

# 煤层气压裂水平井生产动态分析及其渗透率协同演化机制

郭建春<sup>1</sup>, 张涛<sup>1</sup>, 武玺<sup>2</sup>, 赵志红<sup>1</sup>, 李宗源<sup>2</sup>, 曾杰<sup>1</sup>

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川成都 610500; 2. 中国石油华北油田分公司, 河北任丘 062552)

**摘要:**大规模压裂改变了煤层气低产、低效的开发现状, 但煤层气压裂井生产动态不清晰、渗透率演化机制不明确, 极大地限制了煤层气藏的高效开发。为此, 考虑煤层吸附膨胀、裂缝压缩和非稳态蠕变条件下的总应变演化, 结合立方定律建立渗透率模型, 利用有限体积法 (FVM) 结合瞬态嵌入式离散裂缝模型 (tEDFM) 求解压力和渗透率场。依托嵌入式流量交换原理, 建立吸附-游离多重采出计算框架, 实现压后生产动态分析和产能计算。研究发现: 煤层气压裂井生产动态包括初期高产、解吸上升、中期稳产、后期衰减和末期枯竭 5 个阶段。兰氏压力越大, 吸附气上产越快, 兰氏压力为 2.6 MPa 时, 1 800 d 后吸附气主导生产。兰氏体积增加至 15 m<sup>3</sup>/t, 解吸附贡献占比持续上升, 吸附态甲烷在 560 d 后成为主要气源。水力裂缝越密集, 泄压面积增大显著提升初期产能且衰减越晚。裂缝间距增大 3 倍, 最高产气量减少 48%, 裂缝半长增加 50 m, 初期产量增加近一倍。渗透率演化包括损失、恢复和增强 3 个阶段, 裂缝压缩系数为 0.03 MPa<sup>-1</sup>, 800 d 内损失率高达 76%。尽管裂缝闭合造成渗透率损失, 当甲烷解吸并采出, 膨胀应变减小, 使得渗透率进入恢复阶段。压裂规模增大, 渗透率恢复越快且程度更高, 促进煤层气长效采出。当解吸附应变大于 0.06, 渗透率在生产后期可恢复并增强至初期的 1.2 倍。煤层黏弹性模量越低, 蠕变造成的渗透率损伤越明显。

**关键词:**煤层气; 多尺度渗流; FVM-tEDFM; 嵌入式流量交换; 多重采出; 渗透率演化

**中图分类号:** TD37; TE311 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)01-0516-16

## Production analysis and permeability evolution of fractured horizontal wells of coalbed methane reservoir

GUO Jianchun<sup>1</sup>, ZHANG Tao<sup>1</sup>, WU Xi<sup>2</sup>, ZHAO Zhihong<sup>1</sup>, LI Zongyuan<sup>2</sup>, ZENG Jie<sup>1</sup>

(1. National Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, China)

**Abstract:** Massive hydraulic fracturing has changed the status of low-productivity and low development efficiency for coalbed methane (CBM) reservoirs. However, the production dynamics of fractured wells and the permeability evolution mechanisms in CBM reservoirs are unclear, which significantly limits the efficient development of CBM reservoirs. Therefore, this study incorporates the total strain evolution under the conditions of gas-adsorption-induced swelling, fracture compression, and unsteady creep, uses the cubic law to establish the permeability model, and obtains the pressure and

收稿日期: 2024-05-24 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 刘雅清 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0578

基金项目: 国家自然科学基金企业创新发展联合基金资助项目 (U23B6004)

作者简介: 郭建春 (1970—), 男, 四川南充人, 教授, 博士。E-mail: guojianchun@vip.163.com

通讯作者: 张涛 (1998—), 男, 四川资阳人, 博士研究生。E-mail: zhangtao100610@163.com

引用格式: 郭建春, 张涛, 武玺, 等. 煤层气压裂水平井生产动态分析及其渗透率协同演化机制[J]. 煤炭学报, 2025, 50(1): 516-531.

GUO Jianchun, ZHANG Tao, WU Xi, et al. Production analysis and permeability evolution of fractured horizontal wells of coalbed methane reservoir[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(1): 516-531.



移动阅读

flow fields via the finite volume method (FVM) and the transient embedded discrete fracture model (tEDFM). Based on the embedded mass exchange law, an adsorbed-free phase multiple-mechanism recovery calculation framework is established to realize production dynamic analysis and productivity calculation. Results show that the production dynamics of CBM fractured wells include five stages: the initial high production stage, desorption-induced productivity increasing stage, mid-time stable production stage, production decline stage, and the final depleted stage. The larger the Langmuir pressure is, the faster sorbed gas production would be. When the Langmuir pressure is 2.6 MPa, after 1 800-day production, adsorbed gas dominates production. When the Langmuir volume is increased to 15 m<sup>3</sup>/t, desorbed gas's contribution continuously increases. Adsorbed gas becomes the main gas source after 560-day production. The denser the hydraulic fractures are, the larger the drainage area is, the significantly higher the initial production would be, and the later the production decline occurs. When the fracture spacing is 3 times larger, the maximum gas production decreases by about 48%. When the fracture half-length is increased by 50 m, the initial production would nearly be doubled. The permeability evolution includes three stages: loss, recovery, and enhancement. When the fracture compressibility coefficient is 0.03 MPa<sup>-1</sup>, and the loss rate is as high as 76% within 800 days. Despite the loss of permeability due to fracture closure, when the methane is desorbed and recovered, the reduction of swelling strain causes the permeability to recover. With fracturing intensity increases, and the permeability recovery becomes faster and stronger, which promotes the long-term recovery of CBM. When the desorption-induced strain is greater than 0.06, the permeability recovers and increases to 1.2 times the initial level in the later production period. The lower the coal viscoelastic modulus is, the more obvious the permeability damage caused by creep would be.

**Key words:** coalbed methane; multiscale seepage; FVM-tEDFM; transient rate exchange; multiple extraction; permeability evolution

## 0 引 言

煤层气在我国能源结构中具有重要战略地位。发展煤层气产业对于保障我国能源安全、优化能源结构,以及加快建设清洁、低碳、安全、高效的现代能源体系尤为重要<sup>[1-2]</sup>。中国煤层埋深 2 000 m 以浅的煤层气资源保有量为 3×10<sup>13</sup> m<sup>3</sup>,位居世界第 3 位<sup>[3]</sup>。随着我国深部煤层气产能的突破,鄂尔多斯盆地 2 000 m 以深的东缘大宁—吉县区块的吉深 6-7 平 01 井获 10.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 高产工业气流<sup>[4]</sup>,这得益于大规模体积压裂在煤层气改造中的应用<sup>[5]</sup>。

煤层气赋存以吸附气和游离气共存,产能释放困难。同时,煤层压后呈现多尺度渗流特征、动态渗透率演化,这使得多重采出机制下的产能计算复杂、生产动态评价困难。人工智能算法<sup>[6-7]</sup>和数据驱动分析<sup>[8]</sup>能够迅速预测单井产能,明确主控因素<sup>[9]</sup>。与机理模型(解析/半解析模型<sup>[10-11]</sup>、递减分析<sup>[12]</sup>、数值模型<sup>[13]</sup>)相比<sup>[2, 14]</sup>,它具有更高的计算效率和适用范围。然而,由于其高度依赖工程、地质数据和生产历史,对于新投产的区块、井场和单井无法进行生产动态评价。尽管基于均质假设条件,一些学者利用解析解定量描述了煤层气压裂井的生产动态,并对裂缝长度、间距和改造体积等参数进行了敏感性分析<sup>[15-16]</sup>。实际上,缺乏对煤层采气过程中复杂渗流机理和储层物性非

均质分布的耦合计算,因此无法充分表征煤层气压裂井的复杂生产动态,也无法根据煤层气藏的不同赋存状态、改造程度和改造方式计算不同的生产特征。Comsol 软件平台的多场耦合在煤层气领域有广泛应用<sup>[17]</sup>,TIAN 等<sup>[18-19]</sup>耦合复杂渗流机理完成多场耦合条件下的产能模拟,分析不同裂缝参数对产能和渗透率演化的影响。部分学者对比了包括鱼骨型井<sup>[20]</sup>、压裂直井<sup>[21]</sup>和压裂水平井<sup>[22]</sup>在内的不同开发方式。结果表明通过水力压裂显著提高煤层气藏的采出程度,水力压裂区域的绝对渗透率持续下降是导致气体产量减少的主要原因。同时,改造规模越大,煤层气藏的采出程度和产能越高。

由于体积压裂产生的多尺度裂缝系统,导致有限元和局部网格加密的数值模拟计算效率急剧降低。因此,近年来,嵌入式离散裂缝模型因其快速处理复杂裂缝系统的优势,在页岩、砂岩和其他裂缝性非常规油气藏数值模拟中得到广泛应用<sup>[23-26]</sup>。WANG 等<sup>[24-25]</sup>给出一种 IFDM-EDFM 模型用于模拟复杂裂缝分布对产能的影响。基于 MATLAB Reservoir Simulation Tool(MRST 平台)建立的压裂水平井的数值模拟框架<sup>[24]</sup>,可以实现动态渗透率的耦合,但未充分考虑基质和割理系统中的吸附气和游离气的采出。仅基于 Peaceman 井模型计算了水力裂缝的产气/产水量,导致产气/产水曲线无法反映不同阶段、区域和类型

的生产动态特征。CAVALCANTE 等<sup>[26]</sup>和 OLORODE 等<sup>[27]</sup>提出了一种基于投影算法的嵌入式离散裂缝模型 (pEDFM), 用于模拟三维空间中具有任意方向裂缝系统的储层。经典的嵌入式离散裂缝模型 (EDFM) 都基于稳态/拟稳态流动假设, 对于具有多尺度裂缝系统的长期生产模拟, 会造成显著的累积误差。为了进一步提高裂缝瞬态流动的计算精度, 网格加密-嵌入式离散裂缝模型 (LGR-EDFM)<sup>[28]</sup>算法的建立精确表征了裂缝瞬态流动特征, 但这也意味着计算效率的显著下降<sup>[29]</sup>。为弥补经典 EDFM 算法中裂缝稳态流动的缺陷以及对初期产能的低估, OLORODE 等<sup>[30]</sup>采用瞬态因子修正传导系数, 建立了瞬态质量交换数值格式, 同时兼顾精度和计算效率。此外, 在气体采出过程中, 孔隙压力下降, 煤储层存在多应变竞争效应<sup>[21, 31-32]</sup>, 包括吸附膨胀、基质蠕变、裂缝开度压缩。尤其在压后高应力, 长时间加载的条件下, 蠕变的影响使得计算结果与真实生产动态出现明显偏差<sup>[33-34]</sup>。综上所述, 目前研究缺乏综合复杂应变的渗透率模型, 对具有多尺度渗流和多应变竞争机制的压力-渗透率场演化规律认识不清晰, 全局/局部应变和吸附-游离态气体共存的多重采出机制研究不完善, 缺乏煤层气压裂井生产动态评价的有效手段。

为解决上述问题, 笔者提出一套基于有限体积法 (FVM) 的数值模型, 利用修正的瞬态嵌入式离散裂缝模型 (tEDFM) 来表征压后的多尺度裂缝系统中的瞬态流动行为, 充分耦合了煤层蠕变、解吸附和裂缝压缩作用下的渗透率演化和非均质分布规律。同时, 利用 Gauss-Seidel 方法求解压力分布, 并考虑了基质中吸附、游离气和割理、主裂缝中游离气在内的多重采

出机制。依托全局/局部嵌入式流量交换原理, 并结合压力数值解建立煤层气压裂井产能方程。实现了煤层气压裂井多尺度-多重采出机理的生产动态预测, 完成了多阶段生产动态的划分, 最终揭示了煤层气压裂井的动态渗透率-压力协同演化机制。本文模型并不是在现有模型基础上的改进, 而是通过新概念建立的计算方法, 丰富了煤层气藏压裂井产能模型建立和生产动态分析的新思路。

