基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法

赵辉¹, 盛广龙^{1*}, 黄罗义¹, 马嘉令¹, 叶义平², 冷茹霜³

1. 长江大学石油工程学院, 武汉 430100;

2. 中国石油新疆油田公司, 克拉玛依 834000;

3. 中石化江汉石油工程有限公司, 潜江 430000

* E-mail: shenggl2019@yangtzeu.edu.cn

收稿日期: 2020-09-30; 接受日期: 2021-01-22; 网络版发表日期: 2021-10-27

国家自然科学基金(批准号: 52004033, 51922007)资助项目

摘要 油藏压裂产生高导流能力水力裂缝, 并形成复杂次生裂缝网络, 为非常规油气藏经济效益开发提供了支撑. 描述压裂裂缝网络形态是压裂效果评价及生产动态模拟的基本前提, 本文通过分析闪电击穿路径模拟方法, 采用相似性原理综合考虑储层地质参数、地应力分布及压裂施工参数, 采用周向应力和临界破裂应力确定次生裂缝扩展范围, 引入随机函数及分形概率指数表征裂缝扩展随机分布特征, 提出了一种新的压裂裂缝网络扩展计算方法. 基于该方法分析了地应力差梯度、初始注入压力、分形概率指数等参数对裂缝形态的影响, 研究表明地应力差梯度越小、压裂液注入压力越大、分形概率指数越小、压裂液黏度越小, 越易形成多分支裂缝网络体系. 同时, 对具有微地震监测资料的实际生产井压裂裂缝网形态进行模拟, 结果表明本文模拟方法可以精确刻画裂缝网络形态, 且与微地震数据点所覆盖范围具有很高的匹配程度. 最后, 将本文方法应用到某页岩油藏两口井压裂裂缝网络扩展模拟, 结果表明反演裂缝形态与微地震数据分布范围较吻合. 同时对X2井32段94簇裂缝进行模拟, 研究表明该井压裂分支裂缝发育较为明显, 整体呈现复杂裂缝网络形态, 单翼缝网横向沟通近200 m, 纵向沟通近20 m. 基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法可以考虑裂缝扩展方向不确定性以适用储层地质特征认识不清等情况, 为水力压裂裂缝扩展模拟提供了新思路.

关键词 水力压裂, 闪电击穿, 裂缝网络, 仿真模拟, 分形概率指数

1 引言

非常规储层物性差、渗透率低、油气流动困难, 需要采用储层压裂改造技术方能实现经济开发^[1,2]. 研究表明, 非常规储层体积压裂改造区域(SRV)复杂裂缝发育, 提高了储层流体渗流速度, 是非常规储层生产开发的潜力区^[3]. 非常规储层压裂裂缝网络形态很大程

度上决定了SRV范围以及增产效果, 因此预测和模拟压裂后裂缝扩展形态对生产动态预测、开发政策优化等具有重要现实意义^[4,5].

裂缝扩展规律表征是油藏压裂改造的难点, 目前主要有室内试验和数值模拟两大类^[6]. 室内实验借助现场取得岩石样品, 注入高压压裂液模拟地层岩石破裂形态^[7]. 室内实验还原了真实岩石物性特征, 但是由

引用格式: 赵辉, 盛广龙, 黄罗义, 等. 基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法. 中国科学: 技术科学, 2022, 52: 499–510

Zhao H, Sheng G L, Huang L Y, et al. Calculation of reservoir fracture network propagation based on lightning breakdown path simulation (in Chinese). Sci Sin Tech, 2022, 52: 499–510, doi: 10.1360/SST-2020-0406

于实验室模拟储层环境与真实储层差别较大, 且模型与地层尺度相差太大, 其结果往往不具有代表性^[4]. 由于室内实验很难还原储层真实条件, 学者们发展了扩展有限元、边界元、非常规裂缝扩展模型、离散化缝网模型以及混合有限元模型等数值模拟方法描述储层压裂裂缝扩展规律^[8~11]. 扩展有限元法(XFEM)网格结构与其内部几何尺寸和物理界面无关, 在模拟中无需进行网格重新划分, 克服了由于裂纹尖端高应力集中现象而需进行细网格划分带来的困难^[10]. Dahi Taleghani^[12]利用扩展有限元法进行页岩储层水力压裂直井裂缝扩展规律模拟, 结果表明该方法可以较准确刻画裂缝网络的复杂性. 边界元法(BEM)是将问题转化为边界积分方程在边界上离散求近似解的一种方法. BEM通过解析方程求区域解以提高精度, 采用奇异性基本解分析裂缝尖端奇异场, 该方法适合处理复杂缝网问题, 但是模拟流固耦合问题难度很大^[13]. 非常规裂缝扩展模型(UFM)基于二维位移不连续法求解储层的应力场和裂缝间相互干扰问题, 利用三维裂缝高度方程和沉降方程计算裂缝宽度和支撑剂浓度^[14,15]. 该方法依赖于离散裂缝地质建模, 输入参数误差比较大. 离散化缝网模型(DFN)最早是由Meyer等人^[16,17]提出, 基于自相似原理及Warren-Root双重介质模型建立网格模型模拟裂缝扩展形态. DFN模型是页岩气体体积压裂比较成熟的模型之一, 能够考虑滤失和裂缝干扰, 但是DFN模型人为主观性强, 约束性条件差, 无法准确描述缝网实际形态^[8]. 混合有限元算法(ALE)与常规有限元结合能够方便地模拟裂缝动态扩展和流固耦合问题^[17], 但模型运行过程中需要进行网格重划分, 因此模型运算量相当大, 计算耗时比较长^[8]. 解析、半解析模型主要通过研究地层施工数据进行数据反演来模拟裂缝扩展^[18,19], 可以得到较为详细的裂缝资料但其准确性比较低.

