

页岩气储层水力裂缝转向扩展机制

陈 勉

(中国石油大学石油工程学院,北京 102249)

摘要:从页岩储层岩石断裂力学角度出发,推导三维空间中水力裂缝激活和转向控制方程,将转向扩展的水力裂缝视为不连续正应力条件下的连续延伸。分析控制裂缝转向扩展形态的关键因素和力学特征并进行实例计算。结果表明:从主裂缝扩展长度方向看,水平地应力差越大,裂缝转向后宽度越窄;压裂液排量和黏度越大,裂缝转向后剩余能量越大,裂缝宽度越大;水力裂缝和天然裂缝初始逼近角约为 30° 时最容易沿天然裂缝发生转向;水力裂缝发生转向后表观形态有较大变化,裂缝向偏离最大主应力方向扩展,造成裂缝宽度变窄;裂缝打开能量的过多耗散造成裂缝总体长度和体积变小;水力裂缝转向能扩展为 2~3 种裂缝模式的复合。

关键词:页岩气;水力裂缝;转向扩展;裂缝形态;岩石力学

中图分类号:TE 357 **文献标志码:**A

Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir

CHEN Mian

(College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstracts: A three-dimensional model for reactivation and re-orientation of hydraulic fractures in shale gas reservoir was established based on the theory of rock fracture mechanics. The re-orientation of fractures was considered as a continuous propagation process under discontinuous normal stress. Important factors and mechanical characteristics that affect fracture's geometry were studied in real cases. The results show that, in the direction of main fracture propagation, fracture width dramatically narrows after re-orientation when high horizontal differential stress is subjected. Higher pump rate and higher viscosity of the fracture fluid can generate a wider fracture because higher residual energy is provided after the re-orientation. When the initial angle between hydraulic and natural fractures nears to 30° , the hydraulic fracture tends to re-orientation more easily along the natural fractures. The propagation of the hydraulic fracture after its re-orientation will deviate from the maximum horizontal stress direction, resulting in shorter fracture length and smaller volume since more energy was lost in the re-orientation process. After the re-orientation, the hydraulic fracture can become a complicated fracture network with two to three modes.

Key words: shale gas; hydraulic fracture; fracture re-orientation and propagation; fracture geometry; rock mechanics

页岩气储层是典型的裂缝性储层,力学破坏方式和水力压裂改造机制与常规理论具有显著差异,水力裂缝扩展受天然裂缝的影响显著。国内外学者从理论模型、室内试验和数值模拟等方面对水力裂缝起裂和扩展的力学行为进行了探讨^[1-7]。从分析结论和应用效果看,这些方法在介质属性、加载条件和尺度范围等方面均有不同程度的简化,天然裂缝

条件下人工裂缝转向扩展的力学条件与裂缝激活后的扩展形态研究较少,经典理论在页岩气压裂过程的应用局限性较大^[8-22]。笔者从岩石断裂动力学的角度出发,采用力学分析和数值模拟相结合的方法,研究水力裂缝在天然裂缝处的转向扩展条件,分析裂缝转向后扩展形态变化,并利用现场实例验证该模型的适用性。

收稿日期:2013-07-11

基金项目:国家自然科学基金项目(51234006)

作者简介:陈勉(1962-),男,教授,博士,博士生导师,从事石油工程岩石力学研究。E-mail:chenmian@vip.163.com。

1 页岩气储层水力裂缝转向激活条件

以水平井压裂为例,暂时不考虑水力裂缝起裂处的复杂形态,理想情况下裂缝将沿垂直于最小主应力的方向扩展,假设水力裂缝在井筒附近遇到天然裂缝,则存在裂缝转向分叉的可能。在符合转向激活的条件时裂缝将沿着阻力最小的一侧扩展,之后有可能重新起裂向垂直于最小主应力的方向继续扩展,也有可能因压力增大而暂时止裂。天然裂缝另一端开始扩展,并出现相似的止裂情况,水力裂缝之后的扩展总是倾向于在阻力最小的方向优先扩展,在遇到下一个天然裂缝前受经典裂缝扩展理论控制。