## 1 数学模型构建

### 1.1 渗流控制方程

煤层气藏基质主要以吸附气为主, 同时存在部分游离气, 体积压裂后存在天然裂缝和水力裂缝, 导致渗流呈现多尺度特征 (图 1)。其中, 压后裂缝系统内部的甲烷假设为游离态。因此, 流动特征可由耦合吸附和裂缝窜流源项的质量守恒方程描述<sup>[35]</sup>。煤层基质渗流控制方程如式 (1) 所示:

$$\nabla \left( \frac{k_m}{B_g \mu_g} \nabla p_m \right) = \frac{\partial p_m}{\partial t} \left( \frac{\phi_m}{B_g} \right) + Q_s + \sum_{i=1}^{n_f} Q_{m-f} \quad (1)$$

同理, 第  $i$  条裂缝系统渗流控制方程如式 (2) 所示:

$$\nabla \left( \frac{k_f}{B_g \mu_g} \nabla p_f \right) = \frac{\partial p_f}{\partial t} \left( \frac{\phi_f}{B_g} \right) + Q_s + Q_{f-m} + \sum_{i=1}^{n_f} Q_{f-f} \quad (2)$$

煤层气藏和井底满足以下边界条件:

$$p|_{\Omega} = p_0, \quad \frac{\partial p}{\partial n}|_{\Omega} = 0 \quad (3)$$

$$a \nabla p|_{r=r_w} + b p|_{r=r_w} = c \quad (4)$$

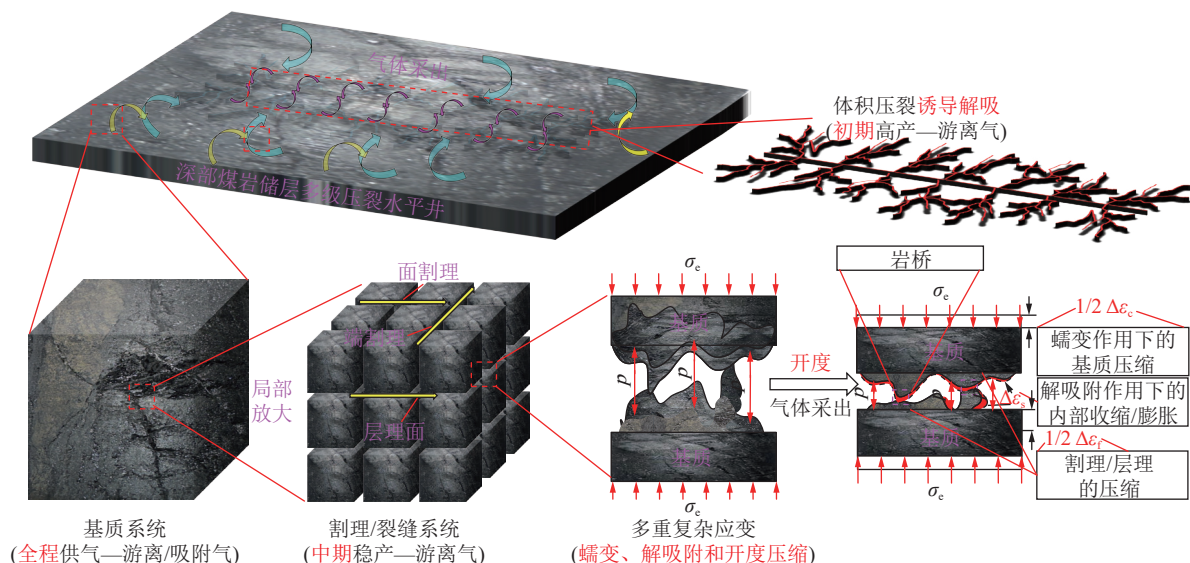


图 1 煤层气藏压裂水平井多尺度渗流概念模型

Fig. 1 Multiscale flow conceptual model of fractured horizontal wells in coalbed methane reservoir



其中, 下标  $m$  和  $f$  为煤层基质和裂缝系统;  $t$  为时间,  $d$ ;  $n_f$  为裂缝单元数量;  $\mathbf{n}$  为法向量;  $p_m$  为基质压力, MPa;  $p_f$  为裂缝压力, MPa;  $k_m$  为基质渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $k_f$  为裂缝渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $\phi_m$  为基质孔隙度;  $\phi_f$  表示单条裂缝孔隙率;  $Q_s$  为解吸附体积源项,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $Q_{m-f}$  和  $Q_{f-m}$  分别为基质-裂缝和裂缝-基质窜流源项,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $Q_{f-f}$  为裂缝-裂缝窜流源项,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $B_g$  为甲烷体积系数;  $\mu_g$  为甲烷黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $\Omega$  为煤层气藏边界域;  $p$  和  $p_0$  分别表示煤层压力和煤层初始压力, MPa;  $r$  和  $r_w$  分别为煤层中一点到井筒的距离和井筒半径,  $\text{m}$ ;  $a$ 、 $b$ 、 $c$  分别为井底边界系数, 可分别取 1、1 和 0。

### 1.2 渗透率演化

随着气体采出, 孔隙压力下降, 多重复杂应变竞争效应导致渗透率演化呈现应力敏感特征 (图 1)。为此, 基于各向同性假设, 充分考虑基质蠕变、吸附膨胀和裂缝表面局部收缩, 建立基质渗透率模型。

煤层可近似看做线弹性材料, 其应力-应变本构方程满足<sup>[36]</sup>:

$$\Delta \varepsilon_c(t) = \begin{cases} \Delta \sigma_e \left( \frac{1}{E} + \frac{1}{E_{ve}} - \frac{1}{E_{ve}} E_{\gamma,1} \left[ -E_{ve} \left( \frac{t}{\eta_{ve}} \right)^\gamma \right] \right), (\sigma_e < \sigma_s) \\ \Delta \sigma_e \left( \frac{1}{E} + \frac{1}{E_{ve}} - \frac{1}{E_{ve}} E_{\gamma,1} \left[ -E_{ve} \left( \frac{t}{\eta_{ve}} \right)^\gamma \right] + \frac{t^\gamma E_{1,1+\gamma}(\alpha_0 t)}{\eta_{vp}^\gamma} \right), (\sigma_e \geq \sigma_s) \end{cases} \quad (7)$$

其中,  $\varepsilon_c(t)$  为蠕变引起的应变;  $E_{ve}$  为煤岩的黏弹性模量, GPa;  $\gamma$  为分数阶导数;  $\eta_{ve}$  和  $\eta_{vp}$  为表示黏弹性和黏塑性系数,  $\text{Pa} \cdot \text{h}^\gamma$ ;  $\alpha_0$  为黏度系数, 取 0.17;  $\sigma_s$  为屈服应力, MPa;  $E_{\alpha,\beta}(x)$  为 Mittag-Leffler 函数,  $\alpha$  分别取  $\gamma$ 、1,  $\beta$  分别取 1、 $1+\gamma$ 。

煤层基质吸附膨胀引起的变形满足<sup>[39-40]</sup>:

$$\Delta \varepsilon_s = \frac{\varepsilon_L p}{p + p_L} - \frac{\varepsilon_L p_0}{p_0 + p_L} \quad (8)$$

其中,  $\varepsilon_s$  为吸附应变;  $\varepsilon_L$  为兰氏应变;  $p_L$  为兰氏压力, MPa;  $p_0$  为初始孔隙压力, MPa。

$$\Delta \varepsilon_x = (1-2\nu)\Delta \sigma_e \left[ \left( \frac{1}{E} + \frac{1}{E_{ve}} - \frac{1}{E_{ve}} E_{\gamma,1} \left[ -E_{ve} \left( \frac{t}{\eta_{ve}} \right)^\gamma \right] \right) + \omega \frac{t^\gamma E_{1,1+\gamma}(\alpha_0 t)}{\eta_{vp}^\gamma} \right] + \frac{(1-f)}{3} \varepsilon_L \left( \frac{p}{p + p_L} - \frac{p_0}{p_0 + p_L} \right) - \alpha c_f (p - p_0) \quad (10)$$

其中:

$$\omega = \begin{cases} 1, & (\sigma_e \geq \sigma_s) \\ 0, & (\sigma_e < \sigma_s) \end{cases} \quad (11)$$

由立方定律可得煤层渗透率<sup>[41]</sup>:

$$k_m = \frac{\phi_m w_{ini}^2 (1 - \Delta \varepsilon_x)^2}{12} \quad (12)$$

其中,  $w_{ini}$  为割理初始开度,  $\text{m}$ 。特别地, 本文模型

$$\Delta \varepsilon_{ij} = \frac{\Delta \sigma_{ij}}{2G} - \left( \frac{1}{6G} - \frac{1}{9K} \right) \Delta \sigma_{kk} \delta_{ij} + \frac{\alpha}{3K} \Delta p_{ij} + \frac{(1-\phi_m)(1-f)}{3} \Delta \varepsilon_s \delta_{ij} \quad (5)$$

煤层基质孔隙率一般远小于 1, 可进一步简化式 (5), 得到煤层基质的线应变为

$$\Delta \varepsilon_x = \frac{\Delta \varepsilon_v}{3} = -\frac{\Delta \sigma_e}{3K} + \frac{(1-f)\Delta \sigma_m^*}{3} \quad (6)$$

其中,  $\varepsilon_{ij}$  为煤层应变张量;  $p_{ij}$  为煤层压力张量, MPa;  $\sigma_{ij}$  为煤层应力张量, MPa;  $\varepsilon_s$  为煤层吸附应变;  $G=E/(1+2\nu)$  为剪切模量, GPa;  $K=E/[3(1-2\nu)]$  为体积模量, GPa;  $\nu$  为煤岩泊松比;  $E$  为煤岩弹性模量, GPa;  $\alpha$  为 Biot 系数;  $\delta_{ij}$  为 Kronecker delta 函数;  $\sigma_e = \sigma - \alpha p$  为有效应力, MPa;  $\sigma$  为地应力, MPa;  $\varepsilon_v$  为煤层基质总体积应变;  $\varepsilon_x$  为煤层基质总线应变;  $\sigma_{kk} = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z$ , 为主方向应力之和, MPa;  $f$  为基质-割理连接系数。

体积压裂后的排采过程存在快速泄压, 真三轴力学实验表明长时间加载会出现蠕变现象。煤层基质蠕变引起的变形满足分数阶本构方程<sup>[37-38]</sup>:

开度收缩引起的变形满足<sup>[39,40]</sup>:

$$\Delta \varepsilon_f = -\alpha c_f (p - p_0) \quad (9)$$

其中,  $\varepsilon_f$  为开度压缩引起的应变;  $c_f$  为裂缝压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ 。

将式 (7)、式 (8) 和式 (9) 代入式 (6), 建立煤层复杂应变的本构模型 (图 2)。该本构模型通过多种应变的线性叠加, 利用压力/应力的演化对应变的正向或反向影响实现相互竞争, 它的具体作用体现在压力-渗透率协同演化过程中。其多重形变作用下的等效本构方程为如式 (10) 所示:

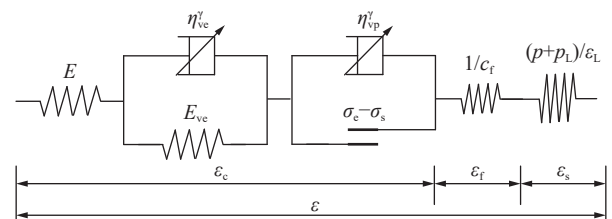


图 2 煤层多重应变等效本构模型

Fig.2 Constitutive model of multiple strain in coals



通过考虑渗透率与压力的协同演化关系,实现对有效应力演化的耦合。

煤层渗透率、孔隙率初始分布满足随机高斯分布,该方法适用于缺少探井而无法进行空间插值的情况。具体如式 (13) 所示:

$$F(X) = \exp \left[ \ln(X) - G(X|\mu, \lambda^2) \ln(1 - V_{DP}) N_R \right], \quad X \in (k_m, \phi_m) \quad (13)$$