自然界中诸多物理现象与储层压裂裂缝形成机制和扩展规律相似(图1). 以闪电形成过程为例, 空间中分布着不均匀的空间电场, 闪电起源于正负带电云层所产生的超高电势. 当能量大于空间介质的临界击穿场强时, 两点间的介质被击穿, 形成闪电扩展路径^[20]. 同时, 已形成的闪电通道会改变周围空间电场分布, 进而影响后续闪电路径的形成与分布规律. 相似的, 非常规储层地应力以及岩石力学参数非均质性强, 压裂过程是将压裂液从井口装置通过井筒灌输到井底, 流入

图1 (网络版彩图)闪电与裂缝形态. (a) 闪电形态; (b) 裂缝形态

Figure 1 (Color online) Lightning and fracture network morphology. (a) Lightning morphology; (b) fracture morphology.

预先的射孔通道内, 在井底及射孔通道内憋压, 当压裂液压力大于岩石破裂压力时, 岩石将发生破坏形成连通的裂缝通道, 压裂液将经过裂缝通道传递高压能量, 形成裂缝扩展路径^[21]. 由于应力阴影效应, 已形成的裂缝通道将会改变周围岩石的应力分布, 影响后续裂缝的扩展形态. 因此, 可以借鉴目前气象学领域关于闪电路径的成熟模拟方法对裂缝扩展形态进行仿真模拟. 现代气象学理论认为闪电放电过程中击穿路径具有随机性、多方向发展的特点, 利用分形几何能够定量描述其分布规律^[20]. 分形介质击穿模型(DBM)是由Niemeyer运用分形几何理论提出的模拟方法^[22], 后被众多学者用来模拟闪电路径^[23,24]. DBM模型假设空间是由不连续的点构成, 各点以实线为通道, 不同点的属性代表着不均匀的空间电场. 该方法中闪电击穿路径扩展规律服从概率分布, 电场强度大的地方闪电击穿概率就大, 其分布由电场强度和发展概率函数中的分形概率指数决定^[20].

本文受闪电击穿路径模拟方法启发, 提出了一种基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法, 将储层压裂裂缝扩展过程中各种物理参数等效成闪电击穿路径模拟中对应的电位参数. 同时, 借鉴击穿路径模拟思路, 引入周向应力与裂缝起裂临界应力差和分形概率指数共同决定裂缝扩展方向. 当裂缝壁面任何一点岩石满足破裂条件时皆有可能发生破裂形成新裂缝, 且裂缝在相同条件下形成的裂缝形态具有一定随机性. 该方法考虑裂缝扩展方向不确定性以适用储层地质特征认识不清等情况, 在实际油藏中取得了较好的应用效果.

2 基于闪电击穿路径的压裂裂缝仿真方法

2.1 闪电击穿路径模拟方法简述

闪电击穿路径模拟中常用的DBM方法将空间假设成由一系列不连续的点构成. 闪电击穿过程认为每一步路径是已形成放电通道的点与周围空间点建立放电通道. 空间内任意两点之间存在一个临界场强, 当两点之间的电场强度大于临界击穿场强时发生击穿, 即

$$E_{(i,j) \rightarrow (i,j)'} = \left| \frac{\varphi_{(i,j)} - \varphi_{(i,j)'}}{d_{(i,j) \rightarrow (i,j)'}} \right| > E_c, \quad (1)$$

其中, $E_{(i,j) \rightarrow (i,j)'}$ 为两点之间的电场强度 (V/m); φ 为电势 (V); $d_{(i,j) \rightarrow (i,j)'}$ 代表两点之间的距离 (m); E_c 代表临界场强 (V/m).

考虑闪电路径前缘点周围所有电势变化较大的点之间都存在被击穿的可能性, DBM模型中认为放电通道服从概率分布, 各可能击穿点形成通道的概率 P 与其局部场强大小有关, 其表达式为

$$P_{(i,j) \rightarrow (i,j)'} = \frac{E_{(i,j) \rightarrow (i,j)'}^\eta}{\sum E_{(i,j) \rightarrow (i,j)'}^\eta}, \quad (2)$$

其中, $P_{(i,j) \rightarrow (i,j)'}$ 为两点间的扩展概率; η 为分形概率指数.

同时, 新形成的通道会影响周围空间电势分布, 其电势分布满足离散的Laplace方程:

$$\varphi_{(i,j)} = \frac{1}{4}(\varphi_{(i+1,j)} + \varphi_{(i-1,j)} + \varphi_{(i,j+1)} + \varphi_{(i,j-1)}). \quad (3)$$

随着闪电路径不断延伸, 逐步更新并计算空间内电场分布, 当闪电通道能量不足以击穿空间各点时模拟结束.

2.2 压裂裂缝仿真方法

考虑闪电击穿路径与裂缝扩展过程中物理问题相似性, 本文进行如下等效: (1) 地应力场等效成空间电场, 岩石裂缝起裂临界应力等效为空间点临界击穿场强; (2) 缝内流压等效成闪电内部电势能; (3) 裂缝应力阴影效应等效为闪电路径周围空间电场重分布. 传统压裂裂缝延伸力学认为裂缝沿着周向应力取最大值的方向扩展, 本研究假设裂缝起裂规律和闪电扩展路径具有相似的随机性特征, 即裂缝在周向应力大于裂缝起裂应力的任意方向均有起裂的可能性, 周向应力越大的方向裂缝起裂可能性越大. 本研究中引入发展

概率函数中的分形概率指数和裂缝起裂应力强度(定义为周向应力与裂缝起裂临界应力差值)共同约束裂缝扩展方向. 将地层划分为一定大小的地质单元体, 赋予井筒射孔点初始压力, 每个时间步判断裂缝尖端周围单元体的裂缝起裂条件, 结合裂缝扩展规则确定裂缝扩展路径, 并进行地应力更新.