页岩气储层压裂时裂缝通过在天然裂缝处转向变得比预想的更加复杂,通过两侧交替或者同步扩展使压裂体积进一步增大。转向扩展时,裂缝受到的应力场与之前不同,正应力显著增加。为了研究水力裂

$$R_1 = \begin{bmatrix} \cos a \cos b & \sin a \cos b & -\sin b \\ \cos a \sin b \sin c - \sin a \cos c & \sin a \sin b \sin c + \cos a \cos c & \cos b \sin c \\ \cos a \sin b \cos c + \sin a \sin c & \sin a \sin b \cos c + \cos a \sin c & \cos b \cos c \end{bmatrix}.$$

式中, a 、 b 和 c 为地理坐标系定义的应力坐标欧拉角,表示主应力空间上 σ_1 的走向、 σ_1 的俯冲角和 σ_2 的倾角,($^\circ$)。

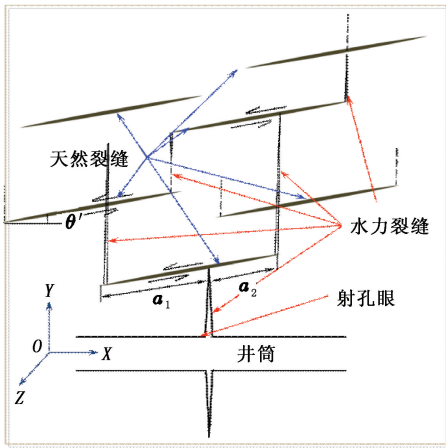


图1 直井或水平井压裂裂缝延伸俯视图

Fig.1 Hydraulic fracture propagation version from vertical or horizontal wellbore

任意裂缝的应力张量可表示为

$$S_i = R_2 S' R_2^T. \quad (3)$$

其中

$$R_2 = \begin{bmatrix} \cos str & \sin str & 0 \\ \sin str \cos dip & -\cos str \cos dip & -\sin dip \\ -\sin str \sin dip & \cos str \sin dip & -\cos dip \end{bmatrix}.$$

式中, str 和 dip 分别为裂缝走向和裂缝倾角。

则裂缝面上的剪应力 τ 和正应力 σ_n 分别为

缝在天然裂缝处转向扩展带来的复杂情况,此处通过应力分析利用二维扩展模型模拟水力裂缝最终形态。

考虑水力裂缝与天然裂缝相交的情况(图1),假定天然裂缝互相平行,与最小水平地应力方向夹角为 θ' ,天然裂缝与初始水力裂缝夹角为 $\frac{\pi}{2} - \theta'$ 。以井轴方向为 X 轴、最大地应力方向为 Y 轴、垂向为 Z 轴建立坐标系,假定主应力矩阵为

$$S = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}. \quad (1)$$

式中, σ_1 、 σ_2 和 σ_3 为分别为最大、中间和最小地应力,MPa。

地理坐标系下的应力矩阵可表示为

$$S' = R_1^T S R_1. \quad (2)$$

其中

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} \sin a \cos b & -\sin b \\ \cos a \cos b & \cos b \sin c \\ \cos a \sin b & \cos b \cos c \end{bmatrix} \\ & \begin{cases} \tau = S_r(3,1), \\ \sigma_n = S_r(3,3). \end{cases} \end{aligned} \quad (4)$$

其中

$$S_r = R_3 S_f R_3^T, R_3 = \begin{bmatrix} \cos rake & \sin rake & 0 \\ -\sin rake & \cos rake & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

$rake =$

$$\begin{cases} \arctan\left(\frac{S_r(3,2)}{S_r(3,1)}\right), & S_r(3,2) > 0; \\ 180^\circ - \arctan\left(\frac{S_r(3,2)}{-S_r(3,1)}\right), & S_r(3,2) < 0, S_r(3,1) > 0; \\ \arctan\left(\frac{-S_r(3,2)}{-S_r(3,1)}\right) - 180^\circ, & S_r(3,2) < 0, S_r(3,1) < 0. \end{cases}$$

式中, $rake$ 为滑动向量前角。

当水力裂缝沿天然裂缝扩展或天然裂缝被完全激活时,依据叠加原理得到裂缝两分支端的应力强度因子,如图2所示。假定天然裂缝长为 $2a$,水力裂缝与天然裂缝相交后将其分割为 a_1 和 a_2 ($a_1 < a_2$)段,则

$$\begin{cases} K_A = \sqrt{\frac{a}{\pi}} (p - \sigma_n) \left[\frac{3\pi}{4} - \arcsin(a_2/a - 1) - \frac{3\sqrt{1 - (a_2/a - 1)^2}}{2} \right], \\ K_B = \sqrt{\frac{a}{\pi}} (p - \sigma_n) \left[\frac{3\pi}{4} + \frac{\arcsin(a_2/a - 1)}{2} - \frac{3\sqrt{1 - (a_2/a - 1)^2}}{2} \right]. \end{cases} \quad (5)$$

