

doi:10.3799/dqkx.2017.106

水平井水力压裂影响参数的数值模拟

刘志帆¹, 刘志强¹, 施安峰¹, 王晓宏¹, 曾博², 李雪丽¹

1. 中国科学技术大学工程科学学院, 安徽合肥 230026

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要: 水力压裂是低渗油气藏的主要开发手段, 传统数值模型所得到的基质-裂缝窜流量以及断裂参数精度不足. 为此以流固耦合理论与断裂力学相结合的压裂模型为基础, 模拟了水力裂缝扩展过程. 在模型中分别引入离散裂缝模型和广义 J 积分计算基质-裂缝流量交换和断裂参数, 并采用动态网格技术对裂缝尖端进行局部加密, 以提高模拟的效率和精度. 模型计算结果显示, 影响水力压裂过程的主要参数中: 基质渗透率和压裂液粘度主要影响水力裂缝的最终形态; 岩石弹性模量影响裂缝宽度. 对压裂车而言, 最高工作压力一般都能够满足压裂增产需求, 其最大输出功率和最大输出流量是限制压裂能力的主要因素.

关键词: 水力压裂模拟; 离散裂缝模型; 广义 J 积分; 动态网格技术; 数值模拟; 石油地质.

中图分类号: P642

文章编号: 1000-2383(2017)08-1394-09

收稿日期: 2017-04-30

Numerical Simulation on Influence Parameters of Horizontal Well Hydraulic Fracturing

Liu Zhifan¹, Liu Zhiqiang¹, Shi An'feng¹, Wang Xiaohong¹, Zeng Bo², Li Xueli¹

1. School of Engineering Science, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China

2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

Abstract: Hydraulic fracturing is the main development method of low permeability reservoir, so it is important to the engineering to address the issue. By combining the fluid-structure interaction theory with fracture mechanics, the propagation of hydraulic fracture is simulated in this paper. Discrete fracture model and generalized J integral are introduced in the proposed model to calculate the flux across the fracture-matrix interface and fracture parameters, respectively. To ensure high precision and efficient simulation, the adaptive mesh refinement technology is introduced in the grids near the crack tip. The results show that the matrix permeability and viscosity of fracturing fluid mainly influence the final shape of hydraulic fracture, while the elastic modulus of rock mainly influence the fracture width. For fracture trucks, the maximum working pressure can generally meet the demand for fracturing production, and the maximum output power and maximum output flow are the main factors limiting the fracturing capacity.

Key words: hydraulic fracturing simulation; discrete fracture model; generalized J integral; adaptive mesh refinement technology; numerical simulation; petroleum geology.

页岩气、致密气等非常规油气资源的储量十分丰富, 然而因为储集层渗透率极低, 其自然产能达不到商业开采要求 (Singh *et al.*, 2008). 水力裂缝能有效增大油气泄流面积, 压裂技术成为开采这类低

渗油气藏的主要手段 (张博等, 2015), 其能确保水力裂缝满足增产需求. 水力压裂模拟中, 准确求解岩石在流体作用下的变形以及判断裂缝扩展状态是关键. 早期的水力压裂模型 (Khristianovic and Zhel-

基金项目: 中石油-中科院科技合作项目 (No. 2015A-4812).

作者简介: 刘志帆 (1982-), 男, 博士后, 主要从事渗流理论、油气藏数值模拟方面的研究. ORCID: 0000-0002-0960-5378.

E-mail: zfliu13@mail.ustc.edu.cn

引用格式: 刘志帆, 刘志强, 施安峰, 等, 2017. 水平井水力压裂影响参数的数值模拟. 地球科学, 42(8): 1394-1402.

tov, 1955; Perkins and Kern, 1961)忽略了流体滤失,这些模型会高估流体对岩石变形的作用.在随后的压裂模型中(Geertsma and De Klerk, 1969; Nordgren, 1972; Adachi *et al.*, 2010; Rahman and Rahman, 2010),滤失系数被用来修正忽略流体滤失造成的误差.前述两类压裂模型在无穷大线弹性体假设下,根据流体作用在裂缝壁面上的压力,采用位移解析公式计算岩石的变形.实际上流体会在岩石内部渗流,必须考虑流体流动与岩石骨架变形的相互作用,目前的压裂模型(Dean and Schmidt, 2009; 彪仿俊, 2011; 王瀚, 2013; Wang *et al.*, 2015)常采用流固耦合理论来描述该现象,此时准确计算基质-裂缝流量交换至关重要.离散裂缝模型(Karimi-Fard and Firoozabadi, 2003; Zhou *et al.*, 2014)在人工压裂油气藏数值模拟中精度高且运用广泛,本文采用该模型计算基质-裂缝流量交换.在此基础上,运用数值方法耦合求解流体场与固体场,可得到岩石变形.

由岩石变形可计算判断裂缝扩展状态的应力强度因子,求解方法主要有:将作用在裂缝壁面上的流体压力代入应力强度因子解析公式(Adachi *et al.*, 2010; Rahman and Rahman, 2010);将裂尖附近的应力位移数值解代入相应的解析公式,反求应力强度因子(Dean and Schmidt, 2009).前述两种方法都基于无穷大空间假设,当水力裂缝与储集层尺度相近时,存在一定误差.由于 J 积分(Rice, 1968)是围绕裂尖的守恒积分,能表征裂缝扩展单位长度时的能量释放率,它可以回避无穷大空间假设.本文在采用 J 积分求解应力强度因子时,为了考虑流固耦合作用,将其广义形式(寇晓东和周维桓, 2000)引入到压裂模型中.