(1) 裂缝破裂准则等效闪电击穿条件

根据最大周向拉应力理论, 裂缝尖端周向拉应力是复合型裂缝延伸的控制参数, 可以表示为^[25]

$$\sigma_\theta = \frac{1}{\sqrt{2\pi r}} \cos \frac{\theta}{2} \left(K_I \cos^2 \frac{\theta}{2} - \frac{3}{2} K_{II} \sin \theta \right), \quad (4)$$

其中, σ_θ 代表周向应力 (MPa); r 代表离裂缝尖端距离 (m); θ 代表角度; K_I 和 K_{II} 分别代表I型和II型裂缝应力强度因子 ($\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$), 受地应力、缝内流体压力等因素综合作用^[26], 可以表示为

$$K_I = \frac{1}{2}(1 - \cos 2\alpha) p_{\text{net}} \sqrt{\pi a}, \quad (5)$$

$$K_{II} = \frac{1}{2} \sin 2\alpha (\sigma_{xx} - \sigma_{yy}) \sqrt{\pi a}, \quad (6)$$

其中, σ_{xx} 和 σ_{yy} 分别代表沿裂缝轴向主方向和法向主方向应力 (MPa); α 代表裂缝面法线方向与坐标轴夹角; a 代表裂缝半长 (m); p_{net} 为裂缝净压力 (MPa).

一般认为, 水力压裂形成I型张开型裂缝, 裂缝扩展是一个裂缝尖端岩体脆性断裂的过程, 裂缝起裂时临界应力为^[26]

$$\sigma_{\text{cr}} = \frac{K_{\text{IC}}}{\sqrt{2\pi r}}, \quad (7)$$

其中, σ_{cr} 代表裂缝起裂临界应力 (MPa); K_{IC} 代表裂缝尖端断裂韧度 ($\text{MPa} \cdot \text{m}^{0.5}$).

定义裂缝起裂应力强度为周向应力与起裂临界应力之差, 即

$$\sigma_{\text{fr}} = \frac{1}{\sqrt{2\pi r}} \left[\cos \frac{\theta}{2} \left(K_I \cos^2 \frac{\theta}{2} - \frac{3}{2} K_{II} \sin \theta \right) - K_{\text{IC}} \right], \quad (8)$$

其中, σ_{fr} 代表裂缝起裂应力强度 (MPa).

如图2所示裂缝尖端应力分布规律, 传统裂缝扩展理论认为下一级裂缝沿最大周向应力 σ_{max} 方向扩展, 在地层和压裂参数固定的条件下裂缝形态具有唯一性. 基于闪电击穿路径的裂缝扩展模拟理论认为在周向应力大于起裂临界应力范围内 ($\theta_0 < \theta < \theta_n$), 岩石均存在起裂的可能性, 即着眼于地层中周向应力分布对裂

图2 (网络版彩图) 裂缝扩展方向概率分布特征

Figure 2 (Color online) Probability distribution of fracture propagation direction.

缝扩展的影响,同时也考虑裂缝扩展过程中随机因素的作用。

(2) 应力阴影效应等效电势分布

水平井压裂裂缝会改变周围岩石的应力分布状态,影响后续裂缝扩展形态,简称应力阴影效应。单裂缝周围诱导应力分量可以表示为^[27]

$$\begin{cases} \sigma_{xx}' = p_{\text{net}} \left[\frac{L}{\sqrt{L_1 L_2}} \cos \frac{2\theta - \theta_1 - \theta_2}{2} - 2 \right] \\ \quad - p_{\text{net}} \frac{L}{a} \left(\frac{a^2}{L_1 L_2} \right)^{3/2} \sin \theta \sin \left[\frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \right], \\ \sigma_{yy}' = p_{\text{net}} \left[\frac{L}{\sqrt{L_1 L_2}} \cos \frac{2\theta - \theta_1 - \theta_2}{2} - 2 \right] \\ \quad + p_{\text{net}} \frac{L}{a} \left(\frac{a^2}{L_1 L_2} \right)^{3/2} \sin \theta \sin \left[\frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \right], \\ \tau_{xy}' = p_{\text{net}} \frac{L}{a} \left(\frac{a^2}{L_1 L_2} \right)^{3/2} \sin \theta \cos \left[\frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \right], \end{cases} \quad (9)$$

其中, σ_{xx}' 为沿裂缝轴向主方向的诱导应力分量 (MPa); σ_{yy}' 为沿裂缝法线方向的诱导应力分量 (MPa); τ_{xy}' 为剪切应力分量 (MPa); L 为地层某点到裂缝中心的距离 (m); L_1 和 L_2 分别为某点到裂缝端部和尾部的距离 (m); θ , θ_1 , θ_2 为某点与裂缝正向的夹角。

由于新产生的裂缝会改变周围应力分布状态,因此需要重新计算地层应力场。由于应力阴影效应对裂缝附近岩石应力分布影响较大,所以模型只校正新产生裂缝周围地层应力分布。因此模型在很大程度上减少了由于应力重定向而迭代计算的工作量,提高了计