其中:

$$G(X|\mu, \lambda^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \lambda^2} \exp \left[ -\frac{(X-\mu)^2}{2\lambda^2} \right] \quad (14)$$

其中,  $V_{DP}$  为非均质分布系数,取 0.2;  $G(X|\mu, \lambda^2)$  为高斯分布函数;  $\mu$  为参数分布标准差;  $\lambda$  为参数分布极差;  $N_R$  为一个 0~1 的随机数。特别地,渗透率和孔隙率或者其他物性参数也可通过真实地质模型中的数据体来替换图 3 中的非均质分布结果。

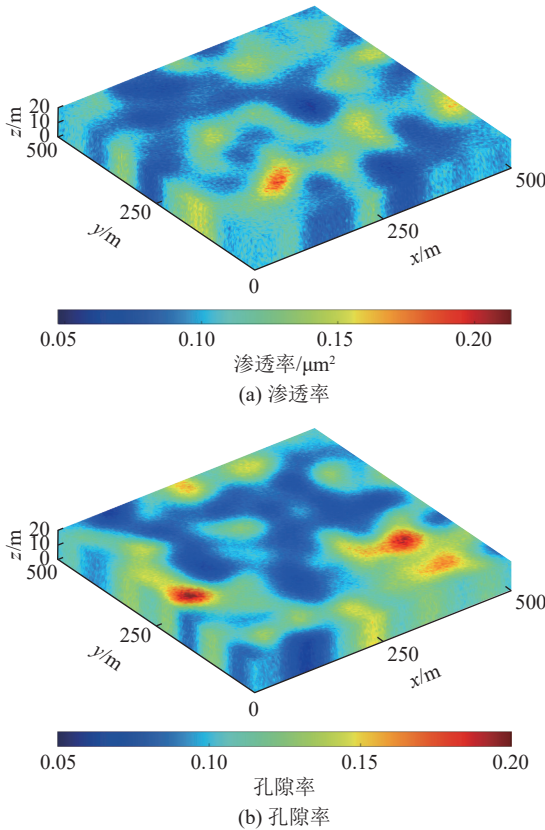


图 3 煤储层非均质分布结果 ( $\mu = 0.1, \lambda = 0.05$ )

Fig.3 Heterogeneous distribution results of coalbed methane reservoir ( $\mu = 0.1, \lambda = 0.05$ )

同时,水力裂缝和天然裂缝导流能力压后会随着开采而降低,由于支撑剂的存在,水力裂缝压缩系数更小,压缩性较天然裂缝更弱,2 种裂缝的渗透率均满足如下指数递减关系<sup>[42-43]</sup>:

$$k_f = k_{f0} e^{-c_f \Delta \sigma_c} \quad (15)$$

其中,  $k_f$  为裂缝渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $k_{f0}$  为初始裂缝渗透率,  $\mu\text{m}^2$ 。

## 2 数学模型求解

### 2.1 FVM 数值离散

采用有限体积法,对本文建立的多尺度渗流控制方程进行数值离散,式 (1) 两端在控制体积内积分可得:

$$\iiint_{V_c} \nabla \left( \frac{k_m}{B_g \mu_g} \nabla p_m \right) dV_c = \iiint_{V_c} \left( \frac{\partial p_m}{\partial t} \left( \frac{\phi_m}{B_g} \right) + Q_s + \sum_{i=1}^{n_f} Q_{m-f} \right) dV_c \quad (16)$$

基于结构化网格 (参见图 4),煤层基质渗流采用全隐式离散格式<sup>[44]</sup>:

$$\frac{p_m^{n+1} - p_m^n}{\Delta t} = \sum_{s \sim F(NB)} \frac{S_s k_{m,i}^{n+1} (p_m^{n+1} - p_{m,i}^{n+1})}{V_c \phi_{m,i}^{n+1} \mu_{g,i}^{n+1} c_{f,i}^{n+1}} - \sum_{j \sim \Omega_f \cap \Omega_m} T_{m-f,j}^{n+1} (p_m^{n+1} - p_{f,j}^{n+1}) - \frac{1 - \phi_{m,i}^{n+1} \rho_R V_L p_m^{n+1}}{\Delta t} \frac{\rho_R V_L p_m^{n+1}}{p_m^{n+1} + p_L} \quad (17)$$

同理,第  $j$  条裂缝的全隐式格式为:

$$\frac{p_f^{n+1} - p_f^n}{\Delta t} = \sum_{s \sim F(NB)} \frac{S_s k_{f,j}^{n+1} (p_f^{n+1} - p_{f,i}^{n+1})}{V_c \phi_{f,j}^{n+1} \mu_{g,j}^{n+1} c_{f,j}^{n+1}} - \sum_{j \sim \Omega_f \cap \Omega_m} T_{f-m,j}^{n+1} (p_f^{n+1} - p_{m,j}^{n+1}) - T_{f-f,j}^{n+1} (p_f^{n+1} - p_{f,j}^{n+1}) - \frac{1 - \phi_{f,j}^{n+1} \rho_R V_L p_f^{n+1}}{\Delta t} \frac{\rho_R V_L p_f^{n+1}}{p_f^{n+1} + p_L} \quad (18)$$

其中,  $\rho_R$  为煤层基质密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $F(NB)$  为中心网格的相邻网格集合;  $\Omega_m$  和  $\Omega_f$  为基质域和裂缝域;  $\Delta t$  为时间步长,  $\text{s}$ ;  $V_c$  为网格控制体积,  $\text{m}^3$ ;  $S_s$  为第  $s$  个相邻面网格的流入面积,  $\text{m}^2$ 。

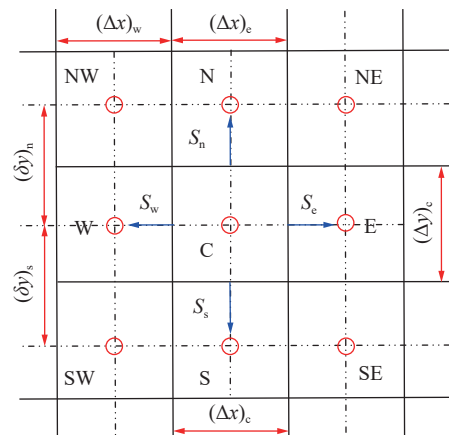


图 4 结构化网格示意

Fig.4 Schematic diagram of structured grid

## 2.2 瞬态修正的 tEDFM 模型

嵌入式离散裂缝模型在处理复杂裂缝与基质之间的物质交换方面具有显著优势,其原理是将空间中的裂缝嵌入结构化网格,通过计算裂缝-基质和裂缝-裂缝的流量交换(图 5),进而实现基质与裂缝的耦合渗流<sup>[45]</sup>。

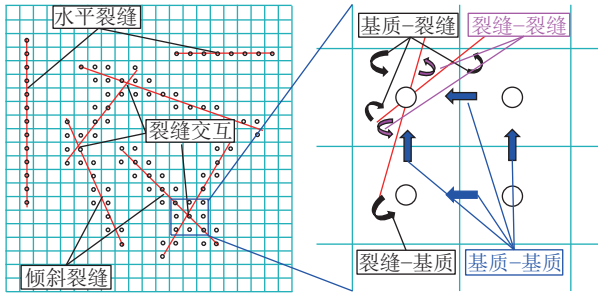


图 5 嵌入式流量交换示意

Fig.5 Schematic diagram of flow exchange embedded fractures

裂缝与基质流量交换可表示为<sup>[46]</sup>

$$Q_f = T_{\text{NNC}} \Delta p_{\text{NNC}} \quad (19)$$

传导系数定义为

基质-裂缝<sup>[24]</sup>:

$$T_{\text{m-f}} = -T_{\text{f-m}} = \frac{T_m T_f}{T_m + T_f} \quad (20)$$

裂缝-裂缝<sup>[24]</sup>:

$$T_{\text{f-f}} = \frac{\prod_i^{n_f} T_f^i}{\sum_i T_f^i} \quad (21)$$

为进一步减少稳态流量交换假设对初期瞬态流动的计算偏差,引入 Rashid<sup>[30]</sup>提出的压力修正系数,建立基质和裂缝的瞬态传导系数如下:

$$T_f = \frac{2p_{\text{f,ini}} - p_m - p_f}{2(p_{\text{f,ini}} - p_f)} \frac{2k_f A_{\text{m-f}}}{\mu_g w_f} \quad (22)$$

$$T_m = \frac{2p_{\text{m,ini}} - p_m - p_f}{2(p_{\text{m,ini}} - p_m)} \frac{2k_m A_{\text{m-f}}}{\mu_g d_{\text{NNC}}} \quad (23)$$

其中,  $Q_f$  为一对相邻连接点的流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $T_{\text{NNC}}$  为一对相邻连接点的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ ;  $p_{\text{NNC}}$  为一对相邻连接点的压力,  $\text{MPa}$ ;  $d_{\text{NNC}}$  为一对相邻连接点的平均距离,  $\text{m}$ ;  $T_{\text{m-f}}$  和  $T_{\text{f-m}}$  分别为基质与裂缝和裂缝与基质的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ ;  $T_{\text{f-f}}$  为裂缝和裂缝的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ ;  $T_m$  为基质的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ ;  $T_f$  为裂缝的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ ;  $A_{\text{m-f}} = \Delta x \Delta y$  为裂缝和基质的接触面积,  $\text{m}^2$ 。

## 2.3 耦合求解

基质和裂缝求解域中的每个网格均分别满足式(17)和式(18)中的离散格式,可得到形如  $\mathbf{AP}=\mathbf{B}$  的非线性方程组如下<sup>[47]</sup>:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{A}_{\text{mm}} & \mathbf{A}_{\text{mf}} \\ \mathbf{A}_{\text{fm}} & \mathbf{A}_{\text{ff}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{P}_m \\ \mathbf{P}_f \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{B}_m \\ \mathbf{B}_f \end{pmatrix} \quad (24)$$

利用 Gauss-Seidel 方法求解,任意迭代步下的压力解可表示为<sup>[48]</sup>

$$p_i^{n+1} = \frac{1}{A_{ii}} \left( B_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N A_{ij} p_j^n \right), \quad i, j \in (1, N) \quad (25)$$

每个迭代步误差满足<sup>[48]</sup>:

$$\|\delta p^{n+1}\| = \sum_{i=1}^N (p_i^{n+1} - p_i^n)^2 \quad (26)$$

其中,  $\mathbf{A}_{\text{mm}}$ ,  $\mathbf{A}_{\text{mf}}$ ,  $\mathbf{A}_{\text{fm}}$  和  $\mathbf{A}_{\text{ff}}$  分别为基质-基质, 基质-裂缝, 裂缝-基质和裂缝-裂缝系数矩阵;  $\mathbf{P}_m$  和  $\mathbf{P}_f$  为基质和裂缝压力向量;  $\mathbf{B}_m$  和  $\mathbf{B}_f$  为基质和裂缝常数向量;  $\delta p$  为压力求解误差,  $\text{MPa}$ ;  $N$  为网格数;  $n$  表示时间步。

## 2.4 产能计算

基于物质平衡,忽略煤层中的溶解气,煤层气压裂井产气量由基质吸附气、基质游离气、割理/天然裂缝游离气和主裂缝游离气构成。特别地,忽略压后裂缝系统内部的解吸附。定义产能计算方程如式(27)所示:

$$Q_{\text{total}} = - \int \left( \frac{\rho_g V_L p_L}{(p + p_L)^2} \frac{dp}{dt} + \frac{\phi_m}{p_0} \frac{dp}{dt} + \frac{\phi_{\text{NF}}}{p_0} \frac{dp_f}{dt} + \frac{p_f}{p_0} \frac{d\phi_{\text{NF}}}{dt} + \frac{\phi_{\text{HF}}}{p_0} \frac{dp_f}{dt} + \frac{p_f}{p_0} \frac{d\phi_{\text{HF}}}{dt} \right) dV \quad (27)$$