式中, K_A 和 K_B 分别为 A、B 点的断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$; a 为裂缝半长, m ; p 为缝内压力, MPa 。

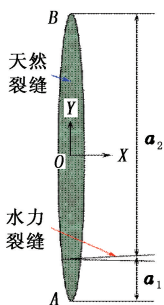


图2 分支裂缝端部的动态应力强度因子

Fig.2 Dynamic stress intensity factor for branching fracture

由式(5)可见,距离裂缝端部近的一侧应力强度因子小于另一侧。裂缝将最先突破近侧裂缝端部进行扩展,此时有

$$K_A = K_{ld} \quad (6)$$

式中, K_{ld} 为动态断裂韧性强度, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$ 。根据式(5)和(6)可判断裂缝首次转向所需的压裂液排量和力学参数。按照图1所示,第 n 段分叉裂缝压裂液排量 Q_n 与井底排量 Q 可表示为

$$Q_n = Q/2^n \quad (7)$$

页岩层理多可看作细长缝,压裂液流态可视为一维层流,裂缝宽度、高度方向及裂缝连接点、端部的复杂流动暂时忽略不计,对细长的页岩水力裂缝是适合的。依据不可压缩流动假定下的流量等效原则,计算出分支裂缝缝内压力 $p(y)$ 与排量 Q_n 的关系为

$$p(y) = \frac{\pi \sqrt{\pi} \mu E^3 Q_n}{9.6 \times 10^8 \sqrt{a} h_f K_{ld}^3} F(y) + \frac{\rho Q_n^2 E^2}{1.56 \times 10^{12} \pi a h_f^2 K_{ld}^2} P(y) \quad (8)$$

式中, μ 为压裂液黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; E 为储层弹性模量, GPa ; h_f 为缝高(二维扩展模型中即储层厚度), m ; ρ 为压裂液密度, g/cm^3 ; $F(y)$ 和 $P(y)$ 为沿缝长分布的线性函数,但对细长缝压力变化不计,取常数 $F(y) = 2.607$, $P(y) = 84.530$ 。

联立式(5)~(8)可以得到水力裂缝在层理性页岩地层中连续转向或断续转向扩展进而产生分支裂缝的压裂参数。

2 页岩气储层水力裂缝转向扩展条件

以 I、II 型复合裂缝为例,分析裂缝转向扩展时的力学行为(II、III 型复合裂缝、I、III 型复合裂缝

和 I、II、III 型复合裂缝的分析方法与此类似,可参考以下分析过程)。已知水力裂缝转向扩展时扩展方向与最小主应力之间不再保持垂直关系,而是成一定角度 θ 。此时,裂缝扩展的力学行为受到正应力和剪应力同时作用,是 I、II、III 型裂缝失稳扩展的复合形式。根据前人研究结果分析可得两条基本准则,即理想均质状态下裂缝沿拉应力最大方向扩展,裂缝断裂角度满足一定力学关系^[7,11,22]。

转向裂缝周围力学状态为

$$\begin{cases} \sigma_r = \frac{1}{2\sqrt{2\pi r}} \left[K_I (3 - \cos \theta) \cos \frac{\theta}{2} + K_{II} (3 \cos \theta - 1) \sin \frac{\theta}{2} \right], \\ \sigma_\theta = \frac{1}{2\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} [K_I (1 + \cos \theta) - 3K_{II} \sin \theta], \\ \tau_{r\theta} = \frac{1}{2\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} [K_I \sin \theta + K_{II} (3 \cos \theta - 1)]. \end{cases} \quad (9)$$

式中, σ_r 、 σ_θ 和 $\tau_{r\theta}$ 为柱坐标下三向主应力, MPa ; r 为距离裂缝尖端距离, m ; K_I 和 K_{II} 为 I、II 型断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$; θ 为裂缝延伸方向与转向方向的夹角, $(^\circ)$ 。