算效率。

(3) 缝内流体压力等效闪电内部电势变化

随着裂缝不断扩展,缝内流体压力因压裂液滤失会产生变化,模型采用流体压降方程修正缝内流压,假设不考虑流体在缝宽方向流动,其数学方程可以表示为

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 v_x}{\partial y^2} = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}, \\ \frac{\partial^2 v_x}{\partial y^2} = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial z}, \\ \frac{\partial p}{\partial y} = 0, \end{cases} \quad (10)$$

其中, v_x 代表流体在裂缝轴向上的流动速度 (m/s); μ 为流体黏度 (mPa s)。

考虑裂缝壁面处流体流速为0,对式(10)进行求解,可得流体压力方程

$$Q_x = - \int_{-w/2}^{w/2} \frac{w^3}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (11)$$

假设裂缝内流体为一维流动,此时压裂液注入量为 q_i ,单侧裂缝流量为 $q_i/2$,裂缝宽度为 w ,初始压力为 p_0 ,裂缝高度为 h_f ,则裂缝内流体压降表达式为

$$p_{i(i,j)} = - \frac{12\mu_{(i,j)} q_{(i,j)} x_{(i,j)}}{h_{(i,j)} w^3_{(i,j)}} + p_0, \quad (12)$$

其中, $q_{(i,j)}$ 为单翼注入流量 (m^3); $x_{(i,j)}$ 为 (i, j) 点的相对位移长度 (m); h_f 为裂缝高度 (m); p_0 为初始压力 (MPa)。

(4) 裂缝扩展概率分布等效击穿路径分布

基于击穿路径的压裂裂缝仿真方法假设裂缝扩展规律符合概率分布 $P(E)$,裂缝起裂应力强度大的地方裂缝扩展概率就越大,裂缝起裂应力强度小的地方裂缝扩展概率就越小。同时,引入发展概率函数中的分形概率指数 η 进一步约束裂缝扩展的随机性。

假设地层为一系列离散地质单元体构成,如图3所示。红色点代表裂缝扩展过程中已经发生破裂的地质单元体,红色点连接路径代表已经形成的缝网形态,绿色点代表目前阶段裂缝尖端位置,即该地质单元体周向应力大于周围地质单元体的破裂临界应力。黄色点代表该地质单元体破裂临界应力小于周向应力,即可能发生破裂的地质单元体。在同一时刻,裂缝周围存在多个可能破裂的地质单元体,但每一个时间只产生一条裂缝,其建立连接的裂缝通道是随机选取的,

图3 裂缝扩展路径示意图

Figure 3 Schematic of fracture propagation path.

满足概率公式, 各破裂点的概率与该破裂点的裂缝起裂应力强度、分形概率指数有关, 各可能击穿单元体的破裂概率为

$$P(i, j) = \frac{(\sigma_{\theta} - \sigma_{cr})_{(i, j)}^{\eta}}{\sum_{k=1}^N (\sigma_{\theta} - \sigma_{cr})_{(i, j)}^{\eta}}. \quad (13)$$

2.3 裂缝网络仿真模拟流程

基于闪电模拟的压裂裂缝扩展计算方法流程如图4所示。(1) 根据实际地层控制范围将其划分为一定数量的地质单元体;(2) 根据实际井筒射孔点位置以及初始裂缝方位确定压裂坐标点;(3) 考虑储层缝网内流体流动, 采用流体压降方程修正缝内流压, 计算当前地质单元体缝内压裂液流体压力;(4) 结合岩石力学破裂理论, 根据地应力、岩石脆性、抗拉强度等地质参数以及天然裂缝分布规律定量表征裂缝尖端周向应力分布及周围地质单元体临界破裂应力;(5) 对比已形成次生裂缝的地质单元体裂缝尖端周向应力与其周围地质单元体的临界破裂应力, 如果周向应力低于所有相邻单元体临界破裂应力, 则输出裂缝形态, 否则进行下一步;(6) 确定周向应力大于临界破裂应力地质单元体分布规律, 分析具有压裂可能性地质单元体破裂压力;(7) 采用分形概率指数结合裂缝起裂应力强度定量表征次生裂缝尖端周围地质单元体裂缝扩展概率, 引入随机函数结合各方向扩展概率确定下级裂缝扩展方向;(8) 采用应力阴影效应校正缝网延伸后对地质单元体地应力变化影响; 重复至步骤(4), 直至裂缝尖端不

图4 裂缝网络形态模拟流程

Figure 4 Simulation process of fracture network morphology.

再有地质单元体存在裂缝扩展的可能性, 形成集储层地应力、岩石力学参数以及应力阴影效应于一体的次生裂缝生长算法, 定量表征出压裂裂缝网络分布特征。

3 裂缝反演实例及分析

3.1 概念算例

建立一段四簇压裂水平井概念模型, 取其单裂缝一半体积进行分析, 如图5所示。模型大小为100 m×100 m, 划分为200×200个地质单元体, 地层初始最大主应力为35 MPa, 最大最小水平主应力差梯度为0.1 MPa/m, 即从井筒到地层远处最大最小水平主应力差增大, 地层孔隙压力18 MPa。假设原始状态下最大水平主应力与裂缝条带方向平行, 最小主应力方向与裂缝条带垂直。岩石弹性模量为 2.5×10^4 MPa, 孔隙度为10%, 岩石的密度为2.3 g/cm³, 泊松比为0.25, 抗张强度为15 MPa, 杨氏模量为20 GPa, 流体黏度为50 mPa·s, 压裂时井筒注入压裂液压力为56 MPa, 分形概率指数为1.0。考虑到射孔时井筒内的流体压力很大, 即射孔段裂缝内流体压力在压裂初期近似等于井筒内部流体压力。

该压裂水平井处于均质储层, 对水平井一段四簇

图5 (网络版彩图)地质模型

Figure 5 (Color online) Geological model.