其中,  $Q_{\text{total}}$  为单井产量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $V_L$  为兰氏体积,  $\text{m}^3/\text{t}$ ;  $\rho_g$  为甲烷密度,  $\text{m}^3/\text{kg}$ ;  $N_{\text{NF}}$  为割理条数;  $N_{\text{HF}}$  为水力裂缝条数;  $\phi_{\text{NF}}$  为割理/天然裂缝孔隙率;  $\phi_{\text{HF}}$  表示水力裂缝孔隙率。

忽略割理和水力裂缝系统中孔隙压缩导致的通量变化,基于嵌入式流量交换原理,不同采出机制的产气量可以通过全局/局部流量交换确定。因此,式(27)可被改写为式(28):

$$Q_{\text{total}} = \sum_{i \in \Omega_m} \frac{\rho_g V_c V_L p_L}{(p + p_L)^2} \frac{dp}{dt} + \sum_{i \in \Omega_m} \frac{V_c \phi_m}{p_0} \frac{dp}{dt} + \sum_{j \in \Omega_{\text{NF}} \cap \Omega_m} Q_{\text{FNF},j} + \sum_{j \in \Omega_{\text{HF}} \cap \Omega_m} Q_{\text{FHF},j} \quad (28)$$

其中,  $Q_{\text{FNF}}$  为割理/天然裂缝游离气,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $Q_{\text{FHF}}$  为水力裂缝游离气,  $\text{m}^3/\text{d}$ 。

将数值求解的压力分布代入式 (28), 可得考虑多尺度渗流和多重采出机制的煤层气压裂井产能计算式, 具体如式 (29) 所示:

$$Q_{\text{total}} = \sum_{i \sim \Omega_m} \frac{\rho_g V_c V_L p_L}{(p_i^{n+1} + p_L)^2} \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} + \sum_{i \sim \Omega_m} \frac{V_c \phi_m}{p_0^{n+1}} \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} + \sum_{j \sim \Omega_{\text{NF}} \cap \Omega_m} \frac{V_c (p_j^{n+1} - p_j^n) \prod_j^{n_f} T_{\text{NF}}^j}{\sum_j^{n_f} T_{\text{NF}}^j} + \sum_{j \sim \Omega_{\text{HF}} \cap \Omega_m} \frac{V_c (p_j^{n+1} - p_j^n) \prod_j^{n_f} T_{\text{HF}}^j}{\sum_j^{n_f} T_{\text{HF}}^j} \quad (29)$$

其中,  $T_{\text{HF}}$  为水力裂缝单元的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ ;  $T_{\text{NF}}$  为天然裂缝单元的传导系数,  $\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{MPa}$ 。

### 3 模型验证

#### 3.1 数值解验证

利用 MATLAB Reservoir Simulation Tool 中的 FVM-pEDFM 求解器<sup>[49]</sup>与本文建立的多尺度 FVM-tEDFM 数值模型开展可靠性验证, 验证算例物理模型尺度和裂缝设置的具体位置如图 6 所示, 设置求解域范围为  $200 \text{ m} \times 200 \text{ m}$ , 网格尺寸为  $1 \text{ m} \times 1 \text{ m}$ , 总网格数为 40 000, 嵌入式裂缝网格数为 100。初始压力 20 MPa, 井底压力 10 MPa, 时间步长为 1 d, 模拟生产 365 d 后的压力分布。主要参数参见表 1, 煤基质蠕变的相关参数与文献一致<sup>[37]</sup>, 在此不做赘述, 计算结果如图 7 所示, 结果表明本文建立的多尺度数值模型计算的的压力分布与 MRST 几乎一致, 但在裂缝附近区域的压力较 MRST 更低, 由于本文模型进一步采用瞬态嵌入式离散裂缝模型, 可以更好地捕捉裂缝内和裂缝间的非稳态窜流, 修正了稳态流量交换假设对裂缝压力的低估。监测压力最大误差 6.3%, 平均误差为 1.46%, 充分说明本文模型的准确性和先进性。

为进一步增强本文模型的可靠性, 在所有基础参数及其边界条件均不改变的前提下, 设置 3 条裂缝, 间距 15 m, 具体物理模型 ( $200 \text{ m} \times 200 \text{ m}$ ) 及其网格划分 (982 个域单元, 106 个边界单元) 参见图 8, 利用有限元-离散裂缝 (FEM-DFM) 数值算法与本文模型进行对比, 结果表明: 不同生产时间下的压力计算结果一致性较好, 裂缝及其周围压力无明显偏差, 充分说明本文模型适用于裂缝性储层的数值模拟工作。也从侧面证明嵌入式离散裂缝模型是离散裂缝模型的

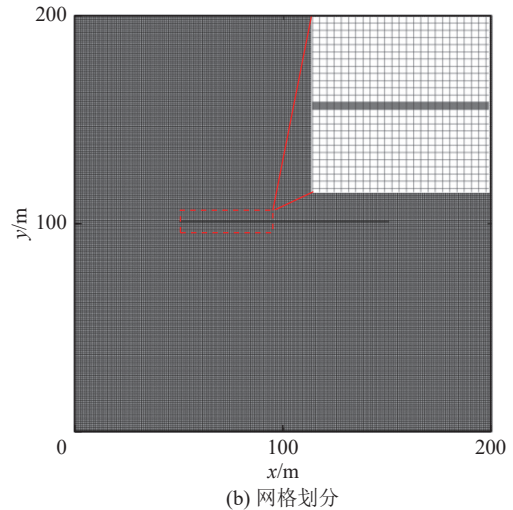
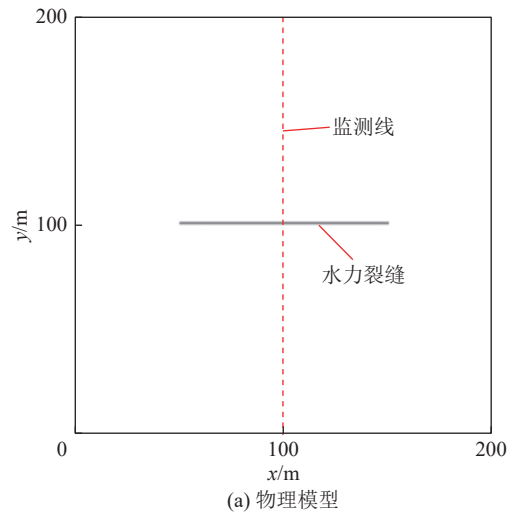


图 6 物理模型及其网格划分

Fig.6 Physical model and its meshing

有效替代算法, 尤其是针对具有一定复杂程度的裂缝性储层的数值模拟。

#### 3.2 生产历史拟合

为进一步验证本文多重采出产能模型计算的精度, 对一口位于新疆的已投产的煤层气压裂井进行历史拟合, 渗透率和孔隙率初始值来源于 Petrel 属性模型, 结合施工压力曲线拟合得到裂缝形态, 该井裂缝等效半长 136 m, 导流能力  $4.5 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ , 完井深度 1 102 m, 如图 9a 所示。生产层位于 41 号煤层, 煤层较为平缓, 倾角约  $32^\circ$ , 因此忽略急倾斜煤层对生产的影响, 煤层平均厚度 6.9 m, 储层压力 10.6 MPa, 原煤水分含量平均含量在 1.05%~2.12%, 含气量  $11.8 \text{ m}^3/\text{t}$ 。该井采用了降压排水采气的排采工艺, 图 9b 表明该井见气早, 产气上升快, 最高日产气  $6 500 \text{ m}^3/\text{d}$ , 生产 489 d 后关井, 重新开井后产气快速恢复至  $6 500 \text{ m}^3/\text{d}$  左右, 区别于传统低产煤层气井, 具有明显的游离气供气特征。以地质、裂缝参数为输入变量, 采用井底



表 1 基础参数表  
Table 1 Basic parameters

| 基础参数                                    | 数值                 |
|---|--------------------|
| 物理边界/m                                  | 500×500×20         |
| 网格参数/m                                  | 5×5×5              |
| 储层压力/MPa                                | 20                 |
| 井底流压/MPa                                | 2~10               |
| 甲烷密度/(kg·m <sup>-3</sup> )              | 0.717              |
| 煤层密度/(kg·m <sup>-3</sup> )              | 1 860              |
| 甲烷黏度/(mPa·s)                            | 0.010 2            |
| Biot系数                                  | 0.8                |
| 基质压缩系数/MPa <sup>-1</sup>                | 0.003 5            |
| 压裂裂缝压缩系数/MPa <sup>-1</sup>              | 0.02               |
| 天然裂缝压缩系数/MPa <sup>-1</sup>              | 0.01               |
| 水力裂缝初始渗透率/μm <sup>2</sup>               | 10                 |
| 天然裂缝初始渗透率/μm <sup>2</sup>               | 1                  |
| 基质孔隙率/%                                 | 7.2                |
| 裂缝孔隙率/%                                 | 90                 |
| 割理初始开度/m                                | 6×10 <sup>-5</sup> |
| 渗透率/孔隙率标准差                              | 0.1                |
| 渗透率/孔隙率极差                               | 0.02               |
| 兰氏压力/MPa                                | 2.4                |
| 兰氏体积/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> ) | 11.8               |
| 兰氏应变                                    | 0.03               |
| 杨氏模量/GPa                                | 3.2                |
| 泊松比                                     | 0.32               |
| 基质-割理连接系数                               | 0.7                |
| 甲烷体积系数                                  | 100                |

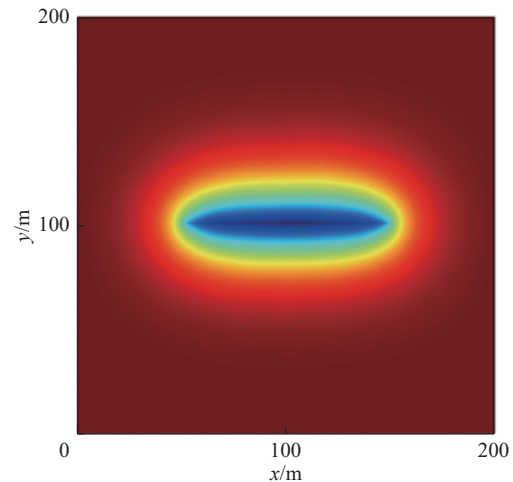
流压为边界条件开展历史拟合, 结果表明: 利用数值模型计算的单井产气量与实际投产井产气量高度吻合, 拟合精度可达 90 %, 充分说明本文提出的产能计算模型的适用性。

#### 4 煤层气压裂井生产动态评价

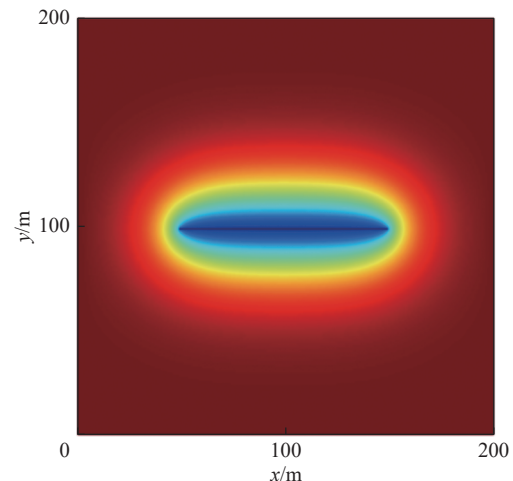
本小节依托建立的产能计算方法, 对煤层气压裂水平井的生产动态及其控制机理开展研究, 并分析储层和裂缝参数敏感性, 明确主控因素。