对式(9)求导,令 $\frac{\partial \sigma_\theta}{\partial \theta} = 0$ 即可确定最大拉应力

方位角 θ_0 。求解后得到裂缝转向角度方程为

$$K_I \sin \theta_0 + K_{II} (3 \cos \theta_0 - 1) = 0 \quad (10)$$

在有先存裂缝的情况下,裂缝转向多发生在天然裂缝方向,这是因为天然裂缝胶结强度和断裂韧性均低于周围地层。此时,按照上述假设需要考虑两个方向拉应力的关系。将天然裂缝方位角代入式(9)即可得到天然裂缝方向的拉应力。

假设裂缝失稳扩展时存在

$$\sqrt{2\pi r} \sigma_{\theta_0} = K_C \text{ 或 } K_{IC} \quad (11)$$

式中, σ_{θ_0} 为 θ_0 方向的拉应力, MPa ; K_C 或 K_{IC} 为材料的断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$ 。

将应力参数代入式(11),得到临界应力强度 σ_c 为

$$\sigma_c = \frac{2K_{IC}}{\sqrt{\pi a} \cos \frac{\theta_0}{2} [(1 + \cos \theta_0) \sin^2 \beta - 3 \sin \theta_0 \sin \beta \cos \beta]} \quad (12)$$

式中, β 为任意角度, $(^\circ)$ 。

由任意角度应力强度因子计算公式可得临界应力强度因子为

$$\begin{cases} K_I = \frac{2K_{IC} \sin \beta}{\cos \frac{\theta_0}{2} [(1 + \cos \theta_0) \sin \beta - 3 \sin \theta_0 \cos \beta]}, \\ K_{II} = \frac{2K_{IC} \cos \beta}{\cos \frac{\theta_0}{2} [(1 + \cos \theta_0) \sin \beta - 3 \sin \theta_0 \cos \beta]}. \end{cases} \quad (13)$$

根据式(13),考虑地层实际力学条件和参数,可求得裂缝转向扩展情况下水力裂缝的应力强度因子,在判断裂缝是沿最大拉应力方向扩展还是沿天然裂缝薄弱面扩展的基础上确定其力学行为。

3 页岩气储层水力裂缝转向扩展控制方程求解

将上述条件作为判断水力裂缝转向扩展时机的必要条件,将裂缝扩展过程处理成不连续正应力作用下的连续扩展过程,得到水力压裂扩展方程为

$$\begin{cases} W(x) = \frac{2(1-\nu^2)h_f[p(x) - \sigma_n(x)]}{E}, \\ q(x) = -\frac{\pi h_f W(x) d[p(x) - \sigma_n(x)]}{64\mu dx}, \\ \frac{\partial q(x,t)}{\partial x} + q_L(x,t) + \frac{\partial A(x,t)}{\partial t} = 0. \end{cases} \quad (14)$$

式中, $W(x)$ 为随时间和位置变化的裂缝宽度,m; $q(x)$ 为随时间和位置变化的裂缝内排量, $m^3/\min$; ν 为泊松比; $p(x)$ 为随时间和位置变化的裂缝内压力,MPa; $\sigma_n(x)$ 为随时间和位置变化的裂缝内正应力,MPa; $A(x,t)$ 为随时间和位置变化的裂缝面积, m^2 。

边界条件为

$$\begin{cases} x \geq L(t), W(L,t) = 0, \\ -\frac{\pi h_f W(x) d[p(x) - \sigma_n(x)]}{64\mu dx} \Big|_{x=0} = Q_0. \end{cases} \quad (15)$$

式中, $L(t)$ 为随时间和位置变化的裂缝长度,m。

考虑滤失性,有

$$C_i = C_L L_n / L_e. \quad (16)$$

式中, C_i 和 C_L 为任意点*i*和*L*处的滤失系数, $m/\min^{1/2}$; L_n 和 L_e 分别为*n*点和*e*点裂缝长度,m。

联立式(13)~(16)得到水力裂缝转向扩展控制方程为

$$\frac{\pi}{64\mu \Delta x} \left\{ W^3 \frac{\partial [p(x) - \sigma_n(x)]}{\partial x} \right\} = \frac{\pi}{4} \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{2C_L}{\sqrt{t-\tau(x)}}. \quad (17)$$