综上,本文在离散裂缝模型和流固耦合理论的基础上,提出了一个基于 J 积分的水力压裂模型,研究基质渗透率和岩石弹性模量等流体和固体重要物性参数对水平井横向裂缝扩展的影响规律以及压裂设备额定参数与压裂能力的关系.

1 数学模型

1.1 流体场模型

在柱坐标系中,根据质量守恒定律和达西定律,可以分别得到旋转对称情况下的基质和裂缝内的流体场控制方程:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(-\rho \frac{K_m}{\mu} r \frac{\partial p_m}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(-\rho \frac{K_m}{\mu} \frac{\partial p_m}{\partial z} \right) + \rho q_{fm} \delta(\mathbf{r} - \boldsymbol{\tau}_f) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(-\rho w \frac{K_f}{\mu} r \frac{\partial p_f}{\partial r} \right) - \rho q_{fm} + \frac{\rho Q}{2\pi r_w} \delta(\mathbf{r} - \mathbf{r}_0) = 0, \quad (2)$$

其中, p_m 和 p_f 分别是基质、裂缝内的流体压力, Pa; μ 为流体粘度, Pa · s; ρ 为流体密度, kg/m³; w 为裂缝宽度, m; Q 为注入源强, m³/s; \mathbf{r} 是位矢; \mathbf{r}_0 为井位置; r_w 为井筒半径, m; $\boldsymbol{\tau}_f$ 为裂缝走向; $\delta(\mathbf{x})$ 为狄拉克函数; K_m 是基质渗透率, m²; K_f 是裂缝渗透率, m², 满足 $K_f = w^2/12$; q_{fm} 为基质-裂缝流量交换, m/s, 按 Zhou *et al.* (2014) 提出的方法计算:

$$q_{fm} = -\frac{K_{fm}}{\mu} \frac{\partial p}{\partial \mathbf{n}_f^+} - \frac{K_{fm}}{\mu} \frac{\partial p}{\partial \mathbf{n}_f^-} = -\frac{K_{fm}}{\mu} \frac{p_f - (p_m)^{M^+}}{d^+} - \frac{K_{fm}}{\mu} \frac{p_f - (p_m)^{M^-}}{d^-}, \quad (3)$$

其中, \mathbf{n}_f^+ 和 \mathbf{n}_f^- 分别为裂缝上下面的法向量, M^+ 和 M^- 表示位于裂缝两侧的基质参考点, d^+ 和 d^- 为参考点到裂缝节点的距离; K_{fm} 为交换渗透率, 取基质和裂缝渗透率的调和平均值.

1.2 固体场模型

对线弹性固体场而言,控制方程由静力平衡方程、本构方程和几何方程组成.水力压裂中,储集层变形的的外力来源于 3 个方面:地应力、压裂液流场以及隔层约束.为简化固体场的求解,根据叠加原理,将储集层变形分解为地应力产生的初始部分以及在压裂液作用和隔层约束下的有效部分.初始部分对应的物理量标以上标“'”,有效部分对应的物理量标以上标“''”以示区分.

初始部分的控制方程:

$$\frac{\partial \sigma'_{ji}}{\partial x_j} = 0, \quad (4)$$

$$\sigma'_{ij} = 2G\epsilon'_{ij} + \lambda\theta' \delta_{ij}, \quad (5)$$

$$\epsilon'_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u'_j}{\partial x_i} \right); \quad (6)$$

有效部分的控制方程:

$$\frac{\partial \sigma''_{ji}}{\partial x_j} + f''_i = 0, \quad (7)$$

$$\sigma''_{ij} = 2G\epsilon''_{ij} + \lambda\theta'' \delta_{ij} + \sigma_{0,ij} \delta_{ij}, \quad (8)$$

$$\epsilon''_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u''_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u''_j}{\partial x_i} \right), \quad (9)$$

其中, σ_{ij} 为应力, Pa; ϵ_{ij} 为应变; u_i 是位移, m; θ 为体应变; G 为剪切模量, GPa; λ 为拉梅系数; δ_{ij} 是

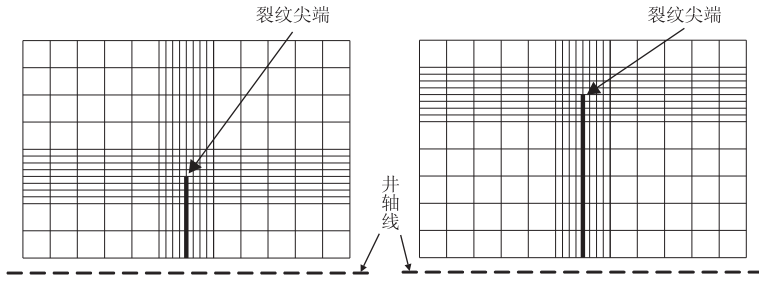


图 1 水平井纵剖面网格示意

Fig.1 Adaptive mesh refinement around the fracture tip

克罗内克函数符号; $\sigma_{0,ij}$ 为地应力分量. f_i'' 表示压裂液作用在岩石骨架上的体积力, Pa/m, 根据 Biot 流固耦合公式 (Biot, 1955) 和岩石静力平衡方程, 可得到表达式如下:

$$f_i'' = -\frac{\partial(\alpha p_m \delta_{ij})}{\partial x_j}, \quad (10)$$

其中, α 是流固耦合系数.

求解上述方程组分别可得初始位移场 u' 和有效位移场 u'' , 那么油气储集层的实际位移 $u = u' + u''$. 根据裂缝表面的位移即可得到裂缝的几何形状.