进行压裂裂缝仿真模拟计算。四簇射孔点处生成裂缝形态是同步进行的,且考虑裂缝扩展过程中应力阴影效应的影响。因此,裂缝在扩展过程中产生的诱导应力场会存在两种干扰现象:(1)单簇裂缝自身主裂缝与分支缝扩展时的应力干扰;(2)不同簇裂缝扩展相互之间应力干扰。最终模型计算得到裂缝形态如图6(a)所示。基于模型设置条件,临界破裂应力从井筒到地层远处逐渐减小,同时由于应力阴影效应导致最大最小主应力差减小,裂缝扩展呈多向性,更易形成缝网体系。在裂缝两侧尖端处,轴向和法向诱导应力都呈减小趋势,使得裂缝扩展所需能量减小,更易向前扩展。模型中通过随机概率函数约束次生裂缝延伸方向,因而四簇裂缝网络形态具有一定差异,但其整体扩展规律保持基本一致。对于单簇裂缝模拟,本方法仅需5 s运算即可实现,大幅度提高了裂缝模拟效率。同时,将生成的裂缝进行粗化处理,采用局部网格加密的方式利用网格精细刻画裂缝形态,带入到Eclipse数值模拟器中进行流动模拟,结果如图6(b)所示。可以看出采用模拟生成的缝网形态可以精确描述储层条件下压力分布规律,进而准确刻画复杂缝网形态下储层生产动态。

图6 (网络版彩图)裂缝形态反演及模拟算例。(a)概念算例反演形态;(b)储层压力分布

Figure 6 (Color online) Inversion and simulation examples of fracture network morphology. (a) Inversion morphology; (b) reservoir pressure distribution.

同时,在实际裂缝模拟中,可以结合微地震监测资料以及生产动态数据进行进一步约束,最终得到与生产动态相匹配的缝网形态。

3.2 裂缝形态影响因素

为了探究不同影响因素下的裂缝形态变化,本文对水平井一段三簇缝网形态分布规律进行研究。模型控制范围为300 m×100 m,划分为300×100个地质单元。

(1) 初始水平地应力差

初始水平地应力差梯度会对裂缝扩展难易程度产生影响,分别构建水平地应力差为0, 0.2, 0.4 MPa/m三种应力分布特征进行裂缝模拟,探究初始地应力场分布对裂缝扩展影响,如图7所示。从图中可以看出当应力差为0 MPa/m时,地层水平主应力趋于均匀,裂缝扩展时各个方向的扩展概率大致相同,因此裂缝更易形成缝网体系。存在应力差梯度时,应力差梯度越大,水平主应力差也就越大,裂缝扩展所需能量也就越小,因此裂缝更易朝着应力差大的方向扩展,裂缝所产生的分支缝会随着应力差梯度的增大而减少。

(2) 压裂液注入压力

压裂液注入压力是裂缝延伸直接能量来源,注入压力的大小直接影响着裂缝扩展形态。分别采用注入压力为65, 55, 50 MPa三种不同压裂液注入强度进行缝网形态模拟,如图8所示。

可以看出当注入压力增大时裂缝扩展规模变大,这是由于裂缝延伸过程中能量充足,使得裂缝能够扩展更远距离,并且由于初始压力大,裂缝更易形成多分支结构,缝网发育更加明显。

(3) 分形概率指数

裂缝扩展具有一定随机性特点,各地质单元体破裂概率与分形概率指数相关,从而对整体裂缝形态产生影响。分别采用分形概率指数为0.5, 1.0, 1.5进行模

图 7 (网络版彩图)不同应力场分布裂缝形态. (a) 应力差梯度为0; (b) 应力差梯度为0.2 MPa/m; (c) 应力差梯度为0.4 MPa/m

Figure 7 (Color online) Fracture network morphology with different stress fields. (a) The stress difference gradient is 0 MPa/m; (b) the stress difference gradient is 0.2 MPa/m; (c) the stress difference gradient is 0.4 MPa/m.

拟, 如图9所示.

分形概率指数显著影响裂缝网络最终形态, 分形概率指数越大, 裂缝各可能扩展方向概率差异也就越大, 差异大小与该单元体破裂难易程度有关. 分形概率指数能够放大或者缩小这种差异性, 当分形概率指数增大时裂缝趋向朝着易破裂点扩展, 因此产生的小分支缝减少, 但对裂缝网络总体形态分布影响较小. 因此分形概率指数只是影响裂缝网络局部结构, 整体形态保持不变.

实际储层裂缝沿着不同方向扩展概率与地层条件有关, 即在整个模拟过程中其分形概率指数是不断发

图 8 (网络版彩图)不同注入压力裂缝形态. (a) 注入压力为65 MPa; (b) 注入压力为55 MPa; (c) 注入压力为50 MPa

Figure 8 (Color online) Fracture network morphology with different injection pressures. (a) The injection pressure is 65 MPa; (b) the injection pressure is 55 MPa; (c) the injection pressure is 50 MPa.

