 受露头页岩尺寸的限制, 室内试验只有一个主水力裂缝, 试验结果只能在局部范围内体现水力裂缝与天然裂缝后的非平面扩展模式。

2.2 微地震解释

以四川龙门溪组某页岩气井为实例, 利用模型对水平井多级压裂裂缝形态进行模拟, 并利用微地震监测资料进行验证。该井有效层段为 2400~2525 m 左右, 现今最大水平主应力方位为北西西—南东东 115° 左右, 水平井井眼轨迹方向为北偏东 10° 左右, 水平段长 1500 m, 分 10 级进行压裂。根据露头页岩岩层

天然裂缝分布状态推测井下页岩储层中天然裂缝成随机分布。另外, 地震资料显示, 在水平井趾端北偏西57°的方向上发育一个小断层, 该试验井分段压裂微地震监测解释如图6所示。

在水平井趾端附近北偏西57°的方向上设置平行的天然裂缝带, 用以模拟该位置上发育的断层。在其它区域设置随机分布的天然裂缝, 其数值模拟裂缝网络如图7所示, 与微地震解释后的裂缝分布形态相似, 验证了数值模拟方法的合理性。

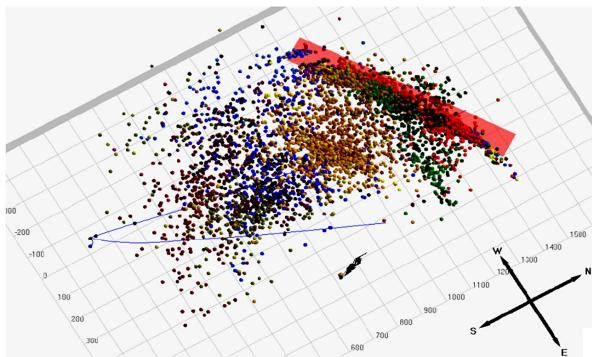


图6 分段压裂微地震监测解释图

Fig. 6 Monitoring graphic of staged fracturing with micro seism

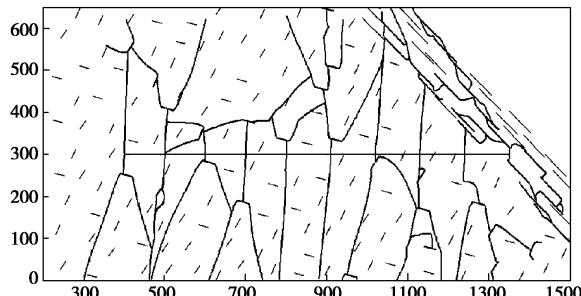


图7 数值模拟水力裂缝网络

Fig. 7 Hydraulic fracture network by numerical simulation

3 结 论

(1) 数值模拟结果显示, 水力裂缝垂向扩展沟通天然裂缝, 在缝内净压力作用下促使裂缝面张开, 部分岩层基质、弱面发生了剪切破坏, 验证了裂缝性页岩的破坏机制。当水力裂缝沟通多层天然裂缝面后, 形成了复杂网络裂缝结构, 与微地震监测情况吻合。

(2) 裂缝性页岩储层的水力裂缝扩展形态主要与缝内净压力、水平主应力差以及天然裂缝产状相关, 当相对净压力大于2, 水平主应力差小于4 MPa时, 在天然裂缝尖端附近局部应力场的影响下裂缝沟通形态逐渐复杂, 裂缝扩展距离越远, 沟通天然裂缝的规模越大。

(3) 对页岩露头开展压裂物理模拟试验发现, 水力裂缝与天然裂缝沟通后会出现分叉扩展、转向扩展或径向扩展等多种非平面扩展形态, 验证了数值模

拟结果。

参考文献:

- [1] 周健, 陈勉, 金衍, 等. 裂缝性储层水力裂缝扩展机理试验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(5): 109–113. (ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Experimental study on propagation mechanism of hydraulic fracture in naturally fractured reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(5): 109–113. (in Chinese))
- [2] 侯冰, 陈勉, 程万, 等. 页岩气储层变排量压裂的造缝机制[J]. 岩土工程学报, 2014, 36(11): 2149–2152. (HOU Bing, CHEN Mian, CHENG Wan, et al. Fracture mechanism on shale gas reservoir fracturing with variable pump rate[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(11): 2149–2152. (in Chinese))
- [3] CHENG W, JIN Y, CHEN M, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. Petroleum Exploration and development, 2014, 41(3): 371–376.
- [4] 衡帅, 杨春和, 曾义金, 等. 页岩水力压裂裂缝形态的试验研究[J]. 岩土工程学报, 2014, 36(7): 1243–1251. (HENG Shuai, YANG Chun-he, ZENG yi-jin, et al. Experimental study on hydraulic fracture geometry of shale[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(7): 1243–1251. (in Chinese))
- [5] KESHAVARZI R, JAHANBAKHSI R. Real-time prediction of complex hydraulic fracture behaviour in unconventional naturally fractured reservoirs[C]// Society of Petroleum Engineers Unconventional Gas Conference and Exhibition. Muscat, 2013.
- [6] 赵海峰, 陈勉, 金衍, 等. 页岩气藏网状裂缝系统的岩石断裂动力学[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 465–470. (ZHAO Hai-feng, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Rock fracture kinetics of the fracture mesh system in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 465–470. (in Chinese))
- [7] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 88–94. (CHEN Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(5): 88–94. (in Chinese))
- [8] WENG X W, KRESSE O, COHEN C E, et al. Modeling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation[C]// Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference, 24–26