1.3 裂缝扩展准则

本文的研究对象为旋转对称的水平井横向裂缝, 此时裂缝呈 I 型扩展, 其扩展判断准则 (范天佑, 2003) 如下:

$$K_I \geq K_{IC}, \quad (11)$$

其中, K_I 为应力强度因子, K_{IC} 为岩石断裂韧度.

本文采用广义 J 积分计算 K_I , 具体表达式如下 (寇晓东和周维桓, 2000):

$$K_I = \sqrt{\frac{EJ}{1-\mu^2}}, \quad (12)$$

$$J =$$

$$\frac{1}{a} \left[\int_{\Gamma} \omega r dz - \int_{\Gamma^+ + \Gamma^-} \sigma_{ij} n_j \frac{\partial u_i}{\partial r} r d\Gamma - \int_D^+ f_i \frac{\partial u_i}{\partial r} r dr dz \right], \quad (13)$$

其中, ω 为应变能密度, J/m^3 ; E 为弹性模量, GPa; μ 为泊松比; a 为裂尖到旋转轴的径向距离, m; Γ^+ 和 Γ^- 为积分曲线, D 为这些曲线所围积分区域.

1.4 压裂设备工作参数计算方法

压裂设备的工作压力 p_{in} 、裂缝入口处的压力 p_w 、压裂井垂直段的静水压力 p_H 以及沿程摩擦阻力产生的流体压降 Δp 满足以下关系:

$$p_{in} = p_w - p_H + \Delta p, \quad (14)$$

其中, 静水压力 $p_H = \rho g H$, H 为储集层埋深; 圆管内流体压降满足范宁方程:

$$\Delta p = \frac{8\lambda \rho L Q^2}{\pi^2 D^5}, \quad (15)$$

其中, ρ 为流体密度 kg/m^3 ; Q 为流量 m^3/s ; g 为重力加速度, 取 $9.8 m/s^2$; L 和 D 分别为管道长度与内径, m; λ 为沿程摩阻系数, 它与流体的流态相关. 在本文算例中, 雷诺数范围是 3.14×10^5 至 2.25×10^6 , 因此采用尼古拉兹公式 (吴持恭, 2008) 计算摩阻系数 $\lambda = 0.0032 + 0.221 Re^{-0.237}$, Re 为雷诺数.

压裂设备的输出功率 $P_{功率}$ 计算式如下:

$$P_{功率} = p_{in} Q. \quad (16)$$

1.5 离散求解

在水力压裂模拟中, 网格系统随裂缝长度的变化而改变, 为提高模拟效率和精度, 本文引入动态网格技术. 计算区域由规则网格划分, 网格系统包含两部分: 其一是粗网格, 它在模拟过程中保持不变; 其二是裂缝附近的加密网格, 它随裂缝尖端位置的变化自动调整, 网格示意如图 1 所示.

2 数值算例

2.1 模型验证

为了验证模型可靠性, 本算例 (参数取值见表 1) 将考虑如下问题: 取计算区域为柱形体, 半径为 r_w 的水平井与之同轴, 旋转对称的横向裂缝位于水平井中段, 如图 2 所示.

对于无穷大区域中, 忽略流体滤失和流体滞后效应的轴对称横向裂缝准静态扩展过程, 其裂缝半长 a 与压裂时间 t 之间满足如下函数关系:

$$\frac{8\sqrt{\pi} K_{IC} (1-\mu^2)}{3EQ} \sqrt{a} (a^2 - r_w^2) = t. \quad (17)$$

本算例将多个不同尺寸 (L 分别取 40、60、120 m) 区域下模拟得到的裂缝半长-时间关系曲线与式 (17) 的理论解对比 (图 3). 显然, 由于边界效应两者不能重合; 但随着计算区域尺寸 L 增大, 模拟结果向理论解收敛, 当 L 足够大时两者已基本吻合, 该事实说明了模型的可靠性.

表 1 算例 2.1 参数取值

Table 1 Parameters of example 2.1

物性参数	取值
流体密度(kg/m^3)	982.600
流体粘度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	0.456
井半径(m)	0.070
泊松比	0.220
断裂韧度($\text{MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$)	2.000
注入流量(m^3/min)	0.500
弹性模量(GPa)	35.000

表 2 2.2 节中算例参数取值

Table 2 Parameters in section 2.2

物性参数	取值
基质渗透率(mD)	2.000
流固耦合系数	0.890
流体粘度($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	0.456
流体密度(kg/m^3)	986.200
弹性模量(GPa)	35.000
泊松比	0.220
断裂韧度($\text{MPa}\cdot\text{m}^{1/2}$)	2.000

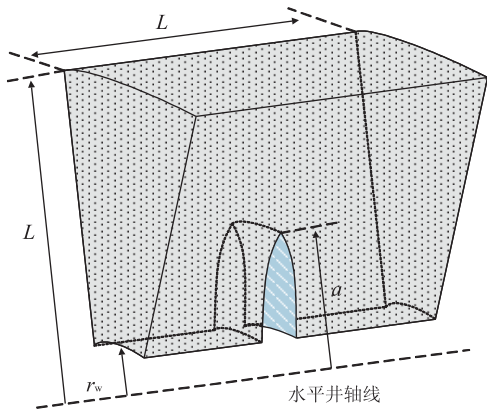


图 2 求解区域示意

Fig.2 Schematic of calculation domain

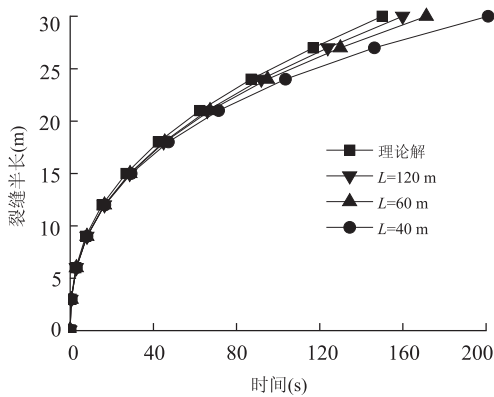


图 3 本文模型与无穷大空间中径向裂缝理论解对比

Fig.3 The comparison of the proposed model and radial fracture analytic solution

2.2 模型应用

本节分别研究了基质渗透率、岩石弹性模量和压裂液粘度等物性参数对水平井横向裂缝扩展的影响规律,以及压裂设备额定参数与压裂能力的关系.对于本节算例中的物性参数,如无特别说明其值都按表 2 中所示的取值.