生改变的. 本文对模型进行了简化, 在地层差异不大的条件下采用一个特定分形概率指数近似模拟整个区域裂缝形态, 该值的大小需要结合微地震数据进行模拟匹配, 选取匹配度最高的分形概率指数作为该区域的特征值. 研究表明, 地层裂缝模拟的分形概率指数在0.5~2.5之间, 其由储层地应力分布、岩石力学参数等条件确定.

(4) 压裂液黏度

压裂液黏度主要影响压裂过程中流体压降分布, 进而影响裂缝扩展形态. 本文采用黏度分别为5, 50, 100 mPa·s三种类型的压裂液黏度进行测试探究其对

图9 (网络版彩图)不同分形概率指数裂缝形态. (a) $\eta=0.5$; (b) $\eta=1.0$; (c) $\eta=1.5$

Figure 9 (Color online) Fracture network morphology with different fractal probability indices. (a) $\eta=0.5$; (b) $\eta=1.0$; (c) $\eta=1.5$.

裂缝形态的影响, 如图10所示.

可以看出, 压裂液黏度越小时裂缝侧翼分支缝越发育, 缝网形态越分散. 压裂液黏度高时主缝方向延伸距离较远, 这是由于当压裂液黏度较大时, 压裂液主要集中在主缝内, 且裂缝内的压降梯度小, 流体流动时能量大, 能够扩展到更远距离, 但是分支缝少. 而压裂液黏度低时, 缝壁容易发生剪切滑移破坏, 形成多分支缝网, 裂缝形态复杂, 缝内流体能量传递耗散快, 所以不能够延伸更远的距离. 因此, 考虑非常规储层压裂需要构造复杂缝网体系, 采用的多是黏度较低的滑

图10 (网络版彩图)不同压裂液黏度的裂缝形态. (a) 压裂液黏度为5 mPa s; (b) 压裂液黏度为50 mPa s; (c) 压裂液黏度为100 mPa s

Figure 10 (Color online) Fracture network morphology with different fracturing fluid viscosities. (a) The viscosity of fracturing fluid is 5 mPa s; (b) the viscosity of fracturing fluid is 50 mPa s; (c) the viscosity of fracturing fluid is 100 mPa s.

溜水等压裂液.

4 实际压裂水平井缝网模拟

将本文研究方法应用到某页岩油藏两口井进行模拟, 并结合实际储层微地震数据进行缝网约束.

首先以该井区X1井为例进行裂缝形态反演. 该井所处地层应力差较小, 裂缝纵向沟通较大. 目前共射孔

34段,选取该井第1段进行压裂裂缝反演,并与该井微地震监测数据进行对比验证。基于该井段实际地质特征,建立压裂裂缝扩展仿真模型,总共划分为 200×200 个地质单元体,单一地质单元体的实际控制范围为 $1 \text{ m} \times 2 \text{ m}$,井筒射孔点位于模型中央处,采用储层实际参数进行裂缝扩展计算,模拟得到单簇对称缝网,如图11所示。

从微地震数据点分布规律可以看出,该段裂缝为对称缝网体系,单边控制宽度在74 m左右,缝长在190 m左右,该裂缝上半部分数据点较分散,下半部分数据点较集中。从反演结果可以看出,井筒上半部分分支缝网比较分散,下半部分比较集中,且裂缝控制范围大致在 $70 \text{ m} \times 180 \text{ m}$ 左右,这些特征与微地震数据具有较好的一致性。由于裂缝反演存在一定的随机生长的特点,因此和实际数据点存在一定误差,但是模型总的控制范围裂缝网络总体分布与微地震数据点控制范围大致相同。需要注意的是,根据实际生产井动态数据反演得到的缝网规模与微地震监测数据具有较大的差异,其主要原因在于反演缝网外侧围分支缝开度很小,与储层物性参数基本相同,其流动规律与原始储层基本相同,因而通过生产动态分析得到的有效缝网形态较小。在本方法得到裂缝网络形态的基础上,进一步结合生产动态反演各级次生裂缝物性参数,可以更进一步地约束有效缝网形态。

同时,将本文方法应用到X2井进行全井段模拟。

图11 (网络版彩图)X1井第1段微地震数据分布及缝网反演结果

Figure 11 (Color online) Microseismic data distribution and fracture network inversion results of the first section of Well X1.

X2水平段总长为1356 m,压裂32段,除第一段进行单簇射孔外,其他每段进行了3簇射孔,总共射孔94簇,平均簇间距为14.8 m。图12所示为该井各段不同位置处施工破裂压力,其余参数如表1所示。

同时,基于单井微地震资料和储层数据,对该生产井32段裂缝进行逐一模拟。根据单井控制范围,将井筒轴线划分为3000个地质单元体,每个地质单元体控制面积为 $0.5 \text{ m} \times 2 \text{ m}$ 。

模型最终计算X2井裂缝形态如图13所示,总共生成了94条裂缝。从图中可以看出单一裂缝为多分支裂缝网络形态,增加了储层改造区导流能力。同时其裂缝纵向沟通控制宽度较小,每条裂缝纵向扩展宽度在20 m左右,从油藏整体尺度上看其缝宽方向的沟通范围小,表现出裂缝形态为细长型,几乎不显示分支缝。其主要原因在于该井所述储层地应力差较大,缝网纵向延伸概率小。因此在压裂过程中需要进行加密射孔,

图12 (网络版彩图) X2井各段压裂数据

Figure 12 (Color online) Fracturing data of each section of Well X2.