##### 4.1 生产动态阶段划分

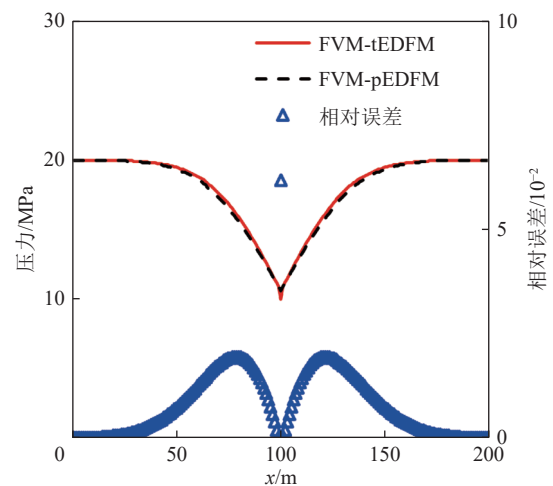
设置算例范围为 500 m×500 m×20 m, 网格尺寸为 5 m×5 m×5 m, 初始压力 20 MPa, 井底压力 2 MPa, 井底采用定压生产边界条件, 时间步长为 1 d, 设置半长为 150 m 的水力裂缝 20 条等距分布在 400 m 的水平段, 长度为 10 m 的天然裂缝/割理 400 条, 其走向分



(a) 本文模型



(b) MRST



(c) 压力分布及其误差

图 7 2 种 EDFM 数值解对比结果及其相对误差

Fig.7 Comparison of two EDFM numerical solutions and their relative errors

布范围为 0~2π, 基质网格数为 40 000, 嵌入式裂缝网格 2 000, 模拟生产 7 200 d 后的压力分布和产气曲线。

如图 10 所示, 通过对总产气曲线进行 RTA(Rate transient analysis) 分析, 引入压力规整化产量与物质

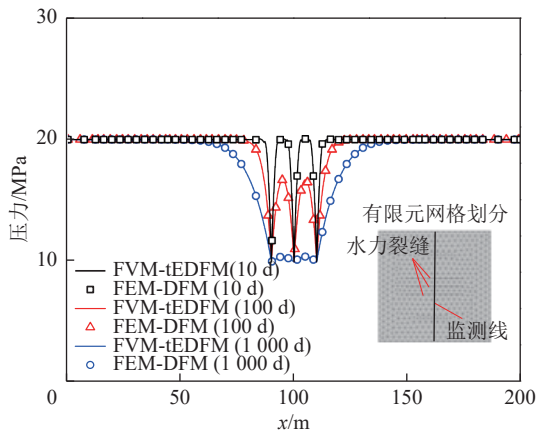
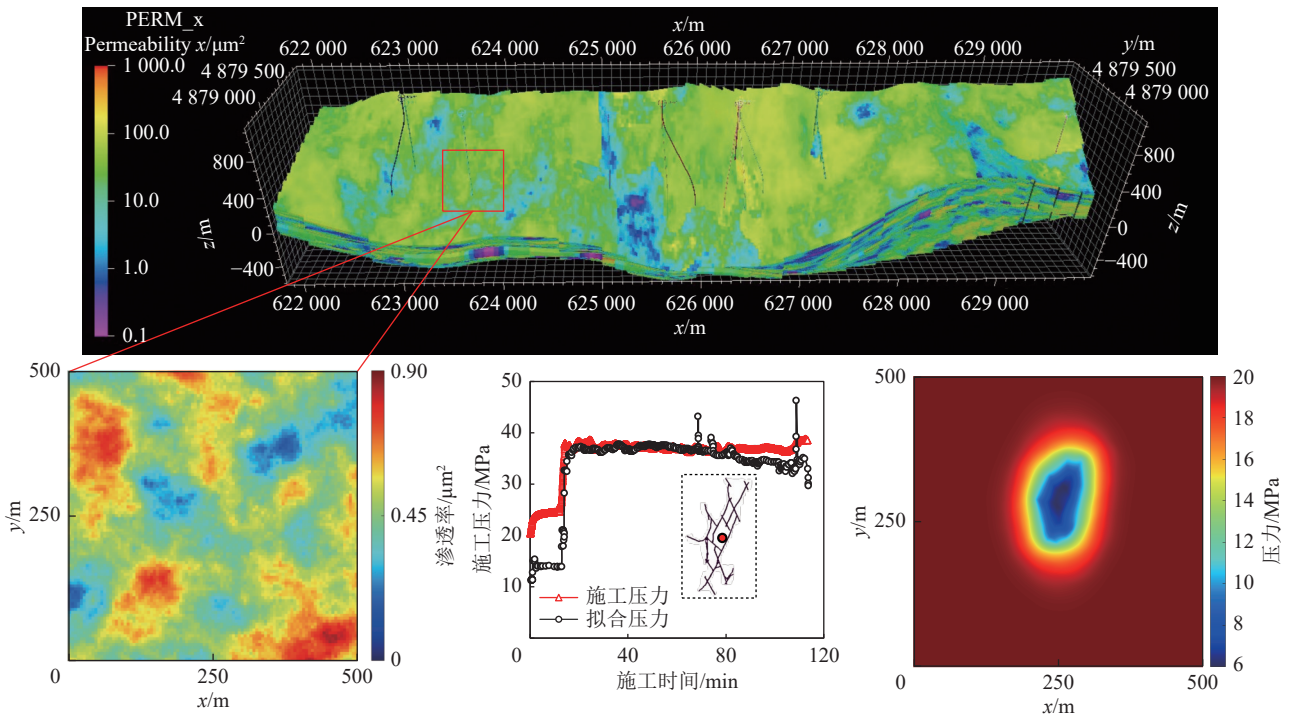


图 8 不同时间下的压力对比结果

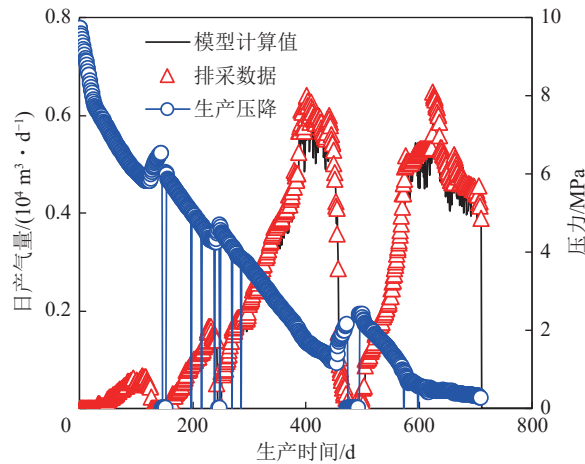
Fig.8 Comparison of pressure results in different time

平衡时间,其双对数曲线图版中出现了 5 个明显的不同斜率段。同时,充分考虑多尺度渗流和多重采出的影响,煤层气压裂井产能曲线可以被划分为 5 个典型阶段,定义为:初期高产阶段、解吸上升阶段、中期稳产阶段、后期衰减阶段和末期枯竭阶段,这表明初期产气主要由主裂缝改造范围决定,压力扩散受到多尺度裂缝系统的正向促进作用,使得大量吸附气转化为游离气,形成游离气和吸附气同采。当游离气采出到一定程度后,储层压力降低,吸附态甲烷成为主要供气来源,而这一现状将随着进一步开采,从稳产阶段过渡至中后期衰减并逐渐进入枯竭阶段。

利用基质吸附气量与总产气量的比值可以得到



(a) 非均质参数及其裂缝形态



(b) 历史拟合曲线

图 9 压裂井历史拟合流程及其结果

Fig.9 History matching process and results of fractured well

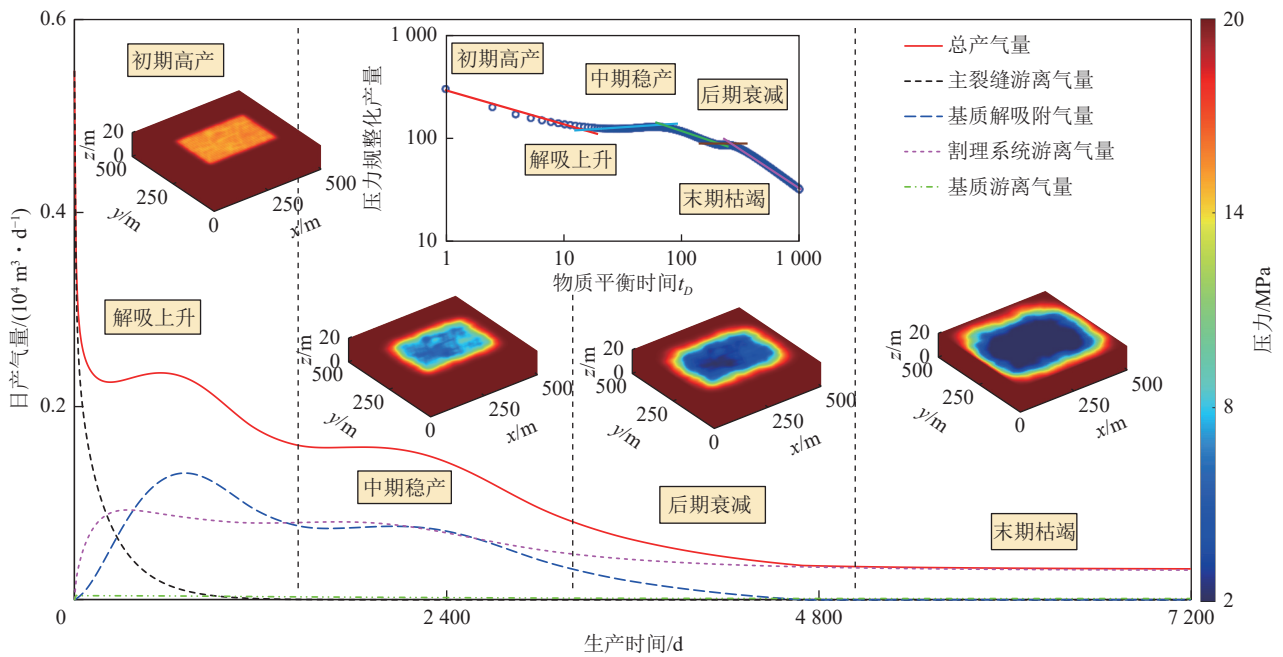


图 10 压裂水平井产气曲线及其典型阶段划分

Fig.10 Gas production curves and typical stage division of fractured horizontal wells

吸附气的贡献占比, 参见式 (29), 同理可以得到游离气的贡献占比。图 11 表明, 随着煤层气被进一步采出, 储层压力降低, 基质中的吸附态甲烷解吸, 使得吸附气对产能的贡献占比增大, 相反, 随着主裂缝和割理/天然裂缝中的游离气被采出, 初期高产后, 对产气的贡献占比显著降低, 在生产约 1 200 d 时, 吸附和游离气贡献占比相等, 生产 3 000 d 后, 吸附气是主要的供气来源。当煤层裂缝数量减少或具有更高的兰氏体积, 会使得游离气量降低, 吸附气量上升。图 10 中的“贡献相当”阶段出现的时间点会向后或向前偏移。

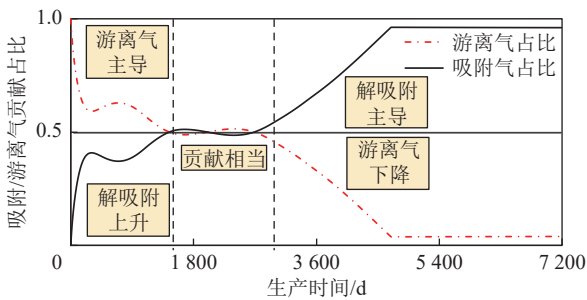


图 11 压裂水平井产气贡献占比

Fig.11 Proportion of gas production contribution of fractured horizontal wells

### 4.2 生产动态敏感性分析

为进一步明确解吸附、裂缝参数对生产动态的影响, 对兰氏压力 ( $P_L$ )、兰氏体积 ( $V_L$ )、裂缝长度 ( $L_{HF}$ ) 和裂缝间距 ( $d_{HF}$ ) 开展敏感性分析, 利用累计产量偏离度表征影响压裂井生产动态的主控因素。