2.2.1 基质渗透率对裂缝扩展的影响 基质渗透率表征压裂液在岩石内部渗流能力的强弱,通过选

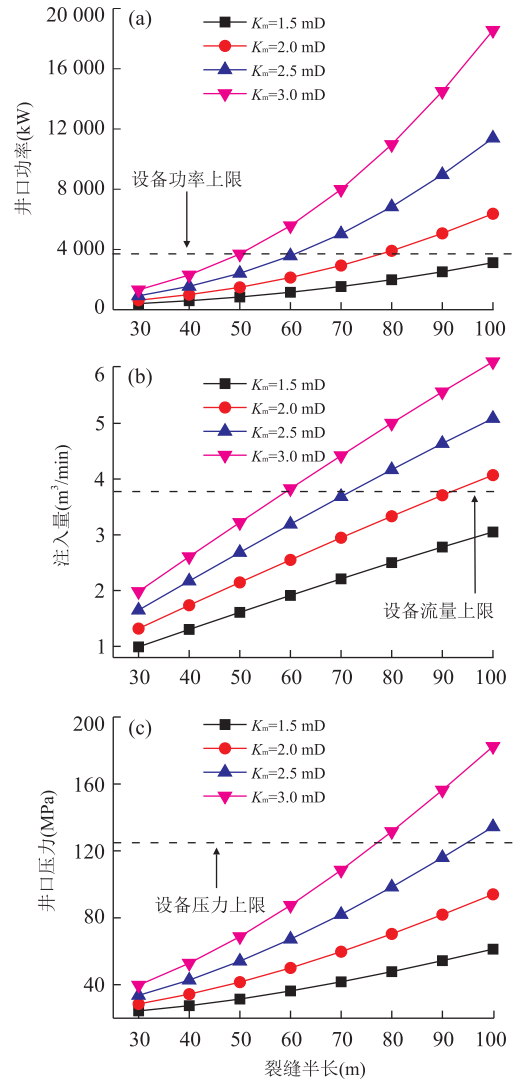


图 4 基质渗透率对压裂设备工作参数的影响

Fig.4 Influence of permeability on fracturing equipment working parameters

取不同的基质渗透率(本算例中渗透率取值分别为 1.5、2.0、2.5、3.0 mD),可以得到渗透率对压裂液注入量、压裂设备输出功率和工作压力的影响,如图 4 所示.

表 3 在不同渗透率下压裂设备工作参数达到上限时的裂缝尺寸

Table 3 Sizes of fracture for different permeability under rated working conditions

渗透率 (mD)	压力达到上限		流量达到上限		功率达到上限	
	缝长(m)	最大缝宽(cm)	缝长(m)	最大缝宽(cm)	缝长(m)	最大缝宽(cm)
1.5	—	—	—	—	—	—
2.0	—	—	91.783	0.222 3	77.851	0.183 3
2.5	95.318	0.233 9	71.749	0.169 0	60.878	0.142 7
3.0	77.450	0.185 9	59.063	0.140 4	49.833	0.121 3

注:表中“—”表示在本文计算的裂缝长度范围内,压力、流量或者功率未达到压裂设备参数的上限。

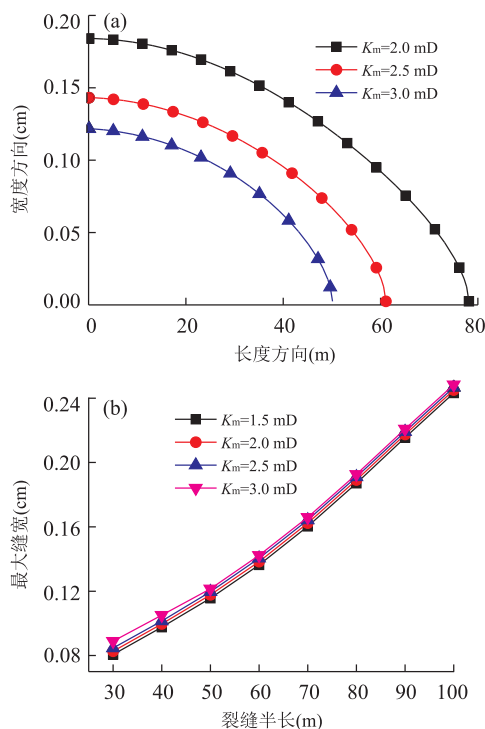


图 5 基质渗透率对裂缝扩展的影响

Fig.5 Influence of permeability on fracture propagation

从图 4a~4c 可知,在不考虑设备最大工作参数限制的情况下,要使裂缝扩展至相同的长度,基质渗透率越大,压裂设备需要提供更大的输出功率、更大的压裂液注入量,以及更高的工作压力.这表明基质渗透率越大,对压力设备性能参数的要求也越高.