表1 X2井储层相关参数

Table 1 Reservoir parameters of X2

参数	数值
最大主应力 (MPa)	23.4
最小主应力 (MPa)	12
地层孔隙压力 (MPa)	38.64
压裂液注入压力 (MPa)	66
泊松比	0.23
岩石抗张强度 (MPa)	15
岩石密度 (g/cm^3)	2.3
孔隙度 (%)	0.10
分形概率指数	1.0

图 13 (网络版彩图) X2井裂缝反演形态

Figure 13 (Color online) Inversion of fracture network morphology of Well X2.

减小缝间距, 以增大纵向沟通体积, 体现出细分切割压裂技术的优势.

5 结论

(1) 本文提出了一种新的基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法, 等效闪电击穿路径模拟, 考虑储层地质参数、地应力分布及压裂施工参数, 引入随机函数及分形概率指数表征裂缝在空间随机分布规律, 建立压裂裂缝扩展模拟算法, 并通过实际生产井缝网模拟结果与微地震监测资料匹配, 证明了本方法的适用性.

(2) 基于本文方法分析了初始地应力、压裂液注入压力、分形概率指数等参数对裂缝形态的影响. 研究表明, 初始地应力差梯度越小形成分支缝越多; 压裂液注入压力越大, 裂缝横向沟通范围越广; 分形概率指数影响裂缝局部扩展概率, 主要影响小分支缝的发育程度, 对裂缝整体形态影响很小.

(3) 对页岩油藏两口井进行压裂缝网模拟, 模型结果显示, 裂缝呈现缝网形态, 但缝宽方向控制范围受地应力分布影响较大. 对于地应力差较大储层需要由体积压裂转向细分切割, 增大缝宽方向控制范围, 以增大储层改造体积.

参考文献

- 1 Zhang A S, Yang Z M, Li X S, et al. An evaluation method of volume fracturing effects for vertical wells in low permeability reservoirs (in Chinese). *Petroleum Explor Develop*, 2020, 47: 409–415 [张安顺, 杨正明, 李晓山, 等. 低渗透油藏直井体积压裂改造效果评价方法. *石油勘探与开发*, 2020, 47: 409–415]
- 2 Du J H, Liu H, Ma D S, et al. Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China (in Chinese). *Petroleum Explor Develop*, 2014, 41: 198–205 [杜金虎, 刘合, 马德胜, 等. 试论中国陆相致密油有效开发技术. *石油勘探与开发*, 2014, 41: 198–205]
- 3 Su Y L, Sheng G L, Wang W D, et al. A new approach to calculate effective stimulated reservoir volume in shale gas reservoir (in Chinese). *Earth Sci*, 2017, 42: 1314–1323 [苏玉亮, 盛广龙, 王文东, 等. 页岩气藏体积压裂有效改造体积计算方法. *地球科学*, 2017, 42: 1314–1323]
- 4 Guo Y T, Yang C H, Jia Z G, et al. Research on hydraulic fracturing physical simulation of shale and fracture characterization methods (in Chinese). *Chin J Rock Mech Eng*, 2014, 33: 52–59 [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. *岩石力学与工程学报*, 2014, 33: 52–59]
- 5 Zhou T, Chen M, Zhang S C, et al. Simulation of fracture propagation and optimization of ball-sealer in-stage diversion under the effect of heterogeneous stress field (in Chinese). *Natural Gas Industry*, 2020, 40: 82–91 [周彤, 陈铭, 张士诚, 等. 非均匀应力场影响下的裂缝扩展模拟及投球暂堵优化. *天然气工业*, 2020, 40: 82–91]
- 6 Zhou D W, Zhang G Q. A review of mechanisms of induced fractures in SC-CO₂ fracturing (in Chinese). *Petroleum Sci Bull*, 2020, 5: 239–253 [周大为, 张广清. 超临界CO₂压裂诱导裂缝机理研究综述. *石油科学通报*, 2020, 5: 239–253]
- 7 Tan P, Jin Y, Han K, et al. Vertical propagation behavior of hydraulic fractures in coal measure strata based on true triaxial experiment. *J Pet Sci Eng*, 2017, 158: 398–407
- 8 Pan L H, Cheng L J, Lu C H, et al. Simulation of hydraulic fracture propagation in shale reservoir (in Chinese). *Special Oil Gas Reser*, 2014, 21: 1–6 [潘林华, 程礼军, 陆朝晖, 等. 页岩储层水力压裂裂缝扩展模拟进展. *特种油气藏*, 2014, 21: 1–6]
- 9 Li M Y, He J Y, Su Y W. Key mechanical problems and numerical methods of hydraulic fracture in shale (in Chinese). *Sci Techn Rev*, 2016, 34: 32–42 [李明耀, 贺甲元, 苏业旺. 页岩油气水力压裂的关键力学问题和数值计算方法. *科技导报*, 2016, 34: 32–42]