采用数值解法,在时空域进行离散求解即可得到裂缝在任意时刻的形态。网格拆分时以中心差分为例,得到有限差分方程为

$$\begin{aligned} & \frac{\pi}{64\mu \Delta x} \left\{ (W_{i+\frac{1}{2}}^n)^3 \frac{\partial [p(x) - \sigma_n(x)]}{\partial x} \Big|_{i+\frac{1}{2}} - (W_{i-\frac{1}{2}}^n)^3 \frac{\partial [p(x) - \sigma_n(x)]}{\partial x} \Big|_{i-\frac{1}{2}} \right\} = \\ & \frac{\pi}{4} \frac{W_i^n - W_i^{n-1}}{\Delta t} + \frac{2C_L}{\sqrt{t^n - \tau(x_i)}}. \end{aligned} \quad (18)$$

式中, $\Delta x = x_{i+1/2} - x_{i-1/2}$, $\Delta t = t^n - t^{n-1}$ 为计算步长。 t^n 为当前时刻,s; t^{n-1} 为上一时刻,s。移项得

$$\begin{aligned} R \left[\frac{(W_{i+1}^n)^3 + (W_i^n)^3}{2} p_{i+1}^n - \frac{(W_{i+1}^n)^3 + 2(W_i^n)^3 + (W_{i-1}^n)^3}{2} p_i^n + \right. \\ \left. \frac{(W_i^n)^3 + (W_{i-1}^n)^3}{2} p_{i-1}^n \right] = R \left\{ \frac{(W_{i+1}^n)^3 + (W_i^n)^3}{2} [\sigma_{n(i+1)} - \sigma_{ni}] - \right. \\ \left. \frac{(W_i^n)^3 + (W_{i-1}^n)^3}{2} [\sigma_{ni} - \sigma_{n(i-1)}] \right\} + \frac{2C_L \Delta t}{\sqrt{t^n - \tau(x_i)}} + \\ \frac{\pi}{4} \frac{W_i^n - W_i^{n-1}}{\Delta t}. \end{aligned} \quad (19)$$

其中

$$R = \frac{\pi \Delta t}{64\mu \Delta x}.$$

与水力压裂控制方程中的裂缝宽度方程耦合求解即可得到缝内压力、裂缝宽度和裂缝长度随时间变化的物理力学关系。

考虑水力裂缝前端情况,假设每一时间步长水力裂缝扩展相同长度 Δx ,求解方程得到相应时间步长 Δt ,根据物质守恒定律得

$$Q_0 = \int \frac{2h_f C_L}{\sqrt{t - \tau(x)}} dx + \frac{\pi h_f}{4} \int \frac{\Delta W}{\Delta t} dx. \quad (20)$$

沿裂缝扩展长度方向离散有

$$Q_0 = \sum_{i=1}^m \frac{2h_f C_L}{\sqrt{t^{n-1} + \Delta t - \tau(x_i)}} \Delta x_i + \frac{\pi h_f}{4 \Delta t} \sum_{i=1}^m (\Delta W_i^n - \Delta W_i^{n-1}) \Delta x_i. \quad (21)$$

4 页岩水力裂缝转向延伸规律

计算参数:水平最大地应力 45 MPa,水平最小地应力 35 MPa,弹性模量 25 GPa,抗拉强度 5 MPa,压裂液黏度 30 mPa·s,泊松比 0.25,裂缝高度 20 m,压裂液滤失系数 0.000 54 m/min^{1/2},天然裂缝距井眼 20 m,共有 3 组天然裂缝,裂缝间距 20 m,水力裂缝转向扩展距离为 10 m。

图 3 为水力裂缝线性扩展和转向扩展时裂缝宽度变化情况。可以看到,裂缝宽度在水力裂缝转向位置(20、50、80 m)处变得更窄,使转向裂缝宽度变得不再连续,这与正应力降低直接相关。值得注意的是,裂缝在转向扩展一定距离(模型设定为 10 m)后重新