实际压裂增产施工中,压裂设备的工作压力、输出流量和输出功率都存在某个最大值.一般而言,压裂设备的输出功率、注入流量和工作压力不会同时达到上限;而且,图 4a~4c 显示 3 个工作参数随裂缝增长都在单调递增.所以,一旦某个工作参数达到上限则裂缝将停止扩展,达到最终几何形态.根据以上分析可知:对某一特定的物性参数,分别作出输出功率、注入流量和工作压力随缝长变化的曲线与对应工作参数上限线的交点,即可得到某个工作参数达到上限时对应的缝长.根据输出功率、注入流量和工作压力曲线共可得到 3 个对应的缝长,其中的

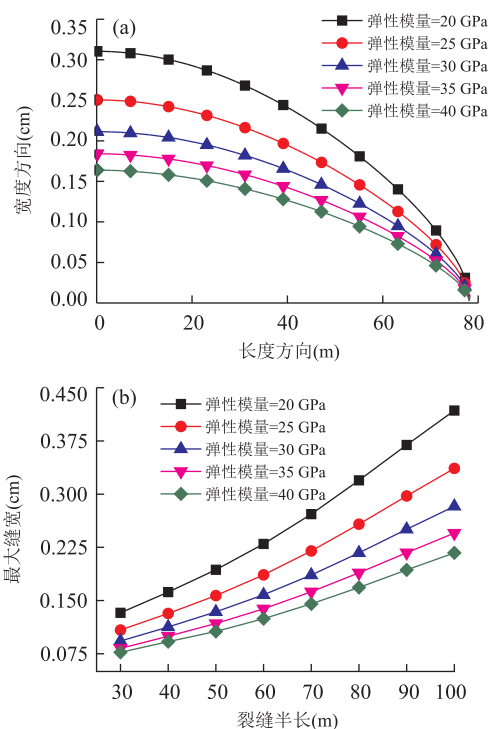


图 6 弹性模量对裂缝扩展的影响

Fig.6 Influence of elasticity modulus on fracture propagation

最小者即为压裂设备在特定的物性参数下实际能压裂的最大缝长.

表 3 给出了不同渗透率下压裂设备工作参数达到上限时的裂缝尺寸,由该表可知:在该算例中,不同的渗透率下都是压裂设备的输出功率最先达到上限.对应的裂缝最终几何形态如图 5a 所示,对于特定的压裂设备,基质渗透率越大,最终得到的裂缝长度越短、宽度越窄.缝长和最大缝宽是描述裂缝形状的重要参数,图 5b 给出了扩展过程中,最大缝宽随裂缝半长的变化曲线,其中不同渗透率下的曲线几乎重合,这说明在裂缝扩展过程中,裂缝扩展至相同位置时的几何形态几乎不受渗透率的影响.

2.2.2 岩石弹性模量对裂缝扩展的影响 岩石弹性模量表征岩石变形的难易程度,在不同的弹性模量下模拟了压裂过程(本算例中弹性模量取值分别为 20、25、30、35、40 GPa).图 6 为岩石弹性模量对裂

表 4 在不同弹性模量下压裂设备工作参数达到上限时的裂缝尺寸

Table 4 Sizes of fractures for different elasticity modulus under rated working conditions

弹性模量 (GPa)	压力达到上限值		流量达到上限值		功率达到上限值	
	缝长(m)	最大缝宽(cm)	缝长(m)	最大缝宽(cm)	缝长(m)	最大缝宽(cm)
20	—	—	92.776	0.383 1	78.161	0.310 8
25	—	—	92.776	0.308 2	78.161	0.250 8
30	—	—	92.776	0.258 8	78.161	0.221 6
35	—	—	92.776	0.224 5	76.161	0.184 1
40	—	—	92.776	0.199 8	78.161	0.164 2