- 10 Li L X, Wang T J. The extended finite element method and its applications (in Chinese). *Adv Mech*, 2005, 1: 5–20 [李录贤, 王铁军. 扩展有限元法(XFEM)及其应用. *力学进展*, 2005, 1: 5–20]
- 11 Zhou T, Wang H B, Li F X, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in laminated shale reservoirs (in Chinese). *Petroleum Explor Develop*, 2020, 47:1039–1051 [周彤, 王海波, 李凤霞, 等. 层理发育的页岩气储集层压裂裂缝扩展模拟. *石油勘探与开发*, 2020, 47: 1039–1051]
- 12 Dahi Taleghani A. Fracture re-initiation as a possible branching mechanism during hydraulic fracturing. In: *Proceedings of the 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium*, Salt Lake City. San Francisco: Omnipress, 2010. ARMA-10-278
- 13 Olson J E. Multi-fracture propagation modeling: Applications to hydraulic fracturing in shales and tight gas sands. In: *Hydraulic Fracturing in Shales and Naturally Fractured Reservoirs*. San Francisco: Omnipress, 2008
- 14 Weng X, Kresse O, Cohen C, et al. Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation. *SPE Production Operations*, 2011, 26: 368–380
- 15 Kresse O, Weng X. Numerical modeling of 3D hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations. *Rock Mech Rock Eng*, 2018, 51: 3863–3881
- 16 Meyer B R, Bazan L W. A discrete fracture network model for hydraulically induced fractures: Theory, parametric and case studies. In: *Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. The Woodlands, 2011. SPE-140514-MS
- 17 Meyer B R, Bazan L W, Jacot R H, et al. Optimization of multiple transverse hydraulic fractures in horizontal wellbores. In: *Proceedings of SPE Unconventional Gas Conference*. Pittsburgh: Society of Petroleum Engineers, 2010
- 18 Li Y, Wei C, Qin G, et al. Numerical simulation of hydraulically induced fracture network propagation in shale formation. In: *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*. Beijing, 2013. IPTC-16981-MS
- 19 Xu W, Thiercelin M, Walton I. Characterization of hydraulically-induced shale fracture network using an analytical/semi-analytical model. In: *Hydraulic Fracturing Model Development*. New Orleans: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2009
- 20 Gu C. The study of breakdown in dielectrics based on fractal technology (in Chinese). Dissertation for Master's Degree. Beijing: Institute of Electrical Engineering (IEE), Chinese Academy of Sciences, 2006 [谷琛. 基于分形理论的绝缘介质中放电仿真研究. 硕士学位论文. 北京: 中国科学院电工研究所, 2006]
- 21 Li Y L, Liu X G, Hu Z M, et al. Research progress of fracture network simulation in shale reservoir (in Chinese). *Oil Geophys Prospect*, 2019, 54: 480–492 [李亚龙, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩储层压裂缝网模拟研究进展. *石油地球物理勘探*, 2019, 54: 480–492]
- 22 Niemeyer L, Pietronero L, Wiesmann H J. Fractal dimension of dielectric breakdown. *Phys Rev Lett*, 1984, 52: 1033–1036
- 23 Peruani F, Solovey G, Irurzun I M, et al. Dielectric breakdown model for composite materials. *Phys Rev E*, 2003, 67: 066121
- 24 Chia K L, Liew A C. Modeling of lightning return stroke current with inclusion of distributed channel resistance and inductance. *IEEE Trans Power Deliver*, 2004, 19: 1342–1347
- 25 Erdogan F, Sih G C. On the crack extension in plates under plane loading and transverse shear. *J Basic Eng*, 1963, 85: 519–525
- 26 Ren L. Fracture network propagation and productivity prediction based on fluid-solid fully coupling of SRV-fractured horizontal wells in tight oil reservoirs (in Chinese). Dissertation for Doctoral Degree. Qingdao: China University of Petroleum, 2016 [任龙. 致密油藏体积压裂水平井缝网扩展及流固全耦合产能预测. 博士学位论文. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016]
- 27 Green A E, Sneddon I N. The distribution of stress in the neighbourhood of a flat elliptical crack in an elastic solid. *Math Proc Camb Phil Soc*, 1950, 46: 159–163

Calculation of reservoir fracture network propagation based on lightning breakdown path simulation

ZHAO Hui¹, SHENG GuangLong¹, HUANG LuoYi¹, MA JiaLing¹, YE YiPing² & LENG RuShuang³

¹ School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

² PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay 834000, China;

³ Sinopec Oilfield Service Jiangnan Corporation, Qianjiang 430000, China

Hydraulic fracturing produces fractures with high conductivity and forms a complex fracture network, which supports the economic development of unconventional reservoirs. Describing a fracture network is the basic premise for fracturing evaluation and production simulation. This study analyzes the lightning breakdown path simulation method and adopts the principle of similarity to comprehensively consider the reservoir geological parameters, *in situ* stress distribution, and fracturing construction parameters; the results are used to develop a new fracture simulation method. In the proposed method, circumferential stress and critical fracture stress are used to determine the extension range of secondary fractures, and random function and fractal probability index are introduced to characterize the random distribution of the fracture extension. Then, an actual production well fracture network with microseismic monitoring data is simulated. The results show that the proposed simulation method can accurately describe the fracture network with a high degree of matching in the range covered by the microseismic data. In addition, the influences of the *in situ* stress difference gradient, initial injection pressure, and fractal probability index on the fracture morphology are analyzed. This research shows that a smaller *in situ* stress difference gradient relates to greater fracturing fluid injection pressure and smaller fractal probability index and fracturing fluid viscosity, which facilitates the formation of more branch fracture network systems. Finally, the proposed method is applied to the simulation of a fracture network in two wells. The results show that the inverted fracture morphology is consistent with the distribution range of microseismic data. The simulation of 94 clusters of fractures in 32 sections of well X2 shows that the fracture branches of the well are obviously developed, which indicates a generally complex fracture network. The transverse communication of the single wing fracture network is about 200 m, and the longitudinal communication is about 20 m. Therefore, the calculation method of fracture network propagation based on lightning simulation can consider the uncertainty in the fracture propagation direction, particularly when the reservoir geological characteristics are unclear. Moreover, it provides a new method for simulating hydraulic fracture propagation.

hydraulic fracturing, lightning breakdown, fracture network, simulation modeling, fractal probability index

doi: [10.1360/SST-2020-0406](https://doi.org/10.1360/SST-2020-0406)