起裂,向原方向扩展,此时正应力又回到初始值,从求解结果看,裂缝宽度也再次变宽(30和60 m处),但较水力裂缝线性扩展的情况有所变窄(约0.5 mm)。

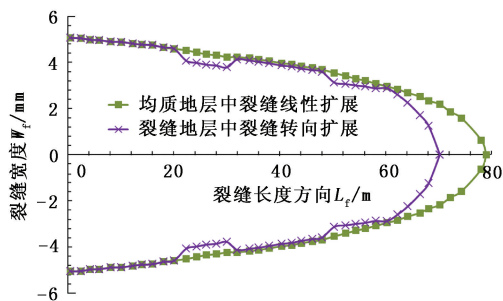


图3 裂缝线性扩展与转向扩展时裂缝宽度在长度方向的变化规律

Fig.3 Variation of fracture width along fracture length for linear and reorientating propagation

页岩等裂缝性储层压裂时,水力裂缝在沿天然裂缝等弱面转向扩展时,裂缝宽度降低,支撑剂尺寸需要重新设定。与单一对称缝相比,水力裂缝转向时需要尺寸更小、强度更高(正应力提高)的支撑剂,这给压裂设计和支撑剂优选带来了挑战。北美等页岩开发公司多采用高强度轻质陶粒做支撑剂,在满足裂缝转弯处承压能力要求高的需求的同时,还能降低清水携带支撑剂的难度,为裂缝开启和流体渗流提供保障。

从试验和数值模拟结果看,裂缝性页岩地层水力裂缝转向扩展规律与均质储层中简单对称性水力裂缝扩展结果有很大的差异。水力裂缝的力学参数和扩展形态受到多重因素的共同影响,主要有原地应力状态、压裂液排量、压裂液黏度、水力裂缝与天然裂缝的初始逼近角度、地层力学性质等。

4.1 原地应力状态对水力裂缝转向扩展的影响

水平地应力差异对水力裂缝转向扩展的影响如图4所示。

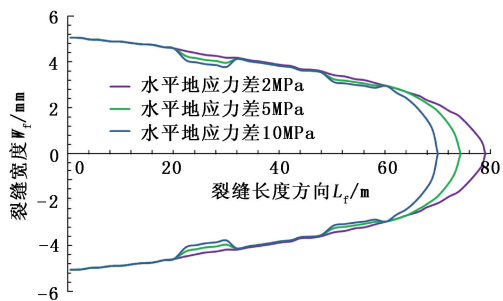


图4 水平地应力差对水力裂缝转向扩展的影响

Fig.4 Influences of differential horizontal stress on hydraulic fracture reorientation

图4表明,水平地应力差可以影响水力裂缝转向

的形态。裂缝在高水平地应力差的情况下宽度降低更加明显。该结果主要来自地应力分量在裂缝壁面上垂向和切向应力比值的差异,正应力越高,裂缝张启越难,流体做功越多,能量消耗越大,宽度也越窄。

4.2 压裂液排量对水力裂缝转向扩展的影响

压裂液排量对水力裂缝转向扩展的影响如图5所示。

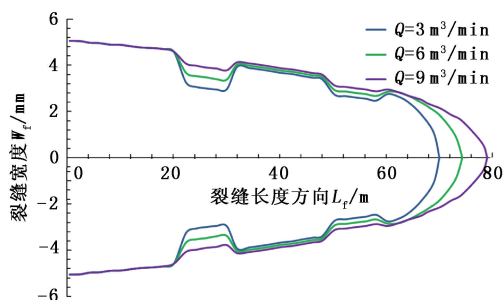


图5 压裂液排量对水力裂缝转向扩展的影响

Fig.5 Influences of pump rate on hydraulic fracture reorientation

图5表明,压裂液排量可以影响水力裂缝转向的形态。裂缝在高压裂液排量(9 m³/min)情况下宽度降低较少,而在低压裂排量(3 m³/min)时降低显著,给压裂支撑剂通过和渗流带来较大难度。该差异主要来自大排量在裂缝内净压力的提升作用以及壁面渗流速度与裂缝扩展速度间的差异。

从计算结果可以看出,采用大排量压裂页岩气储层时裂缝转向处宽度降低相对更小,压裂液通过更容易,支撑剂选择余地更大。在小排量压裂时,裂缝转向处成为压裂液和支撑剂进入的“瓶颈”,需要更高强度、更小粒径的支撑剂,对压裂液体系(考虑支撑剂携带特性)和支撑剂优选提出更高的要求。该分析结果与现场实际吻合,可以对现场设计提供指导。