通过对比不同兰氏压力的产气曲线 (图 12a), 结

果表明, 兰氏压力越高, 进入解吸上升阶段后, 产气增长越快。同时, 更低的兰氏压力意味着煤层气更难解吸附, 使得中后期以吸附气为主导的产气量更高。当兰氏压力为 2.6 MPa 时, 1 800 d 后吸附态甲烷主导生产, 较 2.4 MPa 提前约 1 000 d, 3 600 d 后煤层稳产 280 m<sup>3</sup>/d, 约为 2.4 MPa 的一半, 这表明兰氏压力越低, 前期部分甲烷无法解吸而滞留在储层中。由图 13a 可知, 吸附气贡献占比随兰氏压力增大而降低, 当生产超过 1 800 d 发生反转, 这表明前期游离气被采出后, 剩余吸附态甲烷逐渐解吸成为产气的主要来源。

通过对比不同兰氏体积的产气曲线 (图 12b), 结果表明, 和兰氏压力相似, 增大兰氏体积几乎不影响游离气主导的初期产能, 在兰氏压力一定的条件下, 兰氏体积越高, 煤层初始吸附气量越大, 进入解吸上升阶段后, 产气量越高, 但由于物质平衡, 后期衰减速率越快, 总体临界枯竭产气量基本一致, 约 350 m<sup>3</sup>/d。由图 13b 可知, 兰氏体积增大, 吸附气贡献占比越高, 上升速率越快, 相较于更低的兰氏体积, 当  $V_L=15$  m<sup>3</sup>/t, 生产 560 d 后, 不出现下降阶段, 吸附气占比上升直至完全成为供气来源。这说明煤层气藏单位体积内的吸附气量是中期稳产的决定性因素。

图 12c 表明, 增大裂缝半长, 初期改造更充分, 控制范围更大, 使得单井泄压面积更大, 煤储层被沟通的范围更广, 促使更多的吸附态甲烷转化为游离气, 使得初期高产阶段产气峰值显著提高, 裂缝半长增加 50 m, 初期产量增加一倍。当地层压力快速下降, 中期解吸上升速率越快, 产气更高, 这说明采用大规



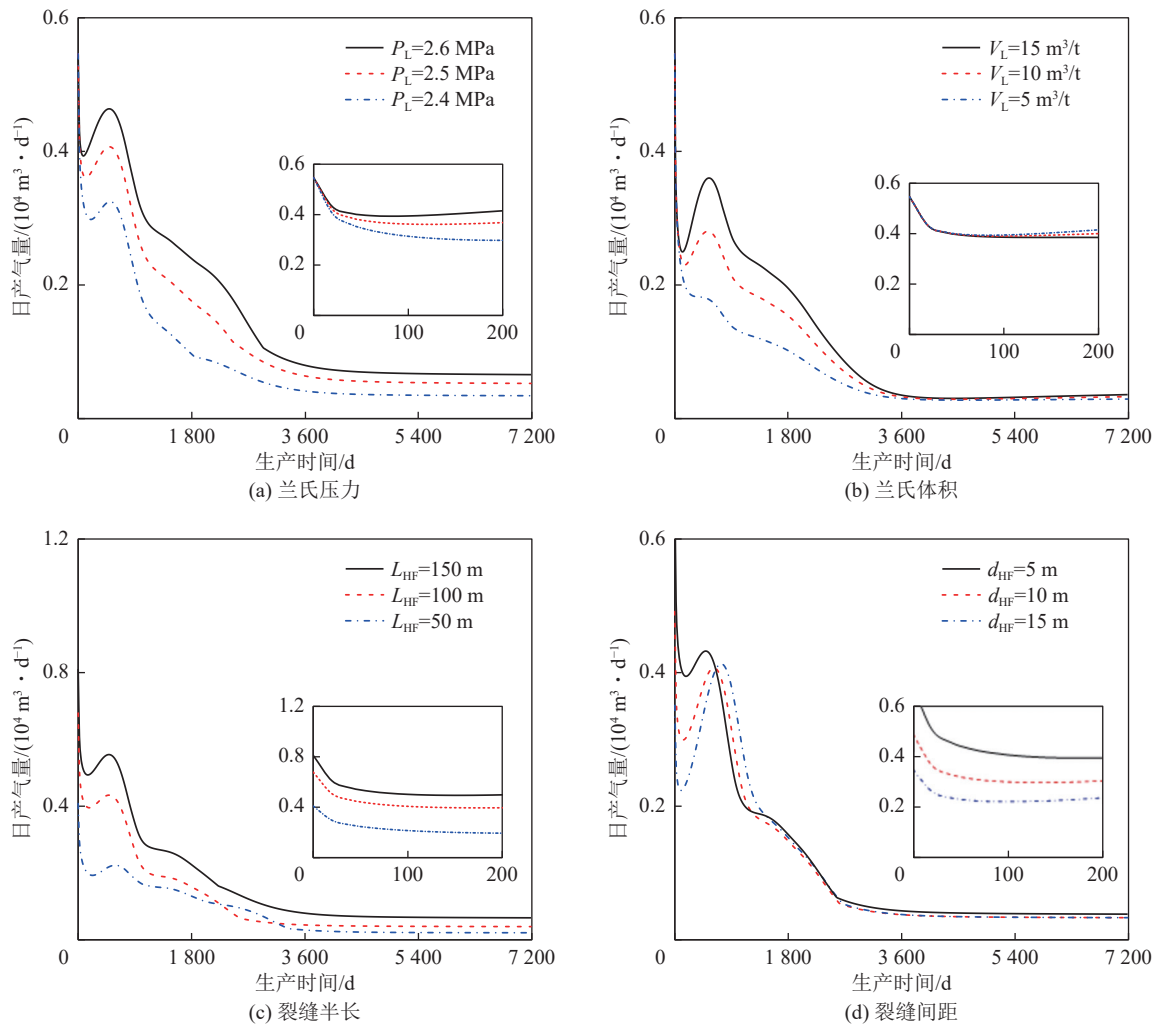


图 12 不同参数的压裂水平井产气曲线

Fig. 12 Gas production curves of fractured horizontal wells with different parameters

模压裂改造煤层有助于增强煤层解吸附效率,提高采出程度。由图 13c 可知,裂缝越长,初期游离气占比越高,下降速度越慢。通过更长的裂缝控制更大的泄压面积,使得生产初期吸附态甲烷不断降压解吸,因此解吸附供气的增长速率也更快,有助于快速释放产能。

图 12d 表明,裂缝间距主要影响初期高产阶段,裂缝间距越小,煤储层被切割的更碎,由于初期缝网区内的吸附气被转化为游离气并快速采出,初期产气量越高,解吸附上升阶段显著缩短,裂缝间距从 5 m 增大至 15 m,产气峰值降低约 48%。由图 13d 可知,裂缝半长相同,进一步缩小裂缝间距,密切割煤层,有助于在较短时间内释放煤储层的甲烷,物质平衡使得后期衰减速率越快,但前中期累计产量更高。因此,对于煤层气藏应同时增大改造范围和改造强度,即采用大规模分段多簇+多级暂堵压裂工艺,可使得煤层气初期获得高产。

以 20 a 累计产气量为目标,利用偏移度 ( $I = Q_{\text{base}} -$

$Q_{\text{base} \pm 50\%} / Q_{\text{base}}$ ) 定量表征各参数对煤层气压裂井生产动态的影响程度,如图 14 所示,结果表明,裂缝半长降低 50%,偏离度减少 0.39,兰氏压力增大 50%,偏离度增大 0.46,裂缝半长和兰氏压力对累计产气量作用显著,前者主要决定前期高产阶段,后者决定吸附气主导的中后期稳产阶段。兰氏体积的正负偏离度均大于 0.2,裂缝间距的正向偏离度仅 0.09,这表明具有良好赋存基础的煤层气藏,在保证裂缝长度的基础上,还应进一步缩小裂缝间距,提高裂缝网络的复杂程度,使得煤层的产能被充分释放。

## 5 煤层气压裂井基质渗透率演化分析

本节进一步揭示了煤层气压裂水平井生产过程中的渗透率演化规律,划分了渗透率主要特征阶段,明确了不同影响机制对渗透率演化的影响规律。

通过对比不同监测点的渗透率演化曲线发现,在压力快速下降的过程中,缝网区(A点)的渗透率演化出现 3 个典型阶段:渗透率损失阶段、渗透率恢复阶

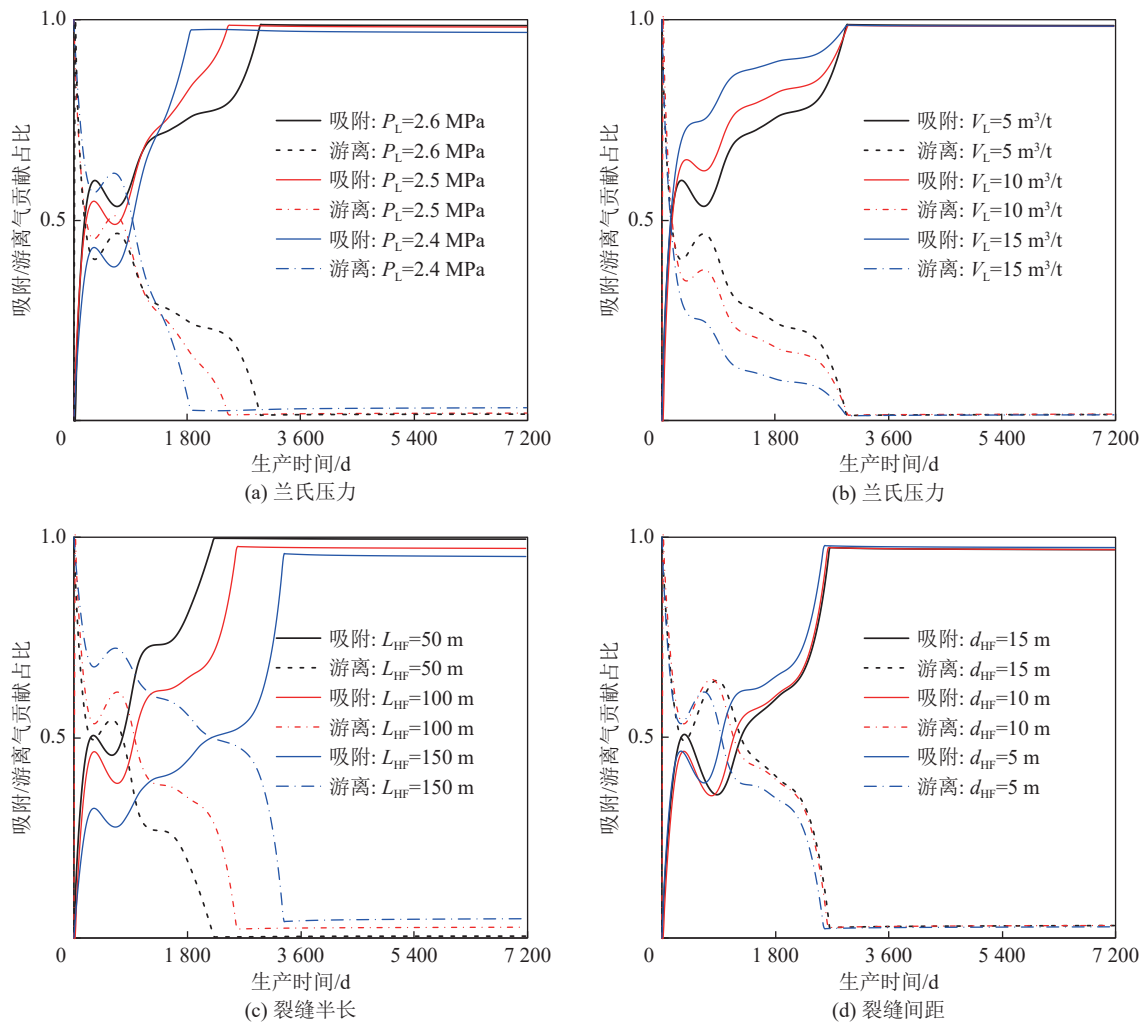


图 13 不同参数的压裂水平井产气贡献占比

Fig. 13 Proportion of gas production contribution of fractured horizontal wells with different parameters