- Woodlands, 2011.
- [9] KRESSE O, COHEN C, WENG X, et al. Numerical modeling of hydraulic fracturing in naturally fractured formations[C]// The 45th U.S. Rock Mechanics Symposium, San Francisco, 2011.
- [10] RAHMAN M. A fully coupled numerical poroelastic model to investigate interaction between induced hydraulic fracture and pre-existing natural fracture in a naturally fractured reservoir: Potential application in tight gas and geothermal reservoirs[C]// The Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, 2009.
- [11] RAHMAN M, AGHIGHI M, RAHMAN S, et al. Interaction between induced hydraulic fracture and pre-existing natural fracture in a poro-elastic environment: effect of pore pressure change and the orientation of natural fracture[C]// The Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, 2009.
- [12] KRESSE O, WENG X, GU H, et al. Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2013, 46(3): 555 – 568.
- [13] WU R, KRESSE O, WENG X W, et al. Modeling of interaction of hydraulic fractures in complex fracture networks[C]// The Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference. Woodlands, 2012.
- [14] 王伯军, 张士诚, 张 劲. 斜井水力压裂过程中的缝间干扰力学机理研究[J]. 岩土工程学报, 2009, 31(2): 203 – 206. (WANG Bo-jun, ZHANG Shi-cheng, ZHANG Jin. Mechanism of crack interaction in hydraulic fracture of inclined wells[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2009, 31(2): 203 – 206. (in Chinese))
- [15] TALEGHANI A D, OLSON J E. Numerical modeling of multistranded-hydraulic fracture propagation: accounting for the interaction between induced and natural fractures[J]. SPE Journal, 2009, 16(3): 575 – 581.
- [16] KESHAVARZI R, MOHAMMADI S, BAYESTEH H. Hydraulic fracture propagation in unconventional reservoirs: the role of natural fractures[C]// 46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Chicago, 2012.

中国土木工程学会第十二届全国土力学及岩土工程学术大会 (第二号通知)

2015年7月17—20日, 中国 上海

主办单位: 中国土木工程学会土力学及岩土工程分会
承办单位: 上海交通大学; 华东建筑设计研究院有限公司; 同济大学; 同济大学建筑设计研究院(集团)有限公司; 上海市力学学会岩土力学专业委员会; 上海市土木工程学会土力学与岩土工程专业委员会。

会议主题: 4年一度的中国土木工程学会土力学及岩土工程学术大会是我国岩土工程领域历史最为悠久、影响最为深远的学术会议之一。当前是我国工程建设飞速发展的黄金时期, 各种大型工程建设规模宏伟、投资金额巨大、建设势头迅猛。高速轨道交通、高速公路、城市地铁、深峡巨坝、超高超限建筑、大规模地下城、海洋资源开发、南海岛礁建设等重大工程, 提出了许多新的土力学及岩土工程问题。

第十二届土力学及岩土工程学术大会以“岩土工程安全与创新”为主题, 对我国近年来土力学与岩土工程领域的最新研究进展进行广泛的学术交流, 具体包括以下12个方面内容: ①土的基本性质与本构关系; ②岩土工程勘察、测试与评价技术; ③基础工程与地基处理; ④地下工程及深基坑工程; ⑤岩土工程数值仿真与信息化技术; ⑥土动力学与岩土地震工程; ⑦土工构筑物与边坡工程; ⑧环境岩土工程及灾害效应; ⑨岩土工

程中的新技术与新材料; ⑩地质灾害及预警与防治; ⑪重大岩土工程实录; ⑫岩土工程机械设备与施工新技术。

会议地点: 主会场: 上海光大国际会展中心, 地址: 上海市漕宝路66号。备注: 7月18日开幕式及大会报告地点为上海世贸商城。

会议注册缴费: ①提前注册: 有效时间2015年6月30日前, 网上注册缴费地址: <http://www.jdcw.sjtu.edu.cn/payment/>, (请按照会议网站<http://csmge2015.sjtu.edu.cn/>的“缴费指南”进行操作), 请同时在会议网站下载“参会回执”, 填写后寄回会议专用邮箱或联系地址。②现场注册: 7月17日全天注册: 上海光大国际会展中心(上海市漕宝路66号), 7月18日注册地址: 上海世贸商城(延安西路2299号)。

联系方式: ①会务组联系人: 陈锦剑博士, 周香莲博士, 张璐璐博士, 地址: 上海市闵行区东川路800号上海交通大学土木工程系(200240), 邮箱: csmge2015@163.com; 电话: 021-34204833; ②会议展览联系人: 徐中华博士(华东建筑设计研究院有限公司), 地址: 上海市四川中路220号4楼(200002), 邮箱: zhonghua_xu@ecadi.com; 电话: 021-33134530*7465, ③会议网址<http://csmge2015.sjtu.edu.cn/>。