4.3 压裂液黏度对水力裂缝转向扩展的影响

压裂液黏度对水力裂缝转向扩展的影响如图6所示。

图6表明,压裂液黏度可以影响水力裂缝转向的形态。裂缝在高黏度(150 mPa·s)的情况下宽度降低较少,而在低黏度(50 mPa·s)时降低显著。压裂液黏度虽然变化较大,裂缝降低程度却大致相似,差异性不超过0.5 mm,可见压裂液黏度对裂缝转向处宽度降低幅度的影响没有压裂液排量的影响大。可以理解为高黏度压裂液更利于维持裂缝宽度,低黏度压裂液容易造成裂缝转向处宽度降低。但是从现场的情况看,多采用低黏度压裂液,如滑溜

水等进行压裂,与计算结果的矛盾源于对成本的控制。这是因为采用高黏度压裂液成本较高,且携砂问题可以通过优选支撑剂加以克服。尽管如此,页岩气储层压裂时观察到很多支撑剂铺置不到位、过早脱砂等复杂情况,这些与选择低黏度压裂液有很大关系,从一定程度上佐证了本文结果的正确性。从实际出发建议在选择压裂液体系、黏度、支撑剂类型时一定要经过细致计算,综合衡量来确定相关压裂参数。

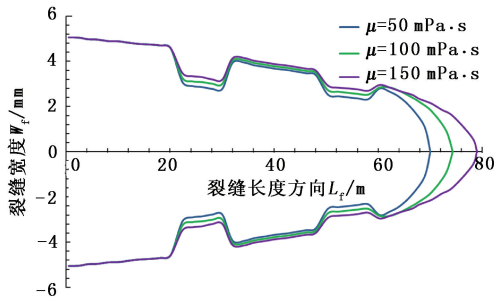


图 6 压裂液黏度对水力裂缝转向扩展的影响
Fig. 6 Influences of fluid viscosity on hydraulic fracture reorientation

4.4 初始逼近角度对水力裂缝转向扩展的影响

水力裂缝与天然裂缝的初始逼近角度对裂缝转向扩展的影响如图 7 所示。

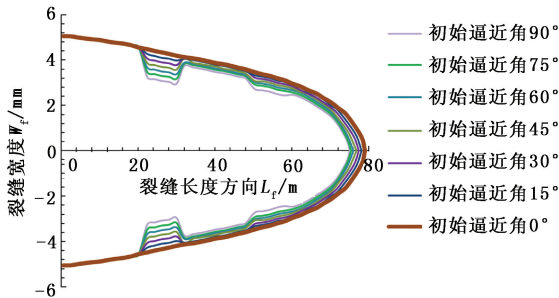


图 7 初始逼近角对水力裂缝转向扩展的影响
Fig. 7 Influences of initial encounter angle on hydraulic fracture reorientation

图 7 表明,水力裂缝与天然裂缝组系间的初始逼近角可以影响水力裂缝转向的形态。裂缝在高逼近角度(60°~90°)的情况下宽度降低显著,而在低逼近角度(0°~30°)情况下降低较少。压裂裂缝与天然裂缝任意角度相交时,裂缝在转向处宽度都会降低。本算例主要考虑水力裂缝沿天然裂缝转向的情况,转向的发生是硬性的,即在天然裂缝处发生转向,而不考虑力学判据。可以看出,水力裂缝在转向处宽度降低,扩展难度加大。

以往的试验和分析结果表明,水力裂缝和天然裂缝交角约为 30°时最容易沿天然裂缝扩展,这是

力学判据。与其他高角度交叉裂缝相比,30°相交的扩展阻力相对较小,裂缝变窄的幅度较低。因此,推荐在水力裂缝与天然裂缝初始交叉角度接近 30°时进行压裂,这样容易造成裂缝转向,且裂缝宽度降低不大。上述分析结果可以通过改变井眼轨迹与储层之间的相对关系实现,为施工设计与现场作业提供指导。

5 结 论

(1)水力裂缝发生转向后表观形态有较大变化,裂缝偏离最大主应力方向扩展,造成裂缝宽度变窄;裂缝打开能量的过多耗散造成裂缝总体长度和体积变小。水力裂缝转向扩展不再是简单裂缝模式,而是 2~3 种裂缝模式的复合,需采用复合裂缝扩展方程进行判断。