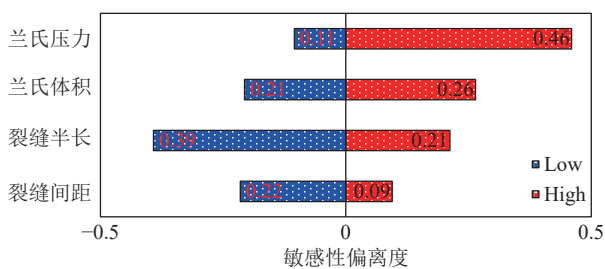


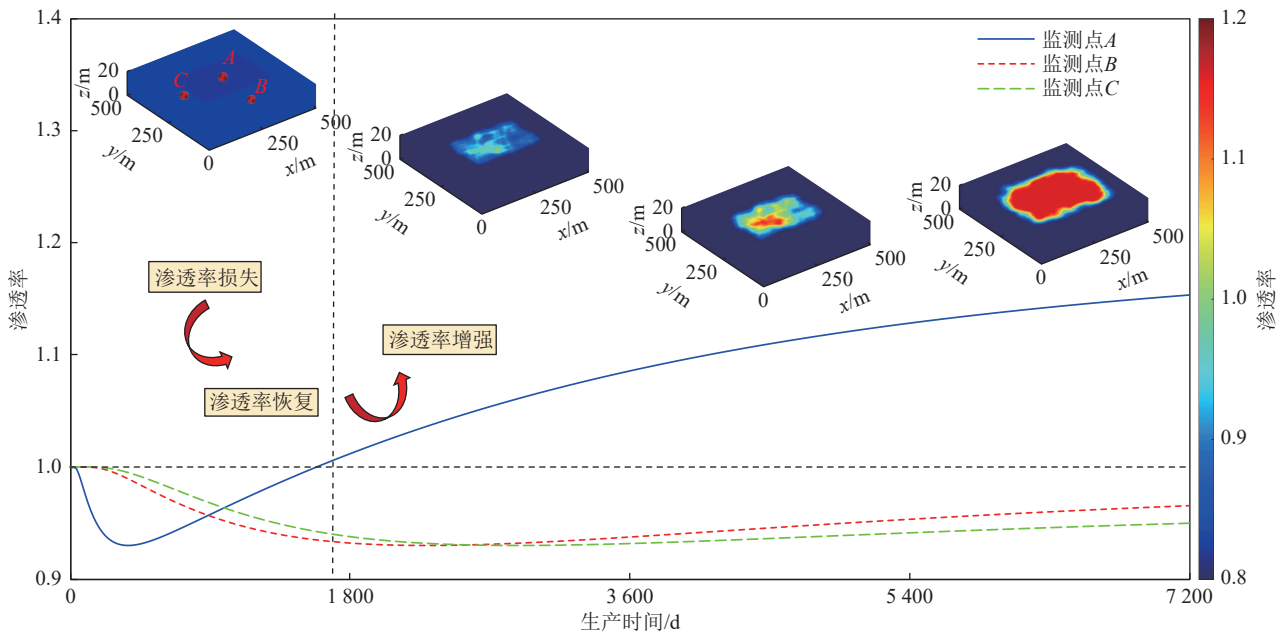
图 14 参数敏感性偏离度结果

Fig. 14 Parameter sensitivity deviation result

段和渗透率增强阶段。由于多尺度裂缝系统的存在,与直井抽采煤层气的渗透率演化规律不同<sup>[50]</sup>。对于缝网区外部区域(B点和C点),在压力波波及前,渗透率不变,但随着游离态甲烷采出,缝网区外的渗透率比值逐渐降低到0.92,约生产2000d后进入恢复阶段,由于吸附态甲烷开始解吸附,使得渗透率升高,直至7200d渗透率比值也仅恢复至0.93,显著低于缝网区内部的1.2。图15表明水力压裂快速泄压区的渗透率损失程度与外部缓速泄压区几乎一致,但快

速压降显著促进解吸附,使得缝网区的渗透率恢复更快(<400d)且程度更高,有效增强吸附和游离气的采出程度,这种“压降促解吸”与“解吸增渗透”的双重激励作用是大规模水力压裂释放煤层气产能的内在机理。

图16a表明在气体采出过程,孔隙压力降低,解吸附应变越大,使得煤基质局部收缩能力越强,显著提高孔隙的过流能力,使得渗透率增大。当 $\epsilon_L$ 大于0.06,渗透率比值在生产后期可达1.0~1.2。图16b表明兰氏压力越高,生产过程中解吸阶段出现越早,煤岩越容易产生收缩,和解吸附应变作用机理相似,随着气体的采出,增强生产中后期的渗透率,但这种效应弱于 $\epsilon_L$ 。图16c表明 $c_f$ 越高,初期煤层的割理/天然裂缝系统具有较高的压缩空间,随着气体采出,地层压力下降,使得初期渗透率快速下降, $c_f$ 为 $0.03 \text{ MPa}^{-1}$ ,800d内损失率高达76%,这与真三轴渗透率演化测试结果一致,但该试验无法表征解吸附引起的渗透率回弹<sup>[51]</sup>。裂缝越容易闭合,压实程度越高,



注：监测点坐标为 A(250,250,10), B(250,50,10), C(50,250,10)

图 15 压裂水平井渗透率演化机制

Fig.15 Permeability evolution mechanism of fractured horizontal wells

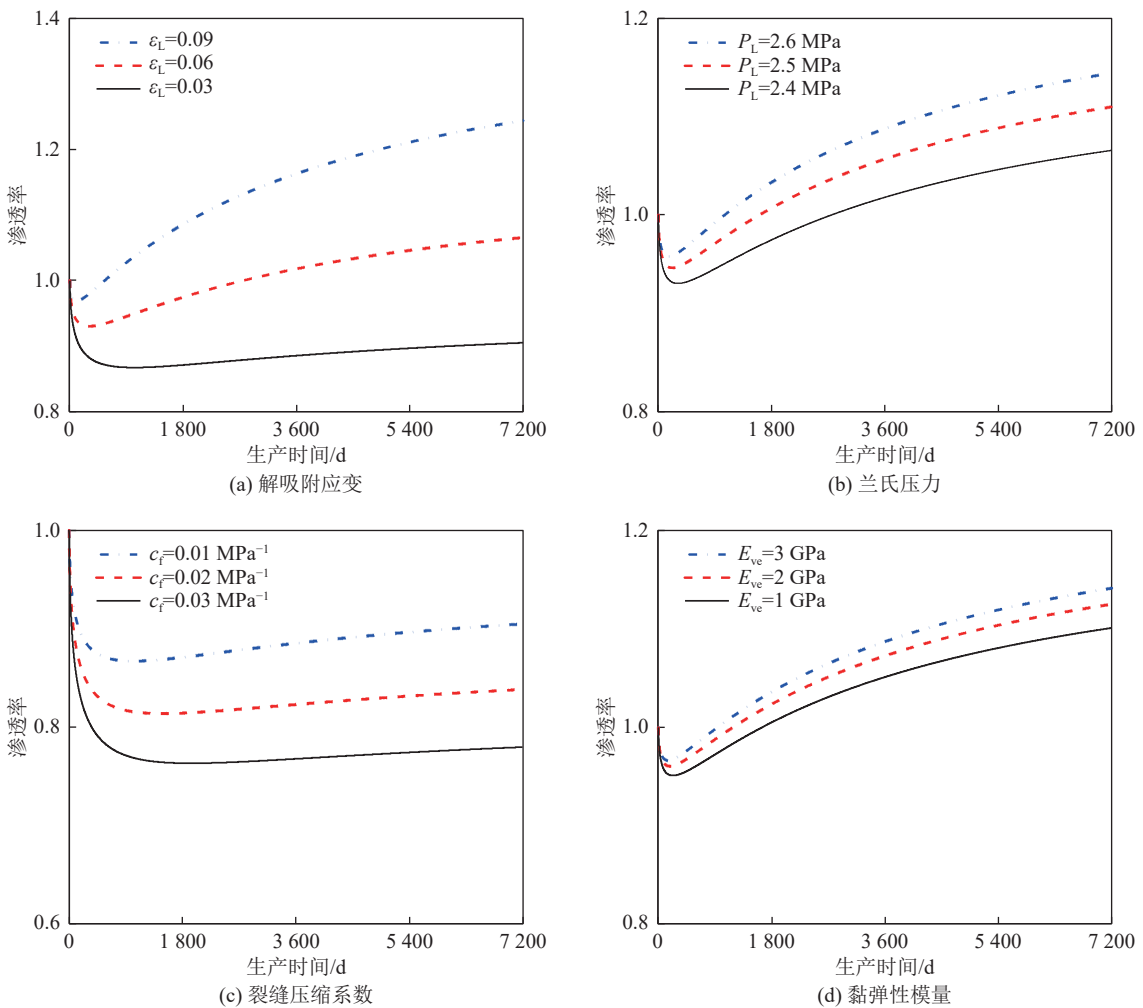


图 16 采气过程渗透率演化曲线

Fig.16 Permeability evolution curves during gas extraction



抑制解吸附收缩对渗透率的恢复作用,使得生产中后期渗透率演化趋于常数。因此针对裂缝发育的煤层,通过控压返排,保持地层能量,可避免应力敏感对储层渗透率的伤害。图 16d 表明黏弹性模量越高,煤层的黏弹性越弱,表现出线弹性特征,在长时间加载过程中,蠕变能力越弱,渗透率相较于低黏弹性模量的算例更高。

## 6 结 论

1) 煤层气压裂水平井生产动态包括初期高产、解吸上升、中期稳产、后期衰减和末期枯竭 5 个阶段。前期游离气是主要供气来源,随着吸附态甲烷解吸,吸附气贡献占比上升并成为中后期的主要供气来源;

2) 兰氏压力越高,吸附气上产越快。当兰氏压力为 2.6 MPa 时,1 800 d 后吸附气完全主导生产,较 2.4 MPa 提前约 1 000 d,3 600 d 后煤层稳产 280 m<sup>3</sup>/d,仅为 2.4 MPa 的一半。吸附气贡献占比随  $p_L$  增大而降低,生产超过 1 800 d 发生反转。增大兰氏体积几乎不影响游离气主导的初期产能,当  $V_L$  超过 15 m<sup>3</sup>/t,生产 560 d 后,解吸附供气使得产量不出现下降阶段,吸附气占比上升直至完全成为供气来源。相同裂缝半长,裂缝间距缩小 3 倍,最高产气减少约 48%,裂缝半长增加 50 m,初期产量增加近一倍。物质平衡使得后期衰减速率越快,但总体前中期累计产量更高。

3) 裂缝半长降低 50%,偏离度减少 0.39,兰氏压力增大 50%,偏离度增大 0.46,前者决定前期高产阶段,后者决定吸附气主导的中后期稳产阶段。兰氏体积的正负偏离度均大于 0.2,裂缝间距的正向偏离度仅 0.09,这表明具有良好赋存基础的煤层气藏,在保证裂缝长度的基础上,还应增大改造范围和改造强度,可使煤层气生产初期获得高产。

4) 渗透率演化包括渗透率损失、渗透率恢复和渗透率增强 3 个阶段。解吸附应变越大,甲烷解吸过程膨胀作用越强,基质渗透率提升越显著,当  $\varepsilon_L$  大于 0.06,渗透率比值在生产后期可恢复至初期的 1.2 倍。 $c_f$  为 0.03 MPa<sup>-1</sup>,初期损失明显,800 d 内损失率高达 76%,同时还会限制解吸附对渗透率的恢复作用。蠕变作用贯穿整个生产过程,煤层基质黏弹性模量越低,蠕变造成的渗透率损伤越明显;

5) 大范围快速压降显著促进解吸附,使得缝网区的渗透率恢复程度更高,这种“压降促解吸”与“解吸增渗透”的双重激励显著提高了压裂水平井缝网区的游离-吸附态甲烷的运移能力,有效增强煤层吸附气和游离气的采出程度。