注:表中“—”表示在本文计算的裂缝长度范围内,压力、流量或者功率未达到压裂设备参数的上限。

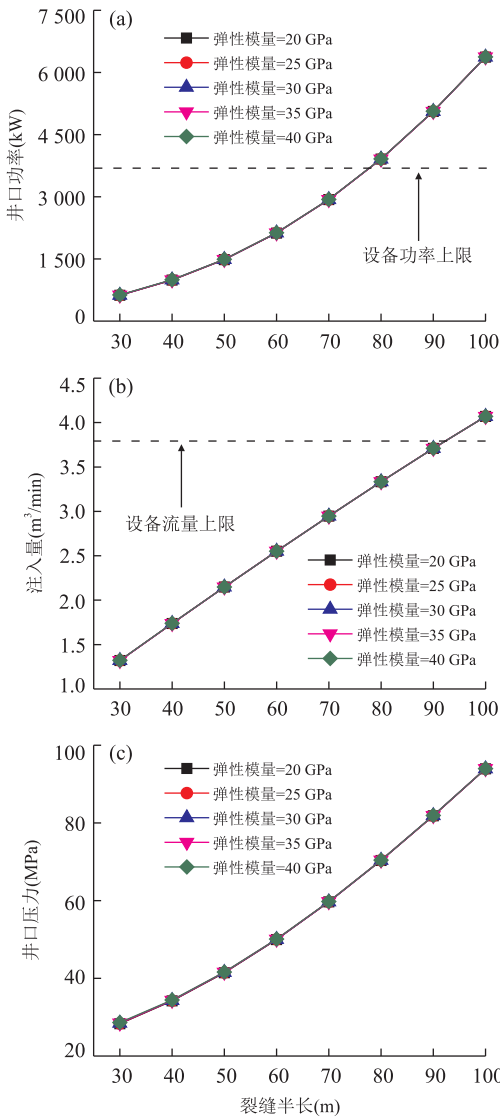


图 7 岩石弹性模量对压裂设备工作参数的影响

Fig.7 Influence of elasticity modulus on fracturing equipment working parameters

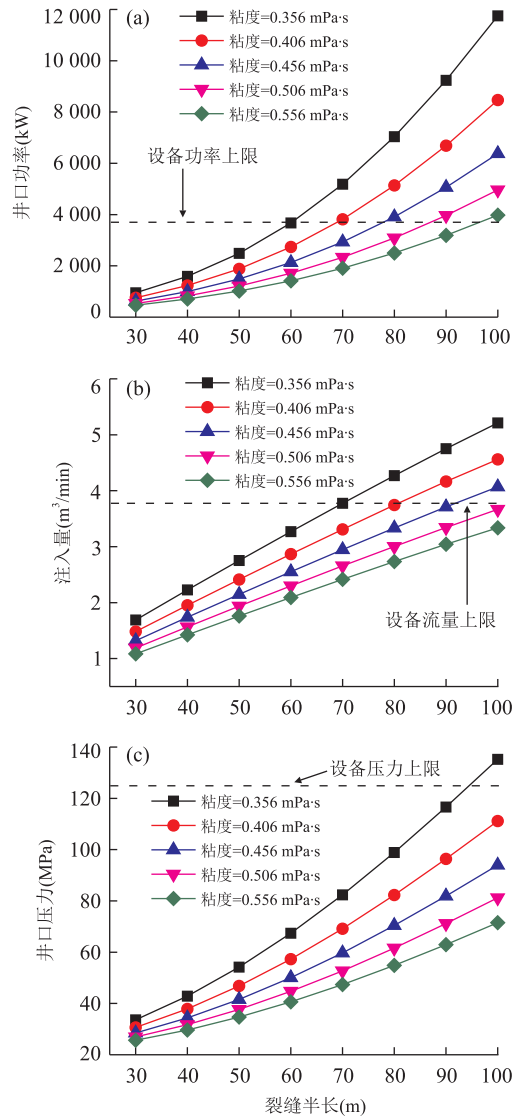


图 8 压裂液粘度对压裂设备工作参数的影响

Fig.8 Influence of fracturing fluid viscosity on fracturing equipment working parameters

缝扩展的影响,由图 6a 可知:对于特定的压裂设备,压裂所得裂缝其最终长度不受岩石弹性模量影响,而宽度随弹性模量增大而减小;如图 6b 所示,在裂缝的扩展过程中,弹性模量对裂缝形态保持着同样的影响。

表 4 为压裂设备的工作压力、输出流量和输出功率分别达到上限时对应的裂缝长度和最大缝宽以及弹性模量对设备参数的影响.由表中数据可知,压裂设备的输出功率最先达到上限值.图 7 的结果表明:压裂设备输出功率、压裂液注入量

表 5 在不同粘度下压裂设备工作参数达到上限时的裂缝尺寸

Table 5 Sizes of fracture for different fracturing fluid viscosity under rated working conditions

压裂液粘度 (mPa·s)	压力达到上限值		流量达到上限值		功率达到上限值	
	缝长(m)	最大缝宽(cm)	缝长(m)	最大缝宽(cm)	缝长(m)	最大缝宽(cm)
0.356	94.841	0.231 2	70.151	0.162 9	60.134	0.138 6
0.406	—	—	81.564	0.193 5	68.963	0.159 9
0.456	—	—	92.366	0.223 7	77.834	0.183 1
0.506	—	—	—	—	87.258	0.209 3
0.556	—	—	—	—	96.597	0.235 3

注:表中“—”表示在本文计算的裂缝长度范围内,压力、流量或者功率未达到压裂设备参数的上限。

表 6 压裂车主要参数

Table 6 Working parameters for fracturing equipment

产品型号	三一重工 SYN5450TYL1860(Y)	杰瑞能源 YLC140-1860	山东科瑞 KTYL2500-105
设备编号	1	2	3
最大工作压力(MPa)	125	140	105
最大输出流量(m ³ /min)	1.90	2.17	2.46
最大输出功率(kW)	1 860	1 860	1 836

注:参数来源于三一重工、杰瑞能源和山东科瑞官网。

和工作压力随缝长的变化曲线不受岩石弹性模量变化影响,由此容易发现,对于特定的压裂设备,不同岩石弹性模量下所得到的最大缝长相同。

2.2.3 压裂液粘度对裂缝扩展的影响 粘度是压裂液重要的物性参数,通过选取不同的粘度(本算例中粘度取值分别为 0.356、0.406、0.456、0.506、0.556 mPa·s),可以得到粘度对压裂液注入量、压裂设备工作压力和输出功率的影响,模拟结果见图 8。

图 8a~8c 的结果显示,在不考虑压裂设备最大工作参数限制时,要使裂缝扩展至相同的长度,压裂液粘度越低,压裂设备需要提供越大的输出功率和压裂液注入量,以及更高的工作压力,这表明,增加压裂液粘度对裂缝扩展是有利的。

表 5 列出了压裂设备的工作压力、输出流量和输出功率分别达到上限时,对应的裂缝长度和最大缝宽。由数据分析可知,对于本算例所选的 5 个压裂液粘度,最先达到上限值的压裂设备工作参数均为输出功率。裂缝最终几何形态如图 9a 所示,对于特定的压裂设备,压裂液粘度越大,最终所得裂缝越长、越宽。如图 9b 所示,裂缝扩展过程中裂缝形态的变化表明,压裂液粘度对裂缝扩展过程中裂缝形态的变化没有影响。