(2)影响水力裂缝转向扩展的因素主要有原地应力状态、压裂液排量、压裂液黏度、水力裂缝与天然裂缝的初始逼近角度等。从主裂缝扩展长度方向看,水平地应力差越大,裂缝转向后宽度越窄;压裂液排量和黏度越大,裂缝转向后剩余能量越大,裂缝宽度越大;水力裂缝和天然裂缝初始逼近角约为 30°时最容易沿天然裂缝发生转向。

(3)从力学分析和数值模拟结果看,水力裂缝在页岩地层中不再是单一的对称型裂缝,容易发生转向扩展,工程作业时需针对裂缝宽度和长度变化情况调整支撑剂粒径、压裂液排量以提高造缝效果和压裂体积。

参考文献:

[1] LI Q, CHEN M, JIN Y, et al. A calculation tool for hydraulic fracture network-propagation in layered shale formation [J]. International Review on Computers and Software, 2012,7(5):185-190.
[2] 李庆辉,陈勉,FRED P W,等.工程因素对页岩气产量的影响——以北美 Haynesville 页岩气藏为例[J].天然气工业,2012,32(4):54-59.
LI Qing-hui, CHEN Mian, FRED P W, et al. Influences of engineering factors on shale gas productivity: a case study from the Haynesville shale gas reservoir in North America [J]. Natural Gas Industry, 2012,32(4):54-59.
[3] MWDLIN W L. Laboratory investigation of fracture initiation pressure and orientation [R]. SPE 6087, 1979.
[4] MARANGOS C. The effect of fluid loss on fracture initiation during squeeze cementing operations [R]. SPE 19384, 1989.

- [5] YAND D, RISNES R. Experimental study on fracture initiation by pressure pulses [R]. SPE 63035, 2000.
- [6] LHOMME T P, de PATER C J. Experimental study of hydraulic fracture initiation in Colton sandstone [R]. SPE 78187, 2002.
- [7] RABAA E. Experimental study of hydraulic fracture geometry initiated from horizontal wells [R]. SPE 19720, 1989.
- [8] ABASS H H, MEADOWS D L. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study [R]. SPE 24823, 1996.
- [9] CLEARY M P. Field implementation of proppant slugs to avoid premature screen-out of hydraulic fractures with adequate proppant concentration [R]. SPE 25892, 1993.
- [10] KOGSBALL H H, PITTS M J, OWEN K A. Effects of tortuosity in fracture stimulation of horizontal wells—a case study of the Dan field [R]. SPE 26796, 1993.
- [11] AUD W W, WRIGHT C L, CIPOLLA. The effect of viscosity on near-wellbore tortuosity and premature screen outs [R]. SPE 28492, 1994.
- [12] KHRISTIANOVITH S A, ZHELTOV Y P. Formation of vertical fractures by means of highly viscous fluids [R]. Rome, Italy: Proc World Petroleum Congress, 1955; 579-586.
- [13] PERKINS T K, KERN L R. Width of hydraulic fractures [J]. JPT, 1961, 13(9):937-949.
- [14] VAN E. Hydraulic fracture geometry: fracture containment in layered formation [J]. SPEJ, 1982, 22(2): 120-127.
- [15] ADVANI S H, LEE J K. Finite element model simulations associated with hydraulic fracturing [J]. SPEJ, 1982, 22(2):132-136.
- [16] LAMONT N, JESSEN F. The effects of existing fractures in rocks on the extension of hydraulic fractures [J]. JPT, 1963, 15(2):203-209.
- [17] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation [J]. JPT, 1987, 39(2):209-220.
- [18] RENSHAW C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbonded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials [J]. International Journal of Rock Mechanics Mining Science and Geomechanics, 1995, 32(3):237-249.
- [19] BEUGELSDIJK L J L, de PATER C J, SATO K. Experimental hydraulic fracture propagation in multi-fractured medium [R]. SPE 59419, 2000.
- [20] POTLURI N, ZHU D, HILL A D. Effect of natural fractures on hydraulic fracture propagation [R]. SPE 94568, 2005.
- [21] BENJAMIN L B. Examining the effect of cemented natural fractures on hydraulic fracture propagation in hydrostone block experiments [D]. Austin: The University of Texas at Austin, 2012.
- [22] HIMANSHU Y. Hydraulic fracturing in naturally fractured reservoirs and the impact of geomechanics on microseismicity [D]. Austin: The University of Texas at Austin, 2011.

(编辑 李志芬)