## 参考文献(References):

- [1] 刘高峰,刘欢,鲜保安,等.煤层气开发地质“甜点区”模糊模式识别模型[J].石油勘探与开发,2023,50(4):808-815.  
LIU Gaofeng, LIU Huan, XIAN Baoan, et al. Fuzzy pattern recognition model of geological sweetspot for coalbed methane development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 808-815.
- [2] 黄中伟,李国富,杨睿月,等.我国煤层气开发技术现状与发展趋势[J].煤炭学报,2022,47(9):3212-3238.  
HUANG Zhongwei, LI Guofu, YANG Ruiyue, et al. Review and development trends of coalbed methane exploitation technology in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(9): 3212-3238.
- [3] 徐凤银,侯伟,熊先钺,等.中国煤层气产业现状与发展战略[J].石油勘探与开发,2023,50(4):669-682.  
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 669-682.
- [4] 聂志宏,时小松,孙伟,等.大宁-吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):193-200.  
NIE Zhihong, SHI Xiaosong, SUN Wei, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian Block and its development technology countermeasures[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 193-200.
- [5] 徐凤银,张伟,李子玲,等.鄂尔多斯盆地保德区块煤层气藏描述与提高采收率关键技术[J].天然气工业,2023,43(1):96-112.  
XU Fengyin, ZHANG Wei, LI Ziling, et al. Coalbed methane reservoir description and enhanced recovery technologies in Baode block, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(1): 96-112.
- [6] 朱庆忠,胡秋嘉,杜海为,等.基于随机森林算法的煤层气直井产气量模型[J].煤炭学报,2020,45(8):2846-2855.  
ZHU Qingzhong, HU Qiuqia, DU Haiwei, et al. A gas production model of vertical coalbed methane well based on random forest algorithm[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(8): 2846-2855.
- [7] 宋洪庆,都书一,杨焦生,等.基于机器学习的煤层气产能标定智能算法及影响因素分析[J].工程科学学报,2024,46(4):614-626.  
SONG Hongqing, DU Shuyi, YANG Jiaosheng, et al. Forecasting and influencing factor analysis of coalbed methane productivity utilizing intelligent algorithms[J]. *Chinese Journal of Engineering*, 2024, 46(4): 614-626.
- [8] 龚斌,王虹雅,王红娜,等.基于大数据分析算法的深部煤层气地质-工程一体化智能决策技术[J].石油学报,2023,44(11):1949-1958.  
GONG Bin, WANG Hongya, WANG Hongna, et al. Integrated intelligent decision-making technology for deep coalbed methane geology and engineering based on big data analysis algorithms[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1949-1958.
- [9] 熊先钺,季亮,张正朝,等.鄂尔多斯盆地东缘韩城区块煤层气高产井地质主控因素[J].天然气工业,2024,44(3):64-71.  
XIONG Xianyue, JI Liang, ZHANG Zhengchao, et al. Main geological factors controlling high productivity of CBM wells in the Hancheng block at the eastern edge of the Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(3): 64-71.

- [10] 李陈. 煤层气藏非对称水力裂缝直井产能评价[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(2): 96–101.  
LI Chen. Evaluation on productivity of asymmetric hydraulic fractured vertical wells in coalbed methane reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(2): 96–101.
- [11] 姜瑞忠, 刘秀伟, 王星, 等. 煤层气藏多分支水平井非稳态产能模型[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(3): 48–56.  
JIANG Ruizhong, LIU Xiuwei, WANG Xing, et al. Unsteady productivity model for multi-branched horizontal wells in coalbed methane reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(3): 48–56.
- [12] 肖翠. 现代产量递减分析法在鄂尔多斯盆地延川南煤层气田中的应用[J]. *天然气工业*, 2018, 38(S1): 102–106.  
XIAO Cui. Application of modern production decline curve analysis method in Yanchuan south coalbed methane field in Ordos basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(S1): 102–106.
- [13] LI W, LIU J S, ZENG J, et al. A fully coupled multidomain and multiphysics model considering stimulation patterns and thermal effects for evaluation of coalbed methane (CBM) extraction[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 214: 110506.
- [14] CHEN Z W, LIU J S, KABIR A, et al. Impact of various parameters on the production of coalbed methane[J]. *SPE Journal*, 2013, 18(5): 910–923.
- [15] YANG R Y, HUANG Z W, YU W, et al. A semianalytical method for modeling two-phase flow in coalbed-methane reservoirs with complex fracture networks[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2018, 21(3): 719–732.
- [16] SUN Z, HUANG B X, LIU Y S, et al. Gas-phase production equation for CBM reservoirs: interaction between hydraulic fracturing and coal orthotropic feature[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 213: 110428.
- [17] YE D Y, LIU G N, WANG F T, et al. Fractal hydrological-thermal-mechanical analysis of unconventional reservoir: A fracture-matrix structure model for gas extraction[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2023, 202: 123670.
- [18] TIAN J W, LIU J S, ELSWORTH D, et al. Linking fractal theory to a fully coupled coal deformation and two-phase flow multiphysics: The role of fractal dimensions[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(20): 12591–12605.
- [19] TIAN J W, LIU J S, ELSWORTH D, et al. An effective stress-dependent dual-fractal permeability model for coal considering multiple flow mechanisms[J]. *Fuel*, 2023, 334: 126800.
- [20] YANG R Y, HUANG Z W, HONG C Y, et al. Modeling fishbones in coalbed methane reservoirs using a hybrid model formulation: gas/water production performance in various lateral-cleat-network geometries[J]. *Fuel*, 2019, 244: 592–612.
- [21] ZHU J, TANG J, HOU C Y, et al. Two-phase flow model of coalbed methane extraction with different permeability evolutions for hydraulic fractures and coal reservoirs[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(11): 9278–9293.
- [22] ZHANG J Y, FENG Q H, ZHANG X M, et al. Multi-fractured horizontal well for improved coalbed methane production in eastern Ordos Basin, China: Field observations and numerical simulations[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 194: 107488.
- [23] WANG C, RAN Q Q, WU Y S. Robust implementations of the 3D-EDFM algorithm for reservoir simulation with complicated hydraulic fractures[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 181: 106229.
- [24] WANG B, FIDELIBUS C. An open-source code for fluid flow simulations in unconventional fractured reservoirs[J]. *Geosciences*, 2021, 11(2): 106.
- [25] WANG B, LI B B, LI J H, et al. Measurement and modeling of coal adsorption-permeability based on the fractal method[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 88: 103824.
- [26] CAVALCANTE T M, SOUZA A C R, HAJIBEYGI H, et al. Simulation of two-phase flow in 3D fractured reservoirs using a projection-based Embedded Discrete Fracture Model on Unstructured tetrahedral grids (pEDFM-U)[J]. *Advances in Water Resources*, 2024, 187: 104679.
- [27] OLORODE O, WANG B, RASHID H U. Three-dimensional projection-based embedded discrete-fracture model for compositional simulation of fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 2020, 25(4): 2143–2161.
- [28] XU Y, SEPEHRNOORI K. Modeling fracture transient flow using the Embedded Discrete Fracture Model with nested local grid refinement[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 218: 110882.
- [29] CAO R Y, SHI J J, JIA Z H, et al. A modified 3D-EDFM method considering fracture width variation due to thermal stress and its application in enhanced geothermal system[J]. *Journal of Hydrology*, 2023, 623: 129749.
- [30] OLORODE O, RASHID H. Analytical modification of EDFM for transient flow in tight rocks[J]. *Scientific Reports*, 2022, 12(1): 22018.
- [31] LIANG S, LIANG Y W, ELSWORTH D, et al. Permeability evolution and production characteristics of inclined coalbed methane reservoirs on the southern margin of the Junggar Basin, Xinjiang, China[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2023, 171: 105581.
- [32] XUE S, ZHENG C S, KIZIL M, et al. Coal permeability models for enhancing performance of clean gas drainage: a review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 199: 108283.
- [33] ZHANG L, ZHOU H W, WANG X Y, et al. A triaxial creep model for deep coal considering temperature effect based on fractional derivative[J]. *Acta Geotechnica*, 2022, 17(5): 1739–1751.
- [34] 张雷, 周宏伟, 王向宇, 等. 考虑蠕变影响的深部煤体分数阶渗透率模型研究[J]. *岩土工程学报*, 2020, 42(8): 1516–1524.  
ZHANG Lei, ZHOU Hongwei, WANG Xiangyu, et al. Fractional permeability model for deep coal considering creep effect[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2020, 42(8): 1516–1524.
- [35] 韩东旭, 张炜韬, 焦开拓, 等. 基于嵌入式离散裂缝模型的增强型地热系统热-流-力-化耦合分析[J]. *天然气工业*, 2023, 43(7): 126–138.  
HAN Dongxu, ZHANG Weitao, JIAO Kaituo, et al. Analysis of thermal-hydraulic-mechanical-chemical coupling for EGS based on

- embedded discrete fracture model[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(7): 126–138.
- [36] ZENG J, GUO J C, LIU J S, et al. Anisotropic permeability model for coal considering stress sensitivity, matrix anisotropic internal swelling/shrinkage, and gas rarefaction effects[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(4): 2811–2832.
- [37] ZHOU H W, WANG L J, RONG T L, et al. Creep-based permeability evolution in deep coal under unloading confining pressure[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 65: 185–196.
- [38] ZHOU H W, ZHANG L, WANG X Y, et al. Effects of matrix-fracture interaction and creep deformation on permeability evolution of deep coal[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2020, 127: 104236.
- [39] ZENG F H, PENG F, GUO J C, et al. Gas mass transport model for microfractures considering the dynamic variation of width in shale reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2019, 22(4): 1265–1281.
- [40] ZENG F H, ZHANG T, GUO J C. Shale gas mass transfer characteristics in hydration-induced fracture networks[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 107: 104767.
- [41] MIAO T, YU B, DUAN Y, et al. A fractal analysis of permeability for fractured rocks[J]. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2015, 81: 75–80.
- [42] TAN Y L, PAN Z J, FENG X T, et al. Laboratory characterisation of fracture compressibility for coal and shale gas reservoir rocks: A review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 204: 1–17.
- [43] PERERA M S A, RANJITH P G, CHOI S K. Coal cleat permeability for gas movement under triaxial, non-zero lateral strain condition: A theoretical and experimental study[J]. *Fuel*, 2013, 109: 389–399.
- [44] LIU L J, LIU Y Z, YAO J, et al. Efficient coupled multiphase-flow and geomechanics modeling of well performance and stress evolution in shale-gas reservoirs considering dynamic fracture properties[J]. *SPE Journal*, 2020, 25(3): 1523–1542.
- [45] XU J C, CHEN B L, SUN B J, et al. Flow behavior of hydraulic fractured tight formations considering Pre-Darcy flow using EDFM[J]. *Fuel*, 2019, 241: 1145–1163.
- [46] 赵玉龙, 黄鑫, 张烈辉, 等. 基于嵌入式离散裂缝模型优化的海陆过渡相页岩气压裂水平井数值模拟[J]. *天然气工业*, 2023, 43(4): 116–126.
- ZHAO Yulong, HUANG Xin, ZHANG Liehui, et al. Numerical simulation of fractured horizontal wells in transitional shale gas reservoirs based on embedded discrete fracture model optimization[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(4): 116–126.
- [47] LOSAPIO D, SCOTTI A. Local embedded discrete fracture model (LEDFM)[J]. *Advances in Water Resources*, 2023, 171: 104361.
- [48] ZHAO Y L, LU G, ZHANG L H, et al. Numerical simulation of shale gas reservoirs considering discrete fracture network using a coupled multiple transport mechanisms and geomechanics model[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 107588.
- [49] RASHID H U, OLORODE O. A continuous projection-based EDFM model for flow in fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 2024, 29(1): 476–492.
- [50] CHEN S D, TAO S, TANG D Z. *In situ* coal permeability and favorable development methods for coalbed methane (CBM) extraction in China: from real data[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2024, 284: 104472.
- [51] GE Z L, LI S H, ZHOU Z, et al. Modeling and experiment on permeability of coal with hydraulic fracturing by stimulated reservoir volume[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2019, 52(8): 2605–2615.