2.2.4 压裂设备额定参数与压裂能力的关系 压裂车是压裂增产技术的核心设备,本算例选取 3 类典型的水力压裂车,将它们用在压裂模拟中,从而分析目前压裂车的哪些参数是制约水力压裂增产的主要因素。

压裂液输送管道垂直段和水平段的管径分别取

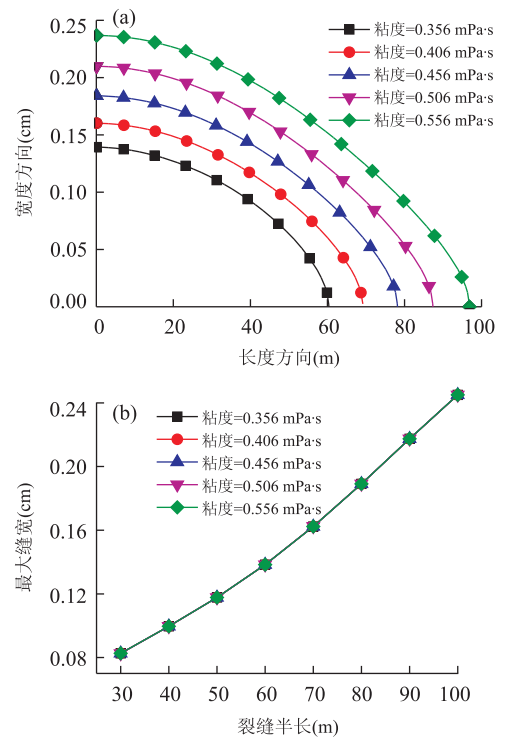


图 9 弹性模量对裂缝扩展的影响

Fig.9 Influence of elasticity modulus on fracture propagation

70 mm 和 60 mm,本文所选的 3 类典型水力压裂车的性能参数列于表 6。地面井口处的压力、压裂液注入量以及需要输入的功率随裂缝扩展的变化关系如图 10 所示。

图 10b 和图 10c 中箭头所指之处是 3 种水力压裂车相关参数的对应点,结合表 6,可以分析如下:
(1)对于设备 1 而言,设备最高工作压力 125 MPa 大

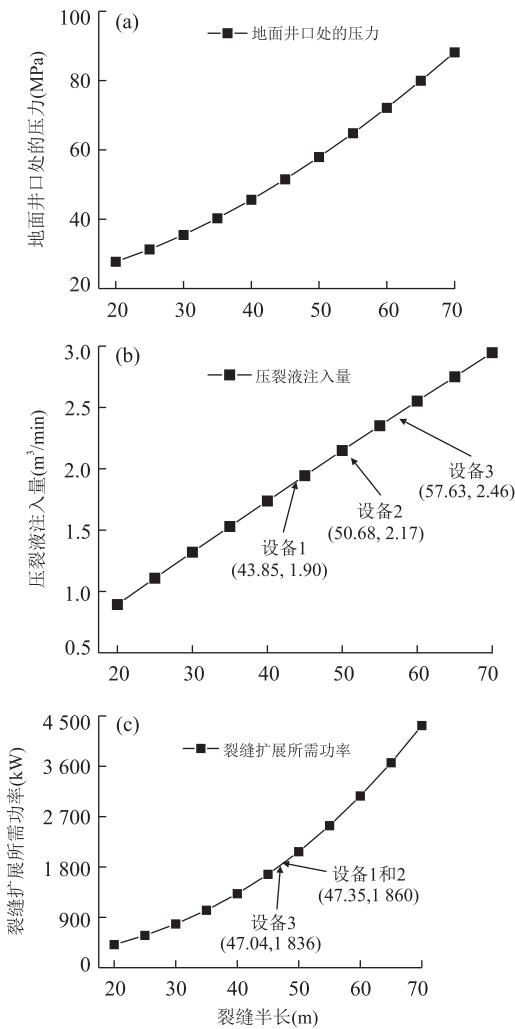


图 10 压裂参数随裂缝半长的变化关系

Fig.10 Relationship between equipment parameters and half-length of fracture

于裂缝扩展所需的最大地面井口压力;当设备 1 输出流量达到上限时,裂缝扩展至 43.85 m,此时裂缝扩展所需功率为 1 589.4 kW,小于设备 1 功率上限 1 860 kW;当设备 1 输出功率达到上限时,裂缝扩展至 47.35 m,此时所需压裂液注入量是 2.05 m³/min,大于流量上限 1.898 3 m³/min.说明本算例中,设备 1 的最大输出流量是限制裂缝扩展的主要参数.(2)对于设备 2 而言,设备最高工作压力 140 MPa 大于裂缝扩展所需的最大地面井口压力;当设备 2 输出流量达到上限时,裂缝扩展至 50.68 m,此时裂缝扩展所需功率为 2 143.5 kW,大于设备 2 功率上限 1 860 kW;当设备 2 输出功率达到上限时,裂缝扩展至 47.35 m,此时所需压裂液注入量是 2.05 m³/min,小于流量上限 2.17 m³/min.说明本算例中,设备 2 的最大输出功率是限制裂缝扩展的主要参数.

(3)对于设备 3 而言,设备最高工作压力 105 MPa 大于裂缝扩展所需的最大地面井口压力;当设备 3 输出流量达到上限时,裂缝扩展至 57.63 m,此时裂缝扩展所需功率为 2 817.3 kW,远大于设备 3 功率上限 1 836 kW;当设备 3 输出功率达到上限时,裂缝扩展至 47.04 m,此时所需压裂液注入量是 2.03 m³/min,小于流量上限 2.46 m³/min.说明本算例中,设备 3 的最大输出功率是限制裂缝扩展的主要参数.

根据上述算例分析可知,目前压裂车的最高工作压力能够满足压裂增产需求,而压裂车的最大输出功率和最大输出流量是限制裂缝扩展的主要因素.

3 结论

本文对于低孔低渗的非常规油气藏,在离散裂缝模型和流固耦合理论的基础上,提出了一个新的水力压裂模型.该模型利用离散裂缝模型计算裂缝-基质窜流量;利用 J 积分计算应力强度因子判断裂缝扩展.通过数值算例研究,得到了以下结论:(1)不同的岩层物性参数对水力裂缝有着不同的影响;基质渗透率和压裂液粘度主要影响水力裂缝的最终形态,渗透率越大或粘度越小,最终得到的裂缝越短、越窄;岩石弹性模量影响裂缝宽度,宽度随弹性模量增大而减小,而裂缝最终长度则不受岩石弹性模量影响.(2)压裂车的最高工作压力、最大输出功率和最大输出流量 3 个参数中,最高工作压力一般都能够满足压裂增产需求,而压裂车的最大输出功率和最大输出流量是限制压裂能力的主要因素.所以,本模型应用于工程实际问题中,一方面对于压裂方案设计而言可以根据现场参数对裂缝的长度以及形态进行估计,同时可通过分析参数影响,调整压裂方案使压裂效果最优;另一方面,本文模型可以根据现场参数对压裂设备工作能力进行评估,施工方可根据实际情况筛选出合适的压裂设备.

References

- Adachi, J. I., Detournay, E., Peirce, A. P., 2010. Analysis of the Classical Pseudo-3D Model for Hydraulic Fracture with Equilibrium Height Growth across Stress Barriers. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 47 (4): 625-639. doi: 10.1016/j.ijrmms.2010.03.008
- Biao, F. J., 2011. A Numerical Study on Horizontal Hydraulic

- Fracture Propagation (Dissertation). University of Science and Technology of China, Hefei (in Chinese with English abstract).
- Biot, M. A., 1955. Theory of Elasticity and Consolidation for a Porous Anisotropic Solid. *Journal of Applied Physics*, 26(2): 182–185. doi:10.1063/1.1721956
- Dean, R. H., Schmidt, J. H., 2009. Hydraulic-Fracture Predictions with a Fully Coupled Geomechanical Reservoir Simulator. *SPE Journal*, 14(4): 707–714. doi:10.2118/116470-pa
- Fan, T. Y., 2003. Fracture Theory Basis. Science Press, Beijing, 16–17 (in Chinese).
- Geertsma, J., De Klerk, F., 1969. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 21(12): 1571–1581. doi:10.2118/2458-pa
- Karimi-Fard, M., Firoozabadi, A., 2003. Numerical Simulation of Water Injection in Fractured Media Using the Discrete-Fracture Model and the Galerkin Method. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(2): 117–126. doi:10.2118/83633-pa
- Khristianovic, S., Zheltov, Y., 1955. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids. Processing 4th World Petroleum Congress, Rome.
- Kou, X. D., Zhou, W. Y., 2000. Using Element-Free Method to Trace Crack Propagation. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 19(1): 18–23 (in Chinese with English abstract).
- Nordgren, R. P., 1972. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(4): 306–314. doi:10.2118/3009-pa
- Perkins, T. K., Kern, L. R., 1961. Widths of Hydraulic Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(9): 937–949. doi:10.2118/89-pa
- Rahman, M. M., Rahman, M. K., 2010. A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 32(15): 1416–1436. doi:10.1080/15567030903060523
- Rice, J. R., 1968. A Path Independent Integral and the Approximate Analysis of Strain Concentration by Notches and Cracks. *Journal of Applied Mechanics*, 35(2): 379. doi:10.1115/1.3601206
- Singh, K., Holditch, S. A., Ayers, W. B., 2008. Basin Analog Investigations Answer Characterization Challenges of Unconventional Gas Potential in Frontier Basins. *Journal of Energy Resources Technology*, 130(4): 043202. doi:10.1115/1.3000104
- Wang, H., 2013. A Numerical Study on Vertical Hydraulic Fracture Configuration and Fracture Height Control (Dissertation). University of Science and Technology of China, Hefei (in Chinese with English abstract).
- Wu, C. G., 2008. Hydraulics: Part I, 4th Edition. Higher Education Press, Beijing, 143–146 (in Chinese).
- Zhang, B., Li, X., Wang, Y., et al., 2015. Current Status and Prospect of Computer Simulation Techniques of Hydraulic Fracturing in Oil and Gas Field. *Journal of Engineering Geology*, 23(2): 301–310 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, F. Q., Shi, A. F., Wang, X. H., 2014. An Efficient Finite Difference Model for Multiphase Flow in Fractured Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 41(2): 262–266. doi:10.1016/s1876-3804(14)60031-8

附中文参考文献

- 彪仿俊, 2011. 水力压裂水平裂缝扩展的数值模拟研究(博士学位论文). 合肥: 中国科学技术大学.
- 范天佑, 2003. 断裂理论基础. 北京: 科学出版社, 16–17.
- 寇晓东, 周维垣, 2000. 应用无单元法追踪裂纹扩展. *岩石力学与工程学报*, 19(1): 18–23.
- 王瀚, 2013. 水力压裂垂直裂缝形态及缝高控制数值模拟研究(博士学位论文). 合肥: 中国科学技术大学.
- 吴持恭, 2008. 水力学: 上册. 北京: 高等教育出版社, 143–146.
- 张搏, 李晓, 王宇, 等, 2015. 油气藏水力压裂计算模拟技术研究现状与展望. *工程地质学报*, 23(2): 